



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO PEREIRA RAMOS

Análise de um controle que visa a regulação de frequência e tensões em microrredes CA

Uberlândia
2021

BRUNO PEREIRA RAMOS

Análise de um controle que visa a regulação de frequência e tensões em microrredes CA

Trabalho apresentado como requisito parcial de aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Uberlândia.

Orientador:

Ernane Antônio Alves Coelho

Assinatura do Orientador

Uberlândia
Junho de 2021

Agradecimentos

Dedico este trabalho aos meus pais, por todo o carinho, motivação e apoio. Agradeço por sempre acreditarem em mim e estarem ao meu lado nas minhas escolhas. Agradeço a minha irmã, pelo suporte e ajuda nos momentos em que mais precisei. E também à Aliny, que contribuiu bastante para este trabalho e que sempre me incentivou a “correr atrás dos meus sonhos”.

Agradeço imensamente ao meu colega de laboratório, Henrique Tannús, por sempre estar disponível a me auxiliar e ensinar sobre o tema, não medindo esforços em suas contribuições. Este trabalho só foi possível devido aos seus ensinamentos, explicações e conversas durante todo o tempo que estive no NUPEP.

Também agradeço ao meu orientador Ernane que esteve disposto a me auxiliar desde a primeira conversa. A ele devo agradecer minha introdução no NUPEP e sua valiosa orientação. Também agradeço ao professor Luiz Carlos, por ser um grande incentivador e apoiador, sempre que precisei.

Por fim, devo este trabalho a toda a equipe da faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT) que contribuíram direta ou indiretamente em sua construção. E ao CNPq e CAPES por financiarem minha pesquisa através da disponibilização de bolsas de iniciação científica.

Resumo

O presente trabalho apresenta uma análise de uma estratégia de regulação de frequência e tensões que compõem o controle de microrredes CA. Tal proposta é utilizada em microrredes com operação isolada do sistema elétrico de potência. Uma das características de uma microrrede de energia é o paralelismo de inversores de tensão, logo, os controles utilizados devem manter a estabilidade do sistema, distribuindo as potências ativas e reativas entre as unidades de forma equitativa, além de manter a frequência e tensões a níveis adequados de operação. Para isso é necessário um controle hierárquico com a existência de comunicação entre as unidades que compõem a rede. Neste trabalho é feito um estudo acerca dos controles que compõem a hierarquia, sendo eles interno, primário, secundário e terciário, dando um enfoque especial ao primário e secundário. A principal contribuição é a análise de um esquema de controle secundário, através de extensivas simulações, cujo os resultados são discutidos e ponderados. O trabalho fornece algumas características sobre este controle, além de, demonstrar como se comporta em diferentes situações comuns ao sistema elétrico, assim como, discutir a qualidade da energia entregue à carga.

Palavras-Chave: Microrredes CA; Regulação de frequência e tensões; Controle Secundário; Hierarquia de controles; Controle de Microrredes; *Droop Control*.

Abstract

The present work presents an analysis of a frequency and voltage regulation in the secondary control level of an AC Microgrid. Such proposal is used in microgrids operating in an isolated way from the electric power system. One of the characteristics of an energy microgrid is the parallelism of voltage inverters, therefore, the controls used must maintain the stability of the system, distributing the active and reactive powers between the units in an equitable manner, in addition to maintaining the frequency and voltages adequate levels of operation. For this, a hierarchy control is necessary, which must exchange information between the units that integrate the microgrid. In this work, a study is made about the controls that make up the hierarchy, being internal, primary, secondary and tertiary, giving a special focus to the primary and secondary. The main contribution is the analysis of a secondary control scheme, through extensive simulations, the results of which are discussed and weighted. The work provides some characteristics about this control, in addition to demonstrating how it behaves in different situations common to the electrical system, as well as discussing the quality of the energy delivered to the load.

Keywords: AC Microgrids; Frequency and voltage regulation; Secondary Control; Hierarchy of controls; Microgrid Control; Droop Control.

Lista de Figuras

FIGURA 1 - ARQUITETURAS DE UMA MICRORREDE CONECTADA À REDE.....	15
FIGURA 2 - ARQUITETURA DE UMA MICRORREDE ISOLADA	15
FIGURA 3 - CIRCUITO EQUIVALENTE DE DUAS UGS CONECTADAS EM PARALELO	17
FIGURA 4 - HIERARQUIA DE CONTROLES NA MG.....	18
FIGURA 5 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICA DO CONTROLE ÍTERNO	21
FIGURA 6 - MODELO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO CURTA E SEM PERDAS.....	22
FIGURA 7 - DIAGRAMA FASORIAL DA LINHA DE TRANSMISSÃO	23
FIGURA 8 - A) DROOP Ω X P B) DROOP E X Q	25
FIGURA 9 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA MICRORREDE COM CONTROLE PRIMÁRIO POR DRC	27
FIGURA 10 - GRÁFICO ESQUEMÁTICO DA ATUAÇÃO DE UMA ESTRATÉGIA DE CSF.....	30
FIGURA 11 - GRÁFICO ESQUEMÁTICO DA ATUAÇÃO DE UMA ESTRATÉGIA DE CST	30
FIGURA 12 - EXEMPLOS DE GRAFOS	32
FIGURA 13 – (A) GRAFO G E (B) SUA ÁRVORE GERADORA	33
FIGURA 14 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE FREQUÊNCIA.....	36
FIGURA 15 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO.....	38
FIGURA 16 - COMUNICAÇÃO ENTRE AS UGS.....	39
FIGURA 17 - ESQUEMA DA MG QUE SERÁ SIMULADA	43
FIGURA 18 - MG COM REDE DE DADOS COMPLETA	43
FIGURA 19 - MG COM AS TRÊS VARIAÇÕES NA TOPOLOGIA DE REDE DE DADOS MÍNIMA	44
FIGURA 20 - FREQUÊNCIAS E TENSÕES PARA A MICRORREDE COM CS E REDE DE DADOS MÍNIMA	48
FIGURA 21 - POTÊNCIAS ATIVAS E REATIVAS PARA A MICRORREDE COM CS E REDE DE DADOS MÍNIMA	49
FIGURA 22 - FREQUÊNCIAS E TENSÕES PARA AS UGS COM CS E REDE DE DADOS MÍNIMA COM GANHOS MODIFICADOS.....	50
FIGURA 23 - POTÊNCIAS ATIVAS E REATIVAS PARA AS UGS COM CS E REDE DE DADOS MÍNIMA COM GANHOS MODIFICADOS.....	51
FIGURA 24 - TENSÃO EFICAZ NO BARRAMENTO DE CARGA	51
FIGURA 25 - POTÊNCIA ATIVA E FREQUÊNCIA COM CS E TEMPO DE ATRASO DE 300 MS.....	52
FIGURA 26 - POTÊNCIA REATIVA E TENSÃO COM CS E TEMPO DE ATRASO DE 300 MS	53
FIGURA 27 - POTÊNCIA ATIVA E FREQUÊNCIA COM CS E TEMPO DE ATRASO DE 200 MS.....	53
FIGURA 28 - POTÊNCIA REATIVA E TENSÃO COM CS E TEMPO DE ATRASO DE 200 MS.....	54
FIGURA 29 - POTÊNCIA ATIVA E FREQUÊNCIA COM CS E TEMPO DE ATRASO DE 50 MS.....	54
FIGURA 30 - POTÊNCIA REATIVA E TENSÃO COM CS E TEMPO DE ATRASO DE 50 MS	55
FIGURA 31 - POTÊNCIA ATIVA E FREQUÊNCIA COM CS E TEMPO DE ATRASO DE 2 MS.....	55
FIGURA 32 - POTÊNCIA REATIVA E TENSÃO COM CS E TEMPO DE ATRASO DE 2 MS	56

FIGURA 33 - POTÊNCIA ATIVA COM A SAÍDA DA UG3	58
FIGURA 34 - POTÊNCIA REATIVA COM A SAÍDA DA UG3	58
FIGURA 35 - FREQUÊNCIA COM A SAÍDA DA UG 3.....	59
FIGURA 36 - TENSÕES COM A SAÍDA DA UG 3.....	60
FIGURA 37 - COMPORTAMENTO DAS TENSÕES NA CARGA.....	61
FIGURA 38 - COMPORTAMENTO AMPLIADO DAS TENSÕES NO BARRAMENTO DE CARGA	61
FIGURA 39 - SAÍDA DA UG 3 CONSIDERANDO REDE DE DADOS MÍNIMA	62
FIGURA 40 – POTÊNCIAS ATIVAS E P _{REF} 'S DIANTE DA SAÍDA DA UG 3 COM CS E REDE DE DADOS MÍNIMA	62
FIGURA 41 - POTÊNCIAS REATIVAS E Q _{REF} 'S DIANTE DA SAÍDA DA UG 3 COM CS E REDE DE DADOS MÍNIMA	63
.....	
FIGURA 42 - FREQUÊNCIAS DIANTE DA SAÍDA DA UG3.....	63
FIGURA 43 - TENSÕES DIANTE DA SAÍDA DA UG 3.....	64
FIGURA 44 – SAÍDA DA UG3 COM CS E REDE DE DADOS MÍNIMA COM GANHOS MODIFICADOS.....	65
FIGURA 45 - COMPORTAMENTO DAS TENSÕES NA CARGA COM REDE DE DADOS MÍNIMA	65
FIGURA 46 - DIAGRAMA UNIFILAR DA ENTRADA DE CARGAS.....	66
FIGURA 47 - POTÊNCIA ATIVAS RESULTANTES DO AUMENTO DE CARGA	67
FIGURA 48 - POTÊNCIAS REATIVAS RESULTANTES DO AUMENTO DE CARGA	67
FIGURA 49 - FREQUÊNCIA DO SISTEMA COM AUMENTO DE CARGA	68
FIGURA 50 - TENSÕES NAS SAÍDAS DAS UGs RESULTANTES DO AUMENTO DE CARGA	68
FIGURA 51 - POTÊNCIA APARENTE TOTAL FORNECIDA À CARGA PELAS UGs	69
FIGURA 52 - FREQUÊNCIA NAS UGs COM AUMENTO DE CARGA E ATRASO NA COMUNICAÇÃO DE 2MS.....	70
FIGURA 53 - TENSÕES NAS SAÍDAS DAS UGs COM AUMENTO DE CARGA E TEMPO DE ATRASO NA	
COMUNICAÇÃO DE 2MS	70
FIGURA 54 - TENSÕES NO BARRAMENTO DE CARGA.....	71
FIGURA 55 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA MG COM CARGAS LOCAIS.....	72
FIGURA 56 - POTÊNCIAS ATIVAS E FREQUÊNCIA DA MG COM CL3 E INSERÇÃO DE CARGA NO BARRAMENTO	
CENTRAL	73
FIGURA 57 - POTÊNCIAS REATIVAS E TENSÃO DA MG COM CL3 E INSERÇÃO DE CARGA NO BARRAMENTO	
CENTRAL	73
FIGURA 58 - DIVISÃO DE POTÊNCIA ENTRE AS UGs.....	74
FIGURA 59 – POTÊNCIA ATIVA E FREQUÊNCIA COM A INSERÇÃO DAS TRÊS CARGAS LOCAIS E DA CARGA NO	
BARRAMENTO	75
FIGURA 60 - POTÊNCIA REATIVA E TENSÕES COM A INSERÇÃO DAS TRÊS CARGAS LOCAIS E DA CARGA NO	
BARRAMENTO	75
FIGURA 61 - POTÊNCIA APARENTE COM A INSERÇÃO DE TRÊS DIFERENTES CARGAS LOCAIS.....	76

Lista de Tabelas

TABELA 1 - DADOS GERAIS DA MICRORREDE.....	44
TABELA 2 - IMPEDÂNCIAS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	45
TABELA 3 - QUALIDADE DE FORNECIMENTO EM PONTOS DE CONEXÃO INFERIORES A 1kV (380/220 V)	46
TABELA 4 - RESULTADOS EM REGIME PERMANENTE PARA UGs DE MESMA POTÊNCIA.....	46
TABELA 5 - IMPEDÂNCIAS DE LINHA CONSIDERADAS.....	67

Siglas

CA	Corrente Alternada
CCM	<i>Current Control Mode</i>
CP	Controle Primário
CS	Controle Secundário
CSF	Controle Secundário de Frequência
CST	Controle Secundário de Tensão
CL	Carga Local
DrC	<i>Droop Control Method</i>
ExQ	Curva tensão <i>versus</i> Potência Reativa
GD	Geração Distribuída
LC	Filtro do tipo “indutor – capacitor”
MG	<i>Microgrid</i> – Microrrede
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NUPEP	Núcleo de Pesquisas em Eletrônica de Potência
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Proporcional - Integral
P-Res	Proporcional – Ressonante
PRODIST	Procedimento de Distribuição – Conjunto de normas elaboradas pela ANEEL
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
RC	Rede Completa
RM	Rede Mínima
SG	<i>Smart-Grid</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
UG	Unidade Geradora
VCM	<i>Voltage Control Mode</i>
ω xP	Curva do tipo Frequência <i>versus</i> Potência Ativa

Símbolos e Variáveis

a_{ij}	Elemento da Matriz de Adjacência relacionado à conectividade entre um i-ésimo vértice e um j-ésimo vértice [adimensional]
E_0	Amplitude Nominal Eficaz (referência de tensão da microrrede) [V]
V_c	Amplitude de tensão no barramento de carga [V]
E_{drn}	Referência, ditada pelo <i>Droop Control</i> , para a amplitude da tensão de saída da n-ésima UG [V]
E_n	Amplitude eficaz da tensão de saída da n-ésima UG [V]
$E_n(t)$	Tensão instantânea de saída da n-ésima UG [V]
$E_{refn}(t)$	Referência instantânea para a tensão de saída da n-ésima UG [V]
\mathcal{G}	Grafo de nome \mathcal{G} [adimensional-Vetor]
$I_{on}(t)$	Corrente Instantânea de saída da n-ésima UG [A]
k_{pn}	Coefficiente de inclinação do <i>droop</i> ω x P da n-ésima UG [rad/(W.s)]
k_{prn}	Coefficiente do CSF da n-ésima UG [W/s]
k_{qrn}	Coefficiente do CST da n-ésima UG [VAr/s]
k_{vn}	Coefficiente de inclinação do <i>Droop</i> V x Q da n-ésima UG [V/VAr]
L_c	Indutância de carga [mH]
n	Número identificador para cada UG ($n = [1, \dots, N]$) [adimensional]
N	Quantidade de UGs da microrrede [adimensional]
p_n	Potência instantânea de saída da n-ésima UG [V.A]
P_n	Potência ativa média de saída da n-ésima UG [W]
P_{refn}	Potência ativa de referência da n-ésima UG [W]
P_t	Potência ativa gerada total [W]
S_t	Potência aparente total [VA]
q_n	Potência reativa instantânea de saída da n-ésima UG [V.A]
Q_n	Potência Reativa de saída da n-ésima UG [VAr]
UG	Unidade Geradora
Q_{refn}	Potência Reativa de referência da n-ésima UG [VAr]
R_c	Resistência de carga [Ω]
t_d	Atraso de tempo da rede de dados [s]
V_{n0}	Classe nominal de tensão da microrrede [V]

ΔE	Variação de tensão de saída da n-ésima UG [V]
$\Delta \bar{E}$	Diferença entre a média das tensões de saída das UGs e a referência E_0 [V]
fp	Fator de potência [adimensional]
θ_n	Fase instantânea e absoluta da tensão da n-ésima UG [rad]
ω_0	Frequência angular nominal da microrrede [rad/s]
ω_f	Frequência angular de corte do filtro de medição das potências ativas e reativas [rad/s]
ω_n	Frequência angular da tensão de saída da n-ésima UG [rad/s]

Sumário

1. Introdução.....	13
1.1. Introdução Geral.....	13
1.2. Objetivos e justificativa.....	19
2. Hierarquia de controles em microrredes CA.....	20
2.1. Controle Interno	20
2.2. Controle Primário.....	21
2.3. Controle Secundário.....	29
2.3.1. Teoria dos Grafos.....	32
2.4. Controle Terciário	34
3. Controle secundário analisado.....	35
3.1. Controle Secundário de Frequência	35
3.2. Controle Secundário de Tensão.....	37
4. Resultados e Discussão.....	42
4.1. Diferentes topologias para a rede de dados mínima.....	43
4.2. Rede de dados mínima com ganhos modificados	48
4.3. Diferentes tempos de atraso na rede de comunicação.....	52
4.4. Saída de UGs de operação.....	56
4.5. Mudança de carga em operação	65
4.6. Cargas Locais	71
5. Conclusões e Propostas para Trabalhos Futuros.....	77
5.1. Conclusões	77
5.2. Propostas para Trabalhos Futuros	80
6. Referências Bibliográficas	81
7. Apêndices	84
APÊNDICE A – ESQUEMAS DOS INVERSORES DE TENSÃO E CONTROLES	85
APÊNDICE B – CÁLCULOS DAS POTÊNCIAS, TENSÕES MÉDIAS E ÂNGULOS	88
APÊNDICE C – LINHAS DE TRANSMISSÃO E CARGAS TRIFÁSICAS	90
APÊNDICE D – TEMPOS DE ATRASO	91

1. Introdução

1.1. Introdução Geral

Diante do aumento da demanda por energia elétrica pela sociedade contemporânea, as redes de distribuição tendem a ser cada vez mais inteligentes, flexíveis e com grande inserção de geradores distribuídos em contraste às redes com grandes plantas de energia centralizadas [1]. A expectativa é um cenário cada vez mais dependente da eletricidade para suprir as necessidades de todas as camadas da população, situação à qual demandará a diversificação da matriz energética atual. Com isso, fontes não renováveis de energia, que possuem capacidade limitada diante do aumento do consumo, tendem a ser menos utilizadas, dando lugar às fontes renováveis [2].

Esquemas de geração distribuída (GD) baseados em energias renováveis como fotovoltaica, eólica, células a combustíveis e outras, possuem como prerrogativa a mudança do conceito tradicional de geração, transmissão e distribuição. Tal concepção faz a geração se situar próxima ao consumidor reduzindo as perdas existentes no sistema de transmissão atual.

O maior interesse frente à GD se dá por questões econômicas, técnicas e ambientais [3]. Com a adoção deste esquema de geração em maior escala prolonga-se o tempo em que se faz necessária a construção de novas grandes usinas que trazem à tona problemas ambientais e requerem um tempo mais longo para suas construções, diferente das GDs que despendem um menor prazo até sua operação. O propósito técnico visa o aproveitamento das fontes renováveis para o aperfeiçoamento da geração de energia de pequeno e médio porte visando garantir redes mais seguras, confiáveis, com maior qualidade da energia e econômicas [3], [4].

É inquestionável que a evolução do sistema elétrico de potência se dê a partir das *smart grids* (SG) ou também conhecidas como redes inteligentes. As SGs são redes que, utilizando de tecnologias digitais, distribuem a energia dos fornecedores aos consumidores de forma inteligente, econômica, reduzindo perdas e sendo mais transparente. Este conceito modifica a ideia de que os usuários finais sejam apenas cargas, bem como dão a possibilidade de gerar, armazenar, controlar e manusear parte da energia que irão consumir e distribuir na rede [1]. Sendo assim, os usuários finais deixam de ser apenas consumidores e passam a ser integrantes ativos no sistema elétrico.

Acompanhando as tendências de evolução da rede, surge o conceito de microrredes de energia, do inglês *microgrids* (MG). Não possuem uma definição fechada, mas podem ser entendidas como uma interface entre cargas e microgeração em um único sistema controlável capaz de fornecer potência a uma rede local [5], [2]. As microrredes, em grande parte, utilizam-se das fontes renováveis de energia e armazenamento, bem como se aproveitam da possibilidade de paralelismo entre inversores de tensão [2].

As MGs usualmente são de baixa potência, menores que 100 kW, e utilizam equipamentos eletrônicos de potência na interface entre carga e geração. A geração é próxima à carga com baixa tensão e possui como maiores vantagens a possibilidade de otimização do sistema e proteção [5].

As microrredes de energia podem operar de forma isolada e autônoma, fornecendo potência à algumas cargas ou podem operar conectadas à rede de distribuição. Neste último caso as MGs são conectadas à rede local de energia através de um Ponto de Acoplamento Comum (PAC) que pode ser desconectado [6], fazendo com que a MG atue como uma entidade única perante a rede principal, com capacidade de despacho de carga, otimização do uso de energia, aumento de qualidade e fornecimento ininterrupto, mesmo em falha da rede principal.

A MG pode ser construída para operar permanentemente de forma isolada em áreas remotas, onde não existe uma rede de energia elétrica, ou ser planejada para operar de forma conectada, com possibilidade de ilhamento em caso de falha da rede principal. Além disso, em razão da capacidade de regulação de tensão e frequência, as MGs implicam a necessidade de fontes despacháveis para sua operação. Estas podem incorporar GDs não despacháveis, que são aquelas cuja geração de energia não demandam controle humano e dependem de condições climáticas, como painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, sendo que, em um ou mais nós da rede, devem estar dispostas fontes despacháveis, que podem ser controladas através de ações humanas e que não são interrompidas devido ao clima local, como por exemplo: baterias, geradores a diesel ou turbinas a gás, visando operação estável.

Figura 1 - Arquiteturas de uma microrrede conectada à rede

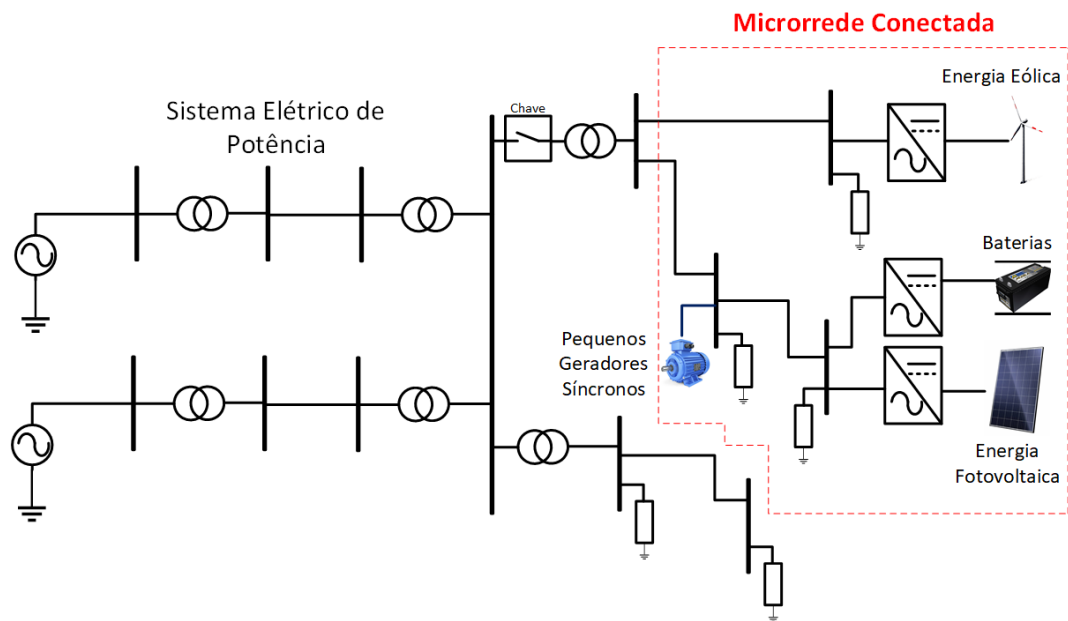
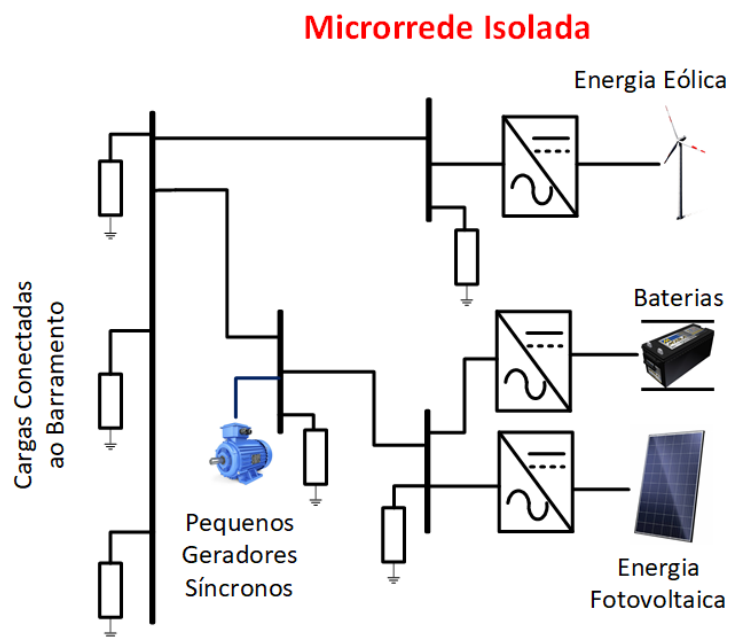


Figura 2 - Arquitetura de uma microrrede isolada



O ponto chave das microrredes CA é a operação dos inversores de tensão que realizam a conexão entre a geração e o consumo. Os inversores são necessários, principalmente, pois convertem a tensão contínua gerada pelas fontes despacháveis (baterias, células a combustível, entre outras) e não despacháveis (painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, entre outras) em tensão alternada utilizada pelas cargas. Nas MGs elas são conectadas de forma paralela com o intuito de aumentar a performance na operação,

conexão essa considerada mais confiável, uma vez que, a operação do sistema continua mesmo com a falha de um dos inversores [2]. O desgaste dos equipamentos também é reduzido pela divisão das cargas entre eles, além da possibilidade de uma dinâmica de operação relacionada com o aumento e diminuição do consumo durante o dia.

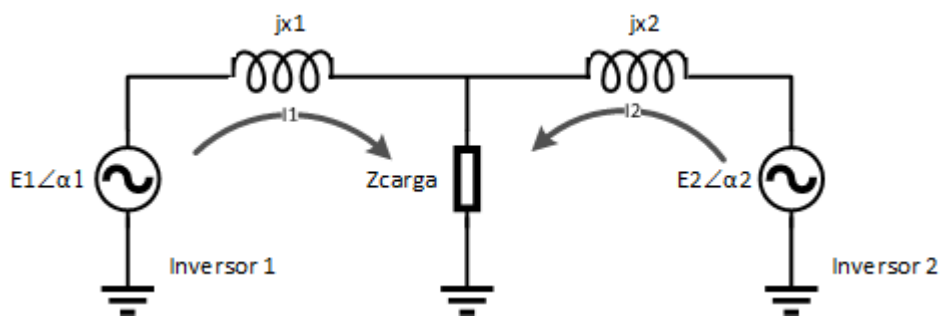
Os inversores de tensão utilizados em esquemas de geração distribuída operam no modo de fonte de corrente (*Current Control Mode* – CCM), pois necessitam da referência de tensão da rede e funcionam somente conectados a ela, tendo sua saída de corrente diretamente controlada. Na ocorrência de falhas na rede esses inversores cessam sua operação, ou seja, não operam no modo ilhado. Os inversores empregados nas microrredes se diferem dos classificados como CCM, por terem suas tensões de saída controlada (*Voltage Control Mode* - VCM). Além disso, não necessitam da referência de tensão da rede, logo, conseguem alimentar suas cargas de forma ilhada trabalhando como fontes de tensão [1].

Unidades em CCM e VCM podem operar conjuntamente formando uma MG. Neste caso as unidades atuando como VCM são usualmente conectadas aos armazenadores de energia fixando a frequência e a tensão na MG. Operando em CCM, usualmente, as unidades são conectadas às placas fotovoltaicas ou à pequenas turbinas eólicas que requerem um ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* – MPPT). Concluindo, para formar uma MG pode-se ter unidades operando em VCM e CCM, ou apenas, em VCM conectadas em paralelo [1].

Para a conexão entre os nós da rede são necessárias impedâncias de acoplamento, tipicamente indutivas, as quais podem ser modificadas pela inserção de impedâncias virtuais. As linhas indutivas geram uma predominância de acoplamento entre o fluxo de potência ativa e a diferença de fase das tensões nas extremidades da linha, além do fluxo de reativo e a diferença de amplitude das tensões. A impedância da linha serve como amortecedor das correntes circulantes entre geradores e uma impedância mínima se faz necessária para garantir a estabilidade do sistema [18].

Serão referidas aqui como impedâncias de linha de transmissão o resultado da somatória entre diversas impedâncias, como as dos cabos e indutores inseridos nas saídas das unidades geradoras, UGs. Tais impedâncias podem ser físicas ou emuladas computacionalmente, no último caso, sendo denominadas impedâncias virtuais.

Figura 3 - Circuito equivalente de duas UGs conectadas em paralelo



Fonte: Adaptado de [2]

Para a correta operação dos conversores de tensão em paralelo é necessário a utilização de um controle para prover a distribuição dos fluxos de potência entre as unidades geradoras e as cargas. Vários foram propostos para essa finalidade, porém, o *Droop Control Method* é um dos mais conhecidos por ser simples e sem necessidade de comunicação entre as unidades [2]. Este controle, basicamente, emula a operação de geradores síncronos em paralelo, realizando assim a correta distribuição de potência ativa e reativa entre as unidades geradoras [8].

Com a utilização do *Droop Control*, DrC, o sistema é capaz de realizar a distribuição de potência ativa e reativa entre as unidades sem o uso de comunicação, somente com medições locais. Porém, este controle não é capaz de garantir uma distribuição igualitária, sendo afetada por possíveis discrepâncias entre as unidades, como distintas impedâncias de linha [9]. Somado a isso, um grande valor nos ganhos do *droop* aumentam a precisão na distribuição das potências, contudo, ocasionam maiores desvios nas frequências e tensões [8].

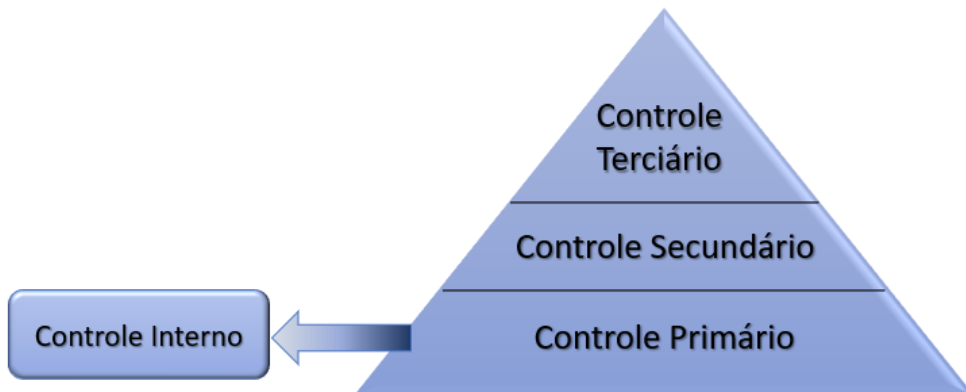
Diante disso, muitas pesquisas voltaram-se para o problema dos desvios das tensões e frequências, além das questões referentes à distribuição não igualitária, principalmente, da potência reativa mediante o uso do DrC. Alguns autores divulgaram soluções mediante às modificações no controle por *droop*, utilizando técnicas como impedâncias virtuais ou controles adaptativos. E outros focaram em estudos sobre um novo controle que diminuiria os desvios das tensões e frequência na MG, corrigindo assim, algumas limitações do controle por DrC.

Os autores que seguiram por este último caminho divulgaram diversas estratégias para o referido controle que possui diferentes características. Há trabalhos que contam com técnicas centralizadas incluindo um controle lento e comunicação com baixa largura de banda que realiza medições em certos pontos da microrrede e envia os resultados de um

controlador central para cada UG [10]. Além disso, há técnicas distribuídas onde cada UG possui estratégias de regulação local embarcadas, aos quais trocam informações com o controle que possibilita o paralelismo das unidades, a partir de suas próprias medições e das UGs vizinhas [10]. Este trabalho se utiliza do conceito de estratégias distribuídas de controle.

A hierarquia de controles em uma MG se baseia em quatro níveis. O controle interno de operação dos inversores seria o nível 0 e ele é responsável pela correta operação dos inversores de tensão com malhas de corrente e tensão, que regulam estas variáveis e mantém o sistema estável. O controle primário pode se utilizar do DrC para a correta distribuição das potências ativas e reativas emulando comportamentos físicos do paralelismo entre geradores síncronos. Já o controle secundário corrige os desvios nas tensões e frequência provocados pelo controle primário regulando-os à níveis aceitáveis. Por fim, o controle terciário seria responsável pela potência trocada entre a MG e o sistema elétrico de potência, SEP [1], [6].

Figura 4 - Hierarquia de Controles na MG



Fonte: Adaptado de [1]

Como pode ser visto, o estudo do controle em microrredes CA é bastante diversificado. Na literatura há a presença de diferentes modelos de controle interno, primário e secundário. Suas aplicações são dependentes do sistema e cada modelo possui suas vantagens e desvantagens, alcançando-se assim diferentes resultados, tanto na distribuição de potência, quanto na qualidade e regulação das tensões e frequência.

1.2. Objetivos e justificativa

O objetivo principal deste trabalho é realizar uma análise referente ao comportamento de uma estratégia de regulação de tensões e frequência em microrredes CA. Como já mencionado no contexto da hierarquia de controles, tal estratégia se apresenta como sendo o controle secundário do sistema e que possui uma base nas técnicas distribuídas.

Serão elencadas as principais características de cada controle presente na MG, desde o controle interno até o controle terciário. Ademais, será analisado neste trabalho os controles utilizados em [7], sendo o enfoque principal dado ao secundário que possui uma rede de comunicação entre as unidades e pode ser utilizado em microrredes CA com qualquer quantidade de unidades geradoras. Por sua vez o controle primário utilizado no trabalho estará no formato clássico do DrC, sem modificações.

Para maior entendimento do contexto das microrredes CA será feita uma abordagem bibliográfica do tema. Posteriormente, será realizada a compreensão do controle secundário proposto em [7], o qual será a base do estudo.

A análise submeterá a MG à diferentes condições de operação, sendo elas:

- Diferentes esquemas de comunicação consideradas em redes mínimas;
- Variação do tempo de atraso na comunicação;
- Saída de uma ou mais UGs de operação;
- Variação da carga em operação da MG;
- Inserção de cargas locais nas UGs;

Deste modo, diante de diversas condições pretende-se verificar os variados comportamentos da MG em questão. Além disso, a operação do controle secundário poderá ser melhor visualizada frente às condições comuns ou imprevistas na prática de um sistema elétrico. Para fins de simplificação foram utilizadas três UGs, quantidade a qual facilitará a visualização e identificação nas simulações realizadas.

A viabilidade do presente estudo é inquestionável, uma vez que possibilita comparar as simulações com os resultados práticos e entendê-los de modo a visualizar comportamentos e prever as consequências de situações que poderiam ocorrer em operação.

2. Hierarquia de controles em microrredes CA

O tema controles de microrredes CA é um assunto heterogêneo tratado pela comunidade científica. Cada autor possui uma abordagem diferente, além de propor variadas técnicas para o controle da microrrede. Cada uma dessas técnicas apresenta melhorias para vários conceitos do controle, todavia, também pode apresentar algumas limitações que necessitam ser revistas e melhoradas.

A evolução desse assunto se dá a partir de combinações das estratégias de controle propostas, visando atender de forma satisfatória a situação elencada, atendendo as cargas com uma boa distribuição de potências entre as UGs, com qualidade nos níveis de tensão, baixas variações na frequência do sistema, com possibilidade de atender as distorções harmônicas impostas por elas, entre outras características desejáveis. Tudo isso de forma rápida e mantendo a MG estável.

Nesta seção será feito um estudo das camadas de controle que compõem a hierarquia de uma microrrede CA, desde uma breve explanação do controle interno até o controle terciário. Cada tópico contará com a explicação do tema e características dos controles propostos por alguns autores.

2.1. Controle Interno

Conversores de tensão, ou inversores de tensão, necessitam de um controle interno independentemente se vão operar como fontes de corrente ou fontes de tensão. Neste primeiro caso, os conversores utilizam o controle interno para se manterem sincronizados com a tensão da rede que serve como referência para esses equipamentos. Já no segundo, onde não há a necessidade da referência de tensão, o controle interno é fundamental para a manutenção das tensões fornecidas pelas unidades de forma estável [1].

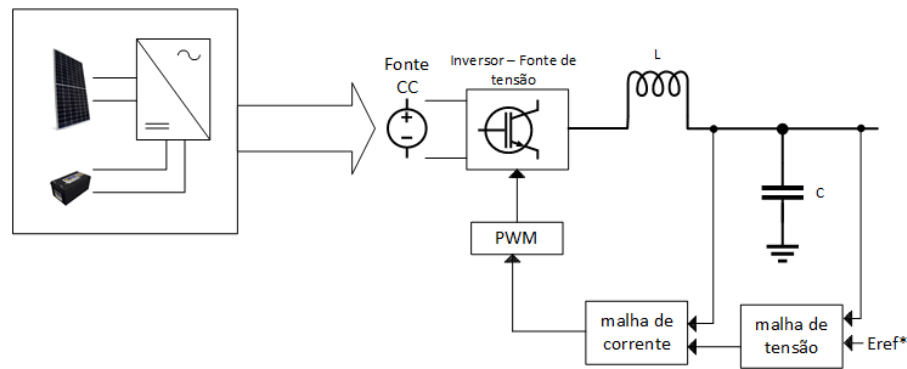
O controle interno para unidades geradoras atuando como fontes de tensão, tende a manter o conversor com baixa distorção harmônica na tensão de saída, alta velocidade de resposta, rejeição elevada de distúrbios e precisão no controle de fase e amplitude [7]. Para isso, em grande parte dos casos, é utilizado um filtro LC na saída dos inversores de tensão com a finalidade de eliminar os componentes de alta frequência relativos à modulação PWM [11].

Além disso, o filtro LC é utilizado para estabelecer malhas de controles. Assim, a corrente no indutor e a tensão no capacitor são tidas como variáveis de *feedback*. A corrente no indutor é utilizada na malha interna de corrente, fazendo parte da modulação do chaveamento

do inversor através da modulação por largura de pulso (PWM – *Pulse Width Modulation*). E a tensão no capacitor, na malha externa do controle de tensão, que regula a tensão instantânea desejada na saída [11], [12], [13].

É comum a utilização do controle proporcional ressonante, nestes casos, por atuar com referência senoidal e possuir ganho elevado em determinadas frequências, que no caso da MG deve ser em 50/60Hz, frequência fundamental, e nas frequências harmônicas mais presentes. Antes da adoção desta técnica, era comum a utilização do controle PI, por ser simples e fácil de implementar. Porém, como o compensador PI possui ganho elevado somente em 0 Hz, este não gera erro de regime nulo para referência senoidal em referencial estacionário, daí a necessidade de operação deste em referencial síncrono [7].

Figura 5 - Diagrama esquemática do controle Interno



Fonte: Adaptado de [14]

Alguns autores não consideram o controle interno, como uma das camadas da hierarquia. Isto porque, como já dito, este controle deve estar presente em conversores atuando como fonte de corrente ou fonte de tensão e, independentemente, se estarão fazendo parte ou não, de microrredes.

A elevada qualidade de resposta do controle interno e velocidade de operação superior aos demais controles (primário, secundário e terciário) o fazem ficar ausente em modelagens, análises teóricas e simulações computacionais. Isto porque, tal controle pode ser tido como de desempenho ideal frente aos demais, em regimes transitórios e permanentes [1], [7], [9], [14].

2.2. Controle Primário

A necessidade do controle primário, CP, aparece quando se conectam dois ou mais conversores de tensão em paralelo. Para isso há a necessidade de um mecanismo que regule a distribuição de potência entre as unidades conectadas e que mantém estável essa operação. Este

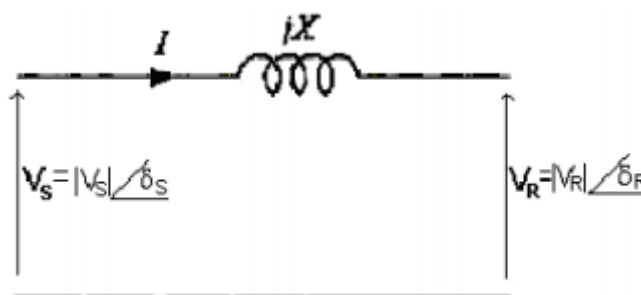
controle também deve mandar a referência de tensão, E_{ref}^* , para o controle interno da unidade [1].

Uma das técnicas mais utilizadas para o controle primário é conhecida como *Droop Control Method*, DrC, este método é responsável por ajustar a frequência e a amplitude da tensão de acordo com as potências ativas e reativas, respectivamente [10]. Em outras palavras, basicamente, o que este controle faz é emular o comportamento dos geradores síncronos conectados em paralelo [1], [15], [8], [16].

O DrC é utilizado por ser de fácil implementação, robusto e de fácil entendimento já que é baseado no comportamento dos geradores síncronos. Além disso, uma grande vantagem deste método, frente a alguns outros já apresentados, é que não necessita de comunicação entre as UGs [15]. Assim é embarcado o controle primário em cada unidade do sistema e ele não necessita de coletar informações das unidades vizinhas para sua operação e também não se baseia em métodos como de mestre – escravo, consagrando-se assim como um controle descentralizado.

Em sistemas com linhas de transmissão predominantemente indutivas a potência ativa é fortemente dependente da frequência e a potência reativa é dependente do módulo da tensão. Essas relações são conhecidas como $\omega \times P$ e $E \times Q$. Isto pode ser explicado através do estudo de fluxo de potência simplificado.

Figura 6 - Modelo de uma linha de transmissão curta e sem perdas



Fonte: [17]

A potência aparente complexa é dada por:

$$S = P + jQ = VI^* \quad (2.1)$$

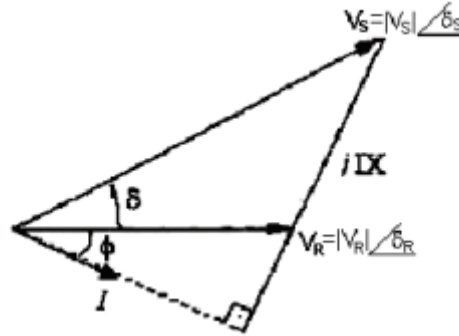
A corrente é determinada por:

$$I = \frac{V_S - V_R}{jX} \quad (2.2)$$

Logo, na barra transmissora (barra s) a potência aparente complexa é:

$$S_S = \frac{V_S}{-jX} (V_S^* - V_R^*) \quad (2.3)$$

Figura 7 - Diagrama Fasorial da linha de transmissão



Fonte: [17]

As tensões nas barras \$V_S\$ e \$V_R\$, são:

$$V_S = |V_S| \angle \delta_S \text{ ou } V_S e^{j\delta_S} \quad (2.4)$$

$$V_R = |V_R| \angle \delta_R \text{ ou } V_R e^{j\delta_R} \quad (2.5)$$

Sendo assim, substituindo essas tensões na equação 2.3.

$$S_S = \frac{|V_S| \cdot |V_S| e^{j(\delta_S - \delta_S)} - |V_S| \cdot |V_R| e^{j(\delta_S - \delta_R)}}{-jX} \Rightarrow \frac{|V_S|^2 - |V_S| \cdot |V_R| e^{j\delta}}{-jX} \quad (2.6)$$

Onde \$\delta\$ é denominado ângulo de potência, sendo dada pela diferença dos ângulos das tensões nas barras:

$$\delta = \delta_S - \delta_R \quad (2.7)$$

Pela fórmula de Euler \$e^{j\delta} = \cos \delta + j \sin \delta\$, assim:

$$S_S = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{X} \sin \delta + j \frac{1}{X} (|V_S|^2 - |V_S| \cdot |V_R| \cos \delta) \quad (2.8)$$

Separando a parte real da imaginária tem-se, respectivamente, \$P_S\$ e \$Q_S\$.

$$P_S = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{X} \sin \delta \quad (2.9)$$

$$Q_S = \frac{1}{X} (|V_S|^2 - |V_S| \cdot |V_R| \cos \delta) \quad (2.10)$$

E, analogamente, para a barra receptora:

$$P_R = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{X} \sin \delta \quad (2.11)$$

$$Q_R = \frac{1}{X} (|V_S| \cdot |V_R| \cos \delta - |V_R|^2) \quad (2.12)$$

A condição de potência ativa máxima somente seria alcançada se $\delta = 90^\circ$.

$$P_{S_{max}} = P_{R_{max}} = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{X} \quad (2.13)$$

Nas equações 2.9 e 2.11 mantendo-se as tensões constantes e determinando uma impedância também constante, obtém-se:

$$P_{transmitida} = P_{max} \sin \delta \quad (2.14)$$

Ou seja, a potência ativa é dependente do ângulo δ , sendo a única maneira de se alterar a potência transmitida, neste caso da equação 2.14, tomando as outras variáveis como constantes e inalteradas. Quando um aumento da carga força o crescimento da potência transmitida, isso ocorre por meio de um aumento desse ângulo entre V_S e V_R .

Em relação à potência reativa, nota-se que esta é dependente da magnitude de tensão, visto que o fluxo de potência reativa é determinado pela diferença de tensão, considerando que o sistema opera com ângulo δ relativamente pequeno o que ocasiona em uma pequena variação de $\cos \delta$. Diante disso, a potência reativa tende a fluir da maior para a menor tensão em módulo [17].

A estabilidade está condicionada à variação da frequência e tensão de forma inversamente proporcional às variações das potências ativas e reativas. Isto pode ser explicado a partir do comportamento dos geradores síncronos quando há mudança de carga no sistema. À medida que a carga demanda mais potência ativa, o gerador tende a ter uma queda de velocidade e, conseqüentemente, uma redução na frequência angular [18]. E do mesmo modo para a potência reativa, se há um aumento da demanda por potência reativa a consequência é se ter uma diminuição na magnitude da tensão [19].

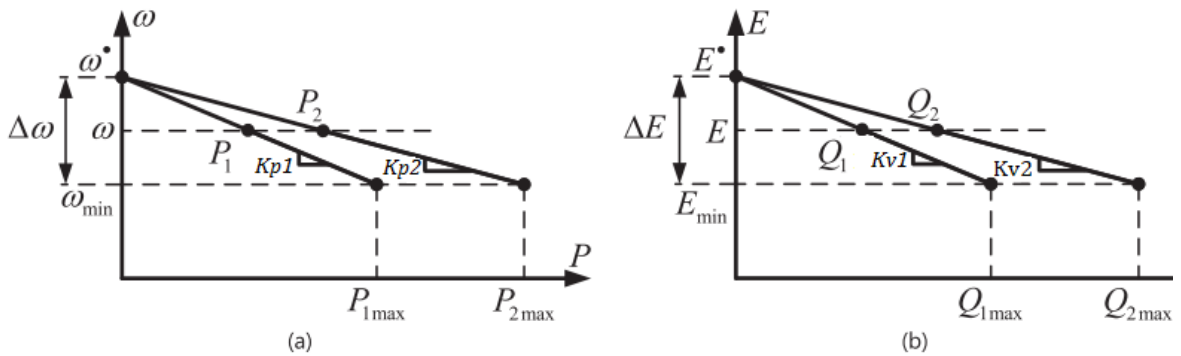
Assim, a condição de equilíbrio será novamente verificada quando a tensão terminal for restaurada ao valor prévio quando então o gerador estará operando com frequência menor. A inclinação ligeiramente negativa das curvas $E \times Q$ e $\omega \times P$, são necessárias para permitir uma estabilidade de operação. Qualquer outro tipo de controlador que não apresente esta característica levará a máquina geradora a operar de forma errônea ou até mesmo instável [20].

Voltando para a temática da microrrede, com controle primário utilizando-se o *Droop Control Method*, o mesmo acontece, assim que a carga demanda um aumento da potência ativa, a frequência no sistema é afetada tendo o efeito de ser diminuída. E quando há a necessidade

de aumento da potência reativa o módulo da tensão é afetado, apresentando também uma diminuição.

A figura 8 representa a atuação do *droop* de forma gráfica. O aumento da potência ativa reflete na diminuição da frequência, assim como o aumento da potência reativa implica na diminuição do nível da tensão.

Figura 8 - a) *Droop* $\omega \times P$ b) *Droop* $E \times Q$



Fonte: [2]

As equações que traduzem as retas presentes na figura 8, com as simbologias do trabalho [7], podem ser vistas nas equações 2.15 e 2.16.

$$\omega_n = \omega_0 - k_{pn}(P_n - P_{ref_n}) \quad (2.15)$$

$$E_{drn} = E_0 - k_{vn}(Q_n - Q_{ref_n}) \quad (2.16)$$

Logo, para cada unidade geradora, ω_n é sua frequência angular e E_{drn} é a tensão de saída do *droop* da UG. As variáveis ω_0 e E_0 são as frequências e tensões da MG quando P_n for igual a P_{ref_n} e Q_n igual à Q_{ref_n} , respectivamente, também podem ser entendidas como tensões e frequências de equilíbrio. Já K_{pn} e K_{vn} são os coeficientes do *droop* e determinam o grau de inclinação das retas $\omega \times P$ e $E \times Q$.

As variáveis P_n e Q_n , são as potências ativas e reativas de saída da n-ésima UG. Já P_{ref_n} e Q_{ref_n} são as potências ativas e reativas de referência, que podem ser atualizadas pelo CS. É muito comum em trabalhos com *Droop Control Method* que essas duas variáveis sejam nulas, iguais a zero, como em [2], [8], [15], [21].

Os valores de ω_0 e E_0 devem ser escolhidos para que sejam os valores de operação das UGs, sem carga, nos casos em que P_{ref_n} e Q_{ref_n} sejam nulos, já que P_n e Q_n serão zero. E também devem ser escolhidos intencionalmente caso se utilize um CS, pois a atuação deste

controle faz com que o sistema busque operar com essas frequências e tensões, quando estiver em equilíbrio ($P_n = P_{ref_n}$ e $Q_n = Q_{ref_n}$).

Diferentemente do que os nomes sugerem, P_{ref_n} e Q_{ref_n} , não podem ser entendidos como referências das potências a serem seguidas precisamente pelas UGs. Isso explica a razão de muitos trabalhos as considerarem com valores nulos. Neste contexto quando é expresso, distribuição precisa de potência, não se deve entender como $P_n = P_{ref_n}$ e $Q_n = Q_{ref_n}$, mas sim que a proporcionalidade correta na distribuição de potência foi atingida [7].

Os coeficientes K_{p_n} e K_{v_n} , são designados seguindo as equações 2.17 e 2.18 [2], conforme explicitado a seguir .

$$K_{p_n} = \frac{\Delta\omega}{P_{n(Max)}} \quad (2.17)$$

$$K_{v_n} = \frac{\Delta E}{Q_{n(Max)}} \quad (2.18)$$

Onde $\Delta\omega$ e ΔE são as variações máximas admissíveis para a frequência e tensão da MG, respectivamente. $P_{n(Max)}$ e $Q_{n(Max)}$ são as máximas potências ativas e reativas nominais fornecidas pelo sistema [2].

Aumentando-se os coeficientes dos *droops* (K_{p_n} e K_{v_n}) alcança-se bons resultados na distribuição de potência, porém, degradando a regulação de tensão. A escolha dos coeficientes se mostra como um verdadeiro *trade-off* na operação do CP. A principal vantagem desse tipo de controle por *droop*, na sua forma mais simples, ou seja, sem nenhuma modificação, é o fato de não necessitar de comunicação entre as UGs promovendo flexibilidade e alta confiabilidade na operação, como já explanado.

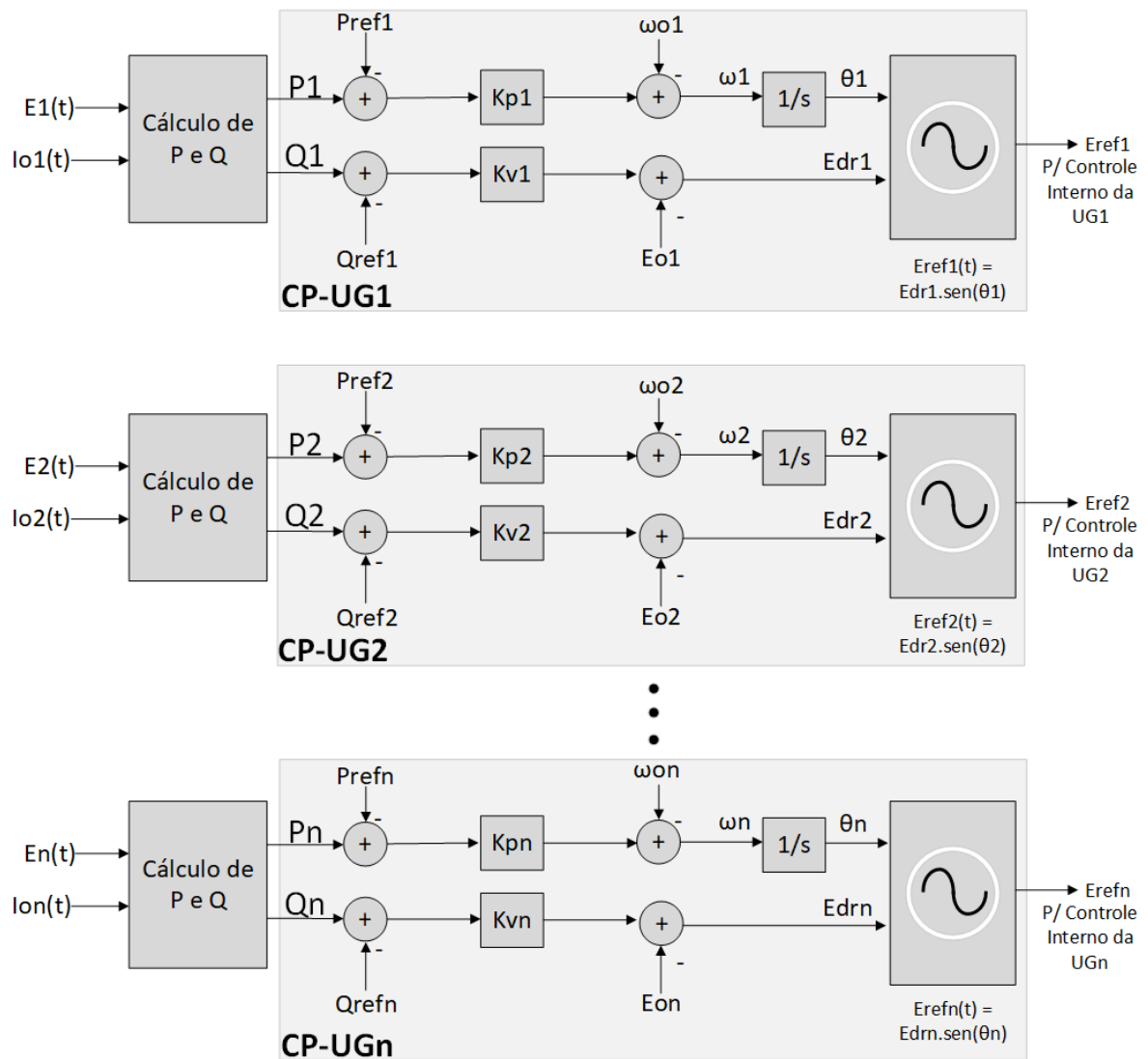
O controle primário apresenta limitações na sua operação como resposta transitória lenta, *trade off* entre distribuição de potência e regulação de tensão, pobre distribuição de correntes harmônicas entre as UGs conectadas em paralelo quando há cargas não lineares conectadas no barramento de carga ou conectadas como cargas locais das UGs [2]. Além disso, não é capaz de garantir uma distribuição de potência reativa equitativa entre as UGs, desde que essa distribuição de potência é afetada por discrepâncias nos parâmetros entre as UGs, assim como, distintas impedâncias de linha [9].

Em regime permanente todas as UGs terão a mesma frequência e, conseqüentemente, a mesma potência ativa, independentemente, do quão indutiva for a linha de transmissão, o que não acontece com as tensões. Neste caso, a MG com este controle primário só é capaz de

fornecer potências reativas igualitárias, nos casos de unidades com potências nominais iguais, impedâncias de linha estritamente igualitárias e mesmos coeficientes de *droop* E x Q ($K_{v_n}'s$), só assim as tensões das UGs serão iguais, resultando em distribuição de potência reativa igualitária.

A figura 9 apresenta um diagrama esquemático da MG com controle primário por DrC. Nela é possível visualizar a conexão do CP com o controle interno das UGs, no que se refere o fornecimento da tensão de referência. A figura 9 demonstra que a microrrede pode comportar N unidades geradoras em sua operação.

Figura 9 - Diagrama esquemático da microrrede com controle primário por DrC



Esta figura ilustra, a partir de um diagrama, as equações 2.15 e 2.16, *droops* $\omega \times P$ e $E \times Q$, respectivamente. No *droop* $E \times Q$, nota-se que a saída da frequência angular, ω_n , é

integrada tornando-se θ_n . Esse ângulo alcançado pelo controle primário, juntamente, com a tensão calculada, E_{dr_n} , formam a tensão de referência enviada ao controle interno para sua operação.

Os cálculos da potência ativa, P, e potência reativa, Q, são feitas internamente pelas UGs. Esta MG utiliza da técnica da multiplicação entre tensão e corrente instantâneas, que resulta na potência instantânea. Posteriormente, tal potência passa por um filtro passa baixa de primeira ordem com frequência em torno de um décimo da frequência nominal do sistema. Já a potência reativa é obtida pela multiplicação da corrente instantânea por uma tensão em quadratura em relação a tensão de saída, cujo valor médio extraído por um filtro passa baixa determina a potência reativa fornecida pela unidade. Essa potência também passa por um filtro passa baixa com frequência de filtragem de um décimo da frequência nominal [7].

Diante da impossibilidade de distribuição igualitária de potência reativa mediante diferentes impedâncias das linhas de transmissão, pelo controle por DrC, muitos trabalhos utilizam de impedâncias virtuais. Estas impedâncias são emuladas através de um *loop*, o que faz com que as referências de tensão possam ser alteradas [2]. A equação 2.19 refere-se à inserção de uma impedância virtual no CP.

$$E_{ref} = E_0^* - Z_v I_0 \quad (2.19)$$

Esta impedância virtual tem a vantagem de não ser apenas indutiva, podendo ser também resistiva. Em contraste com uma impedância física, pode-se emular uma resistência sem perdas, o que não afetaria na eficiência do sistema [1].

Esse artifício também pode ser utilizado nos casos em que a relação X/R, da linha de transmissão é pequena e insuficiente para manter um desacoplamento adequado entre potência ativa e reativa. Nestes casos, a resposta do sistema pode ser instável. Logo, de forma a evitar gastos com a inserção de indutâncias físicas e ter uma flexibilidade na operação, pode-se projetar a inserção de impedâncias virtuais que estabilizarão o sistema [7].

As impedâncias virtuais são empregadas, como já dito, na melhoria da distribuição das potências, principalmente a reativa, para melhorar a estabilidade do sistema, auxiliar uma partida suave da UG, realizar uma distribuição de correntes harmônicas, entre outros motivos [1], [15], [16].

2.3. Controle Secundário

Como já mencionado, uma das limitações do CP é afetar os níveis de tensão e frequência das UGs. Quanto maiores forem os coeficientes dos *droops* melhores serão as distribuições de potência ativa e reativa, todavia, com a implicação de se ter reduções mais severas na qualidade da tensão [2]. Para corrigir esse fato é utilizado o controle secundário para a regulação das tensões e frequências das UGs.

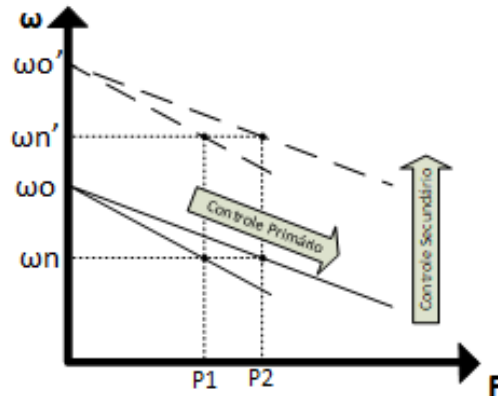
Um dos principais objetivos do CS é remover os desvios causados pelo controle primário, fazendo com que a MG trabalhe com níveis de tensão e frequência adequados [6]. Pode ainda ser um dos objetivos do CS, ou pelo menos, uma melhoria diante de sua aplicação, a melhora na distribuição das potências [22], sendo que a potência reativa é dependente dos níveis de tensão entre dois nós da UG.

A maior necessidade do CS é para a regulação dos níveis de tensão e frequência do sistema, quando a MG atua de forma isolada da rede elétrica. Quando o sistema atua conectado, a tensão da rede do próprio sistema elétrico, atua como referência para as UGs. Logo, as aplicações deste controle são melhor exploradas para as MGs isoladas.

O controle secundário é dividido em dois subcontroles diferentes, ou dois algoritmos. Um deles é o controle secundário de frequência, CSF, que é um algoritmo mais contido na literatura devido à frequência nas UGs ser única em regime permanente [7], 60 ou 50Hz. E o outro é o controle secundário de tensão, CST, que é um algoritmo muito heterogêneo por apresentar diferentes implementações e que visam diferentes objetivos. Isto acontece porque a tensão varia em diferentes pontos da UG, a cada trecho da unidade ocorrem quedas de tensão devido às impedâncias.

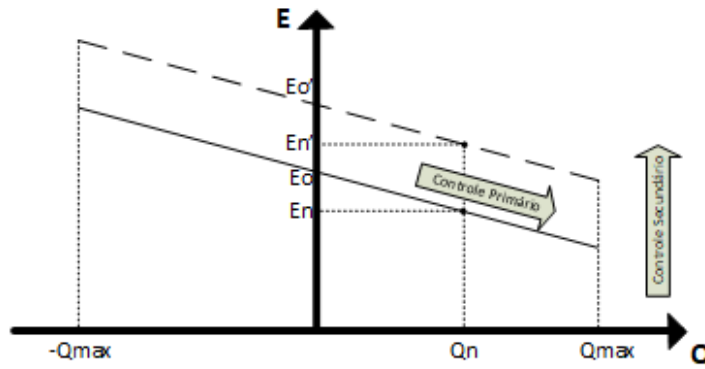
Foram propostos controles secundários que regulam de forma precisa todas as tensões de saída das UGs para uma mesma referência. Por mais que sejam controles eficientes no quesito da regulação da tensão, podem piorar outro aspecto da microrrede, que é a distribuição de potência reativa, visto que, o fluxo de reativo em uma linha de transmissão indutiva provoca o desvio entre as amplitudes das tensões nas extremidades da linha. O controle secundário pode atenuar ou zerar a diferença entre o valor médio das amplitudes e o valor nominal da tensão, ou também pode, além de atenuar esses desvios, compensar as quedas de tensão nas impedâncias das UGs. Esses são alguns exemplos de enfoques do CST, que mostram o quão heterogêneo é esse assunto.

Figura 10 - Gráfico esquemático da atuação de uma estratégia de CSF



Fonte: Adaptado de [10] e [6]

Figura 11 - Gráfico esquemático da atuação de uma estratégia de CST



Fonte: Adaptado de [10]

As figuras 10 e 11 apresentam a partir de dois gráficos, a atuação de um tipo de CS. Nela as inclinações dos *droops* de frequência e tensão são mantidas, porém, o CS eleva esses valores os fazendo operar a níveis adequados para o sistema. Como já dito, não existe somente esse modo de atuação do CS, este controle poderia, por exemplo, fazer o valor de operação do sistema ser de ω_0 e E_0 e não outros valores como ω_0' e E_0' , como apresentado nas figuras.

Há duas topologias diferentes de CS, os centralizados e os descentralizados. As estratégias centralizadas são aquelas que obtêm informações de um comando central, ou seja, as UGs possuem sensores que enviam seus valores de operação ao controlador central, e este é responsável pelos cálculos do CS e envio de informações à cada UG [10]. Já nas estratégias descentralizadas, cada UG comporta os algoritmos do CS e trocam informações entre si.

Um controle secundário centralizado possui a vantagem de ter um sistema de comunicação não tão ocupado [10]. Todavia possui o inconveniente de, no caso do controlador central falhar, toda funcionalidade do CS ser perdida [23]. Além disso, falhas na comunicação

entre o controlador central e uma, ou algumas UGs, pode resultar em falhas no objetivo de regulação da frequência e tensões. Resultando em um controle pouco confiável devido a falhas passíveis de acontecerem no sistema.

Já estratégias descentralizadas não dependem de um comando central, logo, podem ser consideradas mais confiáveis e flexíveis. Outra vantagem é que utilizam apenas informações calculadas internamente nas UGs (tensão, potência, frequência, entre outros), o que faz com que não dependam de dados, resultados de cálculos, que estão fora das UGs. Comunicação entre UGs é identificado como o ingrediente chave para alcançar os objetivos do CS, quando comparado aos controles centralizados [6].

Uma técnica de controle frequentemente utilizada em algumas estratégias de regulação de frequência e tensão é conhecida como controle por consenso. Tem por objetivo um acordo entre todas as UGs na MG de forma a alcançarem certo estado desejável de todo o sistema [14]. Esta classe de controle utiliza troca de informação entre as UGs e requer menos da infraestrutura da comunicação. Adicionalmente, com uma melhor robustez, diferentes topologias de comunicação e tempos de atraso podem ser adotadas [24].

Controle por consenso é uma teoria interdisciplinar que envolve sistemas de controle e teoria dos grafos. Ele é estudada e aplicado em diversos ramos da ciência, como na teoria genética, sistemas de energia em grande escala, frotas de veículos, entre outros [14].

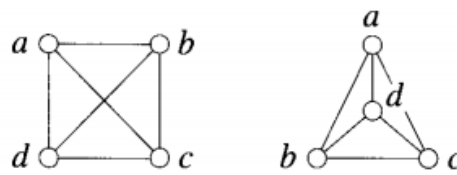
Um controle descentralizado baseado em consenso depende da comunicação entre as UGs que compreendem a MG. Esta comunicação é de baixa largura de banda, com o envio de informações locais das unidades, ou seja, cada unidade é responsável pelo cálculo de suas variáveis de operação e realizam o envio destas às unidades vizinhas. Estas informações podem ser de suas potências ativas, reativas, tensão em um determinado nó, frequência de operação da UG, entre outras.

As unidades podem comunicar com todas as outras, formando uma rede de dados completa. Neste caso, cada uma das UGs recebe e envia informações à todas as outras unidades da microrrede. E há a possibilidade dessa comunicação ter uma topologia diferente, formando uma rede de dados mínima. Sendo assim, cada unidade se comunica, não mais com todas as outras, mas com algumas previamente estabelecidas. Estas topologias respeitam a teoria dos grafos.

2.3.1. Teoria dos Grafos

A teoria dos grafos é um ramo da matemática que estuda a relação entre elementos em um determinado sistema. Basicamente, um grafo pode ser entendido como um conjunto de pontos, chamados de vértices, que possuem ligações com outros pontos através de arestas. Estas arestas ligam pares de pontos. Gráficamente, a representação é feita por linhas ligando pontos no plano [25].

Figura 12 - Exemplos de grafos



Fonte: [25]

Na figura 12, há dois grafos compostos pela mesma quantidade de vértices e arestas, porém, com diferentes ligações. Estes diferentes arranjos entre vértices e arestas compõem a teorias dos grafos, essas relações podem ser utilizadas em diversos ramos perfazendo diferentes características no sistema, que no caso deste trabalho, se refere à troca de informações entre inversores conectados em paralelo.

Um grafo diretamente conectado, dígrafo, é composto por, $\mathcal{G} = \{v, \mathcal{E}\}$ com vértices $v = \{1, \dots, n\}$ e arestas \mathcal{E}_s . Cada vértice, ou nó, representa um agente e cada aresta (i, j) , representa o fluxo da informação de j a i . Vizinhos de um agente i são aqueles que $N_i = \{j \in N: (i, j) \in \mathcal{E}\}$. Diante desta definição um agente i somente é capaz de acessar informações de seus vizinhos N_i [14].

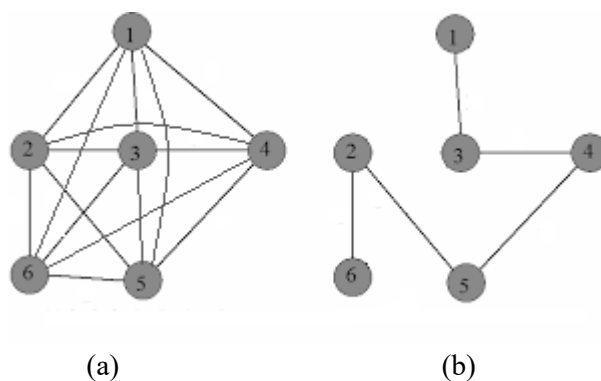
Se o par de nós $(v_i, v_j) \in E_G, a_{ij} = 1$, significa que o vértice i recebe informações do vértice j . Se ele não receber informações, $a_{ij} = 0$. Geralmente, $a_{ii} = 0$, logo, a unidade não recebe informações de si mesma. Se $a_{ij} = a_{ji}$, o grafo é não dirigido, ou seja, o fluxo de informações pode fluir de i a j ou de j a i [26].

Grafos não dirigidos são chamados de conexos se existir algum caminho dado por qualquer sequência de vértices ou arestas, de modo que, consiga atingir qualquer vértice, partindo de qualquer outro, isto mesmo que tenha que passar por vários vértices e arestas. Se algum vértice não puder ser alcançado a partir de todos os demais, o grafo pode ser considerado desconexo [27].

Quando há uma aresta ligando cada vértice aos demais, o grafo considerado é do tipo completo [27]. Neste caso, como na MG é considerado que cada vértice é uma UG, todas as unidades trocam informações com todas as outras. É evidente que o custo desta rede de dados é elevado quando se considera uma MG com várias UGs, além disso, o fluxo de informações também é maior.

Dentro da teoria dos grafos, pode-se haver ciclos, onde cada vértice possui exatamente dois vizinhos, ou seja, há um caminho fechado formado pelos vértices, onde o primeiro também é o último. Se um grafo não possui ciclos e for conectado, ele pode ser considerado acíclico e comumente é chamado de árvore. Uma árvore é considerada geradora de um grafo \mathcal{G} , se ela possui todos os vértices de \mathcal{G} , porém, com o mínimo de arestas, logo, a conectividade original do grafo é mantida sem a existência de ciclos [27].

Figura 13 – (a) Grafo G e (b) sua árvore geradora



Fonte: Adaptado de [28]

A figura 13 (a) representa um grafo G com seus seis vértices totalmente conectados, formando assim, um grafo do tipo completo e não dirigido. Pode se perceber, que esse grafo possui vários ciclos e até se torna complexo pela quantidade de arestas inseridas no sistema. Se considerarmos a comunicação em uma MG com esta configuração todas as UGs se comunicariam com suas vizinhas, todavia, esta rede de dados teria um custo elevado.

Já a figura 13 (b) representa uma árvore geradora do grafo G. Nota-se que não há mais ciclos neste grafo e a conectividade dos agentes é mantida. Por mais, que não exista uma aresta entre o vértice 6 e o 1, esses dois vértices estão ainda conectados passando por 2, 5, 4 e 3 e as arestas entre estes. É possível perceber que esta não é a única configuração de árvore existente do grafo G. Há outras configurações possíveis utilizando de outros caminhos entre os vértices.

A maior vantagem de uma topologia baseada em árvore geradora mínima é a de proporcionar um custo mínimo para a rede de dados e que contempla todas as UGs, no sistema

de comunicação. Porém a desvantagem é a menor redundância, onde a falha em um caminho da comunicação, pode ser prejudicial à operação do sistema [7].

A rede de comunicação seguindo a topologia de árvore geradora mínima será apresentada aqui como rede de dados mínima, uma topologia alternativa à rede de dados completa. Além disso, serão estudadas o impacto das variações da topologia de rede de dados mínima, na operação da MG e como serão afetados os resultados com o CS analisado.

2.4. Controle Terciário

O controle terciário está presente em MGs conectadas à rede. Sua função é a de realizar a conexão da MG com o sistema elétrico. Realiza o controle da potência entre a MG e a rede visando questões técnico-econômicas. O controle terciário também pode atuar de forma similar ao controle primário quando há interconexões entre outras MGs formando um grupo. Pode ser utilizado para melhorar a qualidade de potência no PAC e realizar a estabilização da rede regulando a tensão e a frequência deste ponto, assim como ajustar a geração de potência em tempo real [1], [16].

O controle terciário possui como uma de suas atribuições realizar a desconexão da MG da rede, a partir de detecções de ilhamentos. Ou seja, quando houver a necessidade da saída da MG da rede devido ao prévio desligamento da tensão ou problemas de operação do sistema elétrico, o controle terciário é responsável por realizar esta saída da melhor forma possível e rapidamente [1].

No presente trabalho como não há conexão da MG com a rede, ou seja, atua somente no modo isolado, não há a necessidade da inserção do controle terciário na estrutura. Isto também, pois o foco do trabalho é a análise do controle secundário e quando há a conexão da MG com a rede, as referências de tensão e frequência são obtidas de forma externa não necessitando do CS ajustar estas variáveis.

3. Controle secundário analisado

O controle secundário analisado foi proposto no trabalho [7] e é baseado na teoria do consenso e visa a regulação a partir da média das frequências e tensões, para restauro da qualidade da energia dos barramentos da MG, em regime permanente. É composto por dois algoritmos, o CSF que regula as frequências do sistema, e que foi apresentado inicialmente em [9], e o CST que foi proposto pelo autor de [7].

Esta estratégia de regulação da frequência e tensões atua nos valores de P_{ref_n} e Q_{ref_n} das equações do controle primário por *Droop Control Method*, apresentadas em 2.15 e 2.16, que inicialmente possuem valores iguais a zero e posteriormente são atualizados pelo CSF e CST. Nestas equações E_0 e ω_0 se mantém constantes e iguais para todas as UGs presentes na MG. Estas equações podem ser visualizadas novamente em 3.1 e 3.2.

$$\omega_n = \omega_0 - k_{pn}(P_n - P_{ref_n}) \quad (3.1)$$

$$E_{drn} = E_0 - k_{vn}(Q_n - Q_{ref_n}) \quad (3.2)$$

O sistema completo como apresentado em [7] é multiagente, multivariável e não linear. Por isso foi optado a compreensão desses esquemas de controle atuando em conjunto, a partir de simulações computacionais. Ainda não foram desenvolvidas modelagens matemáticas aprofundadas para o sistema proposto.

3.1. Controle Secundário de Frequência

O controle secundário de frequência atua no valor de P_{ref_n} da estrutura em que está embarcada e este valor é utilizado pelo controle primário. Este controle visa atingir o consenso de modo que as potências ativas da UG sejam igualadas às potências de referência, assim a frequência da unidade se iguala ao valor da frequência de equilíbrio ω_0 .

Se $P_n = P_{ref_n}$, na equação 3.1, então, $\omega_n = \omega_0$. Este equilíbrio é alcançado em regime permanente.

A equação utilizada pelo controle secundário de frequência (CSF) é apresentada em 3.3.

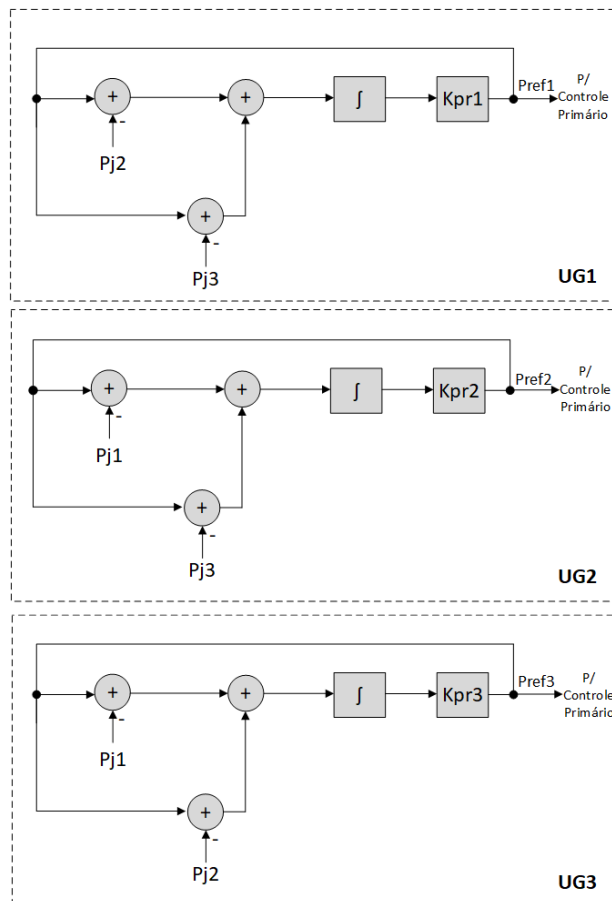
$$P_{ref_n} = -k_{prn} \int \sum_{\substack{j \in N_{sn} \\ j \neq n}} (P_{ref_n} - P_j) dt \quad (3.3)$$

O CSF requer comunicação entre as unidades, assim, cada uma delas deve receber o valor de potência ativa P_j de, pelo menos, uma unidade vizinha e enviar seu valor de potência para, pelo menos, outra unidade. A relação de envio de informações entre as UGs depende da topologia de rede de dados e deve obedecer aos conceitos da teoria dos grafos, descrita, sucintamente, na seção 2.3.1. A descrição $j \neq n$, diz que não há necessidade do envio da potência ativa da estrutura para ela mesma, somente o envio para as UGs vizinhas.

As subtrações da P_{ref} atual da UG pela potência ativa da unidade vizinha, P_j , estão contidas em uma somatória que depende da quantidade de unidades que estão se comunicando. Posteriormente, o resultado desta somatória é integrado e multiplicado por uma constante, que é o único parâmetro do projeto de controle k_{pr_n} .

É válido lembrar que a frequência é a mesma para todo o sistema em regime permanente, ou seja, é uma variável global. Além disso, as potências ativas são distribuídas com precisão devido a essa característica da frequência. Logo, o restaurador de frequência possui operação e análise simplificada. Além disso, resultados com restauração exata das frequências e sem prejuízo na distribuição das potências foram demonstrados em [9] e [7].

Figura 14 - Diagrama esquemático do controle secundário de frequência



A figura 14 demonstra a estratégia de regulação de frequência em formato de diagrama de blocos. Este diagrama refere-se à equação 3.3 e supõem a existência de três UGs conectadas em paralelo. A rede de dados suposta nos diagramas é a completa, onde cada UG recebe informações de potência ativa das suas duas outras vizinhas e envia o valor de sua potência para essas unidades.

A rede de comunicação adotada na figura 14 é a completa, porém, a correta restauração da frequência sem prejuízo na distribuição de potências, também seria alcançada com a utilização da rede de dados mínima, topologia de comunicação em árvore geradora mínima. Neste modo, seria feito o corte de comunicação entre duas UGs, considerando uma microrrede operando com três unidades.

No caso da saída de uma das unidades ou parada de operação, é necessário que as outras UGs restantes detectem a falta de comunicação e desativem o recebimento e envio de dados para esta UG. Assim, automaticamente, o algoritmo irá calcular as médias das tensões considerando apenas as unidade restantes [15].

3.2. Controle Secundário de Tensão

O controle secundário de tensão possui um algoritmo similar ao CSF apresentado em 3.3 e mesmas condições de operação.

$$Q_{ref_n} = -k_{qr_n} \int \sum_{\substack{j \in N_{s_n} \\ j \neq n}} (Q_{ref_n} - Q_j) dt \quad (3.4)$$

Do mesmo modo, é necessário que as unidades recebam os dados de potência reativa de suas vizinhas e enviem o seu valor de potência reativa para estas. O cálculo resultante é semelhante ao apresentado para o CSF. A variável de ajuste do projeto é k_{qr_n} que controla a velocidade de convergência.

Como pode ser visto este controle atua na variável Q_{ref_n} do controle primário de sua unidade e visa restaurar a média das tensões trazendo para a tensão de equilíbrio E_0 . Uma de suas considerações é a de não remover o desvio causado pelo *droop* de tensão, que é necessário para a distribuição de potência reativa.

No caso do CST não há nenhuma variável global no sistema e em detrimento a isso, a distribuição de potência reativa não é igualitária na maior parte dos casos. Essa potência

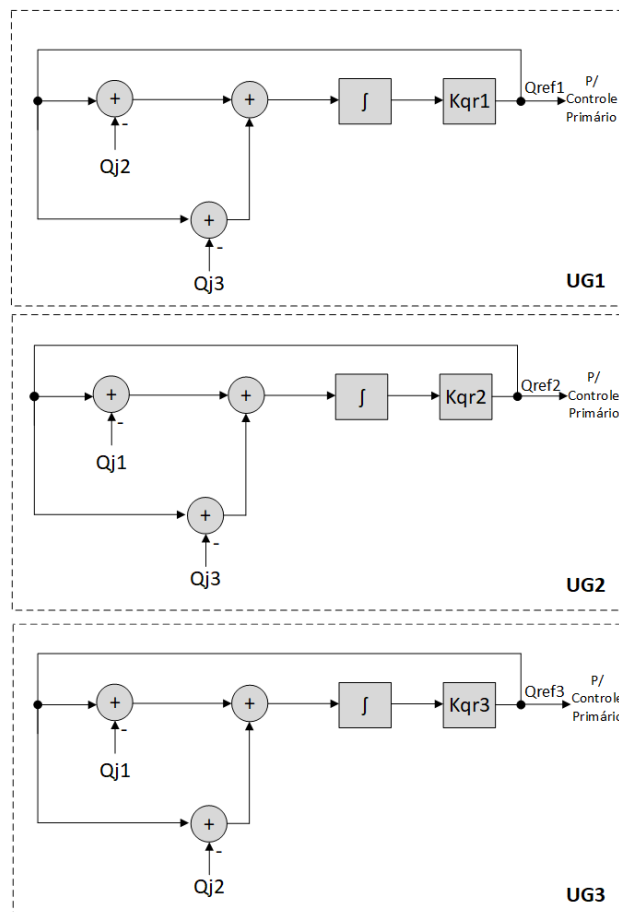
somente é distribuída de forma igualitária, nos casos de UGs de capacidades iguais e impedâncias da linha de transmissão também iguais.

As condições suficientes para que E_{med} seja igual a E_0 , no caso de rede de dados completa, são que, ou os k_{v_n} 's das unidades sejam exatamente iguais ou as potências reativas das três unidades sejam igualitárias. Esta última condição somente se concretizaria para UGs com capacidades iguais e impedâncias de linhas de transmissão idênticas.

Com a utilização de rede de dados mínima, mesmo com essas características, E_{med} não seria igual a E_0 , e quanto maior fosse o valor de K_p , do controle primário da estrutura, maiores seriam os desvios de tensão. Porém, esses desvios são pequenos como poderá ser visto no capítulo de resultados.

Similar ao apresentado para o CSF, a figura 15 representa o diagrama de blocos para o restaurador de tensão conforme equação 3.4. Como pode ser visualizado, a construção do algoritmo é baseada no CSF, porém, a forma de análise se diferencia deste controle, devido se tratar de uma variável de regulação com diferentes valores e que necessitam ser diferentes afim de se realizar uma correta distribuição de potência reativa.

Figura 15 – Diagrama esquemático do controle secundário de tensão

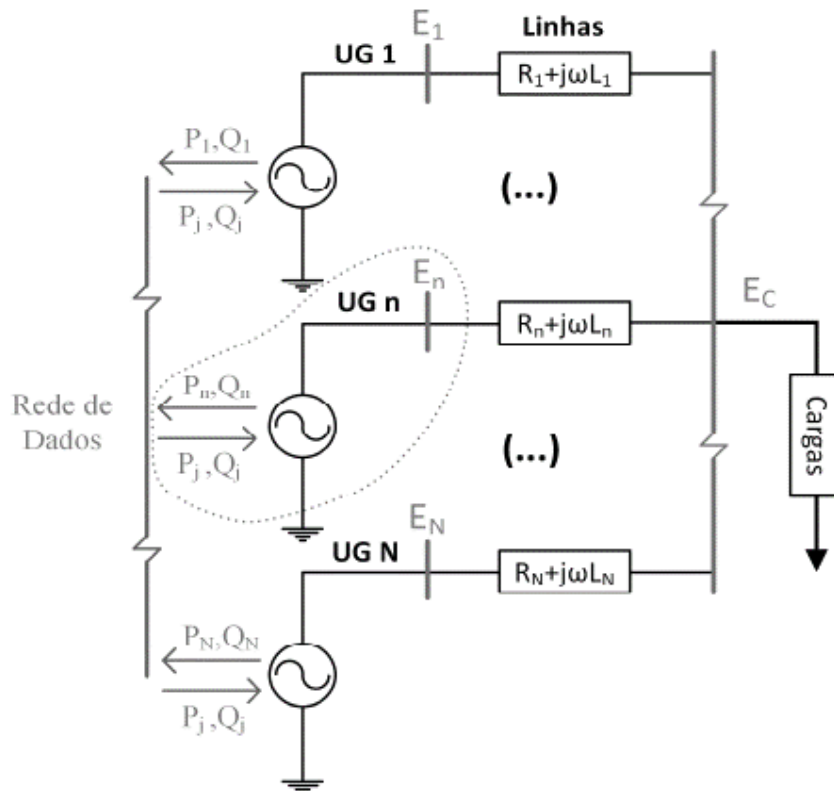


No caso de saída de uma das UGs, consideração similar a feita para o CSF deve ser realizada para o CST. As UGs devem detectar a ausência de comunicação das unidades que apresentaram falha ou saíram de operação, e desconsiderarem suas influências no algoritmo do CST. Ou seja, devem finalizar o envio e recebimento de dados destas unidades fazendo com que a estratégia de regulação das tensões, somente, considere as UGs em operação. Em caso de retorno das UGs, a comunicação com estas deve ser reestabelecida, fazendo com que o algoritmo volte a considerar a influência destas unidades.

Como pode ser visto as únicas variáveis que necessitam ser enviadas e recebidas pelas UGs para o correto funcionamento deste controle secundário são as potências ativas (P_n) e reativas (Q_n). Estas são variáveis lentas, por serem resultados de cálculos na própria estrutura que utilizam filtros na sua composição.

As microrredes que utilizam deste CS, podem ser formadas por N UGs, não havendo limitações para esse número como pode ser visto na figura 16. A única consideração que deve ser feita é que quanto mais UGs forem conectadas no sistema, mais se exigirá da rede de comunicação, principalmente, se essa rede for completa.

Figura 16 - Comunicação entre as UGs



Fonte: [7]

Como apresentado em [7] é estudado um sistema de comunicação baseado em CAN (*Controller Area Network*) para a implementação do aparato experimental que simulará a microrrede com o CS proposto. Tal sistema possui várias características que facilitam a troca de informações entre as unidades e se mostra ideal para esse contexto. Todavia, possui como desvantagem a limitação de distância, neste sentido a rede de comunicação CAN é adequada apenas quando as UGs estão próximas, como em um mesmo edifício ou na vizinhança próxima [7].

Quando se consideram distâncias maiores entre as UGs, ainda não se tem um consenso sobre qual seria o formato da rede de comunicação ideal. Ainda não se sabe se o melhor modo de proceder a troca de informação entre as UGs seja utilizando-se Wi-Fi e armazenando dados na nuvem ou por intermédio de *gateways* para interface com outros protocolos de maior alcance, considerando a rede CAN para as unidades próximas e o *gateway* fazendo a interface com outras unidades através de algum protocolo sem fio ou por intermédio de fibra óptica, como sugerido em [7]. Neste quesito, a implementação da rede de comunicação ainda necessitará ser analisada para o contexto global do trabalho.

Um fato importante sobre a operação do CS é que, no caso de falha desse controle, a operação do sistema não é afetada, apenas a regulação das tensões e frequência. Ou seja, se a comunicação entre as UGs apresentar uma falha ou devido a saída de uma UG importante para a rede de dados, a MG continua operando apenas com o controle primário que não depende de comunicação entre as unidades. Deste modo, as UGs operariam com P_{ref_n} e Q_{ref_n} fixos no último valor alcançado pelo CS.

A figura 16 retrata N UGs conectadas em paralelo, fornecendo tensão a uma carga linear conectada no barramento que interliga as unidades. Porém, por mais que esse esquema seja típico por representar uma MG, ele não é único. Outra configuração da MG é quando se consideram cargas locais, ou seja, cargas conectadas aos inversores, porém, que não estão no barramento central.

Além disso, é típico representar que a carga conectada ao PAC é trifásica. Essa é uma simplificação do esquema considerando que o sistema é trifásico, porém, podem existir várias cargas no barramento sendo elas trifásicas, bifásicas e monofásicas. Isso implicaria em uma carga desbalanceada, que afetaria o sistema, assim como o SEP é afetado, porém, que não dificultaria a operação dos controles na MG.

É fato que diversas configurações da MG, podem ser analisadas com alterações nos valores de impedâncias da linha, nos coeficientes dos *droops*, coeficientes do CS, alterações de

cargas, inserção de cargas desbalanceadas, cargas não-lineares, entre outros. Assim, como cargas e topologias da rede são alteradas frequentemente no SEP, elas também seriam alteradas em uma MG.

Independente dos casos, as MGs não podem tender a perder a estabilidade frente a alguma destas situações. Caso ocorra instabilidade, deve-se entender o motivo e realizar mudanças na estratégia de controle. Além disso, é prudente que se verifique os níveis de tensão e frequência, além das distribuições das potências, em diferentes casos passíveis de ocorrerem, a partir de simulações e aparatos experimentais.

4. Resultados e Discussão

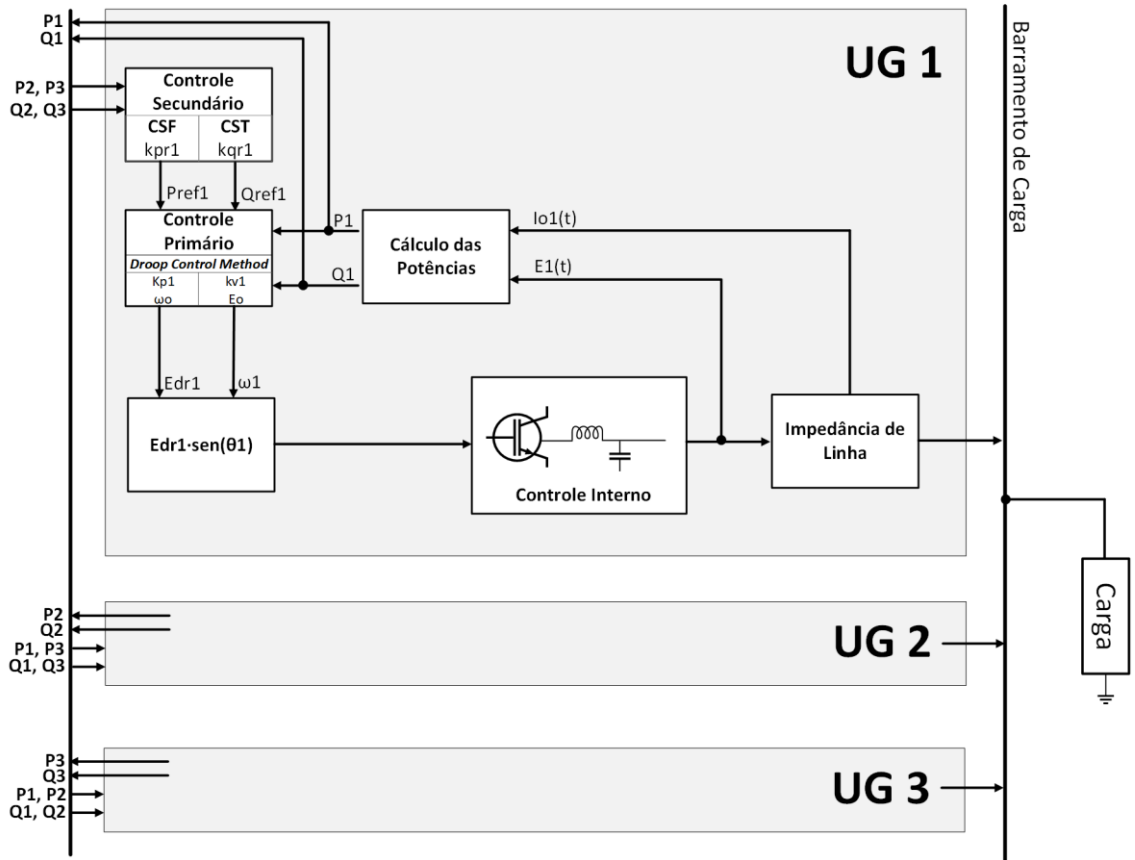
Este capítulo apresentou os resultados alcançados conforme objetivo do trabalho. Serão apresentados os resultados obtidos a partir de simulações para uma microrrede contendo três UGs, ora somente com controle primário conforme equações 2.15 e 2.16, ora com a inserção do controle secundário de frequência, presente na equação 3.3 e tensão, equação 3.4. Foram utilizados diferentes valores de carga para cada estudo que na prática influenciariam na potência nominal de cada uma das três UGs.

Alguns parâmetros da MG necessitaram ser mantidos fixos, pois diferentes modificações em todos os parâmetros resultariam em um número imensurável de simulações, o que não faz parte do enfoque do trabalho e nem seria viável na divulgação dos resultados. Os parâmetros do sistema serão mencionados de acordo com cada modificação realizada. Serão utilizadas UGs de capacidades iguais na obtenção dos resultados.

Para fins de redução do peso computacional o controle interno necessitou ser considerado ideal, tal decisão foi tomada visto que este controle possui uma dinâmica de operação superior ao controle primário e secundário. Sendo assim, as UGs são consideradas fontes ideais de tensão controlada para fins computacionais, porém, a dinâmica de operação do controle interno poderia ser verificada na tomada de resultados, a partir de um aparato experimental da MG.

A figura 17 representa o esquema completo da MG, contendo o controle interno, primário e secundário. Esta planta foi simulada no *software* PSIM para a obtenção dos resultados que poderão ser visualizados nas seções posteriores.

Figura 17 - Esquema da MG que será simulada



Fonte: Adaptado de [9]

4.1. Diferentes topologias para a rede de dados mínima

O primeiro conjunto de simulações que será apresentado, se referem a mudanças na topologia da rede de dados mínima, e o que tal modificação poderia interferir nos resultados da MG. Para isso serão coletados resultados em regime permanente da microrrede com rede de dados completa e as três variações possíveis na rede de dados mínima, salientando aqui que a microrrede possui três UGs.

Figura 18 - MG com rede de dados completa

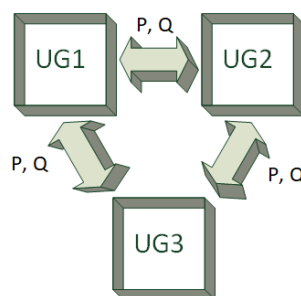
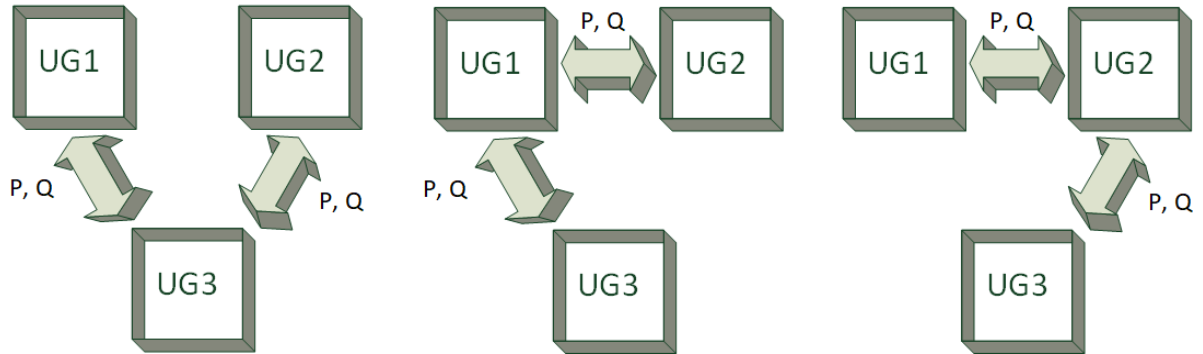


Figura 19 - MG com as três variações na topologia de rede de dados mínima



A figura 18 apresenta a microrrede com rede de dados completa, ou seja, todas as unidades trocando informações entre si. Já na figura 19 há a apresentação dos três diferentes modos da rede de dados mínima, a primeira topologia apresenta um corte na comunicação entre as unidades 1 e 2, a segunda um corte entre as unidades 2 e 3 e a terceira entre as unidades 1 e 3.

Os dados referentes ao sistema podem ser visualizados na tabela 1. Como a dinâmica interna dos inversores foi considerada ideal, ou seja, os inversores considerados são ideais, não há menção nos dados gerais da microrrede dos parâmetros dos componentes do filtro LC e compensadores internos.

Tabela 1 - Dados Gerais da Microrrede

Variável	Símbolo Representativo	Valor	Unidade
Tensão Nominal	V_{n0}	220/380	V
Tensão de equilíbrio	E_0	225	V
Frequência de equilíbrio	ω_0	$2\pi 60/377$	rad/s
Frequência de corte do filtro	ω_f	$2\pi 6$	rad/s
Coefficientes do <i>droop</i> de frequência	K_{p123}	0,002	rad/(Ws)
Coefficientes do <i>droop</i> de tensão	K_{v123}	0,003	V/var
Coefficientes do CSF	K_{pr123}	12	W/s
Coefficientes do CST	K_{qr123}	100	var/s
Tempo de atraso da comunicação	t_d	100	ms

Como pode ser visto a classe de tensão adotada para o trabalho foi de 220 V fase – neutro e 380 V entre fases. A tensão de equilíbrio foi escolhida como 225 V para compensar a queda de tensão provocada pelas impedâncias das linhas de transmissão entre a saída das UGs e o barramento de carga, tal valor será a tensão na saída das UGs quando estas alcançarem o

equilíbrio, através do CS ou quando estiverem sem carga. A frequência de equilíbrio foi escolhida como a frequência das redes CA no Brasil, 60 Hz.

O tempo de atraso na rede de comunicação entre as UGs será de 100 ms, por ser um atraso razoável no envio de dados e para melhor visualização dos resultados. Ou seja, com esse valor a distinção entre a dinâmica causada pelo controle primário e as causadas pelo controle secundário estão distantes, facilitando a compreensão.

Os coeficientes do controle secundário de frequência e tensão foram obtidos por intermédio de extensivas simulações. Sendo os melhores resultados alcançados pelos valores apresentados na tabela para K_{pr123} e K_{qr123} , 12 W/s e 100 var/s, respectivamente. Já os coeficientes dos *droops*, K_{p123} e K_{v123} , foram obtidos através das equações 2.17 e 2.18.

A carga possui uma potência aparente de 24 kVA e um fator de potência (fp) de 0,65 indutivo. Com isso a potência ativa será de 15,6 kW e a reativa de 18,24 kvar. Nota-se que com um fator de potência reduzido, a potência reativa é elevada e tal valor foi escolhido, justamente, para provocar uma grande variação de sinal nas potências reativas e, conseqüentemente, grandes variações nas tensões da MG.

Para tal carga linear e trifásica ajustada para ser de impedância constante, foram necessárias uma resistência de carga de 3,93 Ω e uma indutância de 12,20 mH. Esta carga será inserida no sistema de forma plena, ou seja, inserida integralmente para também impor grandes variações na MG. A carga irá ser chaveada em 0,1 s e a tomada de resultados será quando o sistema já estiver estabilizado.

As impedâncias de linha de transmissão foram escolhidas para atender três diferentes casos, um com impedâncias grandes e distintas ($Z_{LT} - G$), outro com impedâncias pequenas e distintas ($Z_{LT} - P$) e, por fim, um que contenha impedâncias médias e similares ($Z_{LT} - M$). Assim, os resultados poderão ser comparados entre estas três variações de impedância da rede. Os valores escolhidos para cada caso podem ser visualizados na tabela 2.

Tabela 2 - Impedâncias das linhas de transmissão

Caso	Z_{LT}	$R_1 [\Omega]$	L_1 [mH]	$R_2 [\Omega]$	L_2 [mH]	$R_3 [\Omega]$	L_3 [mH]
1	$Z_{LT} - G$	0,1	6	0,09	5	0,12	8
2	$Z_{LT} - P$	0,13	4	0,09	2	0,1	3
3	$Z_{LT} - M$	0,09	5	0,06	5	0,07	5

Como não há normas para as microrredes que determinem níveis adequados de tensão e frequência, será adotado a comparação com os níveis estabelecidos pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST que regula os níveis

adequados de fornecimento nos sistemas de distribuição. Logo, para sistemas de distribuição em 380/220 V os níveis adequados de tensão são de 202 a 231 V [29]. As divisões em qualidade de fornecimento podem ser vistas na tabela 3, retiradas do PRODIST módulo 8.

Tabela 3 - Qualidade de fornecimento em pontos de conexão inferiores a 1 kV (380/220 V)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte:[29]

Os resultados obtidos com as simulações podem ser vistos na tabela 4. Onde $P_t/3$ refere-se à potência total gerada pelas três UGs dividida por três, ou seja, a média da potência ativa gerada. $Q_t/3$ é a média da potência reativa, $\Delta \bar{E}$ é a média das tensões E_1 , E_2 e E_3 subtraída de E_0 (225 V) que é a tensão de equilíbrio. Tal valor é importante, pois o objetivo do CST é de reduzi-lo, de forma a regular o nível de tensão nos barramentos dentro da faixa adequada. v_{carga} é a tensão RMS na carga que será comparada com os níveis de tensão indicados pelo PRODIST, na tabela 3.

Tabela 4 - Resultados em regime permanente para UGs de mesma potência

Z _{LT}	Caso de Controle	P _t /3 [W]	f/3 [Hz]	Q _t /3 [var]	Q1 [var]	Q2 [var]	Q3 [var]	E1 [V]	E2 [V]	E3 [V]	ΔE [V]	V _{carga} [V]
1	CP	4.436,1	57,9	5.807,2	5.910,8	6.702,9	4.807,9	218,17	217,26	219,40	-6,72	198,18
1	CS RC	4.499,4	60,0	6.105,7	6.213,3	6.936,0	5.167,7	224,83	223,57	226,64	0,01	203,73
1	CS RM 1↔3↔2	4.479,3	60,0	6.078,7	6.089,8	6.908,5	5.237,8	224,02	223,07	226,47	-0,48	203,25
1	CS RM 3↔1↔2	4.504,4	60,0	6.110,8	6.200,0	7.067,1	5.065,1	224,86	224,00	226,32	0,06	203,82
1	CS RM 1↔2↔3	4.516,8	60,0	6.128,1	6.352,3	6.867,9	5.164,2	225,60	223,73	226,98	0,44	204,11
2	CP	4.911,5	57,7	5.906,4	4.802,6	7.149,0	5.767,6	219,45	216,74	218,34	-6,82	208,05
2	CS RC	4.976,3	60,0	6.228,9	5.258,7	7.299,1	6.128,9	226,69	223,16	225,19	0,01	214,22
2	CS RM 1↔3↔2	4.977,5	60,0	6.228,2	5.044,2	7.513,4	6.127,0	226,26	223,41	225,19	-0,05	214,24
2	CS RM 3↔1↔2	4.955,0	60,0	6.201,8	5.366,3	7.331,2	5.908,0	226,47	222,74	224,38	-0,47	213,75
2	CS RM 1↔2↔3	4.998,5	60,0	6.257,0	5.277,8	7.159,3	6.333,7	227,18	223,45	226	0,53	214,69
3	CP	4.593,4	57,8	5.850,4	5.819,1	5.875,6	5.856,6	218,28	218,21	218,24	-6,76	201,77
3	CS RC	4.659,9	60,0	6.160,3	6.133,9	6.180,7	6.166,2	225,06	224,98	225,00	0,01	207,58
3	CS RM 1↔3↔2	4.659,9	60,0	6.160,4	6.130,4	6.185,6	6.165,2	225,05	224,99	225,01	0,02	207,58
3	CS RM 3↔1↔2	4.659,2	60,0	6.159,5	6.136,0	6.180,5	6.162,1	225,05	224,96	224,98	0,00	207,57
3	CS RM 1↔2↔3	4.660,3	60,0	6.160,8	6.133,2	6.179,1	6.170,2	225,07	224,98	225,03	0,02	207,59

O CSF regula as frequências com precisão para 60 Hz, porém, a microrrede com apenas o CP não possui sua frequência regulada, como pode ser visto na tabela, ficando em torno de 57 Hz. Comparando-se os valores nota-se um aumento da potência reativa quando há a

utilização do CS, independentemente, se está com rede de dados completa ou mínima. Ou seja, mesmo não sendo o objetivo do CS, tal controle pode melhorar a distribuição de potência reativa entre as UGs.

Nota-se a regulação de tensão quando se observa o valor de $\Delta\bar{E}$ com CS, em detrimento da microrrede apenas com o CP. Neste caso, $\Delta\bar{E}$, em todos os casos é inferior à 0,5 V, ou seja, a média das tensões estão sendo reguladas para próximas ao valor de referência escolhido como sendo de 225 V. Com apenas o CP, a microrrede não regula as tensões de saída das UGs e possui nos três casos uma diferença de, aproximadamente, 7 V.

As tensões na carga, nos casos 1 e 3, de acordo com os valores na tabela 3 estão com qualidade precária, menores que 202 V. A microrrede sem o CST é dependente dos valores das impedâncias da linha de transmissão para fornecer à carga, tensões a níveis adequados, por exemplo, como pode ser visto no caso 2, onde as impedâncias são pequenas e diferentes, o controle primário forneceu à carga uma tensão adequada de 208 V.

Com o CST, a microrrede é capaz de fornecer à carga tensões a níveis adequados mesmo com uma impedância de linha de transmissão considerável. Ou seja, regulando as tensões das UGs a tensão de saída para a carga é maior. Nota-se que mesmo com a utilização do CS com rede de dados mínima há uma boa regulação da tensão nos três casos, assim independentemente do corte escolhido o CST atende ao seu propósito para essa configuração.

Verifica-se que as variações dos resultados para o CS com rede de dados mínima, alterando-se o corte na comunicação, neste caso com UGs de capacidades iguais, é dependente da impedância da linha de transmissão. Ou seja, as UGs com as menores impedâncias de linha possuem maiores capacidades frente as demais, então se elas se tornam as raízes da rede de dados os resultados da regulação da tensão são melhores. O contrário se verifica quando se realiza o corte na comunicação entre duas UGs com as menores impedâncias de linha e deixa a que tem maior impedância para ser a raiz da rede de dados.

No entanto, fazendo-se uma comparação entre os valores de tensão, a diferença é pequena nas três variações. Logo, qualquer que seja o corte na rede de dados será alcançado uma boa regulação entre as tensões de saída das UGs. Tal questão é exemplificada no terceiro caso, com impedâncias de linha médias e similares, tendo-se uma regulação de tensão similar nos três casos.

No entanto, quando se considera uma microrrede com UGs de capacidades diferentes, tal discrepância seria mais evidente. Neste caso, deve-se optar pelo corte na comunicação entre

as UGs de menores capacidades, deixando a UG com maior capacidade para ser a raiz da rede de dados. Deste modo, resultados melhores serão alcançados.

4.2. Rede de dados mínima com ganhos modificados

Será feito aqui um estudo do resultado dinâmico para a microrrede com CS e rede de dados mínima. Para isso será utilizado a mesma carga do estudo anterior e os mesmos parâmetros constantes na tabela 1. A carga de 24 kVA e fp de 0,65ind será inserida no sistema, através de chaveamento, em 0,1 s e será retirada em 1,0 s. Com relação à impedância da linha de transmissão será utilizado o caso 1 da tabela 2, impedâncias grandes e distintas. Será feito o corte na rede de dados entre as UGs 3 e 2, escolhido de forma arbitrária.

Os resultados dinâmicos da frequência, tensão, potência ativa e reativa podem ser visualizadas nas figuras 20 e 21.

Figura 20 - Frequências e tensões para a microrrede com CS e rede de dados mínima

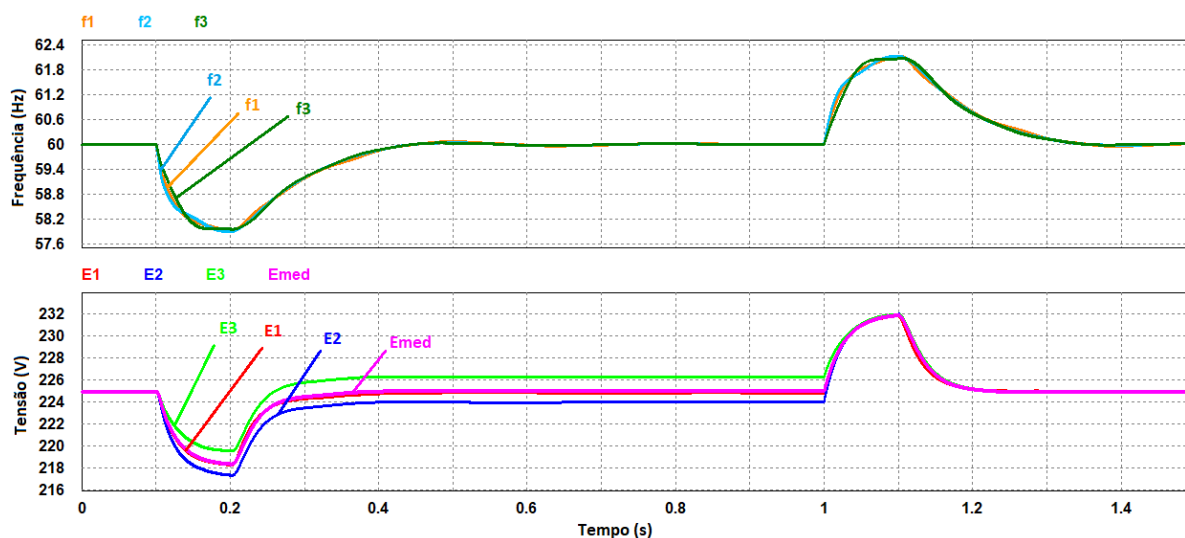
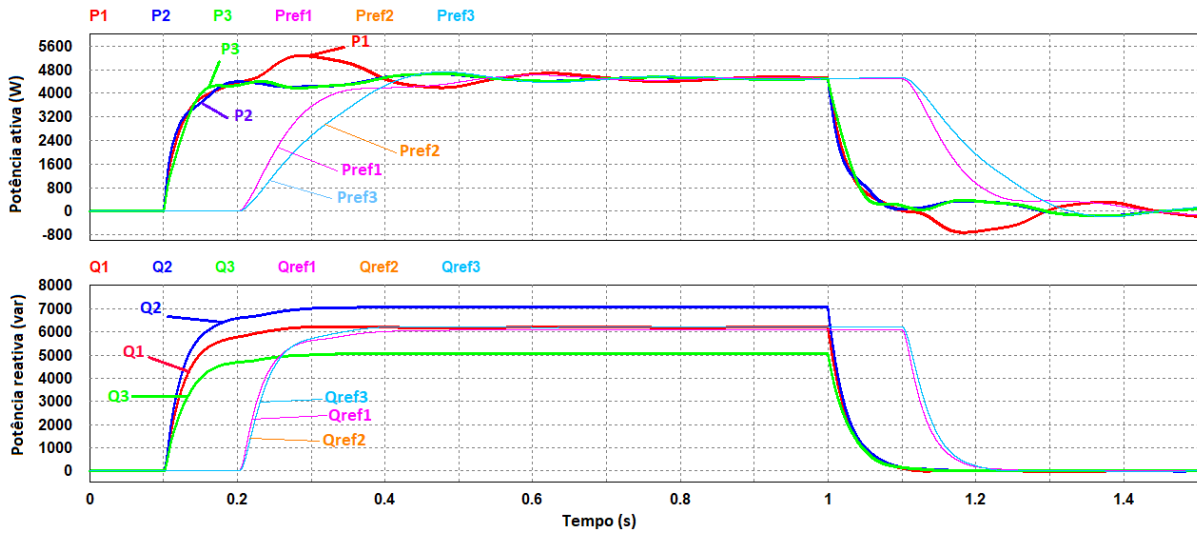


Figura 21 - Potências ativas e reativas para a microrrede com CS e rede de dados mínima



As variações de amplitude das frequências estão diretamente ligadas às variações das potências ativas e as tensões às potências reativas. Na figura 20, nota-se a regulação das frequências e tensões com o CS. As frequências são reguladas ao valor de 60 Hz e a média das tensões para o valor de 225 V, conforme ω_0 e E_0 . Já na figura 21, nota-se a distribuição da potência ativa e reativa entre as UGs, juntamente com as potências denominadas P_{ref} e Q_{ref} que possuem um tempo de atraso de 100 ms.

Vale salientar que os valores de P_{ref} e Q_{ref} presentes na figura 21, representam a ação do controle secundário e não são referências de potência que devem ser seguidas precisamente pelas unidades. Estes valores são atualizados pelo controle secundário e devido ao atraso de comunicação considerado de 100 ms, dependem desse tempo até atualizar seus valores e regular os níveis de frequência e tensão aos valores adequados.

No regime transitório após 0,1 s, instante da inserção da carga, nota-se que houve redução dos valores de frequência e tensão. Isto ocorre transitoriamente, devido ao tempo de atraso correspondente à resposta do controle secundário. Neste curto intervalo de tempo, 100 ms, há apenas a atuação do controle primário no sistema, que responde ao aumento das potências ativas e reativas, reduzindo os níveis da frequência e tensões, respectivamente, de forma a manter a estabilidade do controle.

Nota-se que a potência ativa possui grandes oscilações, principalmente, em relação a potência ativa da UG 1. Tal unidade possui duas conexões em termos de rede de dados, enquanto as demais, somente uma. De forma a sanar esse sobrecarregamento temporário da UG 1 o trabalho de [7], propôs uma alteração dos ganhos do CS de forma a realizar uma

compensação pelo fato dela possuir dois ramos de comunicação frente as demais com apenas um.

Para isso há duas possibilidades, a primeira é dobrar o ganho das outras UGs, neste caso das unidades 3 e 2, mantendo fixo os ganhos da UG 1. Outra solução é reduzir pela metade os ganhos da UG 1 e manter fixos os ganhos das demais. Escolhendo a primeira solução os ganhos K_{pr2} e K_{pr3} são iguais a 24 e K_{pr1} é igual a 12. Já os ganhos K_{qr2} e K_{qr3} são iguais a 200 e K_{pr1} igual a 100.

Realizando estas modificações os resultados alcançados podem ser visualizados nas figuras 22 e 23.

Figura 22 - Frequências e tensões para as UGs com CS e rede de dados mínima com ganhos modificados

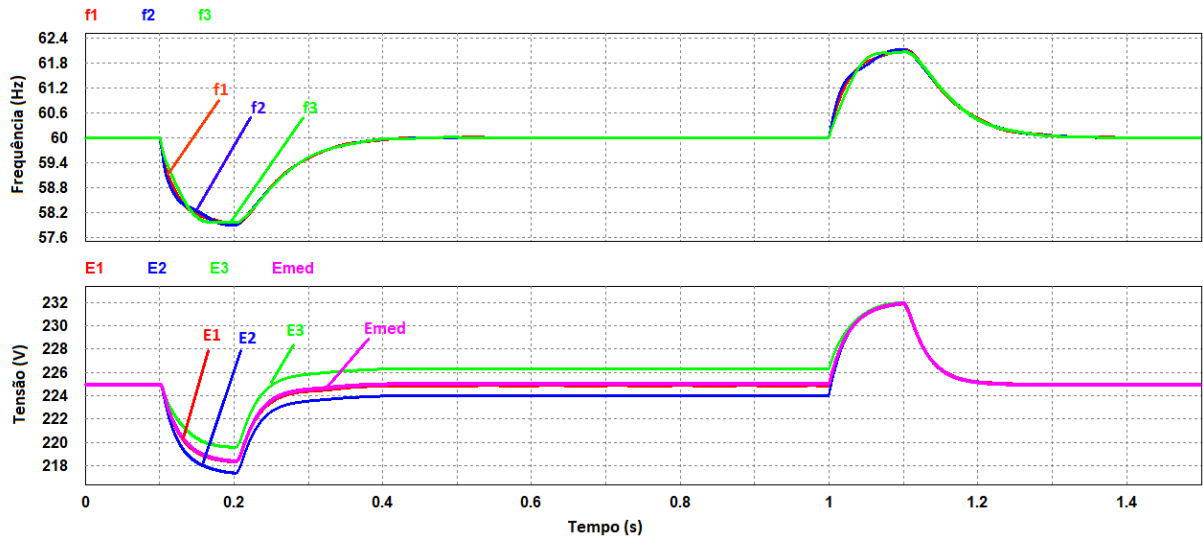
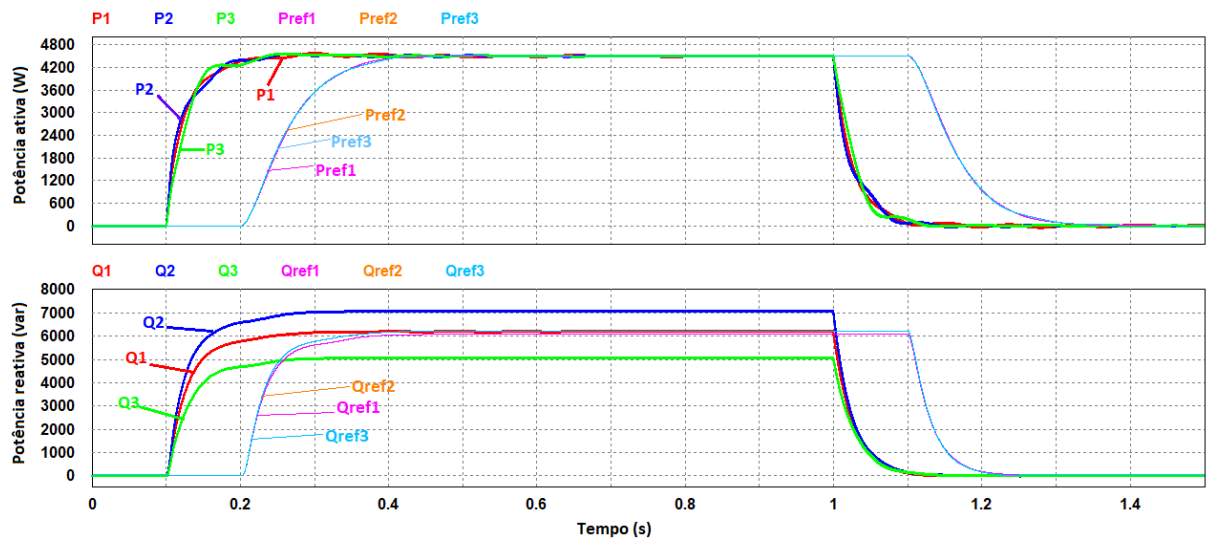


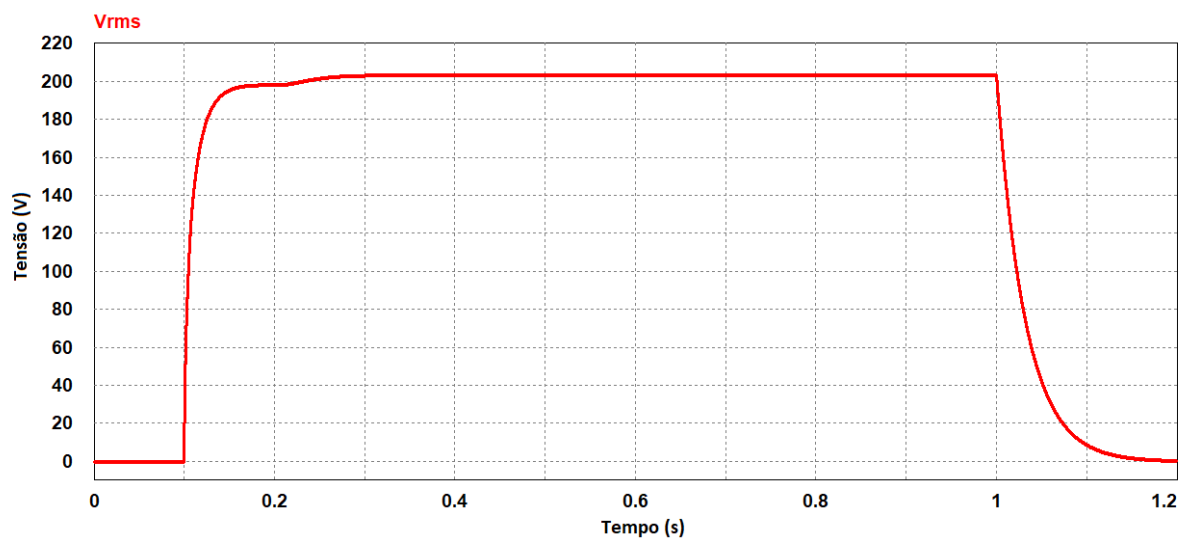
Figura 23 - Potências ativas e reativas para as UGs com CS e rede de dados mínima com ganhos modificados



Quando se compara as potências constantes nas figuras 21 e 23, nota-se que com a utilização da estratégia dos ganhos modificados, as oscilações das potências se atenuaram no regime transitória, durante 0,1 s à 0,4 s. Além disso, o tempo necessário para a regulação das tensões e frequências é pouco afetado, conferindo grande eficiência neste método. Além disso, não há alterações na regulação dos níveis de tensão e frequência com a utilização de ganhos modificados.

A tensão eficaz na carga poderá ser visualizada na figura 24. Ao qual retrata a tensão no barramento de carga, a microrrede operando com controle secundário e rede de dados completa.

Figura 24 - Tensão eficaz no barramento de carga



Nesta figura é possível visualizar o comportamento da tensão nos instantes de chaveamento e retirada da carga no barramento. Nota-se que após 0,2 s de simulação a tensão se eleva, esse comportamento se refere à regulação da tensão após a ação do CS. O nível de tensão no barramento de carga é de 203,73 V e a frequência é regulada precisamente em 60 Hz. Esses resultados estão em consonância com os valores apresentados na tabela 4.

4.3. Diferentes tempos de atraso na rede de comunicação

A consideração do tempo de atraso na rede de comunicação é importante para se avaliar o tempo de resposta nas regulações. O atraso considerado no trabalho [7] foi de 100 ms, principalmente, por ser um tempo considerável no que se refere a comunicação. Tal parte do estudo visa considerar diferentes tempos de atraso e avaliar as diferentes respostas dinâmicas do sistema em cada caso.

Serão considerados quatro tempos diferentes para o atraso na rede de comunicação. São eles 300, 200, 50 e 2 ms. A carga adotada será a mesma dos casos anteriores, 24 kVA. A impedância de linha será considerada como a do caso 1, impedância grandes e distintas. A rede de dados será a mínima com ganhos modificados com corte de comunicação entre as unidades 2 e 3.

Os resultados podem ser vistos nas figuras 25 a 32.

Figura 25 - Potência ativa e frequência com CS e tempo de atraso de 300 ms

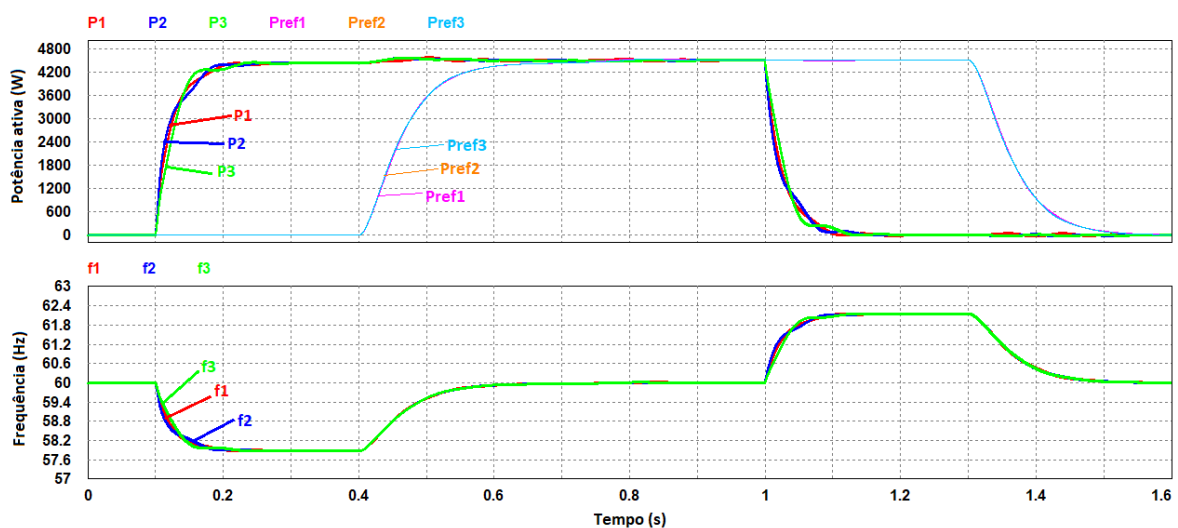
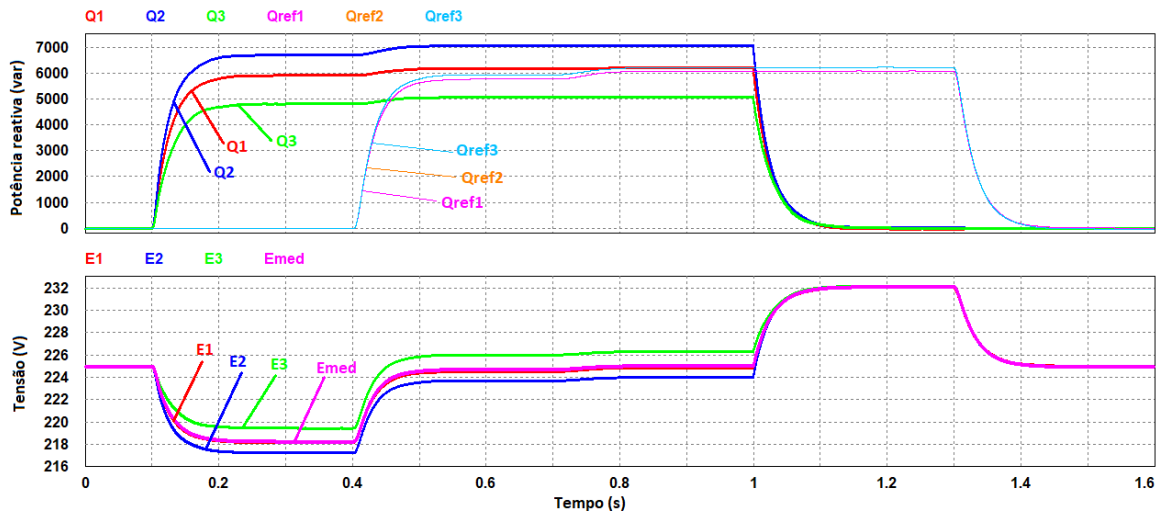


Figura 26 - Potência reativa e tensão com CS e tempo de atraso de 300 ms



Iniciando-se com o tempo de atraso de 300 ms, fica perceptível o quanto se prolonga a restauração da tensão e frequência em comparação com as simulações presentes nas figuras 20 e 21. A restauração, neste caso, inicia em 0,4 s e somente em 0,6 s é estabilizada, tanto para a tensão quanto para a frequência.

Nota-se também um aumento das potências ativas e reativas após 0,4 s, assim que as potências P_{ref} e Q_{ref} se elevam. Deste modo, fica claro que o CS tende a melhorar também os níveis das potências ativas e reativas, regulando as tensões e frequência da microrrede.

Figura 27 - Potência ativa e frequência com CS e tempo de atraso de 200 ms

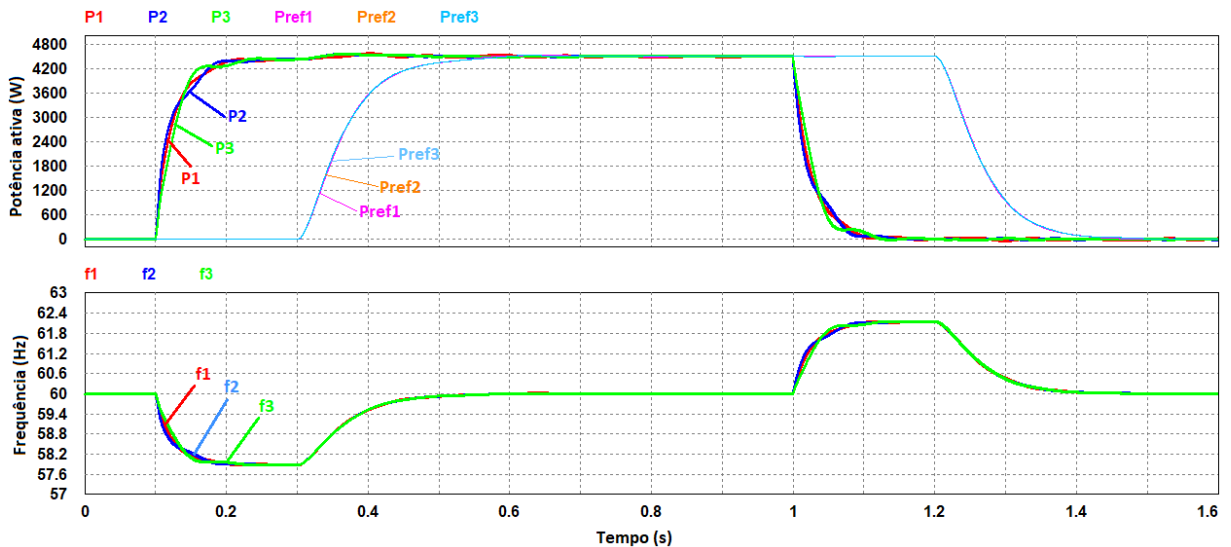
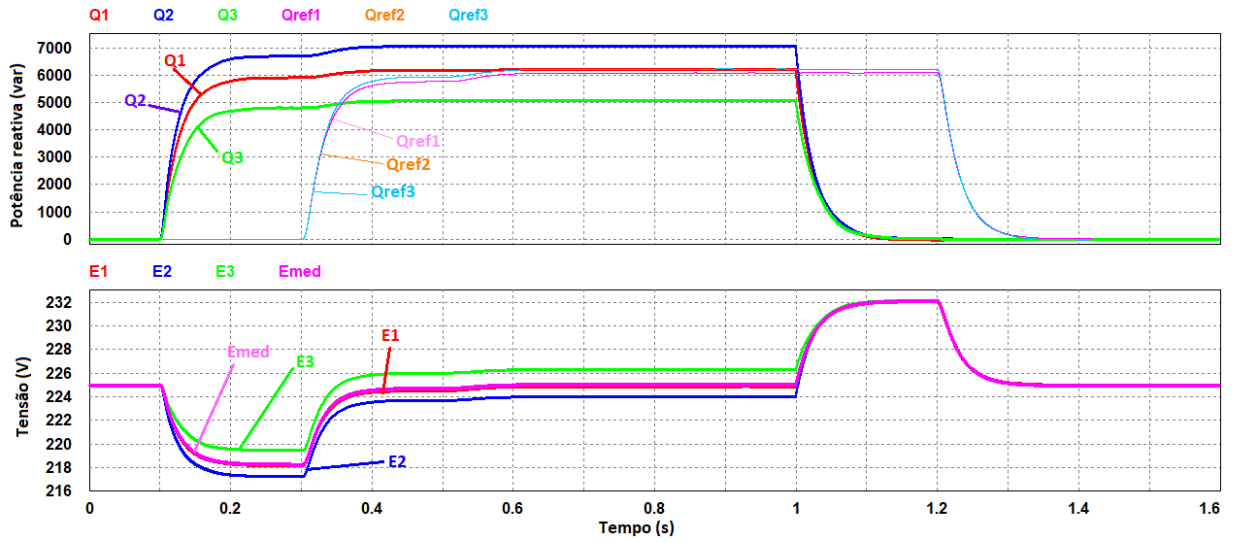


Figura 28 - Potência Reativa e tensão com CS e tempo de atraso de 200 ms



Com o tempo de atraso de 200 ms, o tempo até a regulação das tensões e frequências é menor em comparação com as figuras 25 e 26, iniciando-se em 0,3 s e estabilizando-se em torno de 0,4 s. A dinâmica das variáveis é similar ao do atraso de 300 ms, o que também facilita a visualização do aumento das potências ativas e reativas com um tempo de, aproximadamente, 0,4 s.

Figura 29 - Potência ativa e frequência com CS e tempo de atraso de 50 ms

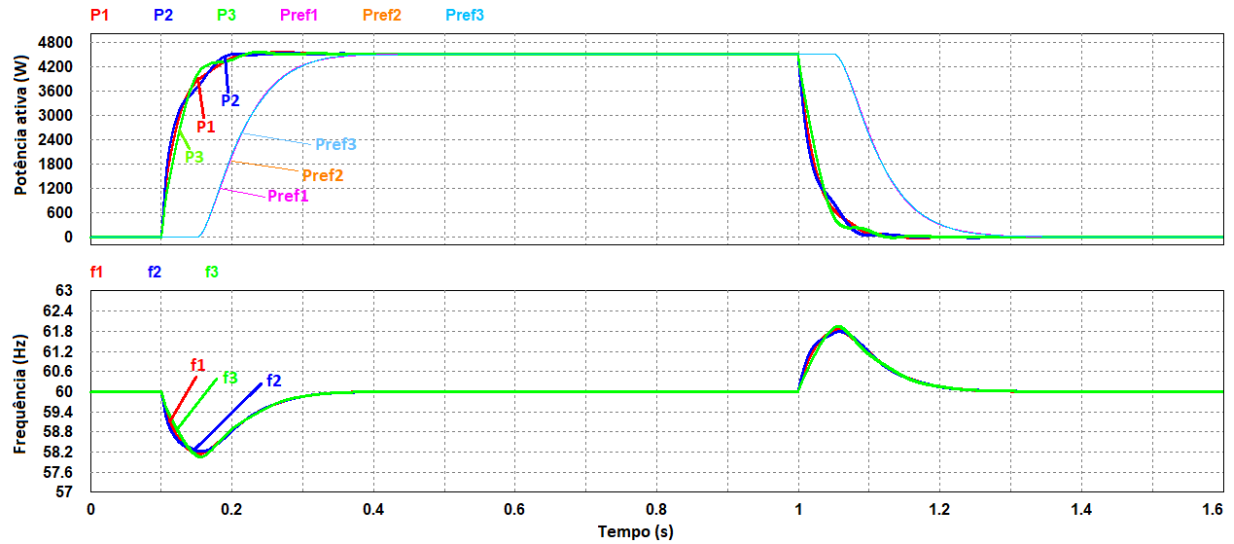
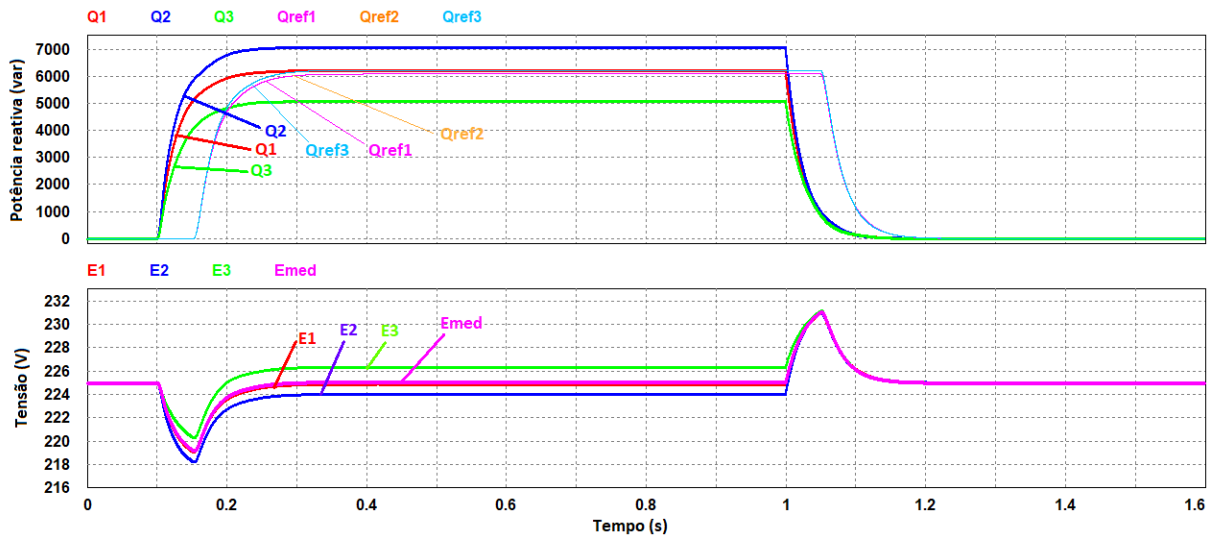


Figura 30 - Potência reativa e tensão com CS e tempo de atraso de 50 ms



Com um atraso menor, a resposta do CS para as variáveis de tensão e frequência se torna mais rápida. A resposta transitória frente à inserção de carga possui uma menor duração, próxima a 0,1 s e as frequências e tensões máximas e mínimas são inferiores aos casos anteriores. Em 0,15 s há a resposta do CS com as variações de P_{ref} e Q_{ref} e em 0,3 s já há a estabilização das variáveis. As oscilações da potência ativa são reduzidas, neste caso, quando comparada ao dos casos com tempos de atraso superiores. Isto acontece devido à resposta do CS ser mais rápida em relação ao chaveamento da carga.

Figura 31 - Potência ativa e frequência com CS e tempo de atraso de 2 ms

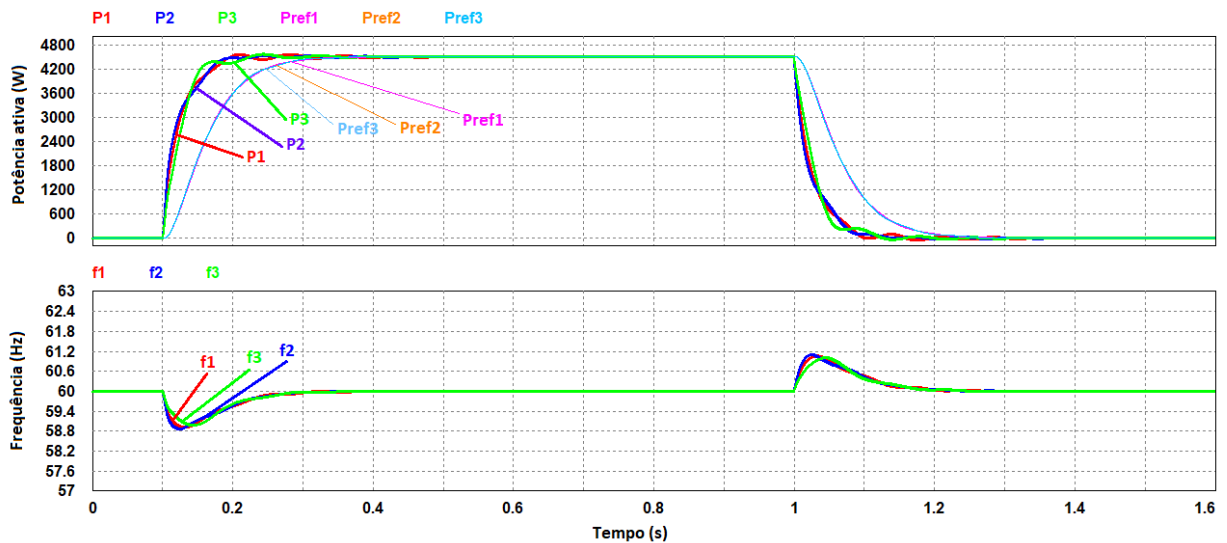
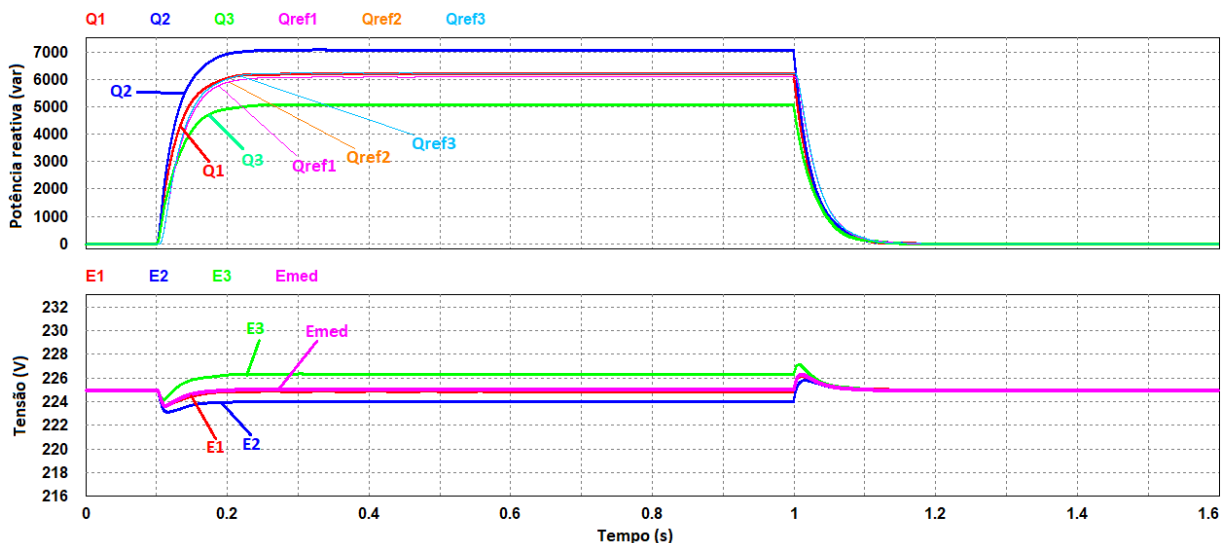


Figura 32 - Potência reativa e tensão com CS e tempo de atraso de 2 ms



O CS com o tempo de atraso de 2 ms, representa o melhor caso entre os demais. A ação do CS se dá quase instantaneamente ao chaveamento da carga. Isso se reflete nos níveis máximos e mínimos das frequências e tensões que são relevantemente reduzidos. A estabilização acontece em aproximadamente 0,3 s para as frequências e a um tempo menor para as tensões. As oscilações na potência ativa e frequência também são reduzidas de forma considerável.

O que pode ser concluído, comparando estes casos, é que o CS atuou bem em todos eles. Desde o atraso com 300 ms até o de 2 ms houve a estabilização das tensões e frequências em seus níveis adequados, todavia, com diferentes tempos de resposta e variações de tensões e frequências dependentes dos casos. O tempo mais longo para a estabilização foi de 0,5 s, ou seja, mesmo com um atraso na comunicação maior, há a regulação com um tempo inferior à 1 segundo.

4.4. Saída de UGs de operação

Uma das possibilidades do paralelismo de inversores na microrrede é a não interrupção da operação, na ocorrência de parada de funcionamento de uma ou mais UGs. A saída de UGs poderia ser ocasionada devido a falhas na operação do inversor ou um desligamento premeditado mediante diminuição da carga.

No primeiro caso, defeitos na operação dos inversores podem ser acometidos devido a curto-circuito na rede, sobrecarga, sobretensão, falha nos semicondutores entre outras

possibilidades. Diante disso, é inevitável a proteção dos equipamentos da microrrede, de forma a evitar ou reduzir os danos nos inversores utilizados.

Já no segundo caso, a possibilidade de saída de uma ou mais UGs poderia ser programada pelo próprio sistema nos períodos onde a carga é baixa. Sendo assim, os inversores de tensão funcionariam com cargas próximas ao ideal, evitando ficarem com baixas cargas, muito inferiores às suas capacidades. Tal possibilidade, garante um aumento da vida útil dos equipamentos, onde só operariam as UGs necessárias para aquela situação. Nos períodos onde a carga é maior os inversores retornariam à operação de forma programada.

Não importando a causa, a saída de uma ou mais UGs do sistema acarreta consequências na operação da microrrede. Principalmente, quando se utiliza o CS, pois tal controle necessita de comunicação entre as unidades, que pode ser afetada, principalmente, quando se trata de um controle com rede de dados mínima.

Mediante a isso, nesta seção será compreendido o comportamento da microrrede, quando há a saída de UGs de operação, sendo esta premeditada ou não. É grande a importância deste estudo, para a compreensão do comportamento do sistema frente a estas situações, além de entender como a carga será afetada nestes casos.

Será feita uma modificação na carga utilizada, para maior amplitude dos resultados. A carga considerada neste caso será de 15 kVA com fator de potência de 0,65. Assim, demandará uma potência ativa de 9,75 kW e 11,4 kvar. Para isso o cálculo da impedância da carga resulta em $6,3 \Omega$ e 19,5 mH, valores que serão inseridos na simulação.

Como primeiro caso de estudo será compreendido o comportamento da microrrede com CS e rede de dados completa, quando há a saída de uma UG de operação. O tempo de atraso na rede de comunicação será de 100 ms e a impedância de linha considerada será a do caso 1, impedâncias de linha grades e distintas.

A carga no barramento será inserida no sistema em 0,1 s. Em 0,7 s haverá a saída da UG 3, tal unidade foi escolhida de forma aleatória entre as três possibilidades. A carga no barramento será retirada do sistema em 1,5 s, momento ao qual estaria em operação apenas as UGs 1 e 2.

Figura 33 - Potência ativa com a saída da UG3

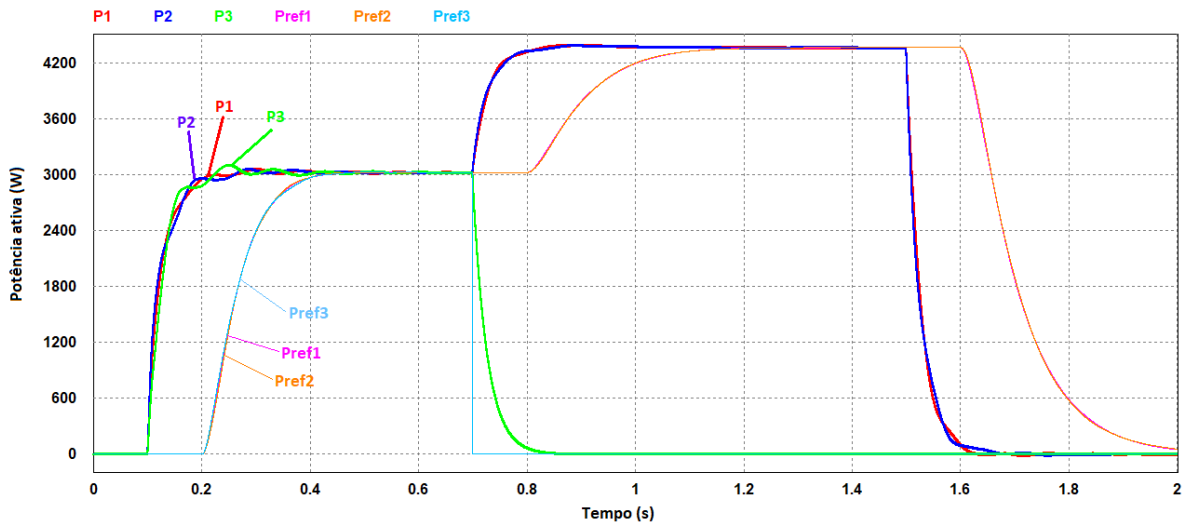
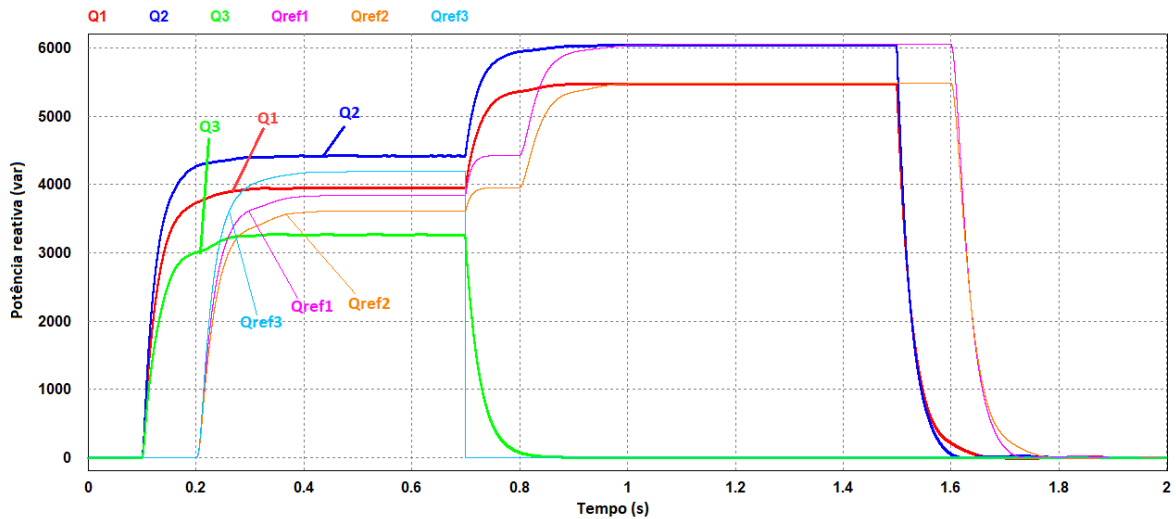


Figura 34 - Potência Reativa com a saída da UG3



Nota-se com a figura 33 a saída da UG 3 em 0,7 s de simulação e o aumento da potência entre as demais unidades que continuam em operação. Antes da saída da UG 3, cada inversor fornecia à carga uma potência de 3 kW. Após a saída, as UGs 1 e 2 passam a fornecer uma potência de aproximadamente 4,35 kW. Assim houve um aumento de, aproximadamente, 1,3 kW para cada inversor em operação. A potência ativa total entregue à carga diminuiu de 9 kW para 8,72 kW, resultando em uma diferença de 280 W. Esta diferença está relacionada com a saída da impedância de linha da UG 3.

Percebe-se a mesma dinâmica ao se visualizar o incremento das potências reativas nas UGs restantes. Nota-se que antes da saída da UG 3 as potências reativas individuais eram assim divididas, UG 1 igual a 3,95 kvar, UG 2 igual a 4,42 kvar e UG 3 igual a 3,27 kvar. Após a saída da UG 3, a potência da UG 1 passa de 3,95 para 5,4 kvar e a UG 2 passa de 4,42 para 6

kvar. Em relação à potência reativa total percebe-se uma diferença de 114,72 kvar do sistema com as três UGs, para aquele com apenas duas.

Na prática, tal aumento de carga entre os inversores deveria ser proporcional à capacidade dos mesmos, ou no máximo, igual a sobrecarga limite de cada inversor. Se isto não ocorrer há a possibilidade de falha na operação dos inversores que continuaram em operação. Uma outra possibilidade, caso o desligamento da unidade não tenha sido pré-determinada e tenha ocorrido por uma causa inesperada, deve-se prever uma diminuição das cargas, ou seja, o desligamento de algumas cargas não essenciais, para que o sistema continue em operação e sem comprometer as UGs restantes até a manutenção ou troca da UG com mal funcionamento.

Em relação às P_{ref} 's e Q_{ref} 's nota-se em 0,7 s, a mudança drástica de P_{ref} 3 e Q_{ref} 3 para zero e o aumento desses valores para as unidades restantes. De 0,7 à 0,8 s o aumento é sutil, ocasionado apenas pela dinâmica dos controles primários das unidades 1 e 2. Porém, a partir de 0,8 s, com a resposta do controle secundário, nota-se o aumento substancial desses valores afim de se alcançar a correta proporção das potências, atendendo a carga de forma plena sem grandes variações.

As figuras 35 e 36 mostram os resultados da frequência e tensões do sistema, com a saída de uma das UGs.

Figura 35 - Frequência com a saída da UG 3

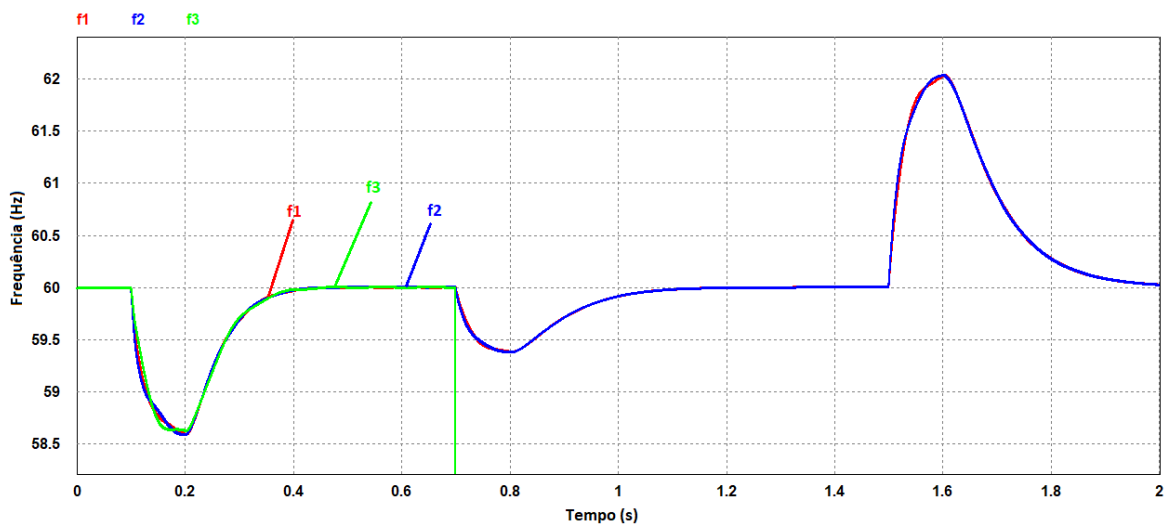
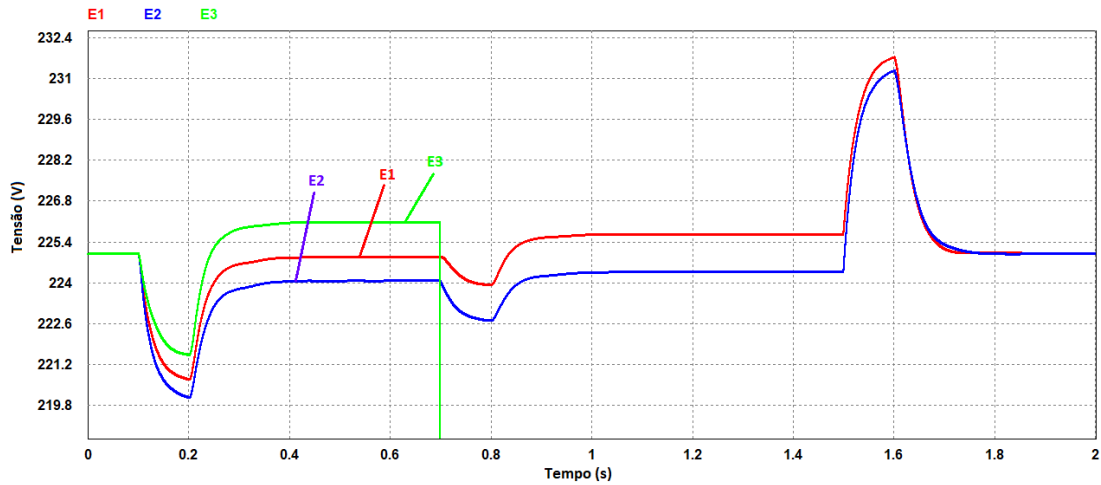


Figura 36 - Tensões com a saída da UG 3



Antes da saída da UG 3, o comportamento das frequências e tensões não apresenta diferenças ao do sistema sem modificações. Com a saída desta unidade, há um tempo de resposta do sistema, assim como houve um tempo de resposta ao degrau de carga. A correta regulação de frequência é atendida e também a correta regulação da média das tensões. A frequência se estabeleceu em 60 Hz de 0,4 à 0,7 s e, posteriormente, de 1,1 à 1,5 s e a média das tensões em 225 V de 0,3 à 0,7 s e de 0,9 à 1,5 s.

Também é perceptível que o pico de frequência e tensão é elevada em comparação ao pico destas variáveis com as três unidades operando. Em relação às frequências, o sistema continua operando com um único valor, mesmo com a saída de uma das unidades, o que se justifica, pois não há modificação no comportamento dos controles primários e secundários, das unidades restantes.

Tanto ω_{03} quanto E_{03} , vão a zero em 0,7 s assim que ocorre o desligamento da UG 3. Neste instante de tempo o controle secundário, das duas unidades restantes, interrompe o recebimento de dados da UG que finalizou sua operação, não o considerando nos cálculos subsequentes. Ou seja, o resultado disto para o sistema é que na ocorrência de desligamento de uma das unidades, o sistema atua, apenas, com as unidades restantes modificando os cálculos do controle secundário. Caso houvesse o retorno da UG o sistema regressaria ao seu estado inicial e os cálculos voltariam a considerar as três UGs.

As figuras 37 e 38 mostram o comportamento da tensão instantânea, ou senoidal, no barramento de carga. A figura 38 é uma ampliação dos resultados demonstrados na figura 37, ao qual revela maiores detalhes do comportamento da tensão com a entrada da carga em 0,1 s, saída da UG 3 em 0,7 s e retirada da carga em 1,5 s.

Figura 37 - Comportamento das tensões na carga

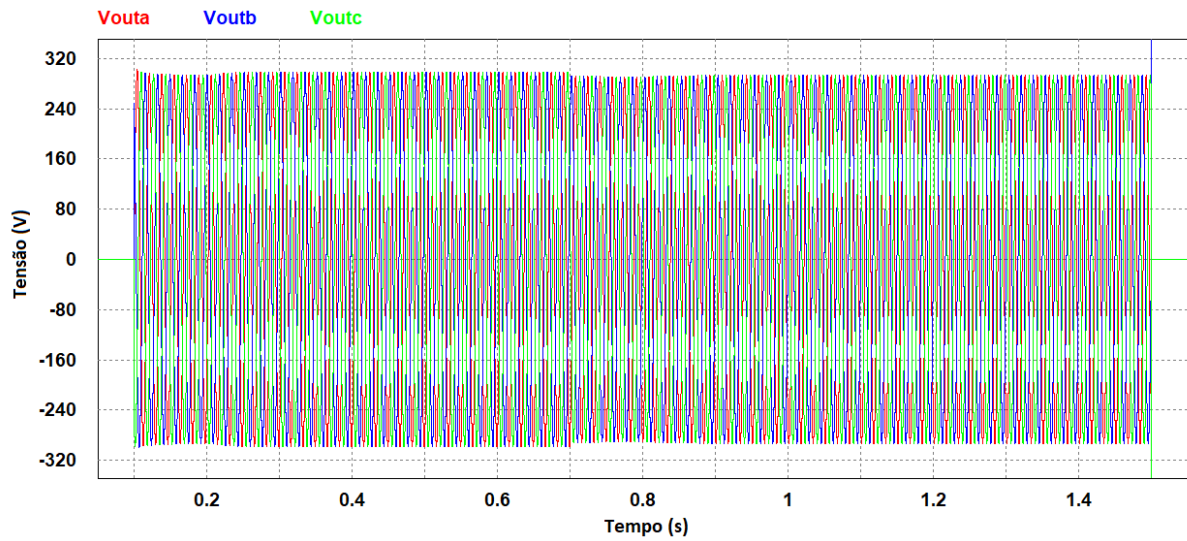
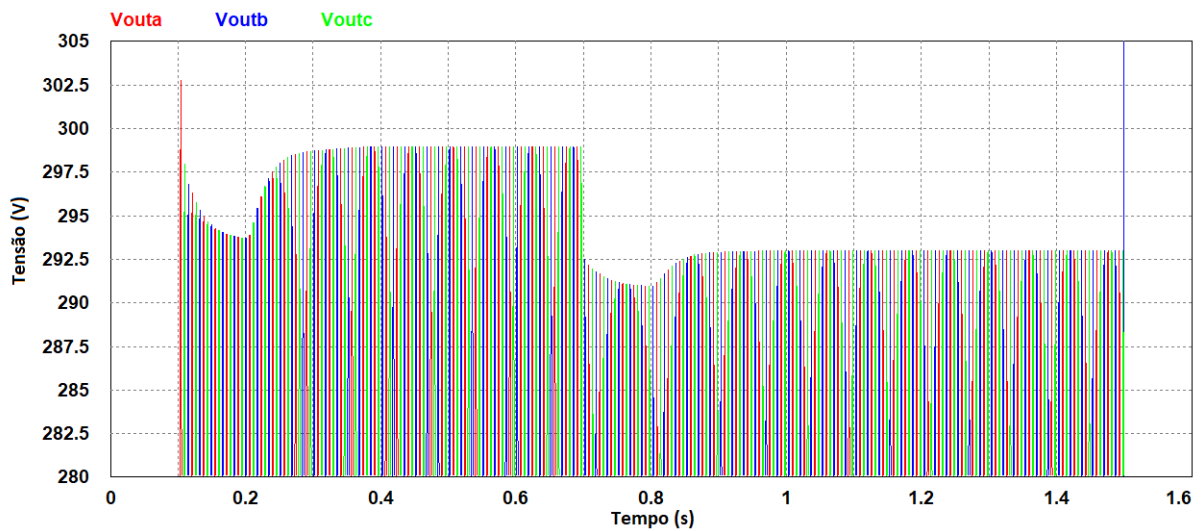


Figura 38 - Comportamento ampliado das tensões no barramento de carga

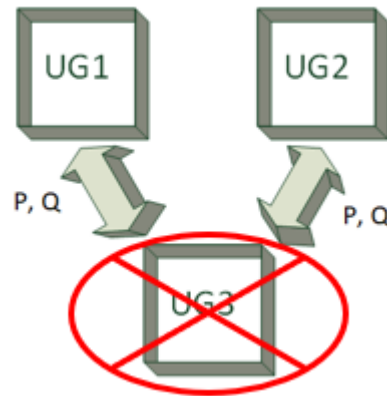


Na figura 38 é perceptível como é o comportamento da tensão no barramento de carga, principalmente nos regimes transitórios. Entre 0,1 e 0,2 s a tensão não é regulada apresentando um afundamento na tensão, o qual revela a ação do controle primário por *Droop*. Em 0,2 s há atuação do controle secundário o qual regula as tensões. Com a saída da UG 3 em 0,7 s a tensão diminui e durante 100 ms não há atuação do CS que só ocorre em 0,8 s e considerando apenas duas unidades em operação. A tensão eficaz na carga em instantes antes da saída da UG 3 é de 210,68 V enquanto a tensão após a nova regulação é de 204,81 V.

Uma consideração deve ser feita referente à microrrede com rede de dados mínima. Os resultados são similares à microrrede com rede de dados completa, apenas se a UG que sair do sistema não for a raiz do grafo. Ou seja, se as UGs 1 e 2 não se comunicarem, a UG 3 se torna a raiz do grafo de comunicação. Se esta UG for retirada do sistema, a MG para de atuar com

CS, pois nenhuma UG troca informações com as outras. Neste caso, o sistema atua somente com CP.

Figura 39 - Saída da UG 3 considerando rede de dados mínima



As figuras de 40 à 44 representam os resultados da microrrede mediante a saída da UG 3 e com sistema comportando uma rede de dados mínima, com as mesmas configurações do caso anterior, considerando os mesmos instantes de chaveamento de carga e saída da UG 3. A UG 3, neste caso, é a raiz da comunicação entre as unidades, pois houve o corte na comunicação entre as UGs 1 e 2.

Figura 40 – Potências ativas e Pref's diante da saída da UG 3 com CS e rede de dados mínima

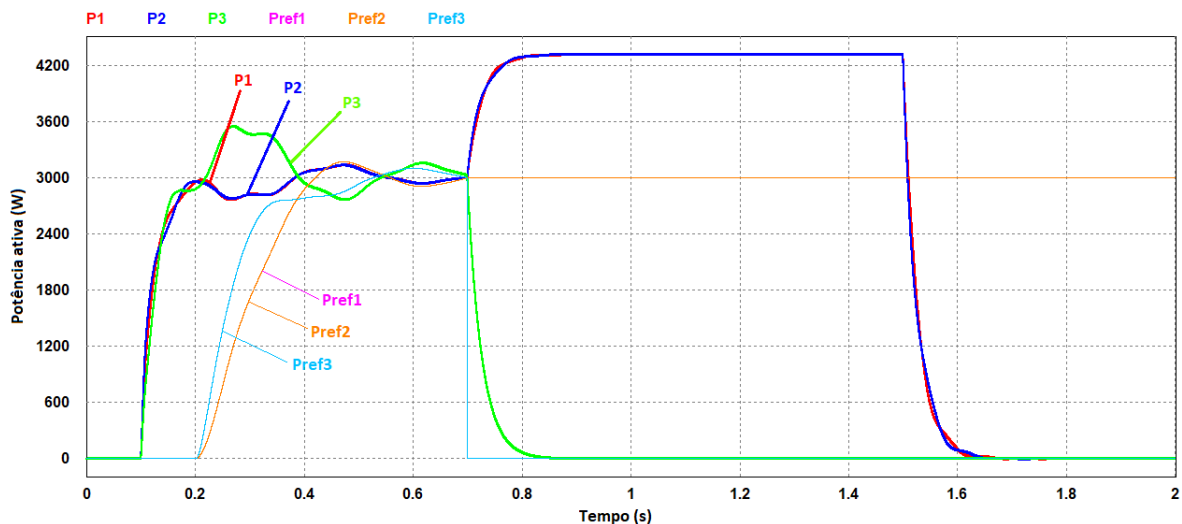
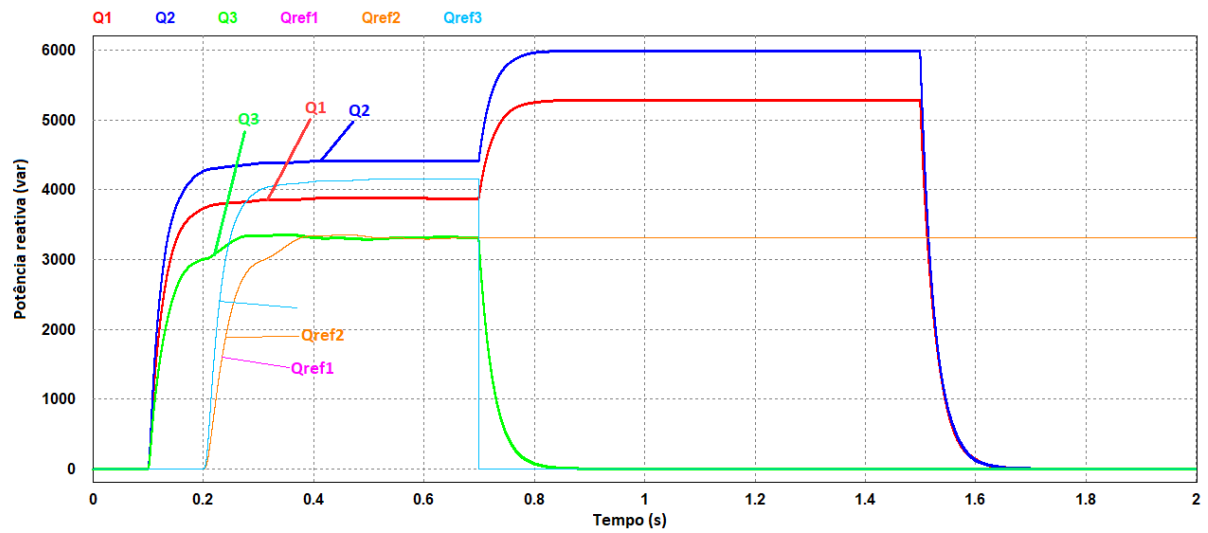


Figura 41 - Potências reativas e Qref's diante da saída da UG 3 com CS e rede de dados mínima



Após a saída da UG 3, P_{ref} 's 1 e 2 e Q_{ref} 's 1 e 2, se tornam constantes no último valor calculado pelo CS. Após a saída da UG 3, as unidades param de se comunicar, e assim há a finalização de operação do CS. O CP atua com o último valor de P_{ref} e Q_{ref} calculado por suas unidades. Logo, há alteração nos valores da frequência e tensão em regime permanente após a saída da UG 3, como pode ser visto nas figuras 42 e 43.

Figura 42 - Frequências diante da saída da UG3

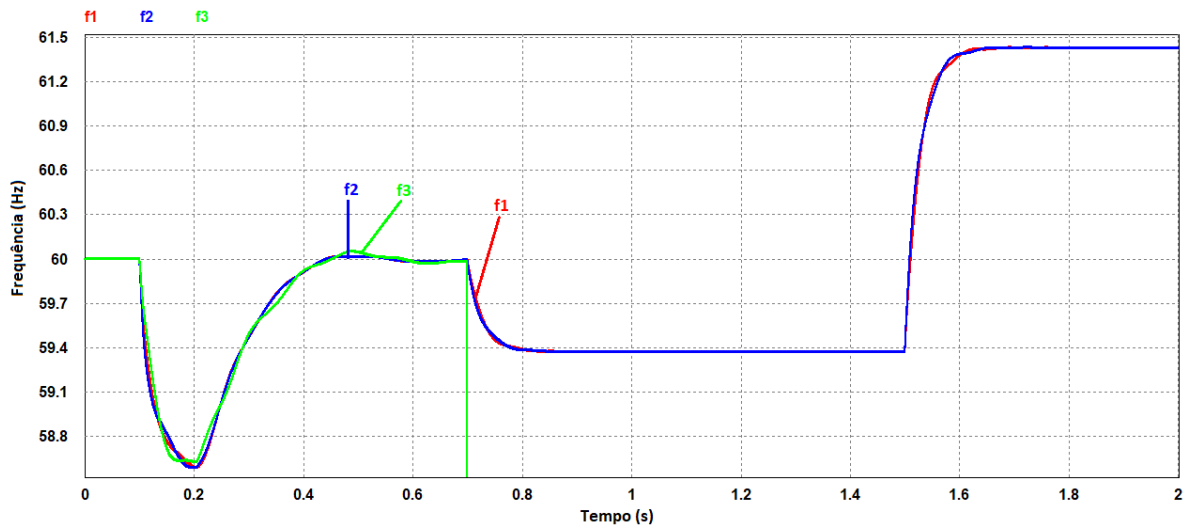
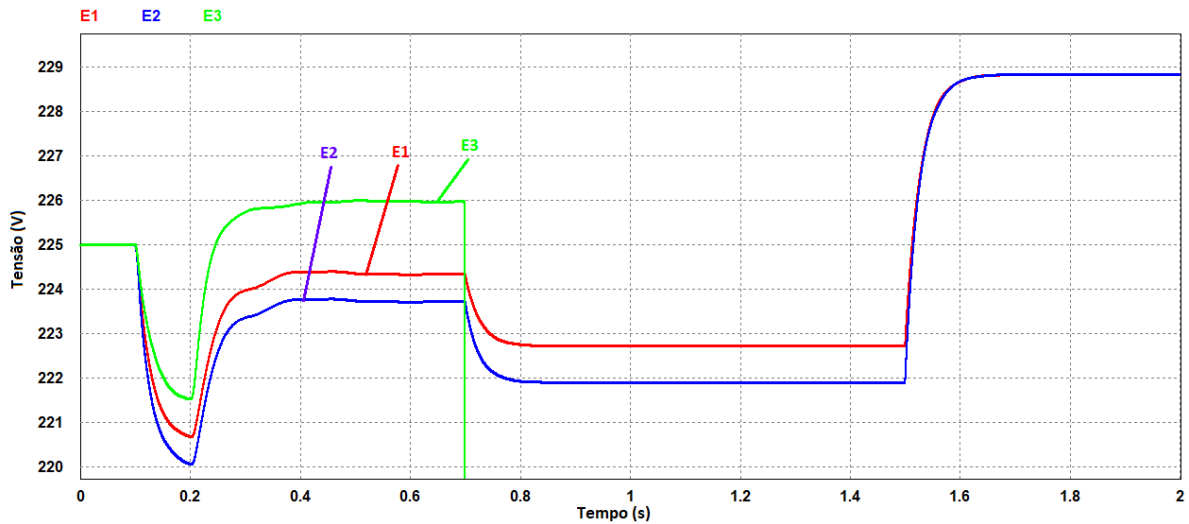


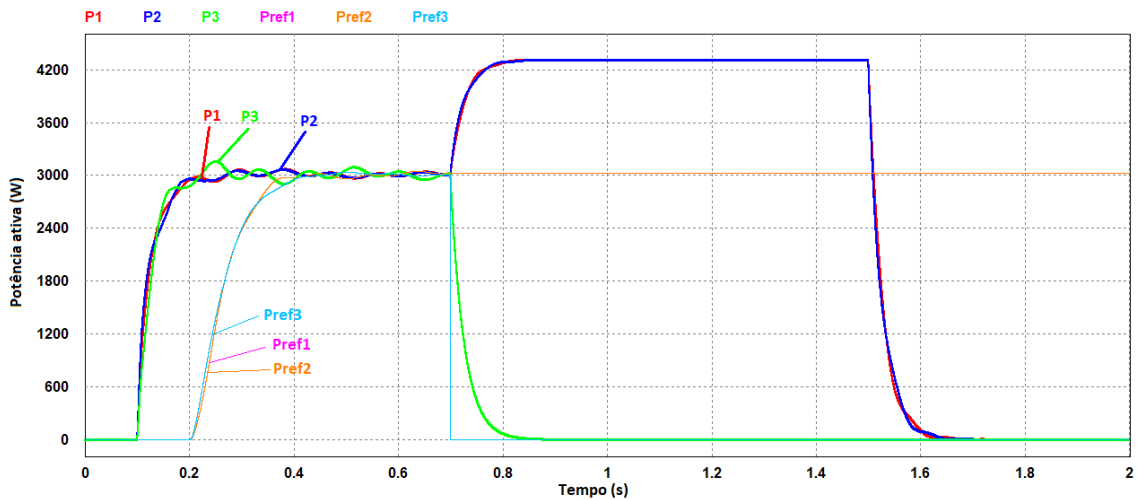
Figura 43 - Tensões diante da saída da UG 3



Diante disto, quando se utiliza a rede de dados mínima e pretende-se realizar a retirada de uma ou mais UGs mediante a diminuição de carga, é viável a retirada daquela, que não interferirá na comunicação entre as unidades. Em outras palavras, deveria ser previsto a saída da UG que não é a raiz da comunicação entre as UGs. No caso demonstrado anteriormente, melhores resultados seriam alcançados, com a saída da UG 1 ou UG 2, pois mesmo com a saídas de uma destas o CS permaneceria em operação apenas com duas UGs.

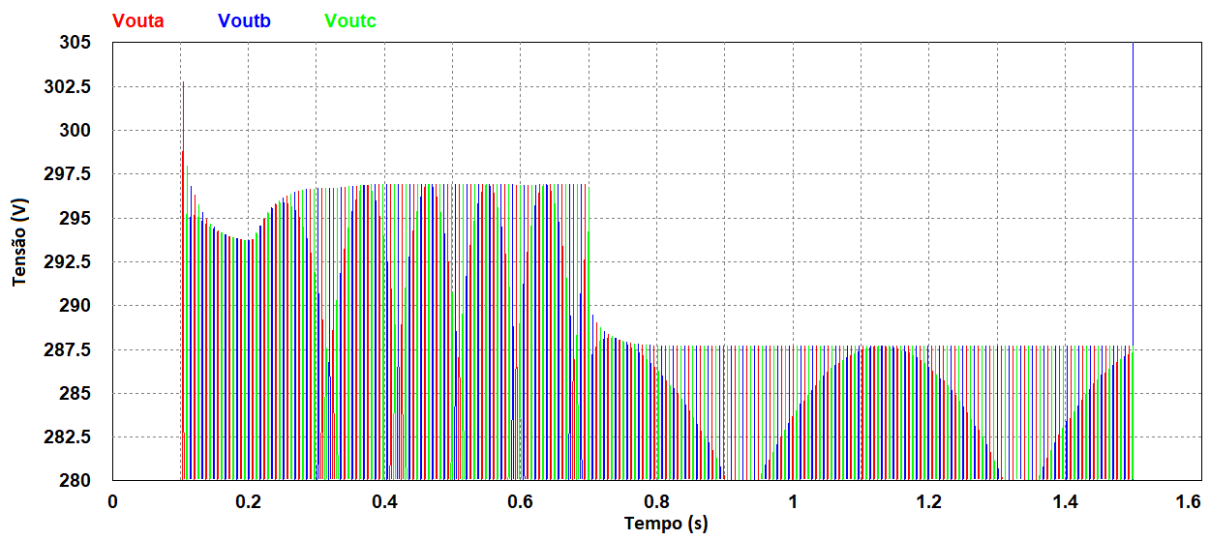
A figura 40 contém o resultado da potência ativa com a saída da UG 3, com o CS e rede de dados mínima, e fica evidente grandes oscilações nas potências destas unidades. A figura 44 contém o resultado da potência ativa quando se trata do CS e rede de dados mínima com ganhos modificados. É perceptível a melhora nos resultados, se tratando de oscilações desta variável, em regime transitório após o chaveamento da carga em 0,1 s e em 1,5 s.

Figura 44 – Saída da UG3 com CS e rede de dados mínima com ganhos modificados



Já a figura 45 revela o comportamento das tensões na carga.

Figura 45 - Comportamento das tensões na carga com rede de dados mínima



Em comparação com a figura 38, as tensões após a saída da UG 3 são menores, confirmando que há a atuação apenas do CP na estrutura não havendo regulações nos valores nem de tensão, nem da frequência. Neste caso a tensão eficaz antes da saída da UG 3 é de 209,84 V e após a saída de 203,32 V, sendo a primeira obtida em equilíbrio após a atuação do CS.

4.5. Mudança de carga em operação

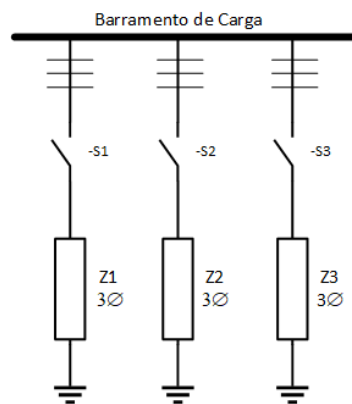
Em um sistema elétrico convencional a carga é variável e não fixa. Por exemplo, em uma residência a carga varia durante o dia, em alguns momentos ela é mínima e em outras alcança seu pico. Do mesmo modo, acontece em ambientes comerciais e em indústrias. Logo,

uma das modificações na microrrede que necessitam de análise é a utilização de cargas variáveis, visto que até o momento, somente, foram consideradas cargas fixas conectadas nas saídas das UGs.

Várias podem ser as modificações das cargas visando análise do sistema. No entanto, com vistas na simplificação da divulgação dos resultados, a carga será incrementada três vezes, durante o tempo da simulação. Para isso, as impedâncias trifásicas serão conectadas em paralelo no barramento de carga e serão chaveadas em tempos distintos.

As três impedâncias de carga foram calculadas de modo que o primeiro degrau de carga fosse de 8 kVA com fator de potência de 0,7, posteriormente, ela passaria a ser de 23 kVA com fp de 0,65 e, logo em seguida, fosse incrementada para 29 kVA com fp de 0,6. Assim, a carga 1, de 8 kVA, é inserida no sistema através da chave 1, em seguida a carga 2 é inserida no sistema e o resultado do paralelo entre as cargas 1 e 2 resulta em 23 kVA. Por fim, a carga 3 é inserida no sistema através do chaveamento da chave 3, e o resultado do paralelo das três cargas resulta em 29 kVA.

Figura 46 - Diagrama Unifilar da entrada de cargas



Na figura 46 pode ser visto um diagrama unifilar simplificado do sistema de entrada de cargas proposto. Z1 possui como resistência e indutância, 12,71 Ω e 34,38 mH, Z2, 5,55 Ω e 17,212 mH, e Z3, 8,728 Ω e 4,152 mH. Todas elas foram calculadas considerando o sistema trifásico. Os tempos de chaveamento foram escolhidos da seguinte forma, a primeira carga é inserida no sistema em 0,1 s, posteriormente, em 0,7 s é inserida a segunda carga e, por fim, em 1 s é inserida a terceira.

A impedância de linha também foi alterada para as UGs, como pode ser visto na tabela 5.

Tabela 5 - Impedâncias de linha consideradas

R_1 [Ω]	L_1 [mH]	R_2 [Ω]	L_2 [mH]	R_3 [Ω]	L_3 [mH]
0,15	10	0,1	6	0,13	8

O tempo de atraso na comunicação foi mantido em 100 ms, assim como as constantes dos *droops*, do CST e CSF. Também ficaram inalteradas as tensões e frequências de equilíbrio do sistema em 225 V e 377 rad/s (60 Hz). Para estes resultados nenhuma UG será retirada ou incluída no sistema, ou seja, o sistema ficará por todo o tempo de simulação com as três UGs em paralelo.

A rede de dados considerada, foi a mínima com corte na comunicação entre as UGs 1 e 2 com ganhos modificados.

Os resultados alcançados podem ser visualizados nas figuras 47 a 50.

Figura 47 - Potência ativas resultantes do aumento de carga

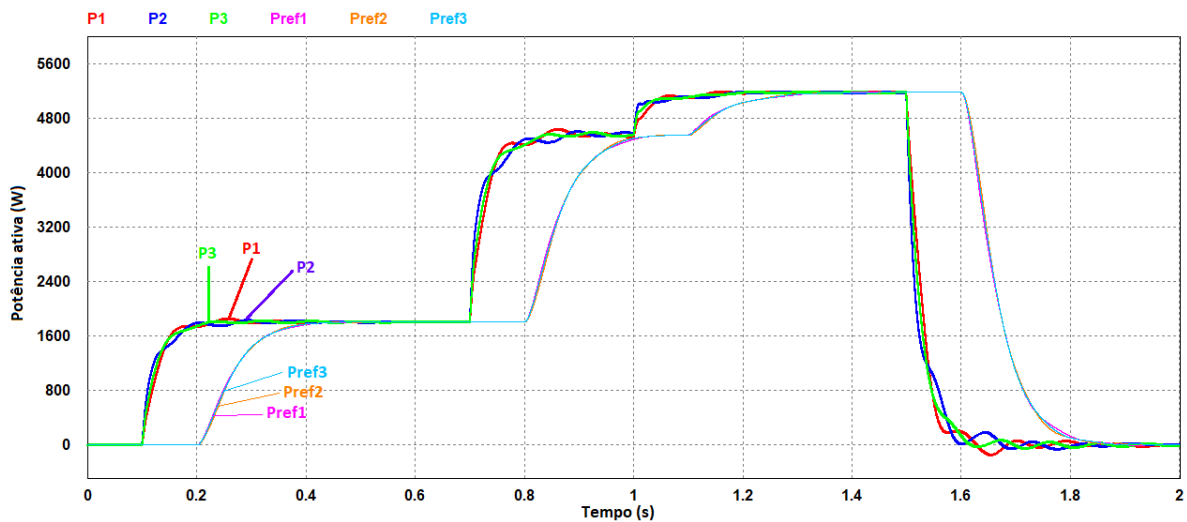


Figura 48 - Potências reativas resultantes do aumento de carga

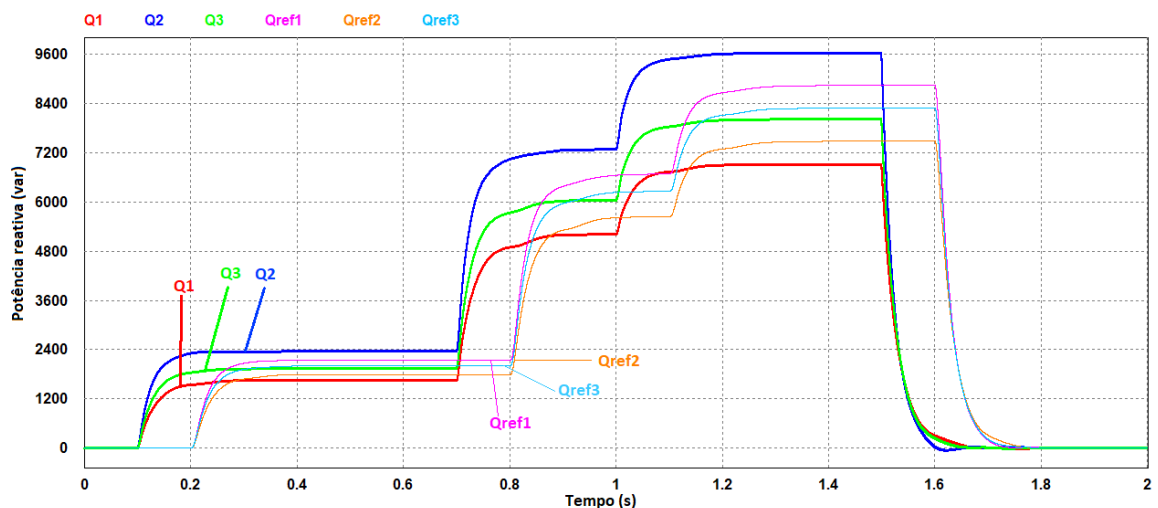


Figura 49 - Frequência do sistema com aumento de carga

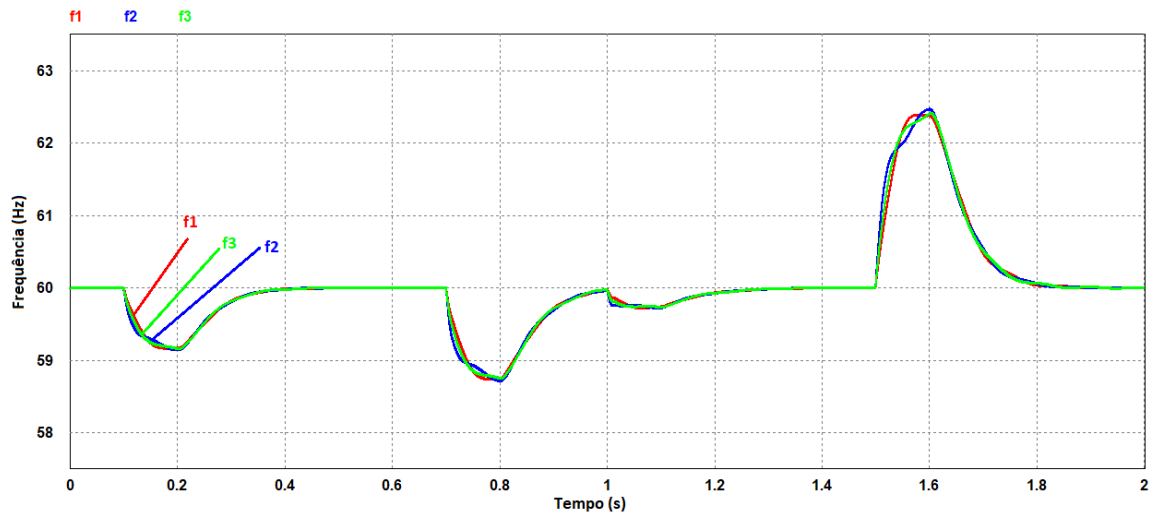
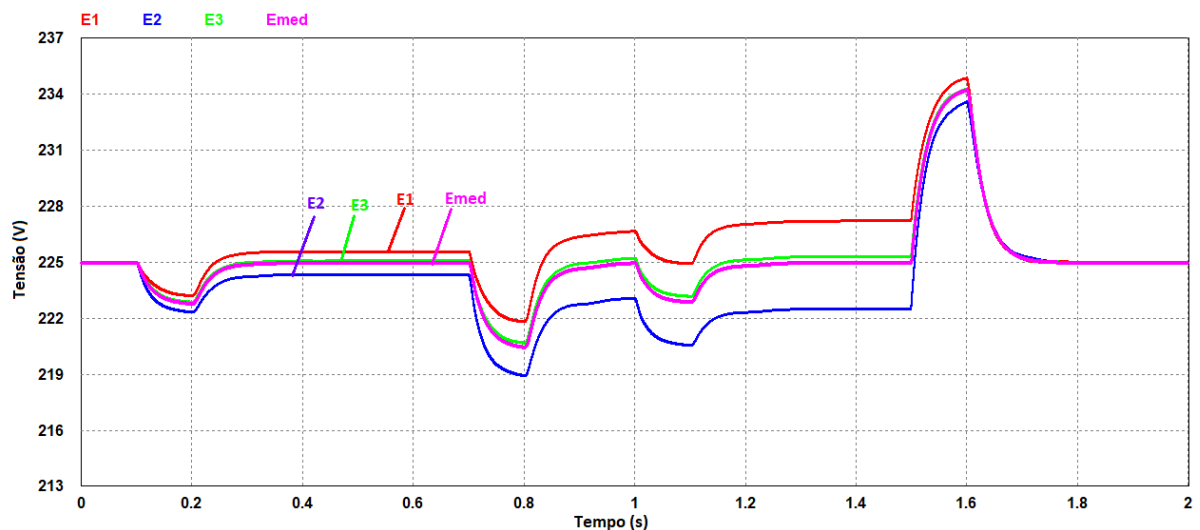


Figura 50 - Tensões nas saídas das UGs resultantes do aumento de carga



Identifica-se nas potências o resultado para o aumento de carga. As UGs suprem a potência demandada pela carga nos três casos. Para cada aumento de carga há, em regime transitório, a diminuição dos níveis de tensão e frequência, como já visualizados nos casos anteriores.

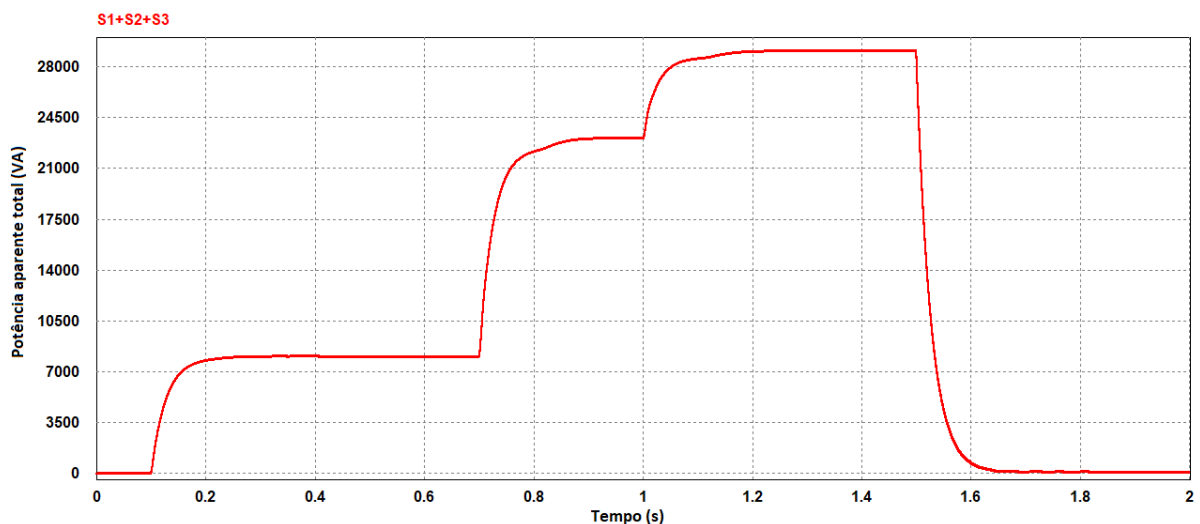
Em 0,1 s quando a potência passa de 0 para 8 kVA há uma pequena oscilação entre as potências ativas das unidades que logo converge para a estabilidade em 0,4 s. Neste mesmo intervalo de tempo as frequências passam de 60 Hz para 59,2 Hz, porém que logo retorna ao valor de equilíbrio, 60 Hz, com a atuação do CS.

Em 0,7 s quando há um novo aumento de carga, a potência da carga passa de 8 kVA para 23 kVA, as oscilações das potências ativas são um pouco maiores em comparação ao aumento anterior e ocorre uma maior redução dos níveis de frequência, porém que é regulada em 1 s. No instante de 1 s, a carga passa de 23 kVA para 29 kVA, neste caso, as oscilações das potências ativas são menores em comparação aos aumentos de carga anteriores e a frequência possui uma variação menor de apenas 0,2 Hz.

Uma dinâmica semelhante ocorre para as potências reativas e tensões. Em 0,1 s há o aumento da potência reativa demandada pela carga, as tensões diminuem e logo são reguladas em 0,24 s. Em 0,7 s há um novo aumento de carga onde há maiores diferenças nos níveis tanto de potência reativa quanto de tensão, o regime transitório ocorre de 0,7 s à 0,84 s, momento ao qual as tensões decrescem e, posteriormente, são reguladas. Já em 1 s, mais uma variação de carga ocorre, verifica-se, maiores diferenças nos níveis das potências reativas e tensões, e no intervalo de 1 s à 1,2 s ocorre o regime transitório.

A figura 51 demonstra o resultado para a potência aparente total considerando a soma das potências fornecidas pelas três UGs.

Figura 51 - Potência aparente total fornecida à carga pelas UGs



A microrrede atende às necessidades da carga de forma apropriada e rápida como pode ser visto na figura 51. Em relação à potência reativa, como pode ser visto na figura 48, é possível identificar as diferentes distribuições dessas potências, de forma proporcional à diminuição do fator de potência. Logo, ao aumentar a potência reativa demandada pela carga, maiores são as discrepâncias encontradas quando se considera a distribuição de potência reativa entre as unidades.

Nota-se que o CS regula de forma apropriada as frequências e tensões na saída da MG. Associado ao aumento de carga há um decréscimo das frequências e tensões, e este pico é dependente da quantidade de carga inserida. Ao ser inserida a segunda carga em paralelo com a primeira, que faria o sistema aumentar a potência fornecida de 8 kVA para 23 kVA, o decréscimo de frequência e tensão foi maior que nos demais casos.

O tempo até a regulação, tanto das tensões quanto das frequências, é inferior à 300 ms mesmo no maior degrau de carga. Como já mencionado, o tempo de atraso na comunicação adotado foi de 100 ms, que pode ser considerado um tempo razoável para atrasos na comunicação, logo adotando-se tempos de atrasos inferiores, o tempo de resposta seria diminuído. Isto pode ser visto nas figuras 52 e 53.

Figura 52 - Frequência nas UGs com aumento de carga e atraso na comunicação de 2ms

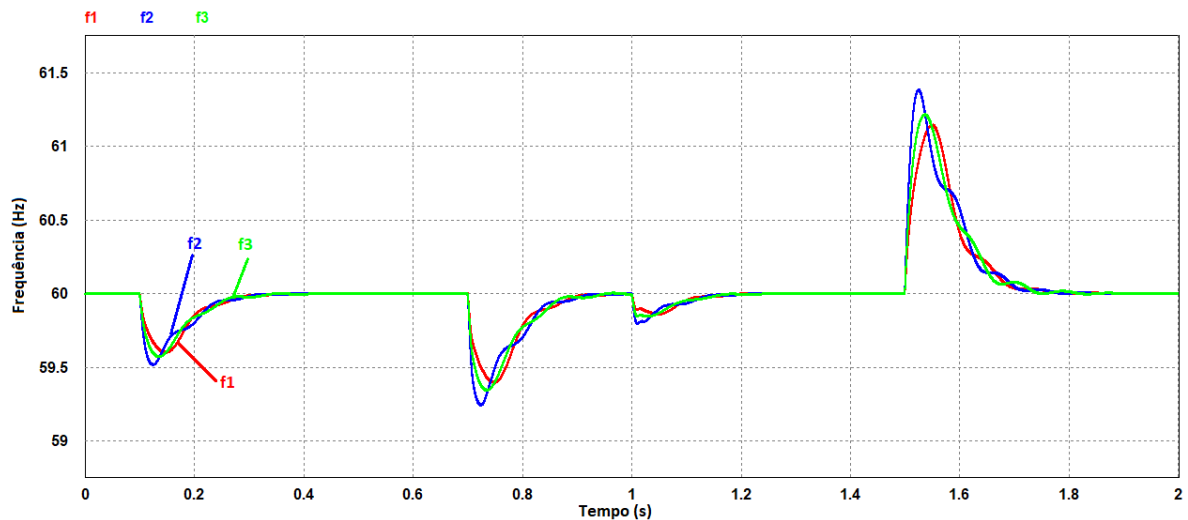
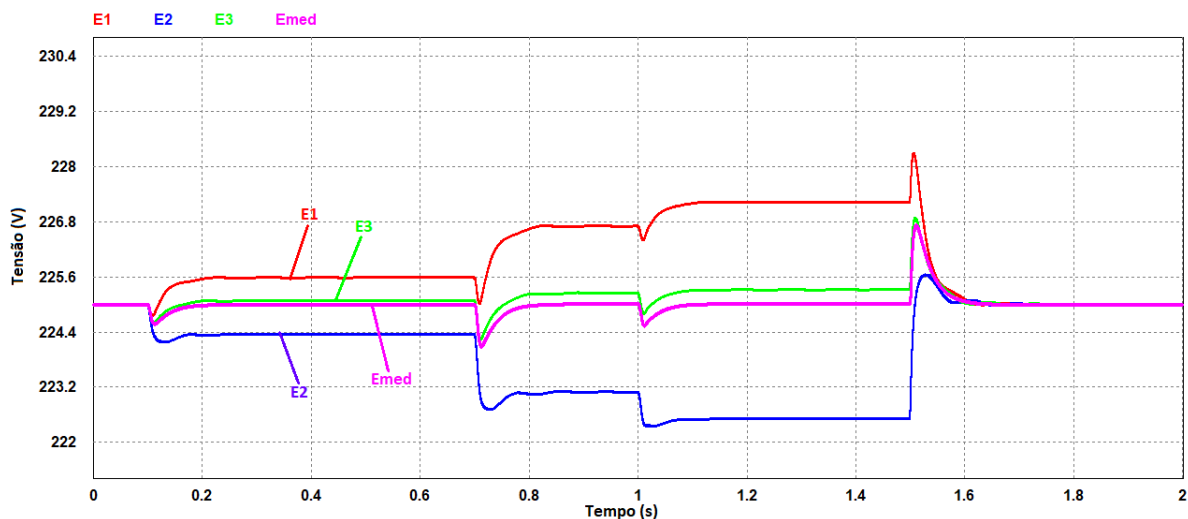


Figura 53 - Tensões nas saídas das UGs com aumento de carga e tempo de atraso na comunicação de 2ms



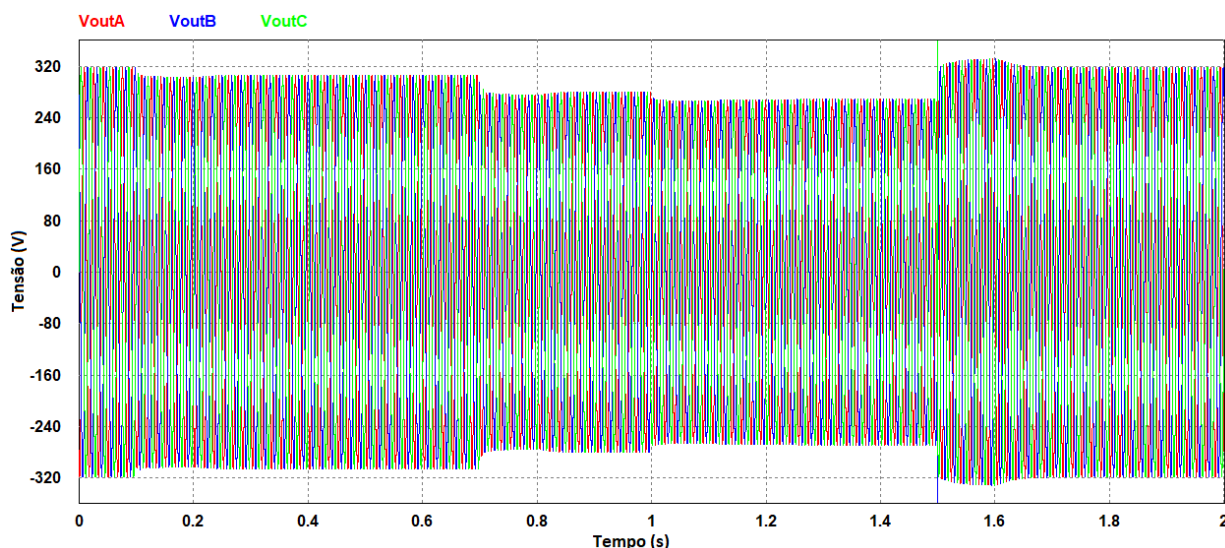
Os picos nas tensões e frequência também são diminuídos de forma considerável ao reduzir-se o tempo de atraso na comunicação. Isto evidencia que a diminuição no tempo de atraso leva a melhoras nos resultados, porém, mesmo com tempos maiores, como visto, bons resultados são alcançados resultando em uma boa qualidade da tensão para as cargas, nestes casos.

Relativo à tensão eficaz na carga, para cada aumento de carga houveram diminuições na tensão fornecida como já esperado. Inicialmente, com a primeira carga imposta, a microrrede forneceu 216 V, com o aumento de carga a tensão na carga caiu para 198 V e com a terceira carga a tensão foi para 190 V.

Somente a primeira carga atendeu aos níveis de tensão estabelecidos pelo PRODIST, ou seja, ficou acima de 202 V, as demais pararam de atender à norma. Porém, deve-se considerar que houve um aumento substancial de potência, com a operação em 8 kVA e, posteriormente, em 23 kVA. Também deve-se considerar a grande impedância de linha inserida na saída das UGs que provoca uma maior queda de tensão.

A figura 54 representa as tensões no barramento de carga, nela pode ser visto como a tensão diminui assim que maiores cargas são inseridas no sistema. Além disso, podem ser visualizados o regime transitório das tensões assim que as cargas são chaveadas.

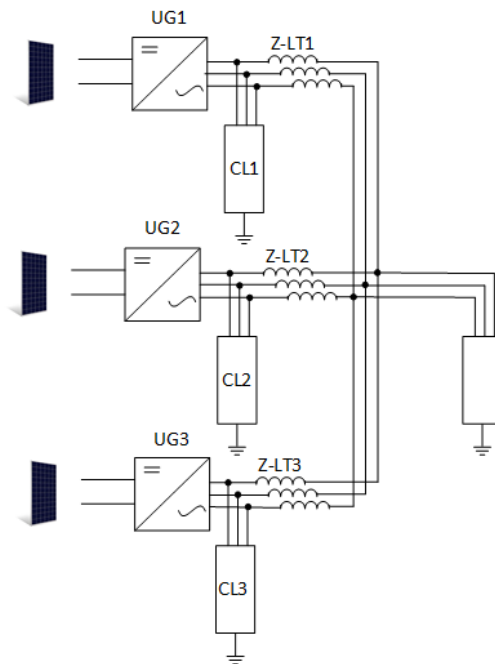
Figura 54 - Tensões no barramento de carga



4.6. Cargas Locais

Uma das possibilidades da microrrede é inserir cargas nas saídas UGs, fora do barramento de carga. A figura 55 ilustra a inserção de cargas locais nas saídas das UGs no qual pode ser visualizado também a carga no barramento.

Figura 55 - Diagrama esquemático da MG com cargas locais



A figura 55 representa uma MG cuja as cargas locais são todas trifásicas, todavia é valido salientar que tais cargas podem também ser bifásicas. Para a simulação foram utilizadas cargas locais trifásicas sendo chaveadas em momentos distintos. Para isso a carga local 1 é igual à 1 kVA com fp de 0,92ind, a 2 igual à 2 kVA com fp de 0,85ind e a 3 igual a 5 kVA com fp de 0,8ind. O que corresponde às seguintes impedâncias, (133,597 Ω ; 150,96 mH), (61,716 Ω ; 85,538 mH) e (23,23 Ω ; 46,21 mH), respectivamente.

Para as primeiras simulações, apenas a carga local 3 será chaveada em 0,1s, e a carga no barramento central de 8 kVA e fp de 0,7ind sendo inserida em 0,9s e retirada em 1,2s. O controle secundário comporta a rede de dados completa. Os demais parâmetros, como os coeficientes utilizados no CP e CS, continuam inalterados. As impedâncias de linha utilizadas continuarão sendo as apresentadas no caso anterior, constantes na tabela 5. O tempo de atraso na comunicação será de 100 ms.

Os resultados alcançados podem ser visualizados nas figuras 56 e 57.

Figura 56 - Potências ativas e frequência da MG com CL3 e inserção de carga no barramento central

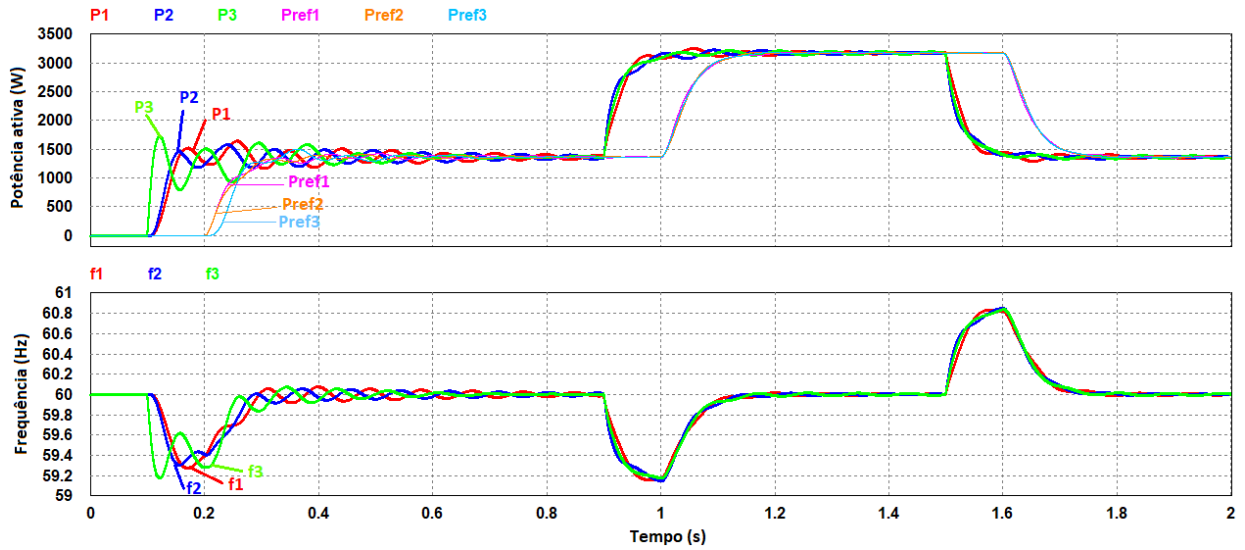
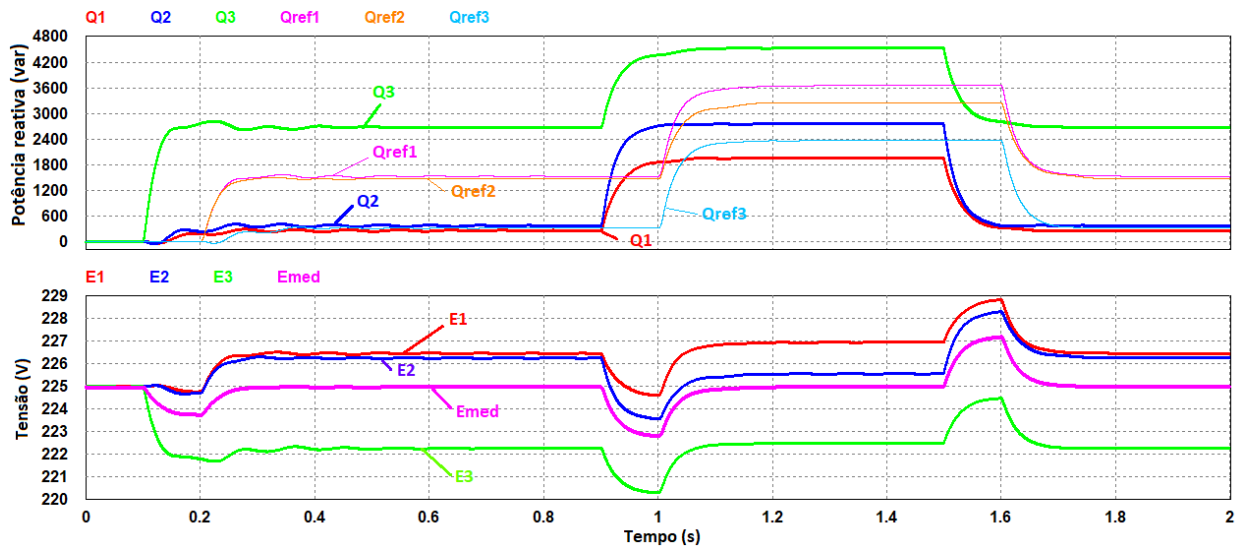


Figura 57 - Potências reativas e tensão da MG com CL3 e inserção de carga no barramento central



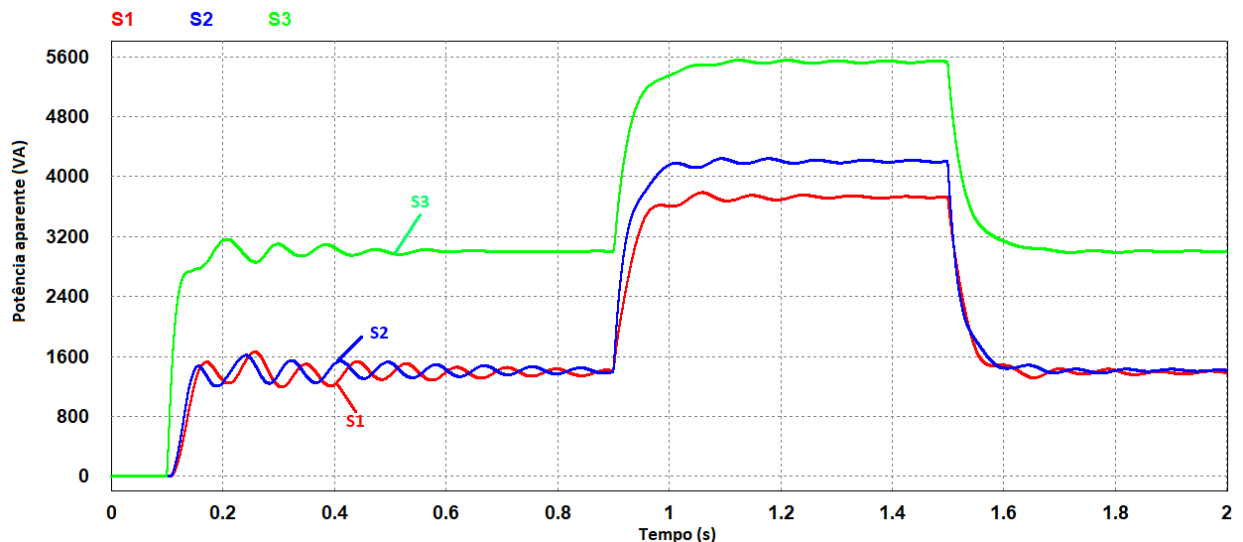
Os resultados das potências constantes nestas figuras, demonstram que mesmo com a presença de uma carga local, o controle se ajusta para atendê-la, principalmente, quando considerado a distribuição de potência ativa. Em relação às potências reativas, as diferenças na distribuição foram mais significativas, sendo a contribuição das outras unidades, UG 1 e UG 2, bastante inferiores ao da UG 3, unidade ao qual foi conectada a carga local.

Os chaveamentos das cargas locais resultaram em aumentos nas potências ativas e reativas do sistema, de forma geral. Os resultados das potências ativas e frequência demonstram que o sistema apresentou uma oscilação inicial, logo após o chaveamento da carga local, diferente dos resultados obtidos quando há a inserção em degrau de carga no barramento. Essas oscilações perduraram por quase um segundo, se apresentando como oscilações amortecidas.

Em relação ao resultado das potências reativas e tensões, com a inserção da carga local houve um aumento das potências reativas, porém como já mencionado, a maior contribuição foi da UG ao qual foi conectada a carga. A tensão da UG3 diminui seu valor, enquanto as tensões das outras unidades aumentam, de forma a manter a média das tensões próxima de 225V.

A inserção da carga no barramento não afetou negativamente os resultados. Houve um aumento das potências de forma a atender as duas cargas, sendo que a UG 3 forneceu mais potência que as demais. Esta divisão de carga pode ser visualizada na figura 58, onde pode ser visto uma diferença na distribuição de potência, mesmo sendo o sistema formado por UGs de capacidades iguais.

Figura 58 - Divisão de potência entre as UGs



Uma nova situação será analisada no que se refere a atuação do controle secundário frente a inserção de três cargas locais e, posteriormente, com a entrada de carga no barramento. Serão inseridas no sistema as cargas locais 1, 2 e 3, a primeira em 0,1 s, a segunda em 0,5 s, a terceira em 0,9 s e, por fim, a carga no barramento será inserida em 1,3 s e retirada em 1,8 s. Os resultados podem ser vistos nas figuras 59 e 60.

Figura 59 – Potência ativa e frequência com a inserção das três cargas locais e da carga no barramento

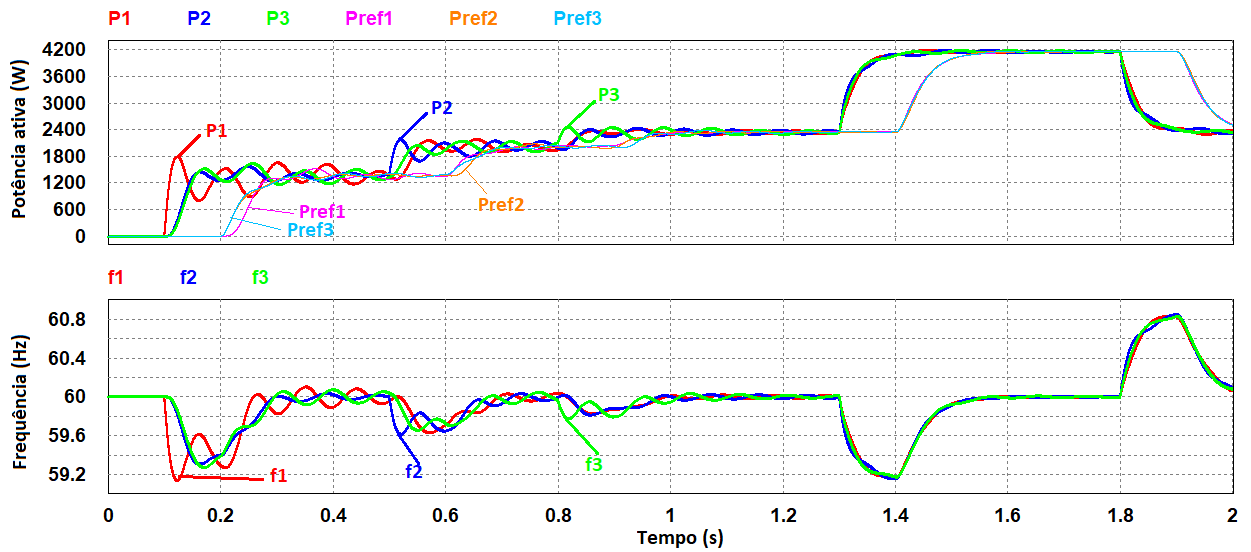
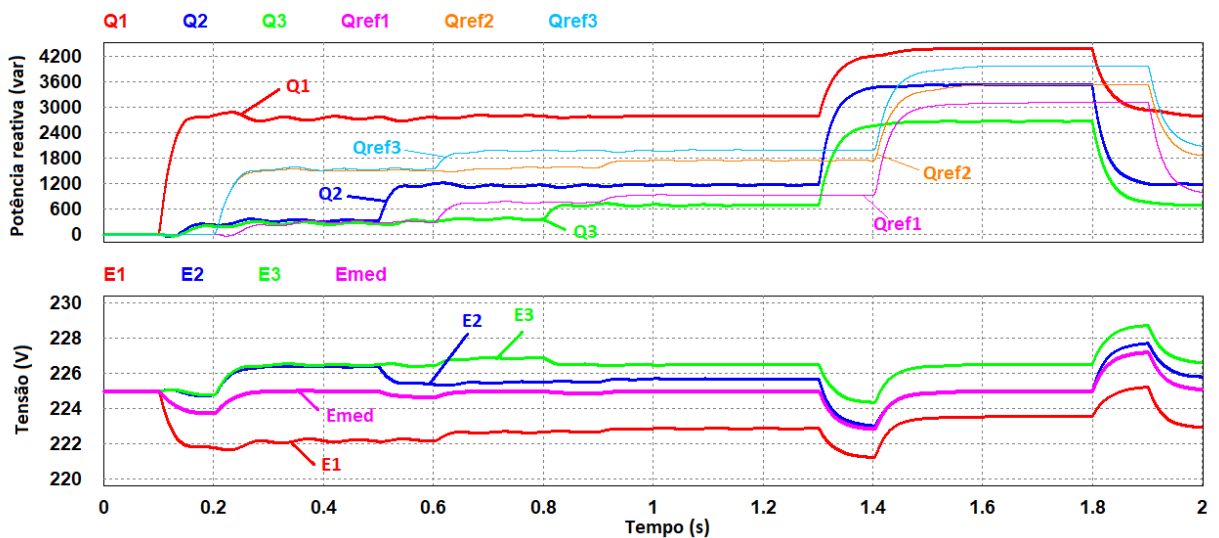


Figura 60 - Potência reativa e tensões com a inserção das três cargas locais e da carga no barramento



Em relação à potência ativa presente na figura 59, confirma-se que quanto maior for a potência demanda pela carga local inserida na saída da UG, maiores serão as oscilações na potência e também na frequência. No caso apresentado, para a carga local que demandou uma potência de 5 kVA, saída da UG 1, as oscilações foram evidentes. Isto comparado à inserção da carga local da UG 3, que demandava 1 kVA, onde as oscilações resultantes foram menores.

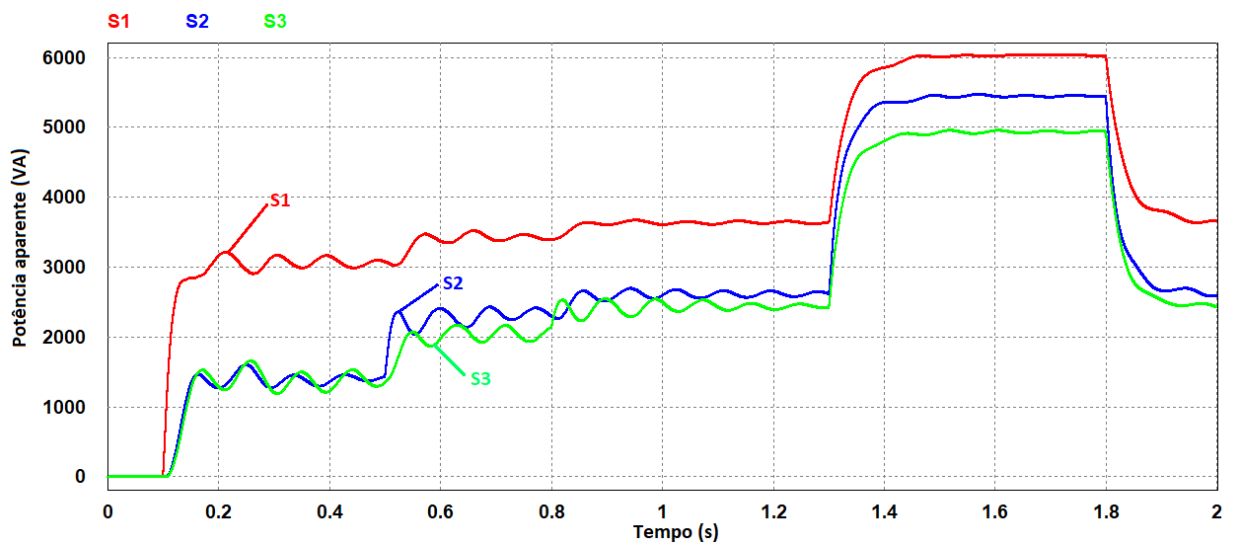
O que se percebe é que independentemente do valor da carga local, o sistema através do CS, continua regulando a frequência ao valor de ω_0 , 60 Hz. Ou seja, a inserção de cargas locais não interfere nos resultados do CS. Quando há o chaveamento desse tipo de carga, a dinâmica do sistema continua a mesma, ou seja, a frequência possui um decremento por alguns instantes de tempo, representado por um pico para baixo e logo após é novamente regulada.

Em relação à potência reativa, cada UG fornece o que sua carga local necessita, tendo contribuição limitada das outras UGs. A distribuição de potência reativa é alterada com a inserção das cargas locais, principalmente, quando não há a presença de cargas no barramento central.

Para as tensões, a mesma consideração pode ser feita em relação à frequência, a média continua sendo regulada ao valor de E_0 , mesmo com a inserção de cargas locais. Ou seja, a presença desse tipo de carga não afeta a atuação do CS. Sendo que, quanto maior o valor da carga local, maior será o decremento da média das tensões. Para a menor carga é relativamente pequena essa variação de tensão.

Para este caso também será visualizado como se comporta a potência aparente devido a inserção de cargas locais. Nota-se que há diferenças nestas potências, sendo proporcionais ao valor de carga inserida em seus terminais. O resultado pode ser visualizado na figura 61.

Figura 61 - Potência aparente com a inserção de três diferentes cargas locais



Pode-se perceber como se comporta as outras UGs quando há o chaveamento de cargas locais nos terminais das unidades vizinhas. Há um aumento na potência das três unidades, de forma a atender as necessidades da carga naquela situação. No intervalo de tempo entre 0,1 s e 0,5 s é evidente que com a inserção da carga local 1, as demais unidades, 2 e 3, possuem um aumento de potência, de forma proporcional.

5. Conclusões e Propostas para Trabalhos Futuros

5.1. Conclusões

Este trabalho apresentou um estudo sobre microrredes de energia CA, contendo sua definição, suas características, vantagens de utilização, modo de operação e os controles que a compõem. Entendeu-se que esse assunto só pôde se consolidar mediante inúmeros estudos divulgados na comunidade científica, com a evolução dos trabalhos houve a possibilidade de identificar algumas características no contexto das MGs que podem ser ditas mais vantajosas que outras.

Estas características se referem, por exemplo, a escolha de um controle primário que não necessite de comunicação entre as UGs, a definição de um controle secundário distribuído frente a um centralizado ou a utilização de um controle baseado em consenso em contrapartida de um controle homogêneo. Todavia, as vantagens de cada estrutura de controle necessitam ser analisadas mediante a situação que se utilizará de uma microrrede de energia.

Essa miscelânea de possibilidades para o controle de uma MG, estabelece que esse tema é bastante heterogêneo, apresenta diversas ramificações e diferentes enfoques de assuntos por parte dos pesquisadores. Cada técnica possui pontos fortes e fracos e a viabilidade de suas utilizações dependem da situação proposta.

Há trabalhos que se propõem a melhorar o controle primário da estrutura, o fazendo até atuar de modo similar a um controle secundário ou desenvolvem técnicas como impedâncias virtuais para melhorar os resultados alcançados. Outros depositam maior interesse no controle secundário, o desenvolvendo e fazendo com que atue com mais ou menos dependência da rede de comunicação. E, também, há autores que possuem maior interesse no controle terciário pressupondo uma MG atuando na maior parte do tempo conectada ao SEP.

Neste trabalho houve um grande enfoque na hierarquia de controle utilizada em [7]. Desde o controle interno, passando pelo controle primário até os controles secundários de frequência, que já havia sido proposto em [9] porém que foi melhor explorado em [7], e o controle secundário de tensão proposto por ele.

Para o controle interno utilizou-se o conceito de malhas de realimentação tanto da corrente, interna, quanto da tensão, externa. Além disso, o controle utilizado foi o Proporcional-Ressonante que obteve melhores resultados em comparação à utilização de um controle Proporcional-Integral.

O controle primário utilizado foi o *Droop Control Method* uma técnica simples e consolidada na literatura. Se baseia no comportamento dos geradores síncronos conectados em paralelo e isolados. Desempenha sua função de possibilitar a operação dos inversores em paralelo e de realizar a distribuição das potências ativas e reativas com prejuízos nos níveis de tensão e frequência. Além disso, distribui precariamente a potência reativa entre as UGs, que é afetada pelas diferentes impedâncias de linha.

Este controle possui suas qualidades e limitações e foi escolhido para ser embarcado nas UGs na sua forma mais simples, sem modificações. Isto foi feito para dar maior enfoque nos resultados do controle secundário, pois se bons resultados pudessem ser obtidos utilizando-se de um controle primário simples a tendência é que se houvesse melhoras neste controle, haveria conseqüentemente, mais melhorias nos resultados.

O controle secundário utilizado é dividido, como visto, em controle secundário de frequência e controle secundário de tensão, sendo suas utilizações visando a regulação da frequência e tensão, respectivamente, da estrutura. É um controle descentralizado, que se utiliza da comunicação entre as unidades, que trocam informações de potência ativa e potência reativa. Por basear-se na teoria consensual possui como técnica adotada a teoria dos grafos, no que se refere a comunicação entre as unidades.

No trabalho este controle foi analisado frente a alterações na topologia de rede de dados mínima, visualização da resposta dinâmica mediante diferentes tempos de atraso, comportamento da estrutura com a saída de uma das unidades, aumento e diminuição de carga conectada ao barramento e utilização de cargas locais. Muitos outros resultados poderiam ter sido retirados de simulações com esta planta da estrutura, modificando os parâmetros ou propondo-se novas situações. Porém, o trabalho se tornaria extenso e com tantas situações seria de difícil entendimento, logo, foram escolhidas apenas alguns parâmetros e situações para maior entendimento da resposta do controle.

Notou-se algumas modificações nos resultados ao se trocar a topologia da rede de dados mínima. Houveram diferenças nos resultados, em que se pôde concluir que o corte entre as UGs com maiores impedância de linha, considerando unidades com capacidades iguais, é melhor, pois a UG que possui a maior capacidade faz a comunicação com as outras duas. Pode-se extrapolar esses resultados para UGs de capacidades diferentes, onde seria mais interessante manter a unidade com maior potência contendo maior número de conexões.

Os resultados com diferentes tempos de atraso são perceptivelmente diferentes. Há melhorias nos resultados quando o atraso é diminuído, pois o controle se torna mais rápido e

mais sensível a modificações na carga. Entretanto, mesmo com tempos de atraso maiores a MG operou de forma apropriada e dentro dos padrões, com isso é possível concluir que o controle secundário analisado opera bem, mesmo com maiores tempos de atraso, não apresentando oscilações consideráveis nem identificando-se possibilidade de perda de estabilidade.

Mediante a saída de uma ou algumas unidades de operação, compreende-se a necessidade de adição, no controle das estruturas, de um mecanismo que detecte a falta de comunicação provinda das UGs que cessaram a operação e desconsidere essas unidades no algoritmo do controle. E ao retornarem suas presenças sejam detectadas e voltem a influenciar no controle secundário. Feitas essas modificações o controle opera de forma adequada independente da saída de UGs.

Neste mesmo tópico, visualizou-se que com a utilização de uma rede de dados mínima quais unidades cessaram a operação importa no esquema. Por exemplo, como demonstrado com três UGs operando em paralelo, se a UG que possui maior número de conexões sair, o controle secundário finaliza sua operação e a estrutura passa a operar somente com o controle primário.

O aumento e diminuição de carga provoca alterações transitórias na frequência e médias das tensões dos nós da microrrede, mas o controle secundário é capaz de manter estes parâmetros estáveis em regime permanente. Esse tempo de reajuste do sistema é dependente do tempo de atraso na comunicação, porém, é tão curto, que não afeta a operação do sistema por completo.

A utilização de cargas locais não prejudica a operação do sistema. Não obstante a isso, essas cargas também tem suas potências distribuídas entre as UGs. A inserção de carga local em um dos inversores provoca oscilações nos resultados, principalmente, de potência ativa e frequência, fenômeno que é dependente do valor de carga inserido.

Verifica-se que com a inserção de cargas locais, mesmo que as UGs sejam consideradas de potências iguais, há diferenças nos valores de potência distribuídas. A UG que possui maior carga local em seus terminais, fornecerá maior potência ao sistema em detrimento das outras UGs. Também foi analisado que a potência reativa não é distribuída de forma equivalente, ou seja, a UG que comporta cargas locais deve atender a maior parte da potência reativa demandada pela carga, sendo a contribuição das UGs vizinhas, mínima, neste caso.

Diante de todas essas situações, pode-se dizer que o sistema se comportou bem e de forma adequada em todas elas. Em todos os resultados foram utilizadas cargas com fator de potência relativamente baixos impondo grandes variações na potência reativa das UGs e mesmo

assim, a regulação é feita em ambas as variáveis ajustando o sistema aos níveis adequados impostos pelo PRODIST, mesmo esses valores não sendo restritivos à operação de MGs.

5.2. Propostas para Trabalhos Futuros

Há uma grande possibilidade de estudos quando se consideram microrredes de energia. Serão apresentadas algumas propostas para a complementação do estudo deste trabalho e avanço desta temática.

- Implementação experimental de uma microrrede de energia com a inserção dos controles analisados;
- Implementação da simulação para identificar os efeitos de diferentes ganhos de controle secundário de frequência e tensão, k_{pr} e k_{qr} . Tal desenvolvimento pode-se utilizar do bloco de comandos no PSIM denominado de *Parameter Sweep*, tal função deverá variar os valores destes ganhos desde um limite inferior até um superior com um valor de incremento;
- Modelagem dinâmica da microrrede, incluindo todas as diferentes partes do sistema como linhas de transmissão, cargas e controles;
- Conexão da microrrede à rede elétrica desenvolvendo o controle terciário para sincronismo e detecção de ilhamento, além das outras funções deste controle;
- Estudo teórico-matemático aprofundado do controle secundário;
- Definição e implementação de um método de comunicação entre as UGs que poderia ser utilizado considerando maiores distâncias entre as unidades. Como discutido no texto não há a definição prática de como a rede de comunicação poderia ser implementada. Com a definição deste sistema de comunicação será melhor entendido qual será o tempo de atraso médio na troca de dados, sendo que no texto só foram explorados alguns tempos de atraso supostos na troca de informações;
- Estudo de outras diferentes topologias da rede considerando maior quantidade de unidades geradoras e capacidades diferentes. Assim como, diferentes barramentos de carga e melhorias no sistema para a inserção de cargas locais.

6. Referências Bibliográficas

- [1] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. De Vicuña, e M. Castilla, “Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, nº 1, p. 158–172, 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- [2] U. B. Tayab, M. A. Bin Roslan, L. J. Hwai, e M. Kashif, “A review of droop control techniques for microgrid”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, nº November 2016, p. 717–727, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.028.
- [3] R. S. dos Passos, “Estudo de Caso do Impacto da Microgeração na Tensão e nas Perdas de um Sistema de Distribuição”, 2014.
- [4] C. Schwaegerl e L. Tao, “Microgrid: Architectures and Control - Chapter 1 - The Microgrid Concept”, *The Microgrids Concept*, p. 1–24, 2013.
- [5] R. H. Lasseter, “MicroGrids: A Conceptual Solution”, *2002 IEEE Power Eng. Soc. Winter Meet. Conf. Proc. (Cat. No.02CH37309)*, vol. 1, p. 305–308, 2002, doi: 10.1109/PESW.2002.985003.
- [6] J. W. Simpson-Porco, Q. Shafiee, F. Dorfler, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, e F. Bullo, “Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, nº 11, p. 7025–7038, 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2436879.
- [7] H. Carvalho, “Controle de Microrredes CA - Estudo da Regulação de frequência e tensões”, Universidade Federal de Uberlândia - UFU, 2019.
- [8] Y. Sun, X. Hou, J. Yang, H. Han, M. Su, e J. M. Guerrero, “New Perspectives on Droop Control in AC Microgrid”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, nº 7, p. 5741–5745, 2017, doi: 10.1109/TIE.2017.2677328.
- [9] E. A. A. Coelho *et al.*, “Small-Signal Analysis of the Microgrid Secondary Control Considering a Communication Time Delay”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 63, nº 10, p. 6257–6269, 2016, doi: 10.1109/TIE.2016.2581155.
- [10] Q. Shafiee, J. M. Guerrero, e J. C. Vasquez, “Distributed secondary control for islanded microgrids-a novel approach”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, nº 2, p. 1018–1031, 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2259506.
- [11] A. Tuladhar, H. Jin, T. Unger, e K. Mauch, “Parallel operation of single phase inverter modules with no control interconnections”, *Conf. Proc. - IEEE Appl. Power Electron.*

- Conf. Expo. - APEC*, vol. 1, p. 94–100, 1997, doi: 10.1109/apec.1997.581439.
- [12] F. De Bosio, L. A. De Souza Ribeiro, M. Savaghebi, J. C. Vasquez, e J. M. Guerrero, “Control design of VSIs to enhance transient performance in microgrids”, *2016 18th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE 2016 ECCE Eur.*, 2016, doi: 10.1109/EPE.2016.7695496.
- [13] F. De Bosio, L. A. D. S. Ribeiro, M. S. Lima, F. Freijedo, J. M. Guerrero, e M. Pastorelli, “Inner current loop analysis and design based on resonant regulators for isolated microgrids”, *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electron. Conf. 1st South. Power Electron. Conf. COBEP/SPEC 2016*, 2015, doi: 10.1109/COBEP.2015.7420244.
- [14] D. He, D. Shi, e R. Sharma, “Consensus-based distributed cooperative control for microgrid voltage regulation and reactive power sharing”, *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, vol. 2015-Janua, n° January, p. 1–6, 2015, doi: 10.1109/ISGTEurope.2014.7028803.
- [15] H. Zhang, S. Kim, Q. Sun, e J. Zhou, “Distributed Adaptive Virtual Impedance Control for Accurate Reactive Power Sharing Based on Consensus Control in Microgrids”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, n° 4, p. 1749–1761, 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2506760.
- [16] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho, e J. M. Guerrero, “Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, n° 3, p. 2427–2451, 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2569597.
- [17] “Estudos de Fluxo de Potência”, in *Materiais do professor PUC - cap 04*, 2017, p. 2–5.
- [18] A. Silva, “ANÁLISE DO DESEMPENHO DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS COM CONTROLADORES DOTADOS DE MODOS DE OPERAÇÃO COMUTÁVEIS”, Universidade Federal de Uberlândia, 2008.
- [19] A. Netto, “Análise do Controle Droop em uma Microrrede Monofásica Isolada com Geração Fotovoltaica”, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2019.
- [20] C. Guimarães e J. C. Oliveira, “Máquinas Síncronas e Estabilidade”, Uberlândia, 2019.
- [21] E. A. A. Coelho, P. C. Cortizo, e P. F. D. Garcia, “Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone ac supply systems”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 38, n° 2, p. 533–542, 2002, doi: 10.1109/28.993176.
- [22] A. Micallef, M. Apap, C. S. Staines, e J. M. G. Zapata, “Secondary control for reactive

- power sharing and voltage amplitude restoration in droop-controlled islanded microgrids”, *Proc. - 2012 3rd IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst. PEDG 2012*, p. 492–498, 2012, doi: 10.1109/PEDG.2012.6254048.
- [23] J. Zhou, S. Kim, H. Zhang, Q. Sun, e R. Han, “Consensus-Based Distributed Control for Accurate Reactive, Harmonic, and Imbalance Power Sharing in Microgrids”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, nº 4, p. 2453–2467, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2613143.
- [24] L. Y. Lu e C. C. Chu, “Consensus-Based Secondary Frequency and Voltage Droop Control of Virtual Synchronous Generators for Isolated AC Micro-Grids”, *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Circuits Syst.*, vol. 5, nº 3, p. 443–455, 2015, doi: 10.1109/JETCAS.2015.2462093.
- [25] V. A. De Oliveira, S. Rangel, e S. A. De Araujo, *Teoria dos Grafos Introdução*. 2013.
- [26] A. Bidram, S. Member, A. Davoudi, F. L. Lewis, J. M. Guerrero, e S. Member, “Bidram2013.Pdf”, vol. 28, nº 3, p. 3462–3470, 2013.
- [27] C. Godsil e G. Royle, *Algebraic Graph Theory*. Ontário, 2001.
- [28] D. E. M. S. T. Em e A. L. M. Baseadas, “Avaliação de algoritmos escaláveis para construção de mst em alm baseadas em mesh-first”, 1965.
- [29] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”, p. 70, 2011.

7. Apêndices

A seguir podem ser visualizadas partes do sistema simulado no *software* PSIM, esta forma de representação foi adotada pela quantidade de elementos presentes, o que faz com que o sistema se torne maior. A simulação será apresentada sem as modificações propostas neste trabalho, somente para vias de maior entendimento da microrrede ao qual foi feito o estudo. O sistema, nestas figuras, contém todas as três UGs trifásicas operando em paralelo sem a saída de nenhuma UG, uma carga conectada ao barramento e o tempo de atraso está sendo considerado como de 100 ms. Na figura C – 1 pode ser visualizada uma lista de parâmetros necessários para o funcionamento da MG.

APÊNDICE A – ESQUEMAS DOS INVERSORES DE TENSÃO E CONTROLES

Figura A - 1. Diagrama dos Inversores de Tensão Trifásicos

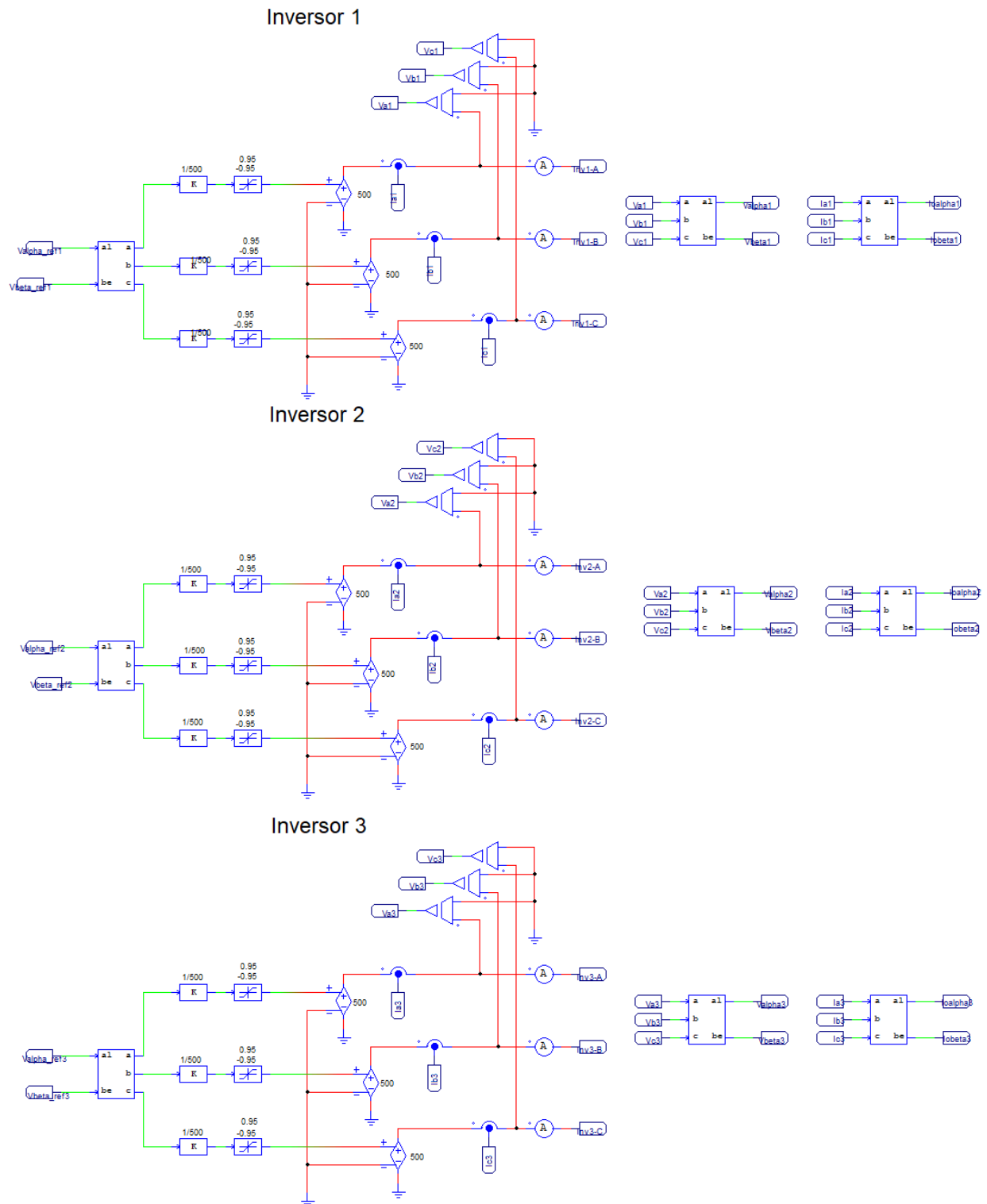


Figura A - 2. Controle Primário por DrC

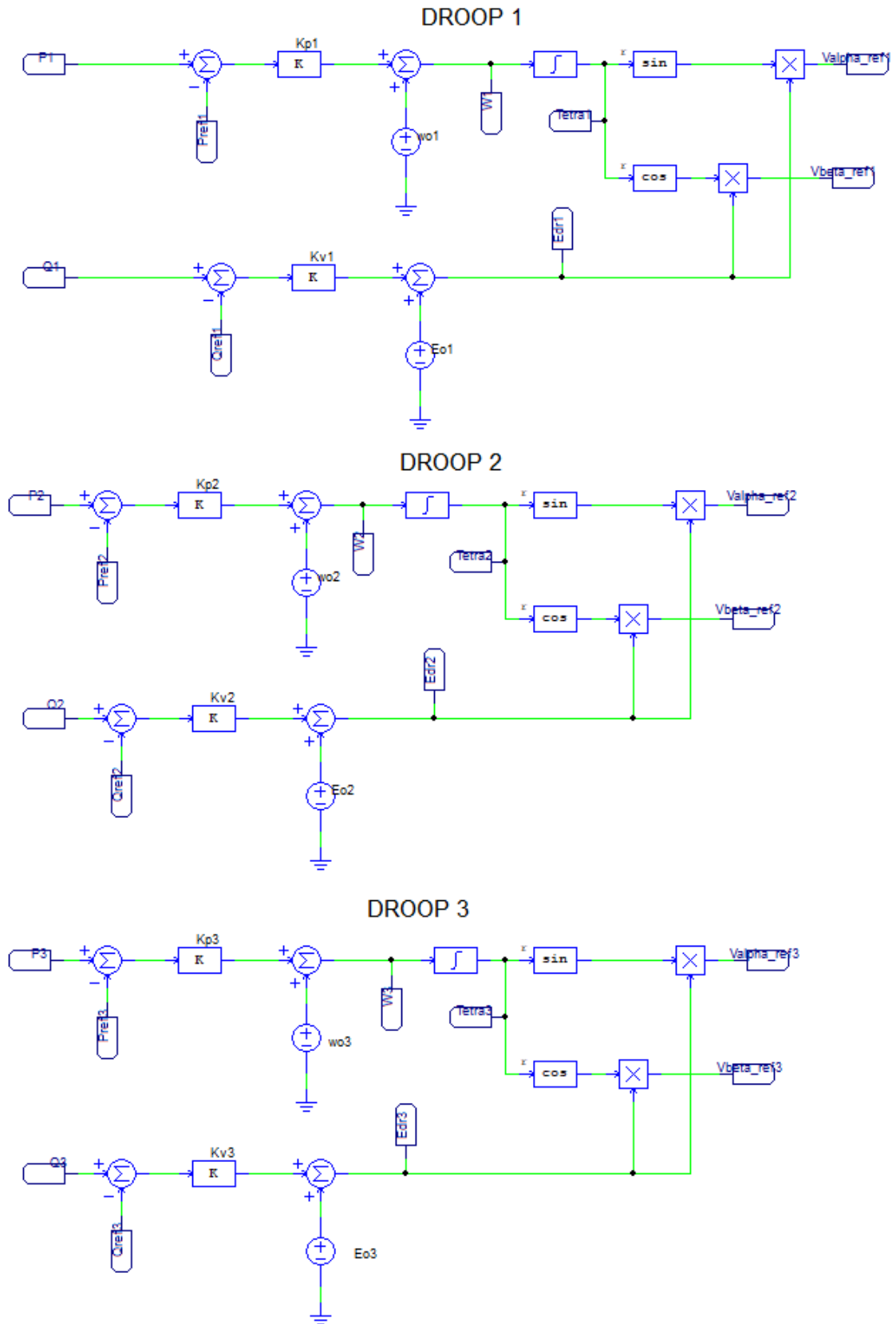
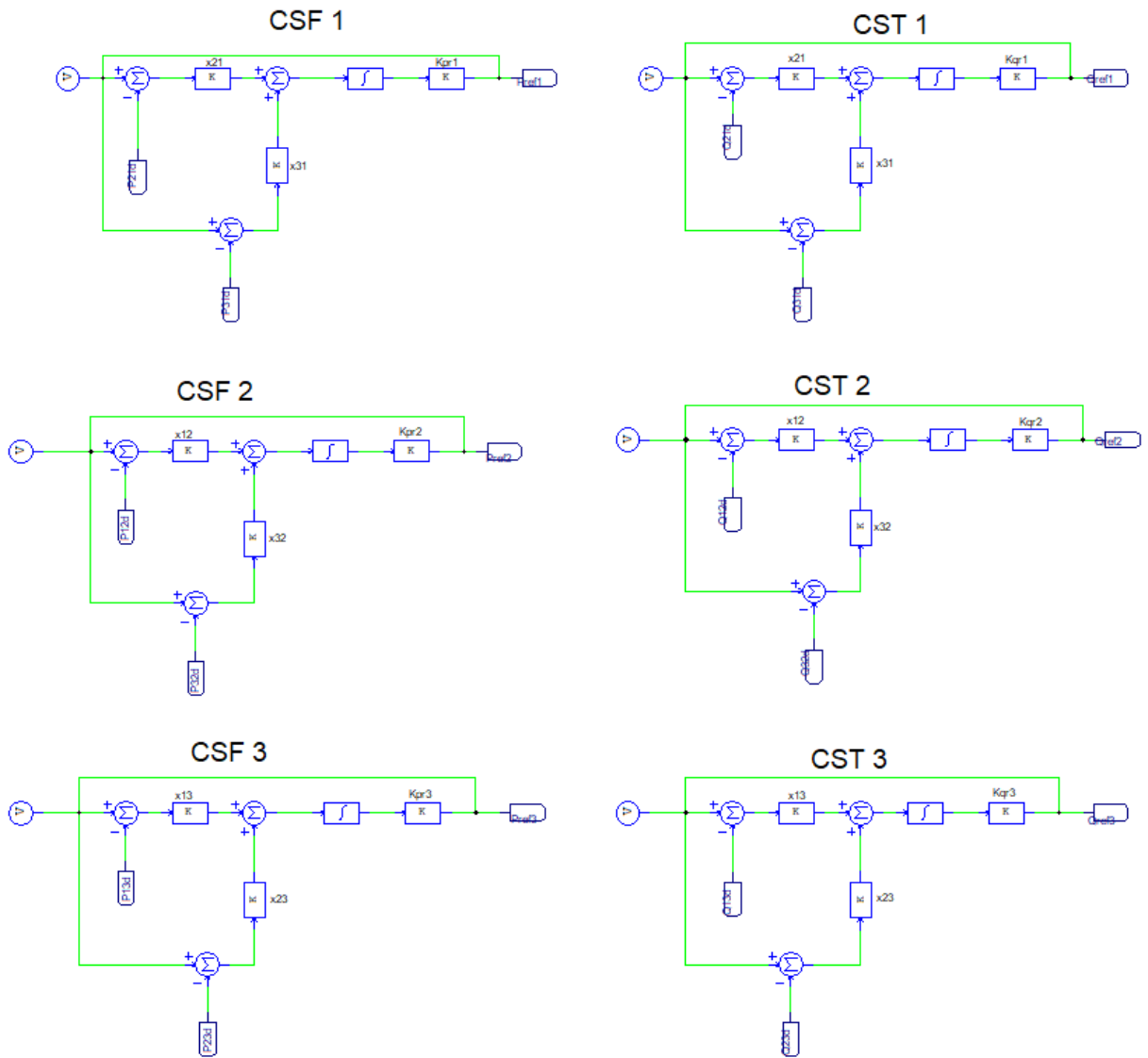


Figura A - 3. Controle Secundário de Frequência e Tensão



APÊNDICE B – CÁLCULOS DAS POTÊNCIAS, TENSÕES MÉDIAS E ÂNGULOS

Figura B - 1. Cálculo das potências das UGs

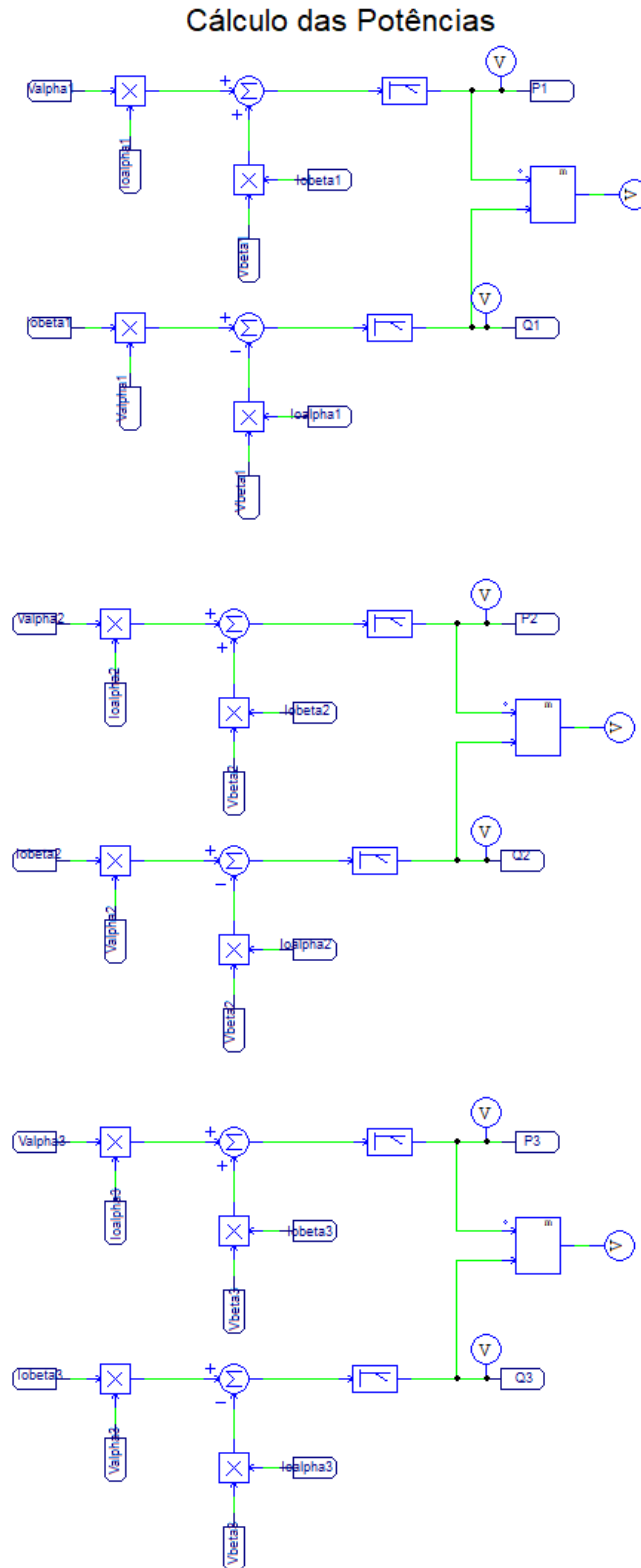
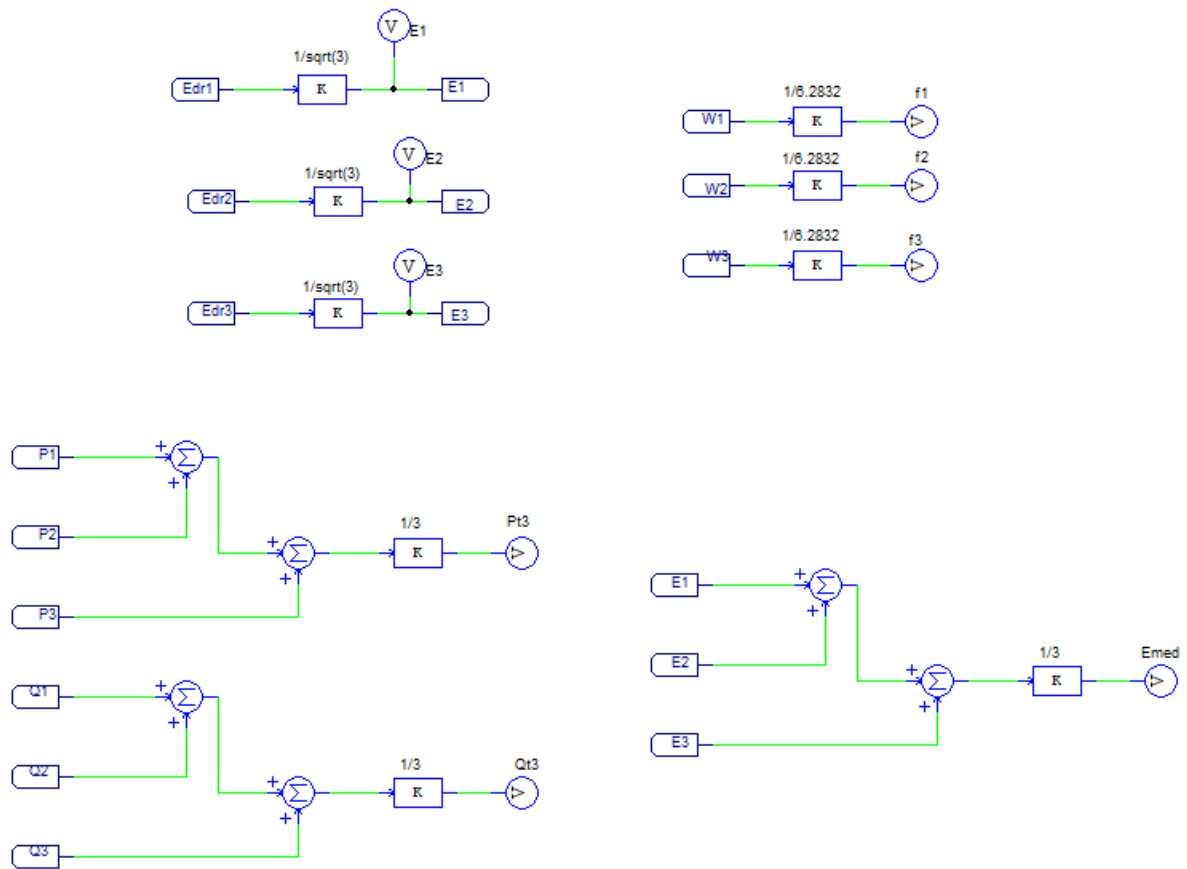
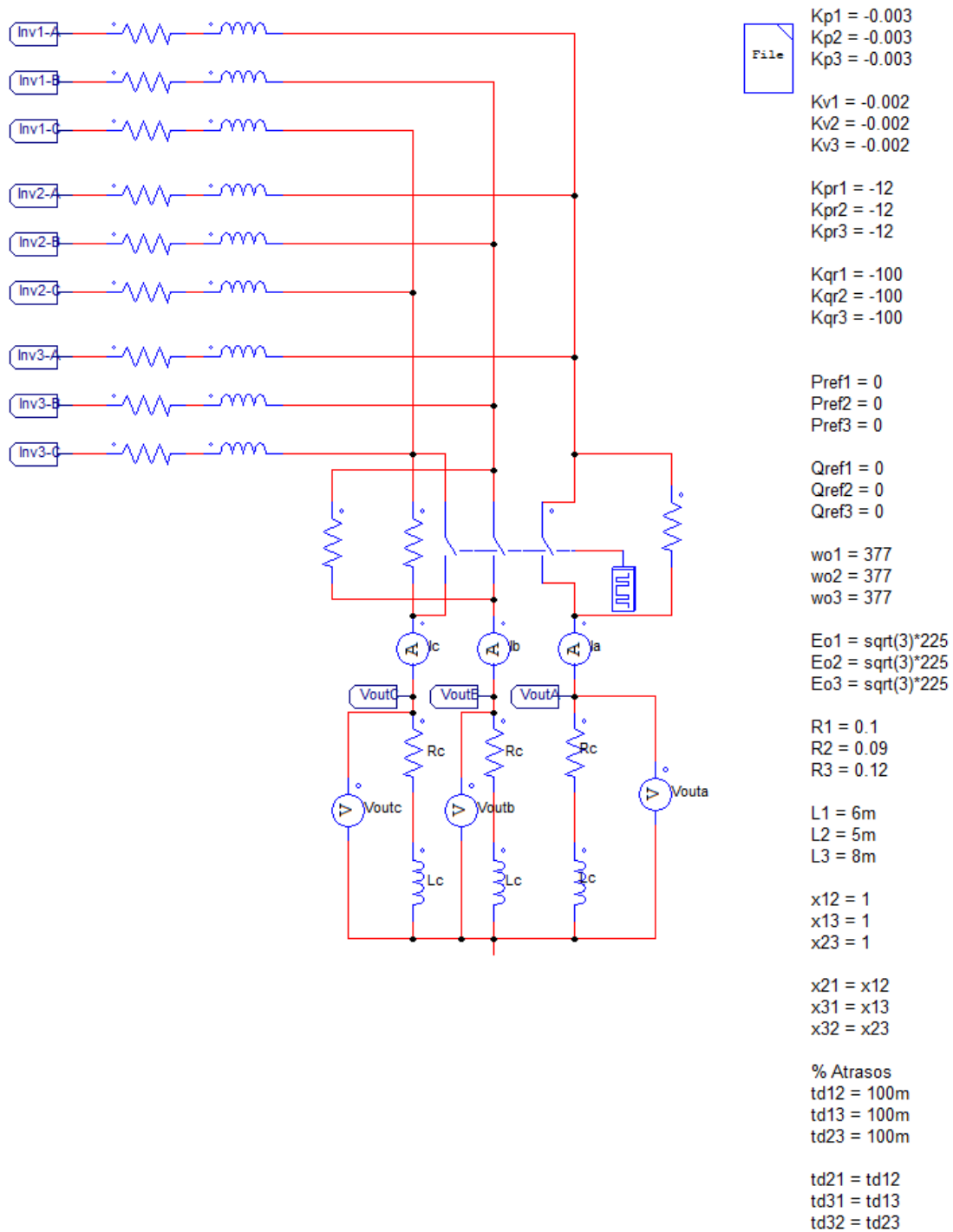


Figura B - 2. Cálculo das potências médias, tensões e frequências das UGs



APÊNDICE C – LINHAS DE TRANSMISSÃO E CARGAS TRIFÁSICAS

Figura C - 1. Representação das linhas de transmissão, carga trifásica e parâmetros



APÊNDICE D – TEMPOS DE ATRASO

Figura D - 1. Inclusão dos tempos de atraso

Atrasos da linha de dados

