

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**PROPOSTA DE CONTROLE SECUNDÁRIO DE CARGA E  
FREQUÊNCIA COM OPERAÇÃO CONJUNTA DAS  
ESTRATÉGIAS CENTRALIZADA E  
DESCENTRALIZADA APLICADO A MICRORREDES**

PAULO THIAGO DE GODOY

FOZ DO IGUAÇU

2020



Paulo Thiago de Godoy

**Proposta de controle secundário de carga e frequência com  
operação conjunta das estratégias centralizada e  
descentralizada aplicado a microrredes**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Adriano Batista de Almeida

Coorientador: Diogo Marujo

Foz do Iguaçu

2020

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Godoy, Paulo Thiago de

Proposta de controle secundário de carga e frequência com operação conjunta das estratégias centralizada e descentralizada aplicado a microrredes / Paulo Thiago de Godoy; orientador(a), Adriano Batista de Almeida; coorientador(a), Diogo Marujo, 2020.  
103 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2020.

1. Microrredes. 2. Controle secundário. 3. Controle centralizado. 4. Controle Descentralizado. I. Almeida, Adriano Batista de . II. Marujo, Diogo. III. Título.

**Proposta de controle secundário de carga e frequência com  
operação conjunta das estratégias centralizada e  
descentralizada aplicado a microrredes**

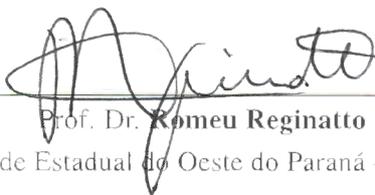
Paulo Thiago de Godoy

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:

Data da defesa pública: 12/02/2020.



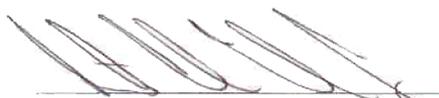
Prof. Dr. **Adriano Batista de Almeida** - (Orientador)  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Prof. Dr. **Romeu Reginatto**  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Dr. **Rui Jovita Godinho Corrêa da Silva**  
Itaipu Binacional - ITAIPU



Prof. Dr. **Antonio Carlos Zambroni de Souza**  
Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI



# Resumo

As Microrredes (MRs) podem operar conectadas ou ilhadas da rede principal. Quando a MR opera no modo ilhado, a frequência e a tensão são mantidas e reguladas através dos controles primário e secundário. O controle primário é responsável por manter a estabilidade dos geradores distribuídos. O controle secundário é responsável por regular a frequência e a tensão da MR nos valores nominais, podendo ser realizado através de estratégias centralizadas, distribuídas ou descentralizadas. As estratégias de controle centralizado são as mais aplicadas em MRs, devido a facilidade de controle e coordenação com os recursos energéticos distribuídos. Contudo, a confiabilidade das estratégias de controle centralizado são influenciadas pelo funcionamento adequado do controlador e do canal de comunicação. De forma a contornar os problemas de confiabilidade do controle centralizado para regulação de frequência, este trabalho propõe uma nova estratégia de controle secundário unificado, composta por ambas as estratégias de controle centralizado e descentralizado, a qual é capaz de manter a regulação de frequência da MR mesmo após falhas de comunicação ou de controle. Ademais, um esquema de alívio de carga descentralizado é implementado para auxiliar o controle de geração e carga da MR. Um método de ajuste dos ganhos do controle secundário é proposto, o qual considera as características da MR, do esquema de alívio de carga e dos canais de comunicação. Para testar a estratégia proposta, a MR CIGRE *Benchmark* Europeia de baixa tensão é implementada em Matlab/Simulink. São considerados três cenários para as simulações: falha no controlador central, falha total e parcial do canal de comunicação. Os resultados mostraram que a estratégia proposta garante a regulação de frequência, estabilidade do sistema e evita ações desnecessárias do esquema de alívio de carga, até mesmo durante falhas. A estratégia proposta também se mostrou capaz de retornar para o controle normal de operação após o fim da falha. Entretanto, os atrasos de comunicação influenciam na resposta da estratégia proposta, podendo ocasionar pequenas perturbações nas trocas de modos de operação.

**Palavras-chave:** Microrredes, Controle Secundário, Controle Centralizado, Controle Descentralizado.

# Abstract

A microgrid (MG) can operate either connected to the main grid or islanded. When the MG operates in islanded mode, the frequency control is performed through the primary and secondary control. Primary control is responsible for ensuring the stable operation of distributed generations. Secondary control is responsible for frequency and voltage adjustment. The secondary control can be achieved through centralized, distributed or decentralized strategies. The centralized control is the most applied strategy in MGs due to the facility of the control and coordination of the distributed generators. However, the reliability of centralized control strategies is influenced by the proper functioning of the controller and the communication channel. To avoid the reliability problems of the centralized control, this paper proposes a new unified secondary control strategy comprising of centralized and decentralized control, that can capable of maintaining the MG frequency regulation even during control or communication failures. A decentralized load shedding strategy is implemented to assist MR generation and load control. To verify the proposed secondary control, the European low voltage distribution network benchmark MG is implemented in Matlab/Simulink. For the simulations, three scenarios are tested: MG central controller failure, total and partial communication system failures. The experimental results have shown that the proposed secondary control can guarantee the frequency regulation, system stability and can avoid the load shedding even during failures. The proposed strategy proved capable to restore the system to normal control operation after the failures end. However, communication delays influence the response of the proposed strategy, which can cause minor disturbances when switching the operating mode.

**Keywords:** Microgrids, Secondary Control, Centralized Control, Decentralized Control.

# Agradecimentos

Agradeço primeiramente ao meu orientador Prof. Dr. Adriano Batista de Almeida e ao meu coorientador Prof. Dr. Diogo Marujo pela oportunidade, pela confiança, e principalmente pelas orientações as quais tornaram o desenvolvimento do trabalho possível.

Aos meus colegas de pesquisa: Eng. Darlan Ioris, Eng. Felipe Gozzi da Cruz e Eng. Patrícia Poloni, os quais participaram diretamente no desenvolvimento do trabalho.

Agradeço a fundação CAPES e fundação Araucária pelo apoio financeiro.

Agradeço todos os professores do PGEEC por me proporcionarem conhecimento e experiências os quais me auxiliaram não somente no desenvolvimento do trabalho, mas ao crescimento pessoal e profissional.

Aos meus familiares, amigos e colegas do programa de mestrado que me acompanharam e auxiliaram.



# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>11</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>13</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>15</b>
<b>Lista de Siglas e Abreviaturas</b>	<b>21</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>23</b>
1.1 Justificativa . . . . .	24
1.2 Objetivos . . . . .	26
1.3 Contribuições . . . . .	27
1.4 Estrutura do Trabalho . . . . .	27
<b>2 Controle Hierárquico em Microrredes</b>	<b>29</b>
2.1 Introdução . . . . .	29
2.2 Estrutura de uma MR . . . . .	29
2.3 Controle Hierárquico . . . . .	30
2.3.1 Controle Primário . . . . .	32
2.3.2 Controle Secundário . . . . .	34
2.3.3 Estratégias de Controle Secundário . . . . .	36
2.3.4 Estratégias de Alívio de Carga . . . . .	39
<b>3 Proposta de Controle</b>	<b>43</b>
3.1 Introdução . . . . .	43
3.2 Controle de Frequência . . . . .	44
3.2.1 Modelo Matemático - CSC . . . . .	48
3.2.2 Modelo Matemático - CSD . . . . .	52
3.2.3 Erro em Regime Permanente . . . . .	53
3.3 Esquema de Alívio de Carga . . . . .	55
<b>4 Modelo, parâmetros e ajustes da MR proposta</b>	<b>59</b>

4.1	Introdução . . . . .	59
4.2	Estrutura da MR . . . . .	59
4.2.1	Conversores Eletrônicos de Potência . . . . .	60
4.2.2	Gerador a Diesel . . . . .	64
4.2.3	Cargas . . . . .	68
4.3	Dinâmica e ajustes da MR . . . . .	69
4.3.1	Dinâmica do Esquema de Alívio de Carga . . . . .	69
4.3.2	Ajuste do Controle Secundário Centralizado . . . . .	71
4.3.3	Ajuste do Controle Secundário Descentralizado . . . . .	74
<b>5</b>	<b>Resultados e Discussões</b>	<b>77</b>
5.1	Introdução . . . . .	77
5.2	Cenários e pontos de operação . . . . .	77
5.3	Cenário 1: falha no controlador central . . . . .	78
5.3.1	Falha do controlador central considerando atraso de comunicação . . . . .	82
5.4	Cenário 2: perda no canal de comunicação central . . . . .	84
5.4.1	Falha no canal de comunicação central considerando atraso de comunicação . . . . .	87
5.5	Cenário 3: perda de comunicação entre o MGCC e UCDs . . . . .	88
5.5.1	Perda de comunicação entre o MGCC e UCDs considerando atraso de comunicação . . . . .	92
5.6	Considerações Finais . . . . .	92
<b>6</b>	<b>Conclusão</b>	<b>95</b>
6.1	Trabalhos Futuros . . . . .	96
6.2	Publicações . . . . .	97
6.2.1	Publicações em Eventos Regionais e Internacionais . . . . .	97
6.2.2	Publicações Submetidas para Revista . . . . .	97
6.2.3	Participação em outras Publicações . . . . .	97
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>99</b>

# Lista de Figuras

Figura 2.1:	Estrutura básica de uma MR . . . . .	30
Figura 2.2:	Controle Hierárquico em MR. . . . .	31
Figura 2.3:	Estratégias <i>droop</i> para MRs. (a) f/P. (b) V/Q. . . . .	32
Figura 2.4:	Ação do controle secundário sobre as curvas de <i>droop</i> em MRs. (a) f/P. (b) V/Q. . . . .	35
Figura 2.5:	Topologias de controles secundários em MR. (a) Centralizada. (b) Descentralizada. (c) Distribuída. . . . .	36
Figura 2.6:	CSC com ganhos do controle PI variáveis. . . . .	37
Figura 2.7:	CSD com a presença de estimadores de estados. . . . .	39
Figura 3.1:	Estrutura do Controle secundário proposto . . . . .	44
Figura 3.2:	Processo de <i>tracking</i> aplicado no controlador PI do MGCC. (a) Controlador PI em processo de <i>Tracking</i> . (b) Controlador PI em operação normal. . . . .	47
Figura 3.3:	Fluxograma para o controle secundário proposto para MR . . . . .	49
Figura 4.1:	Estrutura Elétrica MR CIGRE <i>Benchmark</i> Europeia de baixa tensão. . . . .	60
Figura 4.2:	Estrutura de controle dos conversores, modo PQ e V/f. . . . .	62
Figura 4.3:	Controlador de Corrente dos Conversores. . . . .	63
Figura 4.4:	Controlador de Tensão dos Conversores em modo V/f. . . . .	64
Figura 4.5:	Diagrama do motor a diesel. . . . .	65
Figura 4.6:	Diagrama de blocos da Excitatriz AC5A. . . . .	66
Figura 4.7:	Diagrama de blocos do motor a diesel com regulador de velocidade. . . . .	67
Figura 4.8:	Modelo adotado para as cargas. . . . .	68
Figura 4.9:	Frequência sobre a carga R11, dinâmica do corte de carga e do controle primário. . . . .	71
Figura 4.10:	Potência Ativa e ações do EAC para as cargas, dinâmica do corte de carga e do controle primário. . . . .	71
Figura 4.11:	Algoritmo de Busca de ganhos de controle. (a) Algoritmo para o primeiro e segundo critérios do CSC e segundo critério do CSD. (b) Algoritmo para o terceiro critério do CSC e do CSD . . . . .	73
Figura 4.12:	Frequência sobre a carga R11 - dinâmica do controle centralizado. . . . .	73
Figura 4.13:	Potência ativa e ações do EAC para as cargas - dinâmica do controle centralizado. . . . .	74
Figura 4.14:	Frequência sobre a carga R11 - dinâmica do controle descentralizado. . . . .	76

Figura 4.15: Potência ativa e ações do EAC para as cargas - dinâmica do controle descentralizado. . . . .	76
Figura 5.1: Frequência sobre a carga R11, Cenário 1. . . . .	79
Figura 5.2: Potência ativa e ações do EAC no Cenário 1. . . . .	80
Figura 5.3: Variáveis internas do MGCC, no Cenário 1. . . . .	80
Figura 5.4: Mensagens enviadas e recebidas pelo MGCC, no Cenário 1. . . . .	81
Figura 5.5: Mensagens enviadas e recebidas pelas UCDs, no Cenário 1. . . . .	82
Figura 5.6: Geração e tensão das GDs, para falha no MGCC. . . . .	83
Figura 5.7: Frequência sobre a carga R11, Cenário 1 com atrasos de comunicação. . . . .	83
Figura 5.8: Estados de <i>Rst</i> , Cenário 1 com atraso de comunicação. . . . .	84
Figura 5.9: Frequência sobre a carga R11, Cenário 2. . . . .	85
Figura 5.10: Variáveis internas do MGCC, no Cenário 2. . . . .	86
Figura 5.11: Mensagens enviadas e recebidas pelo MGCC, no Cenário 2. . . . .	86
Figura 5.12: Mensagens enviadas e recebidas pelas UCDs, no Cenário 2. . . . .	87
Figura 5.13: Frequência sobre a carga R11, Cenário 2 com atraso de comunicação. . . . .	88
Figura 5.14: Estados de <i>Rst</i> , Cenário 2 com atraso de comunicação. . . . .	88
Figura 5.15: Frequência sobre a carga R11, Cenário 3. . . . .	89
Figura 5.16: Variáveis internas do MGCC, no Cenário 3. . . . .	90
Figura 5.17: Mensagens enviadas e recebidas pelo MGCC, no Cenário 3. . . . .	90
Figura 5.18: Mensagens enviadas e recebidas pelas UCDs, no Cenário 3. . . . .	91
Figura 5.19: Frequência sobre a carga R11, Cenário 3 com atraso de comunicação. . . . .	92

# Lista de Tabelas

Tabela 1.1:	Comparação das estratégias de controle Centralizada, Distribuída e Descen- tralizada. . . . .	26
Tabela 3.1:	Ajustes do Esquema de Alívio de Carga para MR. . . . .	57
Tabela 4.1:	Parâmetros dos Componentes da MR. . . . .	61
Tabela 4.2:	Parâmetros dos Conversores. . . . .	64
Tabela 4.3:	Parâmetros da Máquina Elétrica de polos salientes. . . . .	66
Tabela 4.4:	Parâmetros da Excitatriz AC5A. . . . .	67
Tabela 4.5:	Parâmetros do motor a diesel com regulador de velocidade. . . . .	67
Tabela 4.6:	Ganhos obtidos para cada critério. . . . .	72
Tabela 4.7:	Ganhos obtidos para cada critério. . . . .	75
Tabela 5.1:	Parâmetro dos componentes da MR. . . . .	78



# Lista de Símbolos

$t$	Tempo
$\Delta t$	Incremento de tempo
$f$	Frequência
$\omega$	Frequência angular
$\Delta\omega$	Incremento de frequência angular
$\omega^*$	Referência de frequência angular para o controlador <i>droop</i>
$V$	Tensão
$V^*$	Referência de tensão para o controlador <i>droop</i>
$\Delta V$	Incremento de tensão
$P_i$	Potência ativa gerada pela $i$ -ésima GD
$P^*$	Referência de potência ativa do <i>droop</i>
$\Delta P$	incremento de potência ativa
$Q_i$	Potência reativa gerada pela $i$ -ésima GD
$Q^*$	Referência de potência reativa do <i>droop</i>
$\Delta Q$	incremento de potência reativa
$m_i$	Coefficiente do <i>droop</i> de frequência da $i$ -ésima GD
$n_i$	Coefficiente do <i>droop</i> de tensão da $i$ -ésima GD
$S_i$	Potência aparente nominal da $i$ -ésima GD
$Z_V$	Impedância virtual
$\Theta$	Ângulo da impedância virtual
$I_S$	Corrente de saída do filtro do conversor
$\Delta\omega_{sec}$	Referência de frequência angular gerada pelo controle secundário
$\omega_0$	Referência de frequência angular do controle secundário
$\Delta V_{sec}$	Referência de tensão gerada pelo controle secundário
$V_0$	Referência de tensão do controle secundário
$\Delta\omega_{secPI}$	Referência de frequência angular gerada pelo controlador PI do controle secundário
$\Delta V_{secPI}$	Referência de tensão gerada pelo controlador PI do controle secundário
$K_{pw}$	Ganho proporcional do controlador PI para o controle secundário de frequência
$K_{iw}$	Ganho integrativo do controlador PI para o controle secundário de frequência

$K_{pe}$	Ganho proporcional do controlador PI para o controle secundário de tensão
$K_{ie}$	Ganho integrativo do controlador PI para o controle secundário de tensão
$\omega_{PCC}$	Frequência monitorada no PCC
$V_{PCC}$	Tensão monitorada no PCC
$\omega_i$	Frequência angular monitorada pela $i$ -ésima GD
$\Delta\omega_{secPPPB}$	Referência de frequência angular gerada pelo controlador proporcional com filtro passa baixa do controle secundário
$a_i$	Ganho proporcional do $i$ -ésimo controlador proporcional com filtro passa baixa
$t2_i$	Tempo de resposta do filtro do $i$ -ésimo controlador proporcional com filtro passa baixa
$K_{sp}$	Ganho integrativo do controlador por filtro <i>Washout</i> para o controle secundário de frequência
$K_{sv}$	Ganho integrativo do controlador por filtro <i>Washout</i> para o controle secundário de tensão
$\Delta\omega_{secLI}$	Referência de frequência angular gerada pelo controlador <i>Leaky</i> integral do controle secundário
$\alpha_i$	Ganho do $i$ -ésimo controlador <i>Leaky</i> integral
$T_i$	Ganho do $i$ -ésimo controlador <i>Leaky</i> integral
$N$	Número de GD participando do controle secundário
$\Delta\omega_{PI_i}$	Referência de frequência do controle secundário gerada pelo MGCC para a $i$ -ésima GD
$\Delta\omega_{D_i}$	Referência de frequência do controle secundário gerada pela $i$ -ésima UCD
$CmC_i$	Variável do estado de operação do MGCC enviado para a $i$ -ésima UCD
$CmT_i$	Variável de comando do modo de operação da $i$ -ésima UCD enviado pelo MGCC
$CmD_i$	Variável de estado de operação da $i$ -ésima UCD enviado para o MGCC
$CmK_i$	Variável de modo de operação da $i$ -ésima UCD enviada para o MGCC
$X_i$	Informação enviada pelo $i$ -ésimo componente
$X'_i$	Informação do $i$ -ésimo componente recebida por outro componente
$Z_{cm_i}$	Atraso de comunicação do $i$ -ésimo canal de comunicação
$Estado_i$	Estado de operação do $i$ -ésimo canal de comunicação
$IPI$	Referência de frequência gerada pelo PI do MGCC
$IH_i$	Variável de inicialização para a $i$ -ésima UCD quando operando no modo CSC
$t_{e_i}$	Instante de tempo que o MGCC envia o sinal para a $i$ -ésima UCD trocar para o modo CSC
$PCCS$	Estado de operação do PCC
$Fail$	Estado de operação do MGCC

$Rst$	Variável auxiliar do processo de <i>tracking</i> do MGCC
$k$	UCD selecionada para o processo de <i>tracking</i>
$ER$	Erro mínimo para interromper o processo de <i>tracking</i>
$ETR$	Erro do processo de <i>tracking</i>
$K_{TRK}$	Ganho do processo de <i>tracking</i>
$Menor$	Função para selecionar o menor índice
$CD_i$	Referência de frequência gerada pelo controlador proporcional com filtro passa baixa pela $i$ -ésima UCD
$t_{f_i}$	Instante de tempo que a $i$ -ésima UCD muda para o modo CSD
$\omega_{i_{RP}}$	Frequência angular em regime permanente para a $i$ -ésima UCD
$M_i$	Coefficiente equivalente para o <i>droop</i> e o CSD para a $i$ -ésima UCD
$M_{eq}$	Coefficiente equivalente para o <i>droop</i> e o CSD para a MR
$Sn_{(j,e)}$	Ação de controle gerada pela $j$ -ésima UCD e enviada para o $e$ -ésimo disjuntor
$\omega_{ref_e}$	Frequência angular de referência para o $e$ -ésimo estágio de alívio de carga
$Rec_{(j,e)}$	Informação de religamento gerada pelo MGCC e enviada para $j$ -ésima UCD e para o $e$ -ésimo disjuntor
$Des_{(j,e)}$	Informação de desligamento gerada pelo MGCC e enviada para $j$ -ésima UCD e para o $e$ -ésimo disjuntor
$L$	Número de cargas que participam do EAC da MR
$Y_{abc}$	Grandeza trifásica senoidal
$Y_{dq0}$	Grandeza trifásica transformada em dq0
$T$	Matriz de transformação
$\theta$	Ângulo para transformação
$V_t$	Tensão de saída do conversor
$V_S$	Tensão de saída do filtro do conversor
$I$	Corrente de saída do conversor
$mo$	Sinal modulante gerado pela malha de controle de corrente dos conversores
$L_f$	Indutância do filtro do conversor
$PIC$	Controlador PI aplicado no controle de corrente do conversor
$K_{C_p}$	Ganho proporcional do controlador PI aplicado no controle de corrente do conversor
$K_{C_i}$	Ganho integrativo do controlador PI aplicado no controle de corrente do conversor
$V_{dc}$	Tensão no lado CC do conversor
$I_{ref}$	Corrente de referência do controlador de corrente do conversor
$P_{ref}$	Potência ativa de referência para a malha de controle de potência do conversor

$Q_{ref}$	Potência reativa de referência para a malha de controle de potência do conversor
$Cf$	Capacitância do filtro do conversor
$PIV$	Controlador PI aplicado no controle de tensão do conversor
$K_{v_p}$	Ganho proporcional do controlador PI aplicado no controle de tensão do conversor
$K_{v_i}$	Ganho integrativo do controlador PI aplicado no controle de tensão do conversor
$V_{st}$	Tensão no estator da máquina síncrona
$i_{st}$	Corrente no estator da máquina síncrona
$\varphi$	Fluxos magnéticos induzidos pelo rotor no estator da máquina síncrona
$V'_{fd}$	Tensão de campo da máquina síncrona
$i'_{fd}$	Corrente de campo da máquina síncrona
$V'_{k_i}$	Tensão do $i$ -ésimo enrolamento de amortecimento da máquina síncrona
$i'_{k_i}$	Corrente do $i$ -ésimo enrolamento de amortecimento da máquina síncrona
$\varphi'_{k_i}$	Fluxos magnéticos do $i$ -ésimo enrolamento de amortecimento da máquina síncrona
$R_{st}$	Resistência do estator da máquina síncrona
$R_{fd}$	Resistência de campo da máquina síncrona
$R'_{k_i}$	Resistência do $i$ -ésimo enrolamento de amortecimento da máquina síncrona
$LD$	Indutância de dispersão do estator da máquina síncrona
$L_{fd}$	Indutância de dispersão de campo da máquina síncrona
$L'_{k_i}$	Indutância de dispersão do $i$ -ésimo enrolamento de amortecimento da máquina síncrona
$L_m$	Indutância de magnetização entre o campo e o estator da máquina síncrona
$H$	Constante de Inércia da máquina síncrona
$S_B$	Potência base do gerador
$\delta$	Ângulo elétrico da máquina síncrona
$P_m$	Potência mecânica
$P_e$	Potência elétrica do gerador
$D$	Constante de amortecimento da máquina síncrona
$X_d$	Indutância síncrona de eixo direto
$X'_d$	Indutância transitória de eixo direto
$X''_d$	Indutância sub-transitória de eixo direto
$T'_d$	Constante de tempo transitória de eixo direto
$T''_d$	Constante de tempo sub-transitória de eixo direto
$X_q$	Indutância síncrona de eixo quadratura

$X'_q$	Indutância transitória de eixo quadratura
$X''_q$	Indutância sub-transitória de eixo quadratura
$T'_q$	Constante de tempo transitória de eixo quadratura
$T''_q$	Constante de tempo sub-transitória de eixo quadratura
$P_L$	Potência ativa consumida pela carga
$Q_L$	Potência reativa consumida pela carga
$V_L$	Tensão sobre a carga
$R_L$	Resistência da carga
$L_L$	Indutância da carga



# Lista de Siglas e Abreviaturas

CC	Corrente Contínua
CERTS	<i>Consortium for Electric Reliability Technology Solutions</i>
CSC	Controle Secundário Centralizado
CSD	Controle Secundário Descentralizado
dq0	Transformada de Clarke e Park
EAC	Esquema de Alívio de Carga
ECSU	Estratégia de Controle Secundário Unificada
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i>
MR	Microrredes
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCC	<i>Point Common Coupling</i>
PI	Proporcional Integrativo
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PQ	Modo de Controle de Potência Ativa e Reativa
RED	Recurso Energético Distribuído
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
UCD	Unidade de Controle Descentralizada
V/f	Modo de Controle de Tensão e Frequência



# Capítulo 1

## Introdução

Com o aumento da inserção de Geração Distribuída (GD) nas redes de média e baixa tensão, novos problemas de operação surgem nos sistemas de distribuição, tais como mudanças de sentido do fluxo de potência, geração com alto nível de intermitência, dificuldades no controle de tensão, entre outros. Como consequência, novas estratégias de controle e operação são necessárias para contornar esses problemas, sendo as Microrredes (MRs) uma das soluções com maior destaque atualmente. As MRs podem ser compreendidas como sendo sistemas de potência em menor escala que visam facilitar a integração de GD no sistema elétrico (Lasseter, 2002, CERTS, 2002). De acordo com *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS), as MRs são definidas como sendo uma agregação de GDs e cargas operando como um único sistema que fornece energia elétrica e calor (CERTS, 2002).

Uma das principais características operativas das MRs é a possibilidade de operar tanto de forma conectada quanto desconectada da rede principal, de acordo com sua necessidade (Lasseter, 2002, CERTS, 2002, Lopes, Moreira & Madureira, 2006). Quando conectada à rede principal, denominado modo conectado, a tensão e a frequência da MR são impostas pela rede principal, e a MR é capaz de importar ou exportar energia da rede principal. Quando desconectada da rede principal, denominado modo ilhado, a MR deve ser capaz de controlar sua própria tensão e frequência, além de manter o balanço de potência (Lasseter, 2002, Lopes et al., 2006, Guerrero, Vasquez, Matas, de Vicuna & Castilla, 2011, Bidram & Davoudi, 2012).

Para uma MR operar tanto no modo conectado quanto no ilhado é necessário que a mesma atenda diversos requisitos, tais como manter a estabilidade e a regulação de frequência e tensão, compartilhamento de potência ativa e reativa entre as fontes, despacho econômico do sistema, sincronização, entre outras (Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012, Lopes et al., 2006). Tais requisitos exigem ações de controle com diferentes instantes de tempo de atuação. Desta forma, uma estrutura de controle hierárquico é a mais adequada para o controle de MRs (Guerrero et al., 2011).

O modo de operação ilhado apresenta maiores dificuldades técnicas de controle e operação, devido a necessidade de controlar a frequência e a tensão (Lopes et al., 2006, Bidram & Davoudi, 2012). A estrutura de controle hierárquica, nesta configuração, apresenta três camadas de controle: primário, secundário e terciário. O controle secundário, foco deste trabalho, é res-

ponsável por manter a regulação de frequência e tensão da MR (Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012).

Normalmente, o controle secundário é realizado por uma estrutura de controle centralizado. Entretanto a confiabilidade dessa estrutura é diretamente influenciada pelo canal de comunicação e pelo controlador central (Planas, Gil-de Muro, Andreu, Kortabarria & Martínez de Alegría, 2013, Dimeas & Hatziargyriou, 2005).

Diante disso, o presente trabalho visa propor uma nova estrutura de controle secundário capaz de manter a regulação de frequência da MR até mesmo durante falhas de comunicação ou de controle, evitando grandes excursões de frequência e eventuais cortes desnecessários de cargas.

A estrutura proposta envolve a operação simultânea das estratégias de controle secundário centralizado (CSC) e controle secundário descentralizado (CSD). Durante a operação normal, sem falhas no sistema, cada Unidade de Controle Descentralizada (UCD) opera apenas como uma interface entre o controlador central da MR (MGCC do inglês *Microgrid Central Controller*) e o controle primário de sua respectiva GD. Durante uma falha de comunicação ou do MGCC, as UCDs passam a assumir a regulação de frequência da MR, evitando possíveis cortes de carga desnecessários. Quando a falha é removida, o sistema é capaz de retornar à operação normal, ou seja, o MGCC volta a regular a frequência do sistema. A estratégia de controle proposta realiza a troca de controle, CSC para CSD ou de CSD para CSC, de forma suave, ou seja, com baixa presença de transitórios na frequência, devido ao processo de *tracking* proposto.

A nova estrutura de controle é testada na MR CIGRE *Benchmark* Europeia de baixa tensão, proposta por Strunz, Abbasi, Abbey, Andrieu, Annakkage, Barsali, Campbell, Fletcher, Gao, Gaunt, Gole, Hatziargyriou, Iravani, Joos, Konishi, Kuschke, Lakervi, Liu, Mahseredjian, Mosallat, Muthumuni, Orths, Papathanassiou, Rudion, Styczynski & Verma (2014), através de simulações em Matlab/Simulink. O CSC adotado para a MR é constituído de um controlador PI de ganhos fixos; os CSDs adotados são compostos de um controlador proporcional com filtro passa baixa. De forma a testar a eficácia do controle proposto, um esquema de alívio de carga (EAC) é implementado para a MR. O EAC é fundamentado no esquema regional de alívio de carga para região sul, presente no Sistema Elétrico Brasileiro (ONS, 2016, 2018). Os canais de comunicação são modelados através de atrasos de transporte de forma a avaliar os efeitos dos atrasos de comunicação na estratégia proposta.

## 1.1 Justificativa

O controle secundário tem como principal objetivo regular a frequência e a tensão da MR (Bidram & Davoudi, 2012, Guerrero et al., 2011). Sem a presença do controle secundário a frequência da MR é mantida apenas pela ação do controle primário, podendo a frequência atin-

gir valores muito baixos, o que pode ocasionar corte de cargas, desligamentos de equipamentos da rede, e até mesmo o colapso do sistema.

As estratégias de controle secundário aplicadas em MRs geralmente adotam uma configuração centralizada, por facilitar o acesso a informação e a tomada de decisões (Planas et al., 2013). As estratégias de CSC são caracterizadas por apresentar um controlador central, denominado MGCC. O MGCC determina suas ações de controle com base em variáveis de geração, demanda, tensão e frequência de cada GD e dos principais pontos de conexões da MR. Essas variáveis são coletadas pelo MGCC através de um canal de comunicação central (Bidram & Davoudi, 2012, Guerrero et al., 2011, Planas et al., 2013).

Devido ao acesso à informação ser centralizado em um único controlador, o MGCC consegue tomar ações coordenadas de controle para a MR, tais como corrigir o erro de compartilhamento de potência, reduzir perdas, ou até mesmo realizar atividades como o sincronismo. Contudo, devido a centralização da informação, do controle e da comunicação, a confiabilidade desta estratégia é facilmente influenciável pela sua estrutura centralizada, pois caso ocorra uma falha no canal de comunicação ou no MGCC todo o controle da MR seria comprometido (Planas et al., 2013, Bidram & Davoudi, 2012, Dimeas & Hatzigiorgiou, 2005).

Devido aos problemas de confiabilidade nas estratégias de controle centralizado, as estratégias de controle distribuído e descentralizado foram propostas por pesquisadores da área (Xin, Zhang, Wang, Gan & Wong, 2015, Guerrero, Chandorkar, Lee & Loh, 2013, Bidram, Davoudi, Lewis & Guerrero, 2013, Planas et al., 2013, Han, Zhang, Li, Coelho & Guerrero, 2018). As estratégias de controle Distribuído são caracterizadas por não apresentarem o MGCC e por suas redes de comunicação serem esparsas. Para essas estratégias, cada recurso energético distribuído (RED) apresenta um controlador próprio que determina suas ações de controle através das informações locais e de seus vizinhos mais próximos. As estratégias de controle distribuídos podem apresentar uma eficiência próxima as estratégias de controle centralizado, contudo podem apresentar respostas mais lentas quando comparadas com estratégias centralizadas, e sua eficiência ainda depende de uma rede de comunicação (Planas et al., 2013, Cao, Chen, Xiao & Sun, 2010, Mokhtari, Nourbakhsh & Ghosh, 2013).

As estratégias de controle descentralizados, todavia, não apresentam uma rede de comunicação. Cada RED apresenta um controlador, o qual determina suas ações de controle com base apenas nas variáveis locais. A não utilização de um canal de comunicação torna o sistema muito mais robusto e confiável, contudo, devido a cada controlador não conhecer os estados dos demais controladores e do restante do sistema, essas estratégias de controle não conseguem garantir ações de controle coordenadas (Planas et al., 2013, Xu, Sun, Gu, Xu & Li, 2018, Mokhtari et al., 2013).

As principais vantagens e desvantagens de cada estratégia podem ser sumarizadas na Tabela 1.1 (Planas et al., 2013, Mokhtari et al., 2013, Cao et al., 2010, Xu et al., 2018, Han, Zhang, Li, Coelho & Guerrero, 2018). Destaca-se como a principal desvantagem das estratégias

de controle centralizado sua dependência pelo adequado funcionamento do MGCC e da rede de comunicação. (Tabela 1.1).

**Tabela 1.1:** Comparação das estratégias de controle Centralizada, Distribuída e Descentralizada.

<i>Característica</i>	<i>Estratégias</i>		
	<i>Centralizadas</i>	<i>Distribuídas</i>	<i>Descentralizadas</i>
Comunicação	Centralizada	Esparça	Não apresenta
Ação de controle	Coordenada	Coordenada	Não coordenada
Custo de Processamento	Depende das dimensões da MR	Baixo	Baixo
Confiabilidade	Muito dependente do canal de comunicação	Dependente da comunicação	Independente da comunicação

Fonte: Próprio Autor

Em relação a confiabilidade do CSC, até o momento não foram encontrados trabalhos que propõe abordagens durante falhas no MGCC e na rede de comunicação, tendo em vista que o controle centralizado ainda é uma das estratégias mais aplicadas em MRs (Planas et al., 2013). Neste caso, se o MGCC falhar, a MR opera apenas com o controle primário e suas ações podem levar a frequência para valores indesejados causando, eventualmente, o corte de carga (Bakar, Hassan, Sulaima, im Mohd Nasir & Khamis, 2017).

## 1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é propor uma nova estrutura unificada de controles, a qual utiliza o controle descentralizado como *backup* do controle centralizado de forma a manter a regulação de frequência até mesmo durante falha do canal de comunicação ou do MGCC, a fim de evitar cortes desnecessários de cargas em uma MR. Para se alcançar o objetivo geral foram necessários realizar os seguintes objetivos específicos:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre MRs, controle hierárquico, CSC, CSD e corte de carga;
- Implementar uma MR no *software* Matlab/Simulink para simulações em regime transitório eletromecânicos;
- Desenvolver uma estrutura de controle capaz de trocar o modo de controle sem ocorrência de grandes distúrbios na frequência;
- Implementar uma estratégia de corte de carga descentralizada para aplicação em MRs;
- Desenvolver um método de ajuste de controle secundário centralizado e descentralizado

para MRs. O qual considere as características da MR, do EAC e do sistema de comunicação.

### 1.3 Contribuições

Este trabalho tem como principais contribuições:

- Uma estratégia de controle que unifica o controle centralizado com o descentralizado, tal que preserva as vantagens do controle centralizado e apresenta a confiabilidade do sistema descentralizado, garantindo a regulação de frequência durante falhas no sistema;
- Um modelo para estudos transitórios eletromecânicos de MR balanceada com distintas fontes de geração e um EAC definido;
- Proposta de um método de ajuste do CSC e CSD para MRs que apresentam distintas fontes de geração, EAC, sistemas de comunicação com atraso e requisitos de qualidade de energia;
- Avaliação da estratégia de controle secundário unificada (ECSU) em diferentes cenários de contingência de controle e comunicação. Além de ser avaliado os efeitos do atraso de comunicação.

### 1.4 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 1 é apresentada uma introdução, contextualizando o problema de pesquisa tratado e, a partir da contextualização, são destacadas as justificativas. Ademais, são descritos os objetivos e as contribuições deste trabalho.

O Capítulo 2 aborda os conceitos de MRs e o controle hierárquico, enfatizando as estratégias de controle secundário centralizadas e descentralizadas. É também apresentada uma contextualização do EAC em MRs.

O Capítulo 3 foca na principal contribuição deste trabalho, sendo apresentada a estrutura da ECSU e do EAC propostos e seus respectivos modelos matemáticos.

A estrutura, modelos e parâmetros adotados para a MR CIGRE *Benchmark* Europeia de baixa tensão são apresentados no Capítulo 4. Neste capítulo também é apresentada a estratégia de ajuste do controle secundário e uma análise do EAC para a MR estudada.

Os resultados e análises realizadas para a ECSU aplicada na MR CIGRE *Benchmark* Europeia de baixa tensão são apresentados no Capítulo 5.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões, as sugestões de trabalhos futuros e as publicações realizadas durante o período do mestrado.

# Capítulo 2

## Controle Hierárquico em Microrredes

### 2.1 Introdução

No Capítulo 1, destacou-se a necessidade de estudos de controles aplicados a MRs, uma vez que é essencial manter a regulação de frequência através do controle secundário, de forma a evitar que a frequência atinja valores indesejados e que ocorram ações desnecessárias do EAC.

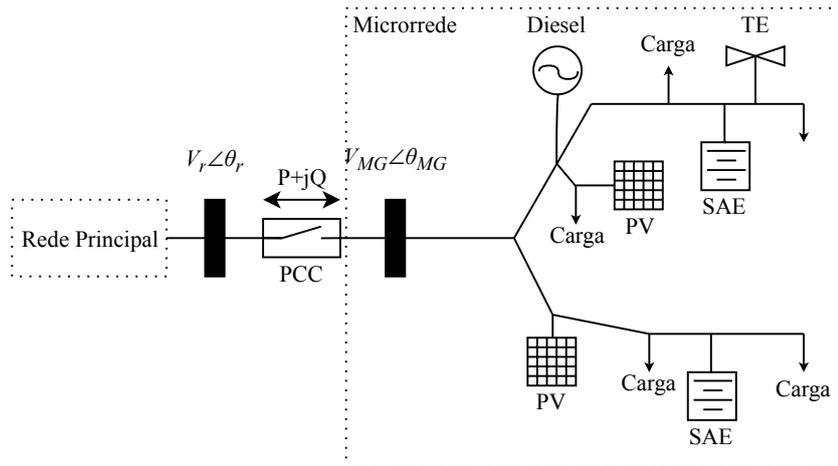
O presente capítulo apresenta os conceitos e técnicas envolvendo o controle aplicado a MRs, destacando uma revisão da literatura sobre as técnicas de controle secundário e alívio de carga. São apresentadas, inicialmente, a estrutura e os conceitos envolvendo as MRs, de forma a destacar a necessidade de uma estrutura de controle hierárquico. Posteriormente, o controle hierárquico é apresentado, destacando o controle primário, as principais técnicas de alívio de carga para mantimento da estabilidade de frequência, e a necessidade de um controle secundário. Para o controle secundário, foco deste trabalho, são mostradas as principais técnicas de controle centralizado e descentralizado, enfatizando as desvantagens do controle centralizado. Por fim, aborda-se as principais técnicas de alívio de carga, visando manter a estabilidade de frequência.

### 2.2 Estrutura de uma MR

Uma MR pode ser constituída por distintas fontes de geração, cargas, sistemas de armazenamento de energia (SAE) e dispositivos de controle e monitoramento (Lasseter, 2002, CERTS, 2002). A Figura 2.1 apresenta uma estrutura básica de uma MR.

Destaca-se nas MRs a presença do ponto de acoplamento comum (PCC do inglês *Point Common Coupling*), como ilustrado na Figura 2.1. O PCC é responsável por conectar e desconectar a MR com a rede principal (Lasseter, 2002, CERTS, 2002, Lopes et al., 2006).

Uma das principais características operativas de uma MR é poder operar conectada ou ilhada da rede principal. Quando a MR está conectada com a rede principal, denominado modo conectado, o fluxo de potência entre os dois sistemas, MR e rede principal, ocorre através



**Figura 2.1:** Estrutura básica de uma MR  
 Fonte: Adaptado de Lopes et al. (2006)

do PCC. Nesta configuração a MR precisa controlar o fluxo de potência no PCC de forma a maximizar a venda de energia ou minimizar os custos de operação. É possível, para a MR, também fornecer serviços ancilares para a rede principal, tais como fornecer reativos ou controle de tensão (Lasseter, 2002, CERTS, 2002).

No modo de operação ilhado, a MR não apresenta conexão elétrica com a rede principal, ou seja, o PCC se encontra desconectado. Neste modo de operação, a MR é responsável por manter seu balanço de potência ativa e reativa, e ainda gerar suas próprias referências de tensão e frequência. Para uma MR operar no modo ilhado é necessário a presença de SAEs ou de fontes de geração despacháveis, ou seja, fontes que possam despachar sua energia quando requisitadas de maneira a manter o balanço de potência da MR. Contudo, caso a MR apresente mais de uma fonte despachável é fundamental o compartilhamento de potência entre essas fontes de geração (Lasseter, 2002, CERTS, 2002).

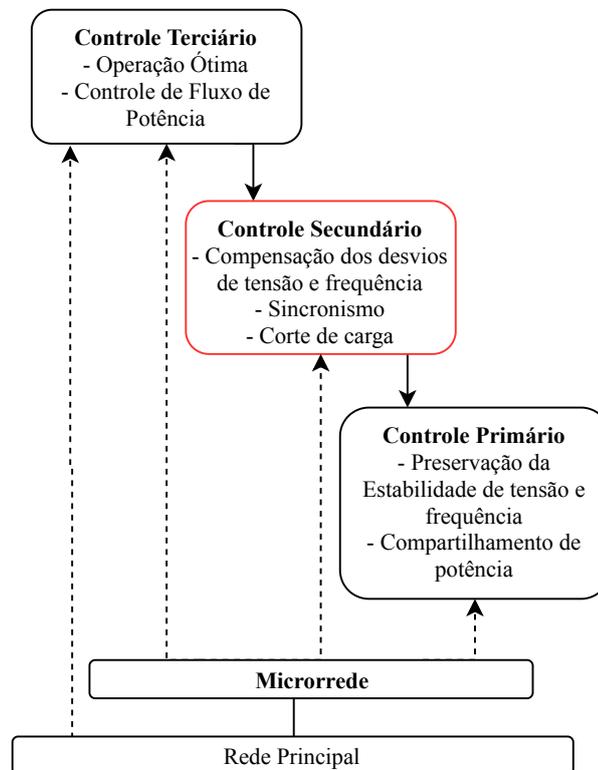
Destaca-se também para uma MR ilhada a necessidade de regulação de tensão e frequência, de forma a manter a qualidade de energia elétrica e evitar cortes desnecessários de carga. Durante a operação no modo ilhado a MR também deve apresentar a capacidade de sincronização com a rede principal, despacho otimizado das fontes de geração e capacidade de *black start*, ou seja a capacidade de restaurar o sistema após uma falha (Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012, Planas et al., 2013).

## 2.3 Controle Hierárquico

As diversas atividades apresentadas anteriormente para operação de uma MR, exigem tempos e ações de controles distintas, assim sendo, uma estrutura de controle hierárquico se torna mais adequada para aplicações em MR (Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012).

O controle hierárquico aplicado em uma MR, geralmente apresenta três camadas: controle

primário, secundário e terciário, como ilustrado na Figura 2.2. Cada camada apresenta uma função e tempo de atuação distinto (Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012).



**Figura 2.2:** Controle Hierárquico em MR.

Fonte: Adaptado de Bidram & Davoudi (2012)

O controle primário tem como finalidade manter a estabilidade de tensão e frequência da MR, bem como realizar o compartilhamento de potência ativa e reativa entre as GDs da MR. Esse controle é implementado localmente em cada GD despachável usando apenas variáveis locais, muitas vezes sem a necessidade de comunicação com os demais controles primários, e apresentando um tempo de resposta na ordem de segundos (Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012). Uma descrição mais detalhada do controle primário será apresentada em sequência na Subseção 2.3.1.

Quando realizado por meio da abordagem *droop*, a ação do controle primário acarreta em desvios de tensão e frequência na MR, desta forma, o controle secundário atua para corrigir esses desvios de tensão e frequência. O controle secundário é responsável também por realizar o sincronismo da MR com a rede principal. Esse controle atualiza as referências de controle primário, sendo seu tempo de resposta da ordem de dezenas de segundos, ou seja, mais lento que o controle primário (Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012, Liu, Gu, Sheng, Meng, Wu & Chen, 2014). Uma descrição mais detalhada do controle secundário será apresentada em sequência na Subseção 2.3.2.

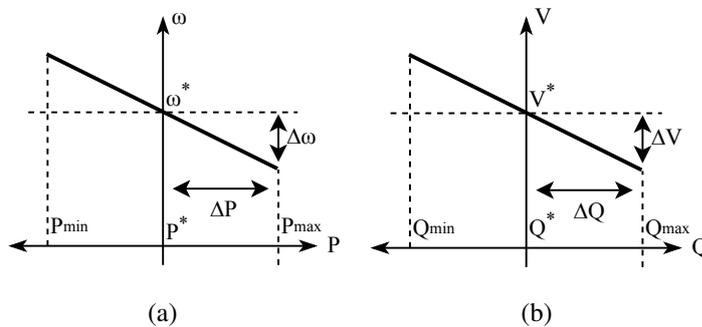
O controle terciário, por sua vez, é responsável por otimizar o despacho econômico da MR, quando ilhada ou conectada. Esse controle atua sobre o controle secundário e primário, e apresenta uma resposta muito mais lenta que os demais níveis hierárquicos (Guerrero et al.,

2011, Bidram & Davoudi, 2012).

As ações do controle primário, secundário e terciário não são limitadas somente na geração, o controle de demanda também pode ser aplicado nessas estratégias (Lopes et al., 2006, Gao, Chen, Xu & Liu, 2016, Zhou, Li, Wu & Shahidehpour, 2019, Bakar et al., 2017). Para o controle primário, cargas são aliviadas caso a frequência ou a tensão atinjam valores críticos, de forma a manter a estabilidade do sistema. Para o controle secundário, cargas podem ser aliviadas para auxiliar a regulação de frequência e tensão. No controle terciário, as cargas são cortadas para que as GDs e SAEs possam, posteriormente, atender as cargas de maior prioridade por um maior tempo. Uma descrição mais detalhada dos EACs aplicados em MRs é apresentada na Subseção 2.3.4.

### 2.3.1 Controle Primário

As estratégias de controle primário são inspiradas no controle *droop* convencional, também nomeado estatismo, utilizados em geradores síncronos de grandes sistemas de potência (Chandorkar, Divan & Adapa, 1993, Lasseter, 2002). As estratégias de controle *droop* aplicadas em MRs podem ser descritas através dos gráficos da Figura 2.3.



**Figura 2.3:** Estratégias *droop* para MRs. (a)  $f/P$ . (b)  $V/Q$ .

Fonte: Adaptado de Guerrero et al. (2011)

Quando com o controle primário, as GDs despacháveis operam controlando a frequência e tensão, em que as referências dessas variáveis são determinadas pelos controles *droop* de frequência (Figura 2.3(a)) e tensão (Figura 2.3(b)), respectivamente. Caso a demanda ou a geração sofra uma alteração, as GDs despacháveis modificarão suas gerações para compensar o desvio do balanço de potência ( $\Delta P$  e  $\Delta Q$ ). Os controladores *droop* de cada GD, receberão o desvio de geração e, conseqüentemente, alterarão as referências de frequência ( $\Delta\omega$ ) e tensão ( $\Delta V$ ) de cada fonte (Chandorkar et al., 1993, Lasseter, 2002, CERTS, 2002). Os controles *droop* para frequência e tensão, apresentados na Figura 2.3, são descritos pelas seguintes

equações:

$$\omega = \omega^* - m(P - P^*) + \Delta\omega_{sec} \quad (2.1)$$

$$V = V^* - n(Q - Q^*) + \Delta V_{sec} \quad (2.2)$$

em que  $\omega$  é a nova frequência gerada pelo controlador *droop*,  $\omega^*$  é a frequência de referência do controlador *droop*,  $m$  é o coeficiente de *droop* para frequência,  $P$  é a potência ativa gerada pela GD,  $P^*$  é a potência ativa de referência para a GD,  $V$  é nova tensão gerada pelo controlador *droop*,  $V^*$  é a tensão de referência do controlador *droop*,  $n$  é o coeficiente de *droop* para tensão,  $Q$  é a potência reativa gerada pela GD,  $Q^*$  é a potência reativa de referência para a GD,  $\Delta\omega_{sec}$  é a referência de frequência do controle secundário e  $\Delta V_{sec}$  é a referência de tensão do controle secundário.

Considerando a operação em paralelo de  $N$  GDs, para que o compartilhamento entre elas seja proporcional as suas potências nominais, é necessário fazer com que os coeficientes  $m$  e  $n$  de cada GD, obedeçam às seguintes equações:

$$S_1 m_1 = S_2 m_2 \dots = S_{N-1} m_{N-1} = S_N m_N \quad (2.3)$$

$$S_1 n_1 = S_2 n_2 \dots = S_{N-1} n_{N-1} = S_N n_N \quad (2.4)$$

em que  $S$  é a potência aparente nominal da GD.

As estratégias de *droop* foram desenvolvidas para serem aplicadas em sistemas de alta tensão em que, para as linhas de transmissão, a resistência apresenta valores muito menores que a reatância. Desta forma, a potência reativa está diretamente acoplada com a variação de tensão e a potência ativa está diretamente acoplada com a diferença angular, a qual está diretamente relacionado com a frequência. Entretanto, para aplicações em MRs, em que a resistência nas linhas de transmissão ou cabos de conexão, é muito significativa, as variáveis de frequência, tensão e potência ativa e reativa passam a apresentar acoplamento mútuos, tornando muitas vezes a aplicação da técnica de *droop* ineficiente no compartilhamento de potência reativa (Guerrero, GarcíadeVicuna, Matas, Castilla & Miret, 2005, Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012).

Contudo, varias técnicas de controle *droop* foram desenvolvidas para aplicação em MRs, sendo elas: *droop* resistivo, em que a variação de tensão é proporcional a variação da potência ativa e a variação de frequência é proporcional ao oposto da variação da potência reativa (Guerrero, Matas, García De Vicuña, Castilla & Miret, 2007, Sao & Lehn, 2008); matriz rotacional, em que as variações de potência ativa e reativa afetam, através de uma proporção angular, as variações de frequência e tensão simultaneamente (De Brabandere, Bolsens, Van den Keybus, Woyte, Driesen & Belmans, 2007, Vasquez, Guerrero, Luna, Rodríguez & Teodorescu, 2009);

e a impedância virtual, uma das técnicas mais exploradas na literatura (Guerrero et al., 2005).

A estratégia de controle primário de impedância virtual adiciona uma impedância virtual na saída do conversor, ou seja, as malhas de controle *droop* enxergam o sistema com uma relação de reatância por resistência, das linhas de transmissão, diferente da real. Essa estratégia permite a aplicação do *droop* sem a perda de eficiência no compartilhamento de potência reativa (Guerrero et al., 2005, 2011).

A estratégia de impedância virtual é aplicada somente na malha do controle *droop* de tensão, e pode ser representada pela seguinte equação:

$$V = V^* - n(Q - Q^*) + \Delta V_{sec} - Z_V \angle \Theta I_S \quad (2.5)$$

em que  $Z_V \angle \Theta$  é a impedância virtual e  $I_S$  é a corrente de saída do filtro do conversor.

O controle primário, apesar de apresentar dinâmicas de tempo rápidas, deve ser considerado nos estudos do controle secundário, pois suas ações de controle influenciam diretamente nos desvios de tensão e frequência da MR.

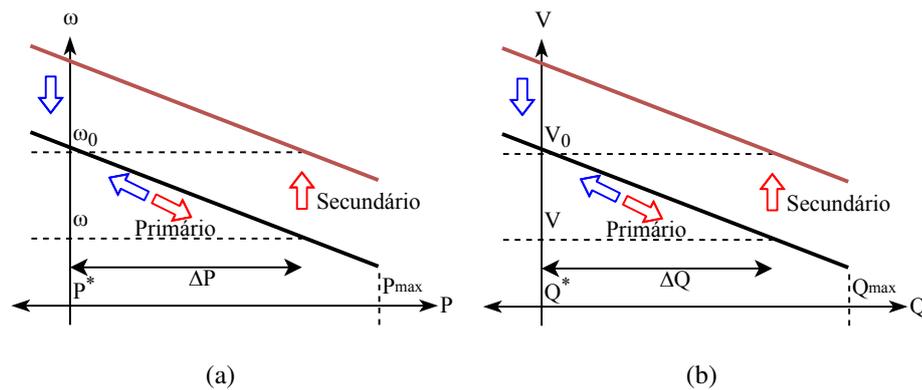
### 2.3.2 Controle Secundário

Diante da presença dos desvios de frequência e tensão causados pela ação do controle primário, o controle secundário tem como principal objetivo regular a frequência e a tensão da MR em seus valores nominais (Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012, Guerrero et al., 2013).

O controle secundário modifica as referências de frequência ( $\omega^*$ ) e tensão ( $V^*$ ) nos controladores *droop* de cada GD, através das referências  $\Delta\omega_{sec}$  e  $\Delta V_{sec}$  (Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012, Guerrero et al., 2013). A ação do controle secundário em relação ao controle primário, pode ser retratada através da Figura 2.4, em que, após a atuação do controle primário, a frequência e tensão atingem valores distintos dos nominais. Assim, o controle secundário, ao alterar as referências de frequência ( $\omega^*$ ) e tensão ( $V^*$ ), modifica a posição da curva de *droop* de cada gerador, restabelecendo a frequência e a tensão em seus valores nominais (Guerrero et al., 2013).

Diversas técnicas de controle secundário foram desenvolvidas, sendo basicamente classificadas em três categorias (Planas et al., 2013, Xu et al., 2018):

- Centralizadas: o controle é realizado através de uma única entidade de controle, denominada MGCC, assim como ilustrado na Figura 2.5(a). A informação e a comunicação também são caracterizadas por serem centralizadas;
- Descentralizadas: o controle é realizado por várias entidades de controle (Figura 2.5(b)). Cada controlador utiliza apenas informações locais para a tomada de decisões, sem a



**Figura 2.4:** Ação do controle secundário sobre as curvas de *droop* em MRs. (a)  $f/P$ . (b)  $V/Q$ .  
Fonte: Adaptado de Guerrero et al. (2013)

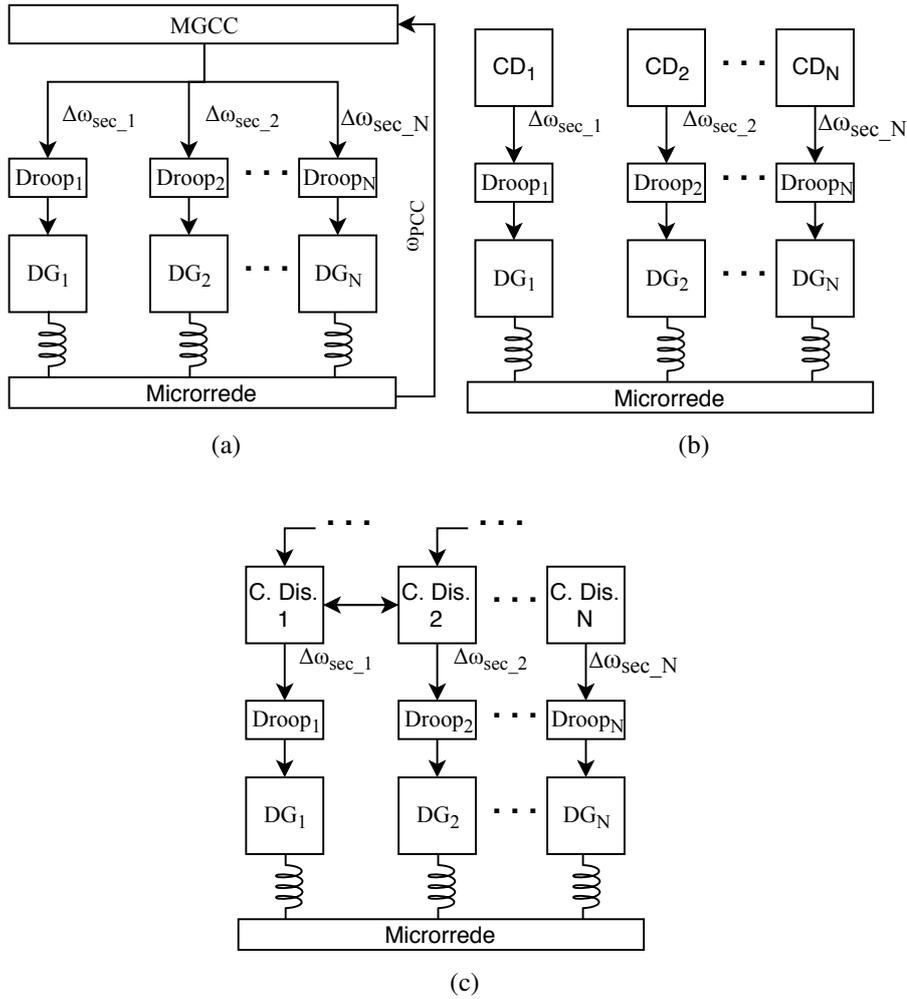
presença de comunicação com os demais controladores;

- **Distribuídas:** o controle é realizado por várias entidades de controle, em que cada controlador utiliza as informações locais e as informações de alguns de seus vizinhos para tomada de decisões (Figura 2.5(c)). A estrutura de comunicação passa a ser esparsa, sem a necessidade dos controladores apresentarem comunicação com todos os demais controladores.

A escolha da estratégia depende das características da MR, dos requisitos de confiabilidade, precisão, tempo de resposta e outras especificações desejadas para o controle. De acordo com Planas et al. (2013), as estratégias de controle centralizadas são efetivas para aplicações em MRs de pequenas escalas, ou em MRs em que os proprietários dos RED apresentam objetivos em comum, o que facilita a tomada de decisões de forma coordenada, tais como corrigir o erro de compartilhamento de potência, reduzir perdas, ou até mesmo realizar atividades como o sincronismo. As estratégias de controle descentralizadas e distribuídas são efetivas para aplicações em MRs de larga escalas, com muitos RED, em que a aplicação do controle centralizado é inviável devido a quantidade de informações, o que acarretaria altos investimentos em processadores e sistemas de comunicação; ou para MR em que os proprietários apresentam objetivos distintos, facilitando a tomada de decisões com base nos objetivos locais.

No contexto de confiabilidade, as estratégias de controle distribuído apresentam maior confiabilidade que as estratégias centralizadas em razão de não centralizarem a informação e a comunicação em uma única entidade de controle. E as estratégias de controle descentralizado apresentam grandes vantagens sobre as demais, visto que essas estratégias não apresentam canal de comunicação (Planas et al., 2013, Guerrero et al., 2013, Bidram et al., 2013, Han, Zhang, Li, Coelho & Guerrero, 2018).

No entanto, as estratégias de controle descentralizadas são incapazes de coordenar suas ações de controle, visto que os controladores não apresentam informações sobre os demais controladores e do restante do sistema. As estratégias de controle centralizadas e distribuídas, por apresentarem comunicação, conseguem adotar ações de controle coordenadas para as diversas



**Figura 2.5:** Topologias de controles secundários em MR. (a) Centralizada. (b) Descentralizada. (c) Distribuída.

Fonte: Próprio autor

condições do sistema. Todavia, as estratégias de controle centralizados, por prestarem uma única entidade de controle, são capazes de convergirem rapidamente para uma resposta coordenada (Planas et al., 2013, Cao et al., 2010, Xu et al., 2018).

### 2.3.3 Estratégias de Controle Secundário

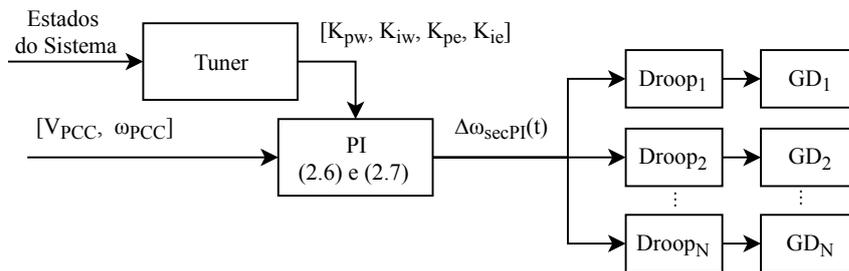
Como apresentado anteriormente, as estratégias de controle centralizados possuem um controlador central denominado MGCC. No CSC, o MGCC é formado por um controlador PI em que a frequência e a tensão de realimentação são medidas no PCC (Figura 2.5(a)). Os controladores PI para frequência e tensão são caracterizados através das seguintes equações (Guerrero et al., 2011, Bidram & Davoudi, 2012, Guerrero et al., 2013):

$$\Delta\omega_{secPI} = \left( K_{pw} + \frac{K_{iw}}{s} \right) (\omega_0 - \omega_{PCC}) \quad (2.6)$$

$$\Delta V_{secPI} = \left( K_{pe} + \frac{K_{ie}}{s} \right) (V_0 - V_{PCC}) \quad (2.7)$$

em que  $\Delta\omega_{secPI}$  e  $\Delta V_{secPI}$  são as referências de frequência e tensão enviadas para o controle primário de cada GD, através do canal de comunicação,  $\omega_{PCC}$  e  $V_{PCC}$  são a frequência e a tensão, respectivamente, monitoradas no PCC,  $\omega_0$  e  $V_0$  são os valores de referência para tensão e frequência,  $K_{pw}$  e  $K_{pe}$  são os ganhos proporcionais dos controladores PI para frequência e tensão,  $K_{iw}$  e  $K_{ie}$  são os ganhos integrativos dos controladores PI para frequência e tensão.

Algumas estratégias de CSC utilizam lógica Fuzzy ou redes neurais artificiais para atualizar automaticamente os valores dos ganhos do controlador PI, já que são usadas para melhorar o desempenho do controlador quando ocorrem mudanças do ponto de operação do sistema ou até mesmo da topologia (Bevrani, Habibi, Babahajyani, Watanabe & Mitani, 2012, Ahmadi, Shokoohi & Bevrani, 2015, Shokoohi, Golshannavaz, Khezri & Bevrani, 2018). Essas estratégias podem ser explicadas através da Figura 2.6, em que o MGCC opera o controle secundário através de um controlador PI (Equações (2.6) e (2.7)); e uma segunda malha de controle, denominada Tuner (Figura 2.6), atualiza os ganhos desse controlador PI de acordo com informações recebidas do sistema, tais como frequência, tensão, potência ativa e reativa gerada ou demandada.



**Figura 2.6:** CSC com ganhos do controle PI variáveis.

Fonte: Próprio autor

Os ajustes dos ganhos do controlador PI devem considerar características dinâmicas das GDs presentes na MR (Godoy, Poloni, Almeida & Marujo, 2019a), além dos atrasos presentes nos canais de comunicação (Liu, Wang, Member, Liu & Member, 2015, Ahumada, Cárdenas, Sáez & Guerrero, 2016). Se o ajuste do controlador PI apresentar ganhos muito elevados e/ou um tempo de resposta elevado, as dinâmicas das GDs ou do atraso de comunicação não seriam capazes de acompanhar as ações de controle, tornando todo o sistema instável ou oscilatório (Godoy et al., 2019a, Liu et al., 2015, Ahumada et al., 2016).

Conforme destacado anteriormente, as estratégias de CSD definem ações de controle somente através de variáveis locais sem a presença de um canal de comunicação (Figura 2.5(b)). Em Xin et al. (2015), é proposto uma estratégia para o controle da frequência, utilizando um controlador proporcional em série com um filtro passa baixa. O filtro passa baixa tem como objetivo adicionar um atraso ao controle secundário, e ainda filtrar componentes de alta frequência que seriam prejudiciais para a estabilidade do sistema. A referência de frequência gerada por

essa estratégia é descrita pela seguinte equação:

$$\Delta\omega_{secPFPB_i} = \frac{a_i (\omega_0 - \omega_i)}{1 + s t2_i} \quad (2.8)$$

em que  $\Delta\omega_{secPFPB}$  é a referência de frequência gerada do controle secundário,  $a_i$  é o ganho proporcional para o controlador,  $t2_i$  é o tempo de resposta do filtro passa baixa,  $\omega_i$  é a frequência lida localmente,  $\omega_0$  é a frequência de referência para o controle secundário e  $i$  é o índice da GD.

A estratégia proposta por Xin et al. (2015) é incapaz de atingir erro nulo devido ao controle proporcional. Entretanto, é possível manter o erro de regime permanente dentro dos limites de qualidade de energia.

Uma estratégia de CSD para tensão e frequência, usando filtro *Washout*, é proposta em Han, Li, Xu, Zhao & Guerrero (2018). Nesta estratégia o controle primário convencional é substituído por um filtro *Washout*, o qual desempenha o papel de controle primário e secundário simultaneamente. Essa estratégia apresenta como principal vantagem erro nulo em regime permanente. As equações (2.9) e (2.10) descrevem esta estratégia.

$$s \omega_i = K_{sp} (\omega^* - \omega_i) - m s (P - P^*) \quad (2.9)$$

$$s V_i = K_{sv} (V^* - V_i) - n s (Q - Q^*) \quad (2.10)$$

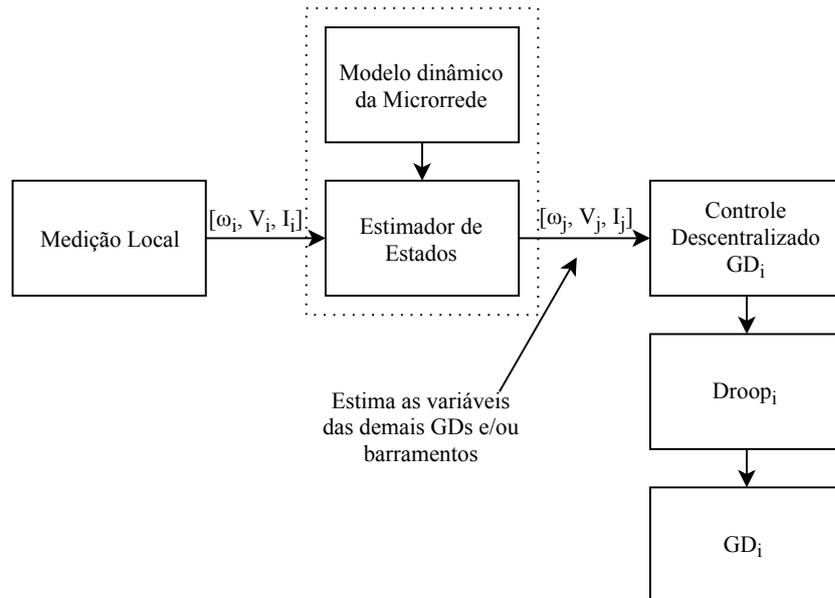
em que  $K_{sp}$  e  $K_{sv}$  são os ganhos integrativos do controle.

Weitenberg, Jiang, Zhao, Mallada, De Persis & Dorfler (2018) propõe uma estratégia de CSD para frequência. Nesta estratégia o controle é realizado através de *Leaky* integral, a qual não garante erro nulo. Essa estratégia pode ser definida pela seguinte equação:

$$\Delta\omega_{secLI_i} = \frac{(\omega_0 - \omega_i) + s \alpha_i T_i (\omega_0 - \omega_i)}{1 + s \alpha_i} \quad (2.11)$$

em que,  $\Delta\omega_{secLI_i}$  é a referência de frequência gerada do controle secundário.  $\alpha_i$  e  $T_i$  são os ganhos de controle.

Algumas estratégias de CSD utilizam estimação de estados (Wang, Chen, Wang, Tian, Tan & Yang, 2015, Lou, Gu, Wang, Xu, Wu & Sheng, 2017, Gu, Lou, Tan & Yuan, 2017). Essas estratégias apresentam uma estrutura de controle conforme ilustrada na Figura 2.7. As variáveis locais, tais como frequência, tensão e corrente, são medidas e enviadas a um estimador de estados. Com as variáveis locais e com o modelo dinâmico da MR, o estimador de estados consegue estimar as medidas de tensão, potência ativa e reativa e frequência para as demais GDs e/ou cargas da MR. Assim, o controlador de cada GD utiliza as variáveis locais e estimadas para tomada de decisões (Wang et al., 2015, Lou et al., 2017, Gu et al., 2017). Essas estratégias podem apresentar ações de controle coordenadas. Entretanto, a precisão da ação de controle está diretamente relacionada com as variáveis estimadas das demais GDs.



**Figura 2.7:** CSD com a presença de estimadores de estados.

Fonte: Adaptado de Lou et al. (2017)

Apesar das estratégias de CSD apresentarem vantagens de confiabilidade superior a das estratégias de CSC, demais aplicações como o de ações de controle coordenadas para diferentes cenários e a sincronização com a rede principal, ainda não são possíveis devido à falta de comunicação.

Com relação ao CSC, nenhuma das estratégias de controle sumarizadas discutem ou muito menos propõem uma solução para a perda de comunicação ou do MGCC, uma vez que a principal desvantagem do controle centralizado é sua confiabilidade.

Desta forma, a escolha da estratégia de controle para uma MR dependerá não somente dos requisitos de controle, mas também das características operativas necessárias para a MR. Se a MR necessitar de um controle centralizado com alta confiabilidade, é necessário realizar investimentos para duplicar o controle e o sistema de comunicação, de forma que um controle opere como retaguarda do outro.

Ainda são poucos os trabalhos que tratam do controle secundário em MR com a presença do EAC no controle primário. Embora a atuação errada ou falha do controle secundário pode levar a frequência para patamares indesejados, causando o corte da carga.

### 2.3.4 Estratégias de Alívio de Carga

O alívio de carga em MRs, no controle primário, tem como objetivo manter a estabilidade de uma MR quando a carga se torna superior a capacidade de geração, ou uma grande perturbação ocorrer na MR de forma a causar um grande distúrbio na frequência ou na tensão (Lopes et al., 2006, Bakar et al., 2017). As estratégias de alívio de carga podem ser realizadas de forma

centralizada, descentralizada e distribuídas, sendo classificadas em (Bakar et al., 2017, Laghari, Mokhlis, Bakar & Mohamad, 2013):

- Tradicional: semelhante as estratégias aplicadas em sistema de potência de grande porte. Uma parte da carga do sistema é aliviada quando a frequência, tensão e, em alguns casos, a taxa de variação da frequência atingem valores pré-definidos. Normalmente, são utilizadas várias faixas de referências para o alívio de carga, desta forma a carga não é cortada em grandes quantidades, mas sim em pequenas quantidades até a estabilidade ser mantida;
- Semi-Adaptativa: semelhante a estratégia tradicional em que uma parte da carga é cortada quando a frequência, tensão ou taxa de variação da frequência, atingem um valor de referência. Entretanto, a quantidade de carga aliviada depende da variação da frequência ou tensão. A quantidade de carga aliviada não é fixa como na estratégia tradicional;
- Adaptativa: essas estratégias conseguem determinar com precisão a quantidade de carga a ser aliviada para manter a estabilidade da MR, ou seja, a quantidade de carga a ser aliviada é calculada através da medição ou estimação da frequência de várias barras da MR e através das características da MR.

Para as estratégias de alívio de carga, uma hierarquia de prioridade é necessária para determinar quais cargas devem ser aliviadas primeiro. Essa hierarquia pode ser estabelecida por critérios econômicos, técnicos, dinâmicos ou sociais (Bakar et al., 2017, Hajimohamadi & Bevrani, 2013, Zhou et al., 2019, de Nadai Nascimento, Zambroni de Souza, de Carvalho Costa & Castilla, 2019).

Em Hajimohamadi & Bevrani (2013) é proposta uma estratégia de alívio de carga tradicional e centralizada em que, as cargas são classificadas de acordo com suas taxas de variação de frequência, ou seja, cargas com variação menor são aliviadas primeiro e cargas com variação maior são aliviadas por último. A estratégia é composta por duas fases:

- Primeira Fase: realiza o corte de carga para manter a estabilidade de frequência. A frequência e sua variação são medidas e comparadas com referências. Se essas variáveis atingirem ou ultrapassarem os valores de referências, as cargas são cortadas até que essas variáveis fiquem maiores que as referências;
- Segunda Fase: realiza o corte de carga para auxiliar a regulação de frequência. Após a primeira carga ser aliviada, somente a frequência é comparada com a referência. Caso o valor de uma nova frequência continuar abaixo da referência por um tempo de 0,05 segundos, as cargas são aliviadas até a frequência ser restaurada.

Com relação as estratégias tradicionais descentralizadas, Hong, Hsiao, Chang, Lee & Huang (2013) propõe um método para ajuste das referências de alívio de carga, utilizando algoritmos genéticos. Os dados de entrada considerados são os possíveis eventos de contingências

e suas respectivas probabilidades de ocorrência. Assim, as referências dos relés de alívio de carga (o controlador descentralizado, responsável pelo alívio de carga no método proposto) são otimizadas para atender todos os possíveis casos de contingências.

Para estratégias semi-adaptativas, Hoseinzadeh, Faria Da Silva & Bak (2015) propõe uma estratégia descentralizada que modifica as referências de alívio de carga para frequência, através da variação de tensão observada, ou seja, quanto maior a diferença de tensão na barra, maior será o valor da referência de corte de carga.

Pashajavid & Ghosh (2018) propõe uma estratégia semi-adaptativa descentralizada, em que cada carga apresenta uma curva *droop* relacionada. Assim, o valor da carga aliviada é proporcional ao desvio de frequência. Entretanto cada carga apresenta uma hierarquia, em que cargas de maior prioridade apresentam faixas de referência em frequências menores que as de baixa prioridade. Assim, se uma perturbação ocorrer, cargas de maior prioridade são aliviadas, porém em menor proporção que as cargas de baixa prioridade.

Estratégias adaptativas e centralizadas que utilizam informações ou dados de cada componente para calcular o desvio do balanço de potência, são apresentadas em Laghari, Mokhlis, Karimi, Abu Bakar & Mohamad (2015), Karimi, Wall, Mokhlis & Terzija (2017), Zhou et al. (2019), de Nadai Nascimento et al. (2019). Com o desvio de potência, essas estratégias são capazes de aliviar a menor quantidade de carga necessária para corrigir os desbalanço no sistema, mantendo a frequência em níveis desejados.

As estratégias de alívio de carga centralizadas, distribuídas e descentralizadas apresentam as mesmas características que as estratégias de controle secundário centralizadas, distribuídas e descentralizadas, respectivamente. As vantagens e desvantagens de cada grupo apresentadas neste capítulo na Subseção 2.3.2 são aplicadas ao controle de alívio de carga. Entretanto, as vantagens e desvantagens para as estratégias tradicional, semi-adaptativa e adaptativa de alívio de carga são (Bakar et al., 2017):

- Tradicional: são as estratégias mais simples de controle e implementação. Entretanto, essas estratégias são incapazes de estimar o desbalanço de potência no sistema e, por consequência, são incapazes de conhecer a magnitude da perturbação;
- Semi-adaptativa: apresentam melhor seletividade no que tange o alívio de cargas. Porém, para grandes perturbações, não apresentam grandes vantagens em comparação com as estratégias tradicionais;
- Adaptativas: são as estratégias mais robustas e capazes de determinar com precisão a quantidade de alívio de carga. Essas estratégias necessitam conhecer o estado de toda a MR e, devido a variações no comportamento da frequência, essas estratégias são incapazes de realizar o corte de carga otimizado.



# Capítulo 3

## Proposta de Controle

### 3.1 Introdução

O presente capítulo apresenta a ECSU e o EAC propostos neste trabalho. A ECSU é proposta como solução para os problemas de baixa confiabilidade do controle centralizado, apresentados no Capítulo 1 e enfatizados no Capítulo 2. O EAC é implementado para auxiliar a operação da MR e oferecer uma referência para o ajuste do controle secundário na MR.

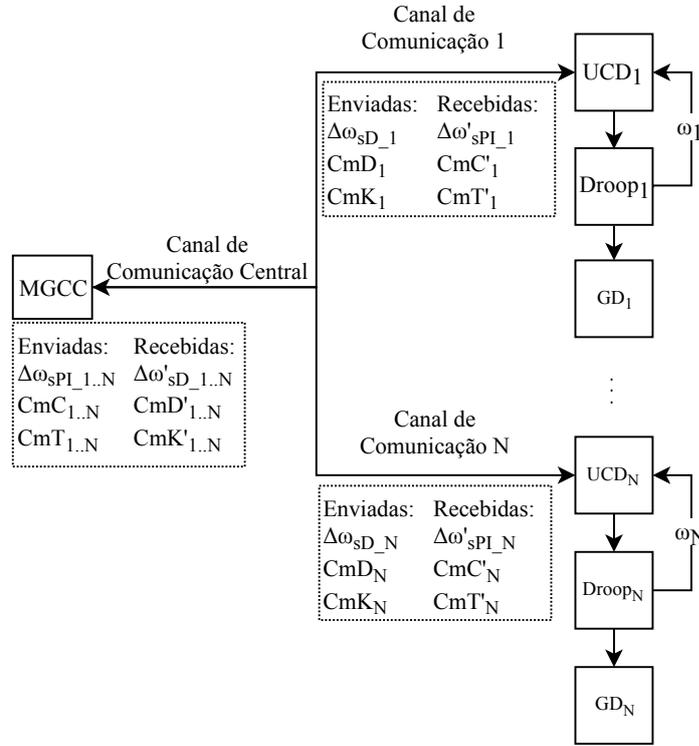
A ECSU proposta realiza a operação conjunta do CSC e CSD, de tal forma que ambas as estratégias não realizam ações de controle distintas para uma mesma GD simultaneamente. Essa estratégia garante uma transição de modos de controle de forma suave, ou seja, tal que não ocorram variações bruscas nas ações de controle quando o sistema mudar o modo de controle, essa transição suave é realizada através de um processo de *tracking* proposto. A estratégia de CSD é aplicada como retaguarda para a estratégia de CSC, visto que a estratégia de CSD não apresenta comunicação. As desvantagens da estratégia de CSD de não conseguir coordenar suas ações de controle e/ou não obter erro nulo em regime permanente são aceitáveis, pois na estratégia proposta o CSD operaria somente em situações de falhas, ou seja, quando o MGCC não estiver operando.

A estratégia proposta apresenta a inclusão de uma nova unidade de controle descentralizada (UCD) em cada uma das GDs e cargas. As UCDs nas GDs são responsáveis por realizarem o CSD ou repassar as informações do MGCC para as GDs, dependendo do estado do canal de comunicação.

As UCDs para as cargas são responsáveis pelo EAC em que, a estratégia de alívio de carga descentralizada tradicional é adotada. As referências de frequência, quantidade de carga cortada e diretrizes são baseadas nos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) (ONS, 2016, 2018).

## 3.2 Controle de Frequência

A ECSU proposta para uma MR, com  $N$  GDs despacháveis participando do controle secundário, é apresentada na Figura 3.1. Nesta estratégia, as UCDs foram adicionadas próximas as GDs que participam do controle secundário.



**Figura 3.1:** Estrutura do Controle secundário proposto  
Fonte: Próprio autor

As GDs que participam do controle secundário são denotadas com o índice  $i$ , em que a fonte com menor índice apresenta a maior hierarquia. A atribuição do índice à GD pode ser realizada com base em dados de potência, confiabilidade, custo de geração ou outras características desejadas. Essa hierarquia é necessária para a seleção da UCD para o processo de *tracking*.

O MGCC e as UCDs trocam informações através do canal de comunicação, assim o MGCC é capaz de conhecer os estados de todas as UCDs e essas são capazes de conhecer o estado do MGCC. O MGCC envia uma mensagem para cada UCD, contendo três variáveis: a referência de frequência para cada GD ( $\Delta\omega_{sPI_i}$ ), um sinal indicando a operação do MGCC e do canal de comunicação ( $CmC_i$ ), e o modo em que cada UCD deve operar ( $CmT_i$ ).

As UCDs também enviam uma mensagem para o MGCC, contendo três variáveis: a referência de frequência enviada/gerada para cada GD ( $\Delta\omega_{sD_i}$ ), um sinal indicando a operação da UCD ( $CmD_i$ ), e o modo de operação que a UCD se encontra ( $CmK_i$ ).

Cada UCD apresenta dois modos de operação, em que cada modo de operação realiza uma função distinta, sendo eles:

- Modo de CSC: a UCD apenas desempenha o papel de interface entre o MGCC e a GD, ou seja, apenas transmite as referências de frequência para o controle *droop* de sua respectiva GD e envia sua mensagem para o MGCC. A UCD opera neste modo somente se o canal de comunicação e o MGCC estiverem em operação e enviando o sinal  $CmT_i = 0$  que indica para a UCD operar neste modo;
- Modo de CSD: a UCD assume a regulação de frequência da GD de forma descentralizada, ou seja, gera as referências de frequência através apenas da variável local de frequência ( $\omega_i$ ). A UCD opera neste modo se o MGCC ou o canal de comunicação estiverem com falha, ou se o MGCC estiver enviando o sinal  $CmT_i = 1$  para a UCD operar neste modo.

Como ilustrado na Figura 3.1, as informações enviadas por cada componente são denotadas sem apostrofe. As informações recebidas por cada componente são denotadas com apostrofe. Logo, o canal de comunicação é representado através da seguinte equação:

$$X'_i = X_i Z_{cm_i} Estado_i \quad (3.1)$$

$$Estado_i = \begin{cases} 0 & \text{se Desconectado} \\ 1 & \text{se Transmitindo} \end{cases} \quad (3.2)$$

em que  $X'_i$  é a informação recebida,  $X_i$  a informação enviada,  $Z_{cm_i}$  o atraso de comunicação e  $Estado_i$  representa o estado de operação do canal de comunicação da  $i$ -ésima UCD, o qual tem o valor 1 se o canal estiver transmitindo e 0 se o canal estiver desconectado ou com falha.

Portanto, se uma UCD  $i$  enviar a mensagem contendo a variável  $CmD_i = 1$  para o MGCC, a mensagem recebida pelo MGCC irá conter  $CmD'_i = 1$  se e somente se o estado do canal for  $Estado_i = 1$ . Entretanto, se o estado for  $Estado_i = 0$ , o MGCC sempre receberá  $CmD' = 0$ , independentemente do valor da variável enviada pela UCD.

Em operação normal, em que o MGCC e todos os canais de comunicação estiverem operando ( $Fail = 0$ ,  $Estado = 1, \forall i \in N$ ), o MGCC gera as referências  $\Delta\omega_{s_{PI_i}}$  através do controlador PI, e envia essas referências através do canal de comunicação para todas as UCDs. Com as referências, o MGCC envia outras duas variáveis:  $CmC_i = 1$  para indicar que está operando e  $CmT_i = 0$  para indicar para cada UCD operar no modo CSC.

As UCDs recebem a mensagem do MGCC ( $\Delta\omega'_{s_{PI_i}} = PI$ ,  $CmC'_i = 1$  e  $CmT'_i = 0$ ), atualizam a sua referência com o valor recebido ( $\Delta\omega_{s_{D_i}} = \Delta\omega'_{s_{PI_i}}$ ), e então transmitem para o controle primário de suas respectivas GDs. Na sequência, as UCDs enviam uma mensagem contendo os seguintes valores das variáveis para o MGCC: referência de frequência  $\Delta\omega_{s_{D_i}}$  transmitida para o GD,  $CmD_i = 1$  indicando operação normal, e  $CmK_i = 0$ , indicando operação no modo CSC.

Se uma falha ocorre no MGCC ou no canal de comunicação central ( $Fail = 1$  ou  $Estado_i = 0, \forall i \in N$ ), o MGCC não é capaz de gerar ou enviar suas informações para as

UCDs. Para esse cenário, as UCDs recebem as informações do MGCC como sendo  $\Delta\omega'_{sPI_i} = 0$ ,  $CmC'_i = 0$  e  $CmT'_i = 0$ , assim cada UCD assume localmente a regulação de frequência da MR.

As UCDs, ao trocarem de modo de operação para CSD, utilizam as referências pré-falha enviadas pelo MGCC como variável de inicialização, a qual é somada com a referência gerada pela estratégia descentralizada. Ou seja, as UCDs salvam o valor da variável de referência enviada pelo MGCC em memória, caso a falha for detectada, esse valor é salvo como variável de inicialização. Utilizando essa variável de inicialização, a troca entre os modos de operação se torna suave, pois a referência gerada pelo CSD inicia no mesmo valor que a referência do CSC pré-falha.

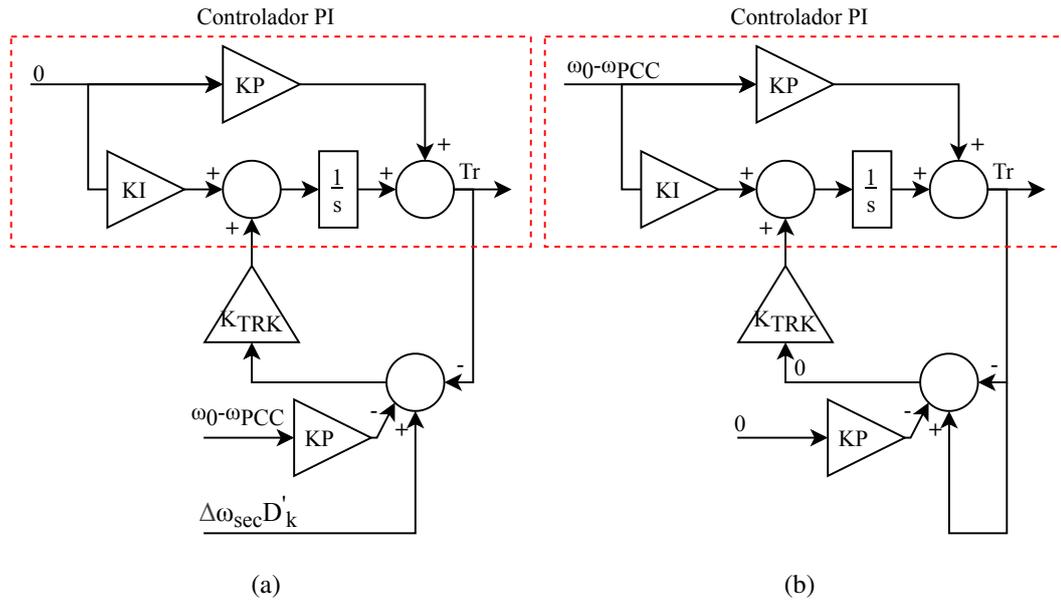
Se eventualmente, o MGCC ou o canal de comunicação central retornar, o MGCC recebe as mensagens das UCDs com suas respectivas variáveis. De imediato, o MGCC identifica, através das variáveis  $CmK'_i$ , que todas as UCDs estão operando no modo de controle CSD. Logo, o MGCC envia uma mensagem para cada UCD, contendo os seguintes estados das variáveis:  $\Delta\omega_{sPI_i} = 0$ ,  $CmC_i = 1$  e  $CmT_i = 1$ . As UCDs recebendo essas informações continuam operando no modo de CSD.

Em seguida, o MGCC seleciona, através da hierarquia especificada, uma UCD que esteja se comunicando ( $CmD'_i = 1$ ). Ou seja, o MGCC seleciona a unidade de menor índice  $i$ , que apresente variável  $CmD'_i = 1$ . Para fins de compreensão, denota-se essa UCD com o índice  $k$ , em que  $k \in N$ .

Com a UCD-k selecionada, o MGCC inicia o processo de seguimento de referência, denominado como *tracking*. Esse processo é descrito na Figura 3.2(a), em que o controlador PI segue a variável de referência  $\Delta\omega_{sD_k}$  da UCD-k, quando operando no modo CSD. Desta forma, o controlador PI apresenta como saída o mesmo valor da referência gerada pela UCD-k, porém considerando também a diferença entre a frequência do PCC com a referência do CSC. Ou seja, a parcela integrativa do CSC segue a referência da UCD-k menos a diferença de frequência entre o PCC e a referência multiplicada pelo ganho proporcional do CSC.

Como ilustrado na Figura 3.2(a), durante o processo de *tracking* o controlador PI não recebe erro de frequência ( $\omega_0 - \omega_{PCC} = 0$ ), impedindo assim que o controlador integrativo seja incrementado pelo erro de frequência multiplicado pelo ganho integrativo ( $KI$ ). Durante operação normal, como ilustrado na Figura 3.2(b), a referência  $\Delta\omega_{secD_k}$  é alimentada com o mesmo valor de  $Tr$  (saída do controlador PI) e o erro que multiplicava o ganho proporcional ( $KP$ ) é forçado para zero, assim a ação da malha do processo de *tracking* não realiza ação no controlador PI.

Quando a saída do controlador PI ( $Tr$ ) fica muito próximo a referência gerada pela UCD-k, o processo de *tracking* é finalizado, assim o valor da parcela integrativa do controlador PI inicializa com o valor de  $\Delta\omega_{sD_k} - (\omega_0 - \omega_{PCC})K_p$ . Entretanto, a diferença de frequência ainda é presente na MR, assim a parcela proporcional do controle PI inicializa com o valor



**Figura 3.2:** Processo de *tracking* aplicado no controlador PI do MGCC. (a) Controlador PI em processo de *Tracking*. (b) Controlador PI em operação normal.

Fonte: Próprio autor

de  $(\omega_0 - \omega_{PCC}) K_p$ . Como a saída do controlador PI é a soma da parcela proporcional com a integrativa, o valor final do controlador PI é muito próximo da referência gerada da UCD-k ( $\Delta\omega_{s_{D'_k}}$ ), quando operava no modo CSD.

Ao final do processo de *tracking*, o MGCC calcula também novas variáveis de inicialização ( $IH_i$ ) para cada uma das UCDs, que apresenta comunicação ( $CmD'_i = 1$ ), essas variáveis são somadas com a referência gerada pelo controlador PI. O cálculo da variável de inicialização é realizado através da diferença entre a referência da  $UCD_i$  com a referência gerada pelo controlador PI. Assim a referência enviada para uma determinada UCD é a diferença da referência do controle PI com última referência gerada pela UCD quando operava no modo de CSD. Assim a referência enviado pelo MGCC para uma determinada UCD inicializará com o mesmo valor quando esta operava em modo CSD. Com o fim deste processo, o MGCC envia as mensagens contendo as variáveis  $\Delta\omega_{s_{PI_i}} = IPI + IH_i$ ,  $CmC'_i = 1$  e  $CmT'_i = 0$ , para todas as UCDs que apresentam comunicação. O MGCC identifica quais UCDs apresentam canal de comunicação através da variável  $CmD'_i = 1$ , recebida de cada uma das UCDs.

Depois das UCDs receberem a mensagem do MGCC, contendo as variáveis  $\Delta\omega'_{s_{PI_k}} = IPI$ ,  $CmC'_k = 1$  e  $CmT'_k = 0$ , estes trocam seus modos de operação, pois a variável  $CmT'_k = 0$  indica para a UCD trocar para o modo de CSC. Assim as UCDs, que conseguem se comunicar com o MGCC, param de gerar suas próprias referência e utilizam a referência enviada pelo MGCC.

Se um dos canais de comunicação sair de operação ( $Estado_i = 0, i \in N$ ) durante a operação normal do MGCC no modo CSC, o UCD referente a esse canal, não recebe mais a mensagem do MGCC. Logo as variáveis recebidas pelo UCD são  $\Delta\omega'_{s_{PI_i}} = 0$ ,  $CmC'_i = 0$  e

$CmT'_i = 0$ . Assim, o UCD identificando a condição  $CmC'_i = 0$  troca para o modo CSD.

Com o retorno do canal de comunicação, o MGCC recebe a mensagem da UCD com suas variáveis sendo  $\Delta\omega'_{sD_i} = CD_i$ ,  $CmD'_i = 1$  e  $CmK'_i = 1$ . Assim o MGCC calcula a diferença entre a referência recebida da UDC que opera no modo CSD com a referência gerada pelo controlador PI. Desta forma, o MGCC utiliza essa diferença como variável de inicialização para a referência que será enviada para a UDC que opera no modo CSD. Em seguida, o MGCC atualiza as variáveis  $\Delta\omega_{sPI_i} = IPI + IH_i$ ,  $CmC_i = 1$  e  $CmT_i = 0$ , e as envia como mensagem para a UCD que opera no modo CSD. Por sua vez, a UCD recebendo a mensagem do MGCC, altera seu modo para CSC, apresentando como referência inicial do CSC a mesma referência gerada quando operava no modo CSD, momentos antes de alterar de modo.

O processo descrito anteriormente para a ECSU de frequência pode ser sumarizado através do diagrama apresentado na Figura 3.3. Para o MGCC e para as UCDs é possível representar suas ações de controle matematicamente, como apresentado nas próximas subseções.

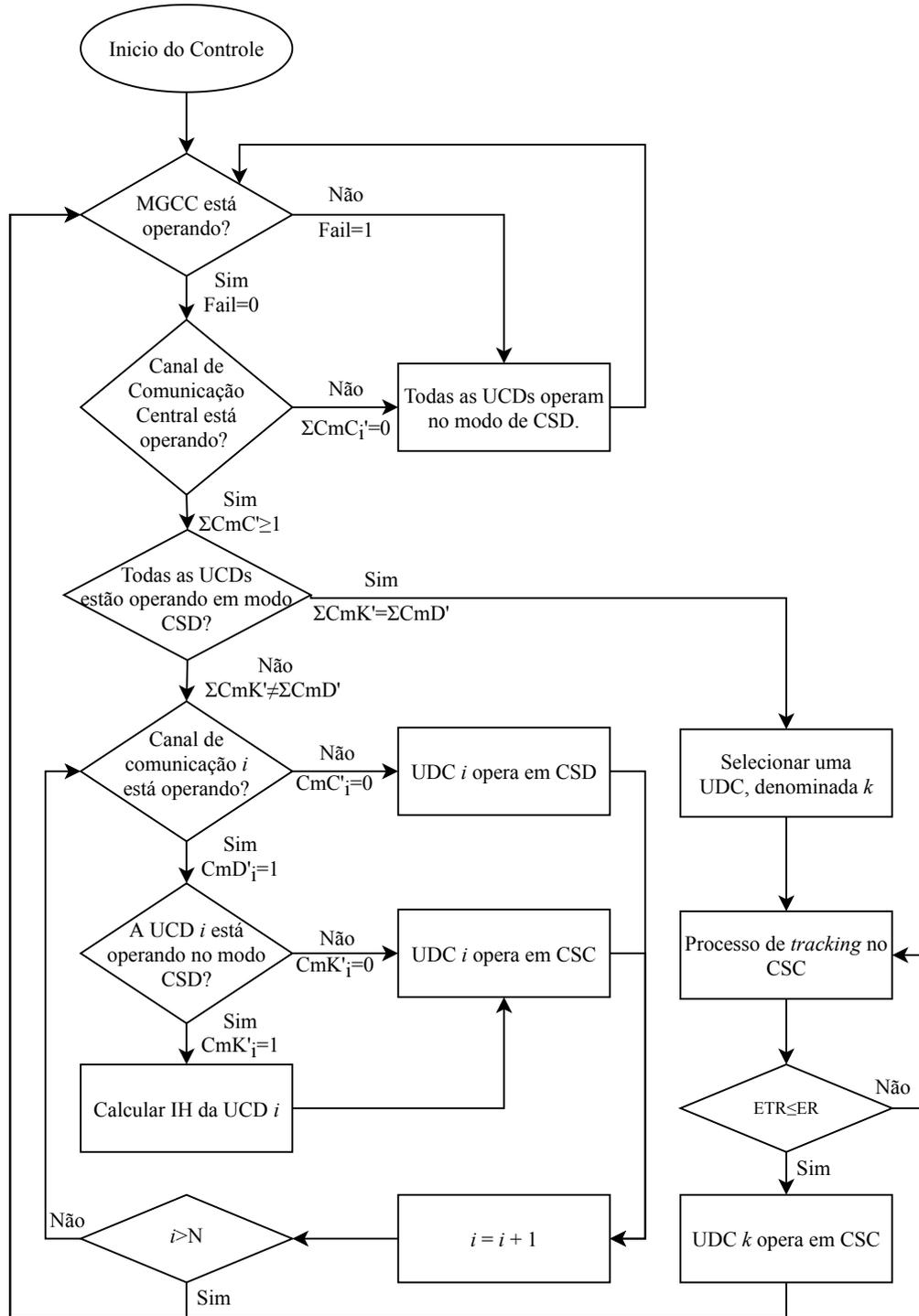
### 3.2.1 Modelo Matemático - CSC

Como apresentado na Seção 3.2, o MGCC gera as referências  $\Delta\omega_{sPI_i}$ , e envia para cada uma das UCDs, sendo possível o envio da referência gerada pelo controlador PI ou referência nula, dependendo do estado de operação das UCDs.

A referência gerada pelo MGCC para cada UCD será nula ( $\Delta\omega_{sPI_i} = 0$ ) quando:

- A MR estiver operando no modo conectado ( $PCCS = 1$ ). Neste modo o controle secundário não pode realizar ações, pois a tensão e a frequência são impostas pela rede principal;
- O MGCC estiver em falha ( $Fail = 1$ ). Neste trabalho, a falha no MGCC é representada quando suas variáveis internas são nulas;
- UCD com comunicação e operando no modo CSD ( $CmK'_i = 1$ ). O MGCC não precisa enviar as referências para essas UCDs.

A referência gerada pelo controlador PI no MGCC será enviada para uma determinada UCD somente quando todas as seguintes condições forem atendidas: a MR estiver ilhada ( $PCCS = 0$ ), o MGCC não estiver em falha ( $Fail = 0$ ), a UCD em questão estar com seu canal de comunicação funcionando ( $CmD'_i = 0$ ) e não estar operando no modo CSD ( $CmK'_i = 1$ ). Matematicamente, é possível representar a referência de frequência através da seguinte equa-



**Figura 3.3:** Fluxograma para o controle secundário proposto para MR  
Fonte: Próprio autor

ção:

$$\Delta\omega_{sPI_i} = \begin{cases} 0 & \text{se } Fail = 1 \parallel PCCS = 1 \parallel \\ & CmK'_i = 1 \parallel CmD'_i = 0 \parallel \\ & Rst = 1 \\ IPI + IH_i & \text{se } Fail = 0 \ \& \ PCCS = 0 \ \& \\ & CmK'_i = 0 \ \& \ CmD'_i = 1 \\ & \ \& \ Rst = 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

em que  $Fail$  indica a condição de falha do MGCC,  $PCCS$  indica o modo de operação da MR,  $CmD'$  e  $CmK'$  são as informações recebidas pelo MGCC de cada UCD,  $IPI$  é a função do controle PI, representada na equação (3.4),  $IH$  é a variável de inicialização definida para cada uma das UCDs, representada na equação (3.5) e  $Rst$  é uma variável auxiliar que indica se o MGCC está no modo de *tracking*, como representada na equação (3.6).

A estratégia de controle proposta pode suportar qualquer estratégia de CSC descritas na Subseção 2.3.2 do Capítulo 2. Entretanto, para este trabalho a estratégia de controle PI com ganhos fixos (Guerrero et al., 2011) foi escolhida, de acordo com a seguinte equação:

$$IPI = (K_{pw} + \frac{K_{iw}}{s})(\omega_0 - \omega_{PCC}) \quad (3.4)$$

em que  $K_{pw}$  e  $K_{iw}$  são os ganhos proporcional e integrativo do controlador, respectivamente.

As variáveis de inicialização que o MGCC calcula para cada uma das UCDs recebem valor nulo quando a MR estiver conectada ( $PCCS = 1$ ), o MGCC estiver em falha ( $Fail = 1$ ), em modo *tracking* ou o canal de comunicação da UCD correspondente não estiver operando ( $CmD'_i = 0$ ). Do contrário, as variáveis de inicialização são calculadas através da diferença da referência da respectiva UCD com a referência do controlador PI, sendo alterada de valor somente quando a respectiva UCD mudar o modo para CSD e posteriormente retornar para CSC, ou seja:

$$IH_i = \begin{cases} 0 & \text{se } Fail = 1 \parallel PCCS = 1 \parallel \\ & Rst = 1 \parallel CmD'_i = 0 \\ \Delta\omega'_{sD_i}(t_{e_i}) - IPI(t_{e_i}) & \text{se } Fail = 0 \ \& \ PCCS = 0 \\ & \ \& \ CmD'_i = 1 \ \& \\ & CmK'_i = 1 \ \& \ Rst = 0 \end{cases} \quad (3.5)$$

em que  $t_e$  é o tempo em que o MGCC envia o sinal para a UCD trocar para o modo CSC.  $\Delta\omega'_{sD_i}$  é a referência da UCD quando operando em modo CSD.

O processo de *tracking* é iniciado somente se o MGCC não estiver em falha ( $Fail = 0$ ) e todas as UCDs, que estão com o canal de comunicação transmitindo ( $CmD'_i = 1$ ), estiverem operando no modo CSD ( $CmK'_i = 1$ ). Esse processo só é finalizado caso o valor do controlador PI for próximo ao valor da referência da UCD-k. Logo, a variável  $Rst$  que representa a condição

de *tracking* pode ser descrita por:

$$Rst = \begin{cases} 0 & \text{se } \begin{aligned} &Fail = 1 \parallel PCCS = 1 \parallel \\ &(PCCS = 0 \ \& \ (ETR \leq ER \parallel \\ &\sum_{i=1}^N CmD'_i \neq \sum_{i=1}^N CmK'_i)) \end{aligned} \\ 1 & \text{se } \begin{aligned} &Fail = 0 \ \& \ PCCS = 0 \ \& \\ &\sum_{i=1}^N CmD'_i = \sum_{i=1}^N CmK'_i \neq 0 \\ &\& \ ETR > ER \end{aligned} \end{cases} \quad (3.6)$$

em que  $ER$  é o erro mínimo para interromper o processo de *tracking* e  $ETR$  é o erro do processo de *tracking*, definido por:

$$ETR = |\Delta\omega_{sDk} - Tr| \quad (3.7)$$

em que  $TR$  é o valor gerado pelo controlador PI durante o processo de *tracking* (Figura 3.2(a)), definido por:

$$TR = \frac{\Delta\omega_{secDk} - K_p(\omega_0 - \omega_{PCC})}{1 + s K_{TRK}} \quad (3.8)$$

em que  $K_{TRK}$  é o ganho de *tracking*.

A seleção do índice  $k$ , através do processo de hierarquia, é realizada somente quando o MGCC está para entrar em processo de *tracking*. O processo de *tracking* não é realizado quando a MR estiver conectada, o MGCC estiver em falha ou não existir uma UCD se comunicando com o MGCC. Assim o índice  $k$  é definido pela seguinte equação:

$$k = \begin{cases} 0 & \text{se } \begin{aligned} &Fail = 1 \parallel PCCS = 1 \\ &\parallel \sum_{i=1}^N CmD'_i = 0 \end{aligned} \\ Menor(i) & \text{se } \begin{aligned} &Fail = 0 \ \& \ PCCS = 0 \ \& \\ &Rst = 0, \forall CmK'_i = 1 \end{aligned} \end{cases} \quad (3.9)$$

em que  $Menor(i)$  é a função que seleciona o menor índice da UCD que apresenta comunicação com o MGCC.

Quando em operação normal, o MGCC envia a informação  $CmT_i = 0$  para as UCDs operarem no modo CSC. A informação  $CmT_i = 1$ , para as UCDs operarem em modo CSD, é enviada somente quando o processo de *tracking* estiver sendo realizado ou quando estiver calculando a variável de inicialização para uma determinada UCD. Matematicamente, pode-se

definir o  $CmT_i$  como a seguir:

$$CmT_i = \begin{cases} 0 & \text{se } Fail = 1 \parallel PCCS = 1 \parallel Rst = 0 \parallel CmD'_i = 0 \\ 1 & \text{se } (Fail = 0 \ \& \ PCCS = 0 \ \& \ CmD'_i = 1 \ \& \ (Rst = 1 \parallel (Rst = 0 \ \& \ CmK'_i = 1 \ \& \ IH_i = 0))) \end{cases} \quad (3.10)$$

Durante toda a sua operação, o MGCC envia a informação  $CmC_i = 1$  para todas as UCDs, indiferentemente se o canal de comunicação estiver ou não operando. Entretanto, se o MGCC falhar, a informação enviada por ele se torna nula, ou seja:

$$CmC_i = \begin{cases} 0 & \text{se } Fail = 1 \\ 1 & \text{se } Fail = 0 \end{cases} \quad (3.11)$$

### 3.2.2 Modelo Matemático - CSD

As referências geradas pelas UCDs dependem do modo de operação. Assim três possíveis condições de referências estão presentes nas UCDs: (i) operação no modo CSC; (ii) operação no modo CSD; (iii) quando a MR está no modo conectado ( $PCCS = 1$ ).

Quando a MR está no modo conectado ( $PCCS = 1$ ), a regulação de frequência é realizada pela rede principal e, geralmente, o seu tempo de regulação de frequência é muito mais lento que o de uma MR. Nesta condição, se o controle secundário da MR estiver operando, as unidades geradoras da MR estariam gerando valores de potência muito distantes das referências, pois o controle secundário tomaria ações de controle para regular a frequência, entretanto devido a conexão com a rede principal a frequência não seria regulada, levando a referências elevadas para as GDs, o que aumentaria ou diminuiria muito a geração.

No modo CSC, as referências das UCDs são iguais as referências recebidas do controlador central ( $\Delta\omega_{sD_i} = \Delta\omega'_{sPI_i}$ ). Neste caso, as UCDs operam apenas como uma interface entre o MGCC e o controle primário das unidades geradoras que participam do controle secundário. No caso de uma falha, o último valor da referência enviada pelo MGCC para a UCD antes da falha, é utilizado como variável de inicialização para a estratégia de CSD. É possível representar a referência gerada por uma UCD através da seguinte equação:

$$\Delta\omega_{sD_i} = \begin{cases} 0 & \text{se } PCCS = 1 \\ \Delta\omega'_{sPI_i} & \text{se } (PCCS = 0 \ \& \ CmC'_i = 1 \ \& \ CmT'_i = 0) \\ CD_i + \Delta\omega'_{sPI_i}(t_{f_i}) & \text{se } (PCCS = 0 \ \& \ (CmC'_i = 0 \parallel CmT'_i = 1)) \end{cases} \quad (3.12)$$

em que  $CmC'_i$  e  $CmT'_i$  são as informações enviadas pelo MGCC e recebidas por cada UCD,  $\Delta\omega'_{sPI_i}$  é a referência enviada pelo MGCC para cada UCD,  $t_{f_i}$  é o tempo em que ocorre a falha do sistema ou quando a informação  $CmT'_i$  muda seu estado para 1, estando a MR em operação normal ( $CmC' = 1$ ) e  $CD_i$  é a função da estratégia de CSD implementada nas UCDs.

As estratégias de CSD que podem ser adaptadas a estrutura de controle proposta não devem apresentar uma estrutura única para o controle primário e secundário, tal como a proposta por Han, Li, Xu, Zhao & Guerrero (2018). A estratégia de controle proporcional com filtro passa faixa (Xin et al., 2015) foi selecionada para este trabalho, sendo representada através da seguinte equação:

$$CD_i = \frac{a_i(\omega_0 - \omega_i)}{1 + s t2_i} \quad (3.13)$$

As UCDs, durante todo o tempo de operação, enviam as informações do modo de operação para o MGCC ( $CmK_i$ ). As UCDs que operam no modo CSC enviam para o MGCC a informação  $CmK_i = 0$ . No modo CSD, as UCDs enviam a informação  $CmK_i = 1$ . Essas ações são representadas através da seguinte equação:

$$CmK_i = \begin{cases} 0 & \text{se } PCCS = 1 \parallel (CmC'_i = 1 \ \& \\ & PCCS = 0 \ \& \ CmT'_i = 0) \\ 1 & \text{se } PCCS = 0 \ \& \ (CmC'_i = 0 \\ & \parallel CmT'_i = 1) \end{cases} \quad (3.14)$$

Durante toda a operação das UCDs a informação de operação  $CmD_i = 1$  é enviada, indiferente da operação do canal de comunicação. Para este trabalho não foram consideradas ou modeladas falhas nas UCDs, assim essa informação pode ser representada como sendo:

$$CmD_i = 1 \quad (3.15)$$

### 3.2.3 Erro em Regime Permanente

Considerando uma MR com  $N$  fontes despacháveis participando do controle secundário, ocorrendo o desbalanço de potência em que as  $N$  GDs apresentam reserva de geração suficiente para atender a demanda, o erro em regime permanente dependerá do modo de operação das UCDs:

- Todas as UCDs operando no modo CSC: nesta configuração o erro em regime permanente é nulo, pois a ação do controlador PI resulta em erro nulo;
- UCDs operando no modo CSC e CSD: nesta configuração o erro em regime permanente

é nulo, pois as ações de controle das UCDs que operam no modo CSC absorvem o desbalanço de potência. As UCDs que operam em modo CSD não apresentam ação de controle;

- Todas as UCDs operando no modo CSD: o erro em regime permanente não é nulo e depende dos valores das variáveis de inicialização de cada UCD.

Para calcular o erro em regime permanente quando todas as UCDs operam no modo CSD, é necessário considerar a equação (2.1) do controle *droop* com a ação do CSD ( $\Delta\omega_{sD}$ ), ou seja:

$$\omega_{iRP} = \omega^* - m_i (P_i - P_i^*) + \Delta\omega_{sD_i} \quad (3.16)$$

em que  $\omega_{iRP}$  é a frequência angular em regime permanente.

Na estratégia proposta por Xin et al. (2015), em regime permanente, a ação do filtro passa baixa é nula, atuando apenas o controlador proporcional. Logo, a equação (3.16) pode ser reescrita como:

$$\omega_{iRP} = \omega^* - m_i (P_i - P_i^*) + a_i (\omega_0 - \omega_{iRP}) + \omega_{sPI_i}(t_{f_i}) \quad (3.17)$$

Isolando  $\omega_{iRP}$  na equação (3.17) e considerando  $\omega^* = \omega_0$ , tem-se:

$$\omega_{iRP} = \omega^* + \frac{\omega_{sPI_i}(t_{f_i}) - m_i (P_i - P_i^*)}{1 + a_i} \quad (3.18)$$

Através da equação (3.18), é possível observar que o erro em regime permanente para uma única GD, operando no controle secundário, é dado por:

$$\Delta\omega_{RP} = \frac{\omega_{sPI}(t_f) - m(P - P^*)}{1 + a} \quad (3.19)$$

A frequência em regime permanente apresenta o mesmo valor para todas as GDs da MR. Em uma MR com  $N$  GDs, tem-se que  $\omega_{1RP} = \omega_{2RP} = \dots = \omega_{NRP}$ , assim:

$$\begin{aligned} \omega^* + \frac{\omega_{sPI_1}(t_{f_1}) - m_1 (P_1 - P_1^*)}{1 + a_1} &= \omega^* + \frac{\omega_{sPI_2}(t_{f_2}) - m_2 (P_2 - P_2^*)}{1 + a_2} = \dots \\ &= \omega^* + \frac{\omega_{sPI_N}(t_{f_N}) - m_N (P_N - P_N^*)}{1 + a_N} \end{aligned} \quad (3.20)$$

Como as frequências de referência ( $\omega^*$ ) são as mesmas para todas as GDs, tem-se que o erro para cada GD é o mesmo, ou seja:

$$\Delta\omega_{RP} = \frac{\omega_{sPI_1}(t_{f_1}) - m_1(P_1 - P_1^*)}{1 + a_1} = \frac{\omega_{sPI_2}(t_{f_2}) - m_2(P_2 - P_2^*)}{1 + a_2} = \dots = \frac{\omega_{sPIN}(t_{f_N}) - m_N(P_N - P_N^*)}{1 + a_N} \quad (3.21)$$

Se forem somados os erros de todas as GDs, tem-se o erro multiplicado pelo número de GDs ( $N$ ), ou seja, é possível calcular o erro de frequência através da contribuição de cada GD:

$$\Delta\omega_{RP} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{\omega_{sPI_i}(t_{f_i})}{1 + a_i} - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N M_i (P_i - P_i^*) \quad (3.22)$$

em que  $M_i = \frac{m_i}{1+a_i}$ .

Aplicando os mesmos conceitos do controle primário (Kundur, Balu & Lauby, 1994), pode-se reescrever a equação (3.22) através do desvio total de potência da MR:

$$\Delta\omega_{RP} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{\omega_{sPI_i}(t_{f_i})}{1 + a_i} - M_{eq} \Delta P_{MR} \quad (3.23)$$

em que  $\Delta P_{MR}$  é o desvio de potência total da MR e  $M_{eq}$  é o coeficiente equivalente de *droop* com o controle secundário definido por:

$$M_{eq}^{-1} = \sum_{i=1}^N \frac{1}{M_i} \quad (3.24)$$

Assim o erro em regime permanente para a ECSU pode ser definido por:

$$\Delta\omega_{RP} = \begin{cases} 0 & \text{se } PCC = 1 \parallel (\sum_{i=1}^N CmD'_i > 0 \\ & \& \sum_{i=1}^N CmK'_i > 0 \ \& \ Fail = 0) \\ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{\omega_{sPI_i}(t_{f_i})}{1+a_i} - M_{eq} \Delta P_{MR} & \text{se } PCC = 0 \ \& \ (Fail = 1 \parallel CmD'_i = 0 \\ & \parallel CmK'_i = 0) \end{cases} \quad (3.25)$$

### 3.3 Esquema de Alívio de Carga

O EAC proposto neste trabalho tem como objetivo manter a estabilidade de frequência da MR somente quando ilhada, e exercer a função de referência para o desempenho da estratégia de controle secundário proposta. Neste sentido, busca-se evitar, durante as falhas, ações desnecessárias do EAC na MR quando aplicada a ECSU. Para atender esses requisitos é implementada uma estratégia tradicional descentralizada de três níveis de alívio de carga, baseada

nos critérios adotados pelo ONS (ONS, 2016), tal que:

- Deve ser disponível no mínimo 35% da carga do sistema para o esquema de alívio de carga de forma manual;
- As cargas cortadas são restabelecidas gradativamente após uma avaliação do sistema pelo ONS;
- O esquema de alívio de carga automático é realizado através de relés de taxa de frequência ou por frequência instantânea.

Para a estratégia proposta, cada grupo de carga apresenta uma UCD, a qual tem a função de enviar sinais de abertura ou fechamento para os disjuntores das cargas. A estratégia de alívio de carga implementada pode ser descrita através das seguintes equações:

$$S_{n(j,e)}(t, \omega_j) = \begin{cases} 0 & \text{se } \omega_j > \omega_{ref_e} \ \& \ (S_{n(j,e)}(t - \Delta t, \omega_j) = 0) \\ 1 & \text{se } \omega_j \leq \omega_{ref_e} \ || \ S_{n(j,e)}(t - \Delta t, \omega_j) = 1 \ || \ Des'_{(j,e)} = 1 \end{cases} \quad (3.26)$$

$$S_{n(j,e)}(0, \omega_j) = 0, \forall j \in L \quad (3.27)$$

em que  $S_{n(j,e)}(t, \omega_j)$  é a ação de controle gerada pela UCD  $j$  enviada ao disjuntor,  $\omega_{ref_e}$  é a frequência angular de referência para o estágio  $e$  de alívio de carga,  $Rec'_{(j,e)}$  são informações enviadas as UCDs pelo MGCC para desligar as cargas,  $t - \Delta t$  é o passo de tempo anterior,  $j$  indica o índice da carga e  $L$  é o número total de cargas que participam do EAC da MR.

Caso a frequência lida pelo relé  $j$  seja inferior a referência  $\omega_{ref_e}$ , o relé envia o sinal 1 para o disjuntor pertencente a faixa  $e$  abrir.

As faixas de referência são relacionadas à hierarquia de prioridade de cada grupo de carga. São definidas três classificações de carga:

- Classe 1: carga de mais baixa prioridade, apresentando o índice  $e = 1$ ;
- Classe 2: carga de média prioridade,  $e = 2$ ;
- Classe 3: cargas de alta prioridade,  $e = 3$ ;

As classes de cargas podem ser definidas de acordo com as necessidades econômicas, sociais ou técnicas da MR. Para este trabalho, não será tratado como classificar cada carga em uma MR. As cargas de classe 1 são as primeiras a serem cortadas, caso a frequência continue afundando as cargas de classe 2 são cortadas. As cargas de classe 3 são as últimas a serem cortadas, enquanto o restante das cargas da MR nunca são cortadas pelo EAC. Para seguir essa hierarquia do EAC é necessário que as frequências de referência  $\omega_{ref_e}$  para o corte de cada

classe de carga obedeça às seguintes restrições:

$$\omega_{ref_1} > \omega_{ref_2} > \omega_{ref_3} \quad (3.28)$$

Para as referências de frequência de alívio de carga são adotados os critérios descrito pelo ONS para o Sistema Sul (ONS, 2018), em que, para a estratégia proposta, são adotados três valores de referência de frequência, os quais são apresentados na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1:** Ajustes do Esquema de Alívio de Carga para MR.

Classe	Frequência (Hz)	Alívio de Carga%
1	58,50	15
2	57,90	20
3	57,30	20

Fonte: Próprio Autor

Os ajustes de referência para o esquema de alívio de carga totalizam um corte de 55 % da carga total da MR. Entretanto, é importante destacar que para uma MR, em muitos casos, não é possível controlar a demanda.

Um corte de 55 % da carga máxima, pode não ser o suficiente para MRs que apresentam geração intermitente muito superior a despachável. Pois, em casos de carga alta, a geração despachável pode não ser suficiente para atender os 45% da carga restante do sistema. Sendo assim, para cada MR, deve ser avaliado os possíveis cenários de operação e verificar se o EAC é suficiente para atender todos os casos.



# Capítulo 4

## Modelo, parâmetros e ajustes da MR proposta

### 4.1 Introdução

O Capítulo 3 apresentou a ECSU proposta para regulação de frequência e o EAC adotado neste trabalho. Desta forma, afim de avaliar a ECSU proposta, este capítulo propõe um modelo de MR baseado na MR CIGRE *Benchmark* Europeia de baixa tensão (Strunz et al., 2014), o qual foi implementado em Matlab/Simulink.

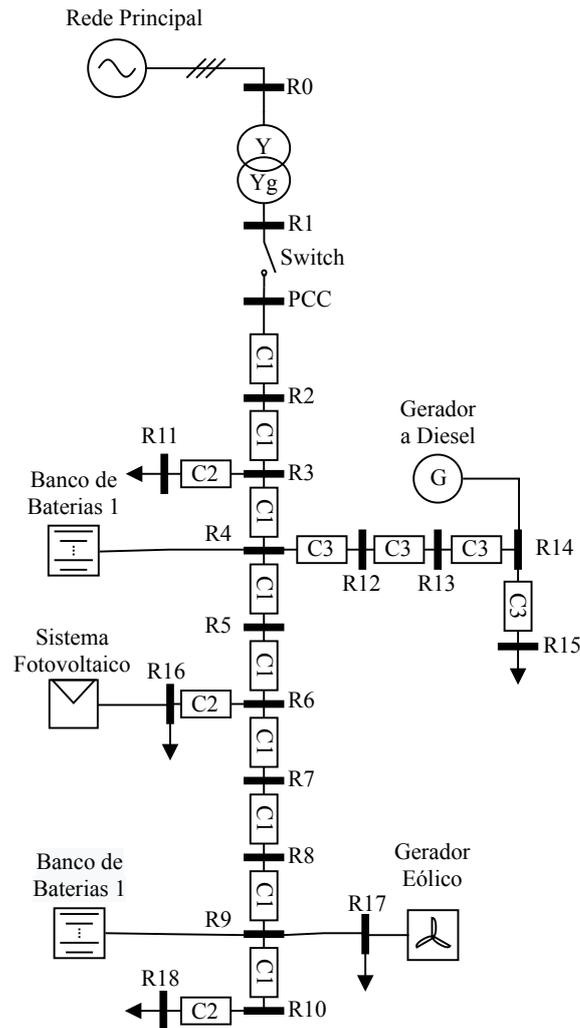
As próximas seções apresentam a estrutura e os parâmetros elétricos da MR, os modelos e parâmetros adotados para os componentes presentes na MR, uma avaliação do EAC proposto para diferentes cenários de operação, além dos ajustes necessários para o controle secundário centralizado e descentralizado.

### 4.2 Estrutura da MR

A MR CIGRE *Benchmark* Europeia de baixa tensão é apresentada na Figura 4.1. A frequência nominal é de 60 Hz, tensão nominal de linha de 380 V, sendo composta por dois bancos de baterias de 30 kVA cada, um gerador a diesel de 66 kVA, um gerador eólico de 10 kW, um sistema fotovoltaico de 20 kW e cinco grupos de carga. Demais parâmetros da MR são apresentados na Tabela 4.1.

Originalmente a MR CIGRE *Benchmark* é um sistema desbalanceado e assimétrico. Entretanto para este trabalho, as cargas da MR são consideradas balanceadas e somente as sequências positivas da impedância dos cabos são consideradas.

A MR é modelada de forma a simular o comportamento dinâmico do sistema. As linhas de transmissão são modeladas como uma impedância em série com uma resistência. Os modelos e parâmetros dos conversores eletrônicos de potência, que servem de interface para simular o comportamento dos bancos de baterias, sistema fotovoltaico e gerador eólico são apresentados na Subseção 4.2.1. O modelo e parâmetros para o gerador a diesel são apresentados na Subseção 4.2.2, enquanto os modelos das cargas são apresentados na Subseção 4.2.3.



**Figura 4.1:** Estrutura Elétrica MR CIGRE *Benchmark* Europeia de baixa tensão.  
Fonte: Adaptado de Strunz et al. (2014)

#### 4.2.1 Conversores Eletrônicos de Potência

O modelo de valores médios é adotado para representar as dinâmicas dos conversores que apresentam interface de eletrônica de potência. Para este modelo, os conversores são representados como sendo fontes ideais controladas, sendo desprezadas as dinâmicas de alta frequência do processo de comutação (Yazdani & Iravani, 2010). Esse modelo, quando aplicado em MRs, apresenta uma resposta dinâmica semelhante ao modelo comutado, exigindo menor esforço computacional para simulação (Godoy, Poloni, Almeida & Marujo, 2019b).

As fontes primárias dos elementos que apresentam conversores, como bancos de baterias, sistema fotovoltaico e gerador eólico, são consideradas como fontes ideais, uma vez que essas dinâmicas pouco influenciam nos estudos realizados (Pogaku, Prodanovic & Green, 2007, Godoy et al., 2019b). Assim, os modelos adotados para todas as fontes de geração que apresentam conversores eletrônicos de potência se diferenciam apenas por suas malhas de controles, dependendo se são fontes de geração intermitentes ou despacháveis. As fontes intermitentes (sistema fotovoltaico e gerador eólico) operam no modo PQ, ou seja, suas malhas de controle

**Tabela 4.1:** Parâmetros dos Componentes da MR.

Elemento	Descrição e Parâmetros
Rede Principal	20 kV; 100 kVA; Relação X/R = 1
Transformador	Trifásico; 20/0.38 kV; 100 kVA; Reactância: $X_t = 6\%$
Cabo 1 (C1)	Impedância: $0,0057+j0,0040 \Omega$
Cabo 2 (C2)	Impedância: $0,0247+j0,0034 \Omega$
Cabo 3 (C3)	Impedância: $0,0288+j0,0040 \Omega$
Banco de Bateria 1 ( $i = 1$ )	30 kVA
Banco de Bateria 2 ( $i = 2$ )	30 kVA
Sistema Fotovoltaico	20 kVA
Gerador Eólico	15 kVA
Gerador a Diesel ( $i = 3$ )	66 kVA
Grupo de Carga R11 ( $j = 1$ )	14,25 kW e 4,68 kvar
Grupo de Carga R15 ( $j = 2$ )	49,40 kW e 16,24 kvar
Grupo de Carga R16 ( $j = 3$ )	52,25 kW e 17,17 kvar
Grupo de Carga R17 ( $j = 4$ )	33,25 kW e 10,93 kvar
Grupo de Carga R18 ( $j = 5$ )	44,65 kW e 14,68 kvar

Fonte: Próprio Autor

seguem uma referência de potência ativa e reativa. As fontes despacháveis, representadas nesta MR pelos bancos de baterias, operam no modo V/f, em que as malhas seguem uma referência de tensão e frequência (Yazdani & Iravani, 2010, Godoy et al., 2019b).

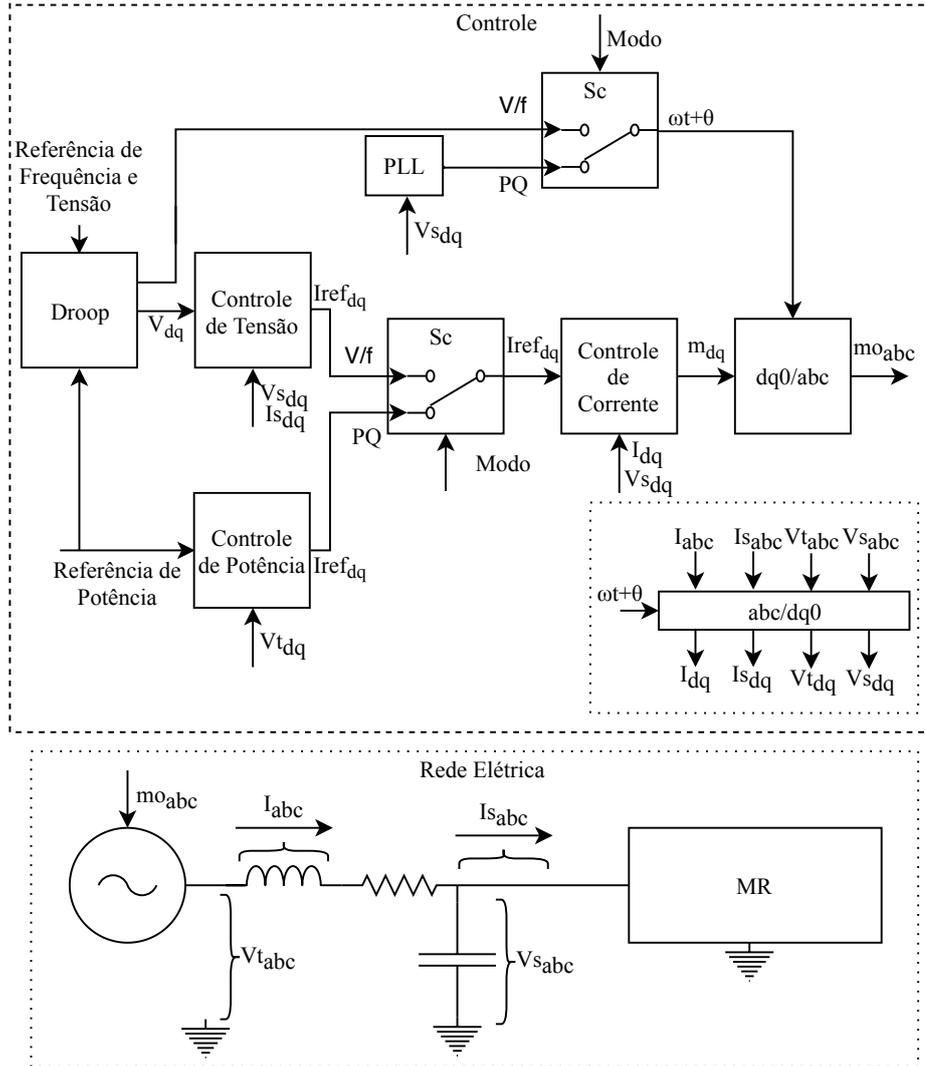
A estrutura de controle para os conversores é apresentada na Figura 4.2. Essa é composta por três malhas de controle principais. A malha de controle de corrente está presente em ambos os modos de operação do inversor (PQ ou V/f). A malha de controle de potência é aplicada somente no modo PQ, enquanto a malha de controle de tensão e *droop*, são aplicadas somente no modo V/f.

Neste trabalho o controle para os conversores é realizado nos eixos dq0, uma vez que a transformada dq0 (transformada de Clarke e Park) transforma as variáveis de tensão e corrente senoidais em variáveis no eixo direto e quadratura, facilitando a aplicação do controle nos conversores trifásicos (Yazdani & Iravani, 2010). A transformada dq0 é apresentada na equação 4.1.

$$Y_{dq0}(t, \omega, \theta) = \mathbf{T} Y_{abc} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \omega t + \theta & \cos \omega t + \theta - \frac{2\pi}{3} & \cos \omega t + \theta + \frac{2\pi}{3} \\ \sin \omega t + \theta & \sin \omega t + \theta - \frac{2\pi}{3} & \sin \omega t + \theta + \frac{2\pi}{3} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} Y_{abc} \quad (4.1)$$

em que  $Y_{abc}$  é uma grandeza trifásica senoidal,  $Y_{dq0}(t, \omega, \theta)$  é uma grandeza trifásica transformada em dq0,  $\mathbf{T}$  é a matriz de transformação e  $\theta$  é a referência angular de transformação.

As variáveis de tensão ( $V_{t_{abc}}$  e  $V_{s_{abc}}$ ) e corrente ( $I_{abc}$  e  $I_{s_{abc}}$ ) no filtro RLC são medidas, e convertidas para dq0 (vide Figura 4.2). Assim como expresso na Equação (4.1), a transformada dq0 precisa das referências de ângulo e frequência ( $\omega t + \theta$ ). Para o modo PQ, o conversor utiliza um PLL (do inglês *Phase Locked Loop*) para seguir a referência angular da rede, utilizando



**Figura 4.2:** Estrutura de controle dos conversores, modo PQ e V/f.  
Fonte: Adaptado de Godoy et al. (2019b)

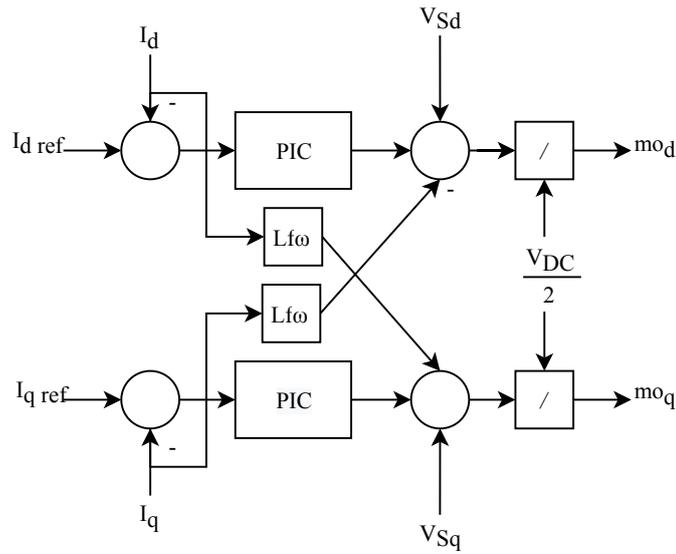
como referência a tensão  $V_{s_{abc}}$ . Entretanto, no modo V/f, o conversor utiliza a referência angular gerada pelo controlador *droop* (Godoy et al., 2019b).

Assim como ilustrado na Figura 4.2, a malha de controle de corrente está presente em ambos os modos de operação: PQ e V/f. Essa malha é responsável por gerar os sinais modulantes  $m_{o_d}$  e  $m_{o_q}$ . Esses sinais, em coordenadas dq, são convertidos para variáveis senoidais através da transformada inversa dq0 ( $Y_{abc} = \mathbf{T}^{-1} Y_{dq0}$ ). A malha de controle de corrente é ilustrada na Figura 4.3, em que  $L_f$  é a indutância do filtro RLC. *PIC* é um controlador PI com ganho proporcional  $K_{c_p}$  e integrativo  $K_{c_i}$  (Yazdani & Iravani, 2010).

Os sinais modulantes em abc ( $m_{o_{abc}}$ ) são enviados para a fonte ideal como sinal de controle. O conversor pode ser representado através da seguinte equação (Yazdani & Iravani, 2010):

$$V_{t_{abc}} = m_{o_{abc}} \frac{V_{dc}}{2} \quad (4.2)$$

em que  $V_{t_{abc}}$  é a tensão de saída de cada fase do conversor (vide Figura 4.2).  $m_{o_{abc}}$  é o si-



**Figura 4.3:** Controlador de Corrente dos Conversores.  
Fonte: Adaptado de Yazdani & Iravani (2010)

nal modulante para cada fase.  $V_{dc}$  é o valor da tensão no lado CC do conversor, considerada constante neste trabalho.

A malha de controle de potência, quando o conversor opera no modo PQ, é responsável por gerar as referências de corrente ( $I_{ref_{dq}}$ ) para malha de controle de corrente (vide Figura 4.2). A malha de controle de potência opera em malha aberta, entretanto usa os valores de tensão da saída do conversor ( $V_{t_{dq}}$ ) para calcular a potência de referência instantânea. Essa malha pode ser expressa por:

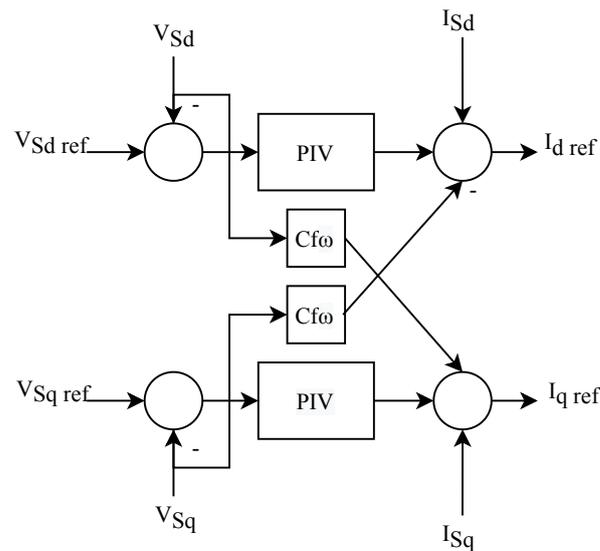
$$I_{ref_d} = \frac{V_{t_d} P_{ref} + V_{t_q} Q_{ref}}{V_{t_d}^2 + V_{t_q}^2} \quad (4.3)$$

$$I_{ref_q} = \frac{V_{t_q} P_{ref} - V_{t_d} Q_{ref}}{V_{t_d}^2 - V_{t_q}^2} \quad (4.4)$$

em que  $P_{ref}$  e  $Q_{ref}$  são as potências ativa e reativa de referência para a malha de controle.

A malha de controle de tensão é responsável por gerar as referências de corrente ( $I_{ref_{dq}}$ ) para malha de controle de corrente, entretanto somente quando o conversor opera no modo V/f (vide Figura 4.2). A malha de controle de tensão opera em malha fechada, assim como ilustrado na Figura 4.4, em que  $C_f$  é a capacitância do filtro RLC e  $PIV$  é um controlador PI com ganho proporcional  $Kv_p$  e integrativo  $Kv_i$  (Yazdani & Iravani, 2010). As tensões de referência  $V_{S_{dqref}}$  são geradas pela malha de controle *droop* com impedância virtual.

Todos os conversores na MR assumem os mesmos valores para os parâmetros, conforme apresentados na Tabela 4.2.



**Figura 4.4:** Controlador de Tensão dos Conversores em modo V/f.  
Fonte: Adaptado de Yazdani & Iravani (2010)

**Tabela 4.2:** Parâmetros dos Conversores.

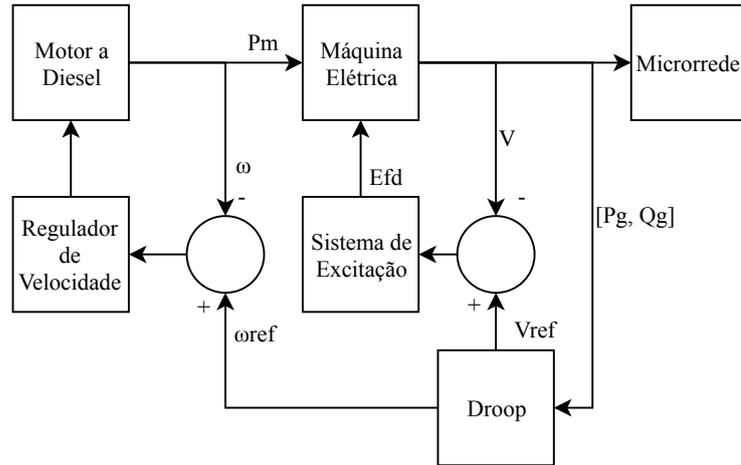
Elemento	Valore
Potência nominal (kVA)	30
Tensão nominal de linha rms (V)	380
Tensão do link CC (V)	700
Capacitância do Filtro RLC ( $\mu\text{F}$ )	5
Reatância do Filtro RLC (mH)	2,75
Resistência do Filtro RLC ( $\Omega$ )	0,1
Ganho proporcional do controlador de tensão (A/V)	3E-3
Ganho integrativo do controlador de tensão (A/V)	0,1
Ganho proporcional do controlador de corrente (V/A)	5,5
Ganho integrativo do controlador de corrente (V/A)	201,76
Coefficiente de <i>droop</i> de frequência <i>m</i> e tensão <i>n</i> (%)	5 e 5
Constantes de tempo do <i>droop</i> de frequência e tensão (s)	0,4 e 0,0313
Impedância Virtual ( $\Omega$ )	0,01 + j0,377

Fonte: Adaptado de Godoy et al. (2019b)

#### 4.2.2 Gerador a Diesel

O gerador a diesel é composto por três componentes: a máquina elétrica, o motor a diesel e a excitatriz (Kundur et al., 1994). A Figura 4.5 ilustra um digrama esquemático para o gerador a diesel, em que a excitatriz fornece tensão de campo ( $E_{fd}$ ) para a máquina elétrica, o motor a diesel fornece torque mecânico para a máquina. O regulador de velocidade regula a frequência do rotor através do controle de fluxo de combustível enviado para o motor (Kundur et al., 1994).

Para este trabalho, a máquina elétrica é representada através de um modelo de sexta ordem, fornecido pelo Matlab/Simulink. O modelo disponibilizado no Simulink é denominado



**Figura 4.5:** Diagrama do motor a diesel.  
Fonte: Adaptado de Kundur et al. (1994)

de "*Synchronous Machine*", o qual pode ser representado por:

$$\begin{aligned}
 V_{st_d} &= R_{st} i_{st_d} s \varphi_d - \omega_R \varphi_q \\
 V_{st_q} &= R_{st} i_{st_q} s \varphi_q + \omega_R \varphi_d \\
 V'_{fd} &= R'_{fd} i'_{fd} + s \varphi'_{df} \\
 V'_{kd} &= R'_{kd} i'_{kd} + s \varphi'_{kd} \\
 V'_{kq1} &= R'_{kq1} i'_{kq1} + s \varphi'_{kq1} \\
 V'_{kq2} &= R'_{kq2} i'_{kq2} + s \varphi'_{kq2} \\
 \varphi_d &= L_d i_{st_d} + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \\
 \varphi_q &= L_q i_{st_q} + L_{mq} i'_{kq} \\
 \varphi'_{fd} &= L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_{st_d} + i'_{kd}) \\
 \varphi'_{kd} &= L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_{st_d} + i'_{fd}) \\
 \varphi'_{kq1} &= L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_{iq} \\
 \varphi'_{kq2} &= L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_{iq} \\
 \frac{2H S_B}{\omega_{sm}^2} \omega_R s^2 \delta &= P_m - P_e - s D \delta
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

em que  $V_{st_d}$  e  $V_{st_q}$  são as tensões do estator,  $i_{st_d}$  e  $i_{st_q}$  são as correntes de campo,  $\varphi_d$  e  $\varphi_q$  são os fluxos magnéticos induzidos pelo rotor no estator,  $V'_{fd}$  e  $i'_{fd}$  são a tensão e a corrente de campo,  $V'_{kd}$ ,  $V'_{kq1}$  e  $V'_{kq2}$  são as tensões dos enrolamentos de amortecimento,  $i'_{kd}$ ,  $i'_{kq1}$  e  $i'_{kq2}$  são as correntes dos enrolamentos de amortecimento,  $\varphi'_{kd}$ ,  $\varphi'_{kq1}$  e  $\varphi'_{kq2}$  são os fluxos magnéticos dos enrolamentos de amortecimento,  $R_{st}$ ,  $R_{fd}$ ,  $R'_{kd}$ ,  $R'_{kq1}$  e  $R'_{kq2}$  são as resistências do estator, campo e dos enrolamentos de amortecimento,  $L_d$  e  $L_q$  são as indutâncias de dispersão do estator,  $L_{fd}$  é a indutância de dispersão do campo,  $L'_{kd}$ ,  $L'_{kq1}$  e  $L'_{kq2}$  são as indutâncias de dispersão dos enrolamentos de amortecimento,  $L_{md}$  e  $L_{mq}$  são as indutâncias de magnetização entre o campo e o estator,  $H$  é a constante de inércia,  $S_B$  é a potência base do gerador.  $\delta$  é o ângulo elétrico,  $P_m$  e  $P_e$  são as potências mecânicas e elétricas no gerador e  $D$  é a constante de amortecimento.

A entrada dos parâmetros para o bloco "*Synchronous Machine*" no Simulink é realizado através dos parâmetros *Standard* em p.u. ( $X_d$ ,  $X'_d$ ,  $X''_d$ ,  $T'_d$ ,  $T''_d$ ,  $X_q$ ,  $X'_q$ ,  $X''_q$ ,  $T'_q$  e  $T''_q$ ), os

quais são obtidos através de ensaios. O bloco "*Synchronous Machine*" transforma os parâmetros *Standard* para os parâmetros elétricos através das seguintes equações:

$$\begin{aligned}
 X_{md} &= Xd - Xl \\
 X_{mq} &= Xq - Xl \\
 L'_{fd} &= \frac{X_{md}(X_{d'} - Xl)}{(X_{md} - (X_{d'} - Xl))\omega_b} \\
 X_{fd} &= L'_{fd}\omega_b \\
 L'_{kd} &= \frac{(X_{d''} - Xl)X_{md}X_{fd}}{(X_{md}X_{fd} - (X_{d''} - Xl)(X_{md} + X_{fd}))\omega_b} \\
 X_{kd} &= L'_{kd}\omega_b \\
 L'_{kq} &= \frac{X_{mq}(X_{q''} - Xl)}{(X_{mq} - (X_{q''} - Xl))\omega_b} \\
 X_{kq} &= L'_{kq}\omega_b \\
 R'_{fd} &= \frac{1}{\omega_b T_{d'}} \left( X_{fd} + \frac{X_{md}Xl}{X_{md} + Xl} \right) \\
 R'_{kd} &= \frac{1}{\omega_b T_{d''}} \left( X_{kd} + \frac{X_{md}XlX_{fd}}{X_{md}Xl + X_{md}X_{fd} + XlX_{fd}} \right) \\
 R'_{kq} &= \frac{1}{\omega_b T_{q''}} \left( X_{kq} + \frac{X_{mq}Xl}{X_{mq} + Xl} \right)
 \end{aligned} \tag{4.6}$$

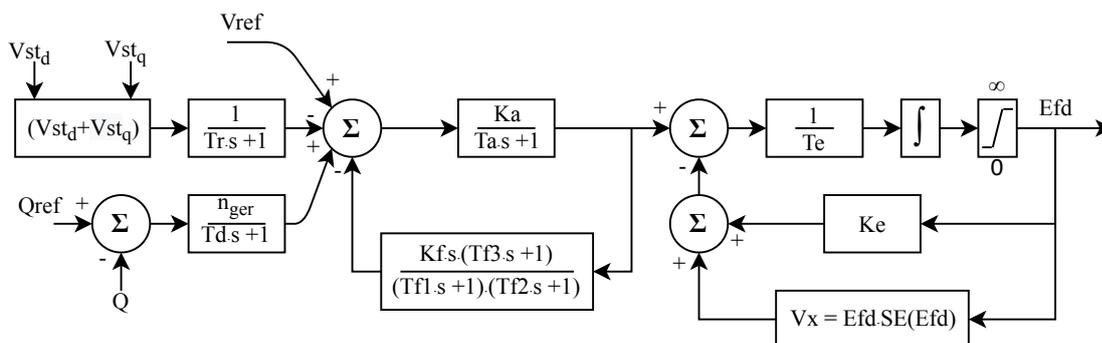
Os parâmetros da máquina elétrica utilizados neste trabalho são apresentados na Tabela 4.3.

**Tabela 4.3:** Parâmetros da Máquina Elétrica de polos salientes.

Elemento	Valore
Potência nominal (kVA)	66
Tensão nominal de linha em rms (V)	400
$X_d; X_{d'}; X_{d''}$ (p.u.)	2,489; 0,127; 0,123
$X_q; X_{q''}; X_l$ (p.u.)	1,422; 0,159; 71E-3
$T_{d'}; T_{d''}; T_{q''}$ (s)	28E-3; 3E-3; 3E-3
Número de polos, $R_{st}$ (p.u.)	4; 0,03207
$H$ (s); $D$ (p.u.)	0,1172; 0,0284

Fonte: Adaptado de STAMFORD (2017)

O modelo IEEE AC5A (IEEE Standards Board, 1992) é adotado como sistema de excitação para a máquina síncrona de polos salientes. O modelo da excitatriz é apresentado na Figura 4.6 e os parâmetros adotados são apresentados na Tabela 4.4.



**Figura 4.6:** Diagrama de blocos da Excitatriz AC5A.

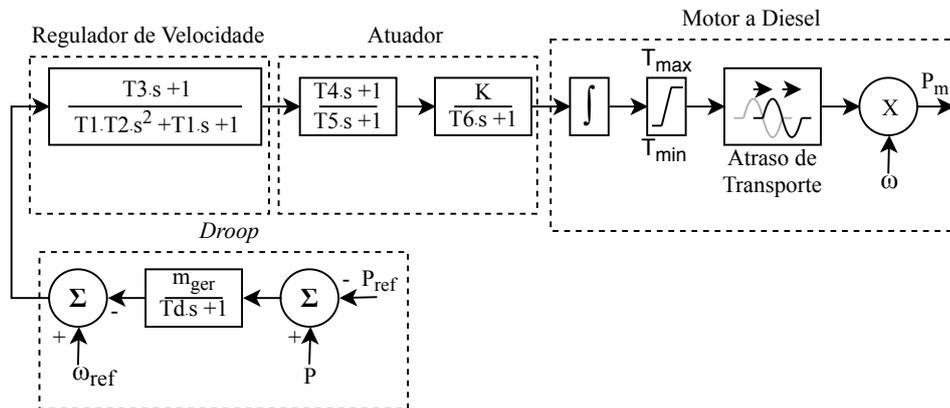
Fonte: Adaptado de IEEE Standards Board (1992)

**Tabela 4.4:** Parâmetros da Excitatriz AC5A.

Elemento	Valore
Tr; Ta; Te (s)	2E-2; 3E-2; 75E-3
Tf1; Tf2; Tf3 (s)	27E-2; 27E-2; 10E-2
Ka; Ke; Kf (p.u.)	1600; 1; 3E-2
VRmin; VRmax (p.u.)	-20; 20
Efd1; Efd2 (p.u.)	5,6; 4,4
SeEfd1; SeEfd2 (p.u.)	0,86; 0,5
$n_{ger}$ (%); Td (s)	5; 0,4

Fonte: Próprio Autor

O motor a diesel é modelado como um atraso de transporte. Os modelos adotados para o atuador do motor a diesel, regulador de velocidade e controlador *droop* são apresentados na Figura 4.7, enquanto os parâmetros adotados para esses modelos são apresentados na Tabela 4.5.

**Figura 4.7:** Diagrama de blocos do motor a diesel com regulador de velocidade.

Fonte: Próprio Autor

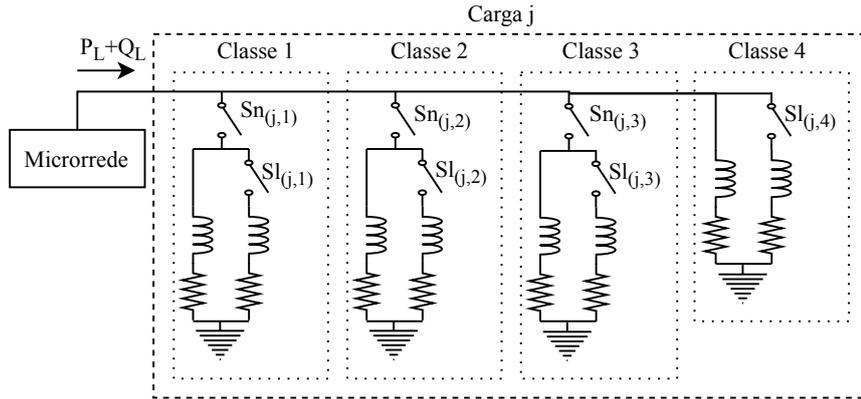
**Tabela 4.5:** Parâmetros do motor a diesel com regulador de velocidade.

Elemento	Valore
T1; T2; T3 (s)	5E-4; 1E-3; 38E-3
T4; T5; T6 (s)	0,22; 1E-2; 4E-2
K (p.u.)	35
Tmax; Tmin (p.u.)	0; 1,1
Atraso de transporte (s)	2E-2
$m_{ger}$ (%); Td (s)	5; 0,4

Fonte: Próprio Autor

### 4.2.3 Cargas

Os grupos de cargas presentes na MR são modeladas através de várias classes de cargas assim como ilustrado na Figura 4.8. Cada classe de carga é modelada como uma carga independente das demais classes composta por um indutor em série com um resistor. As chaves  $Sn_{j,e}$  são responsáveis por realizar o corte de carga de sua respectiva classe, ou seja, as ações do EAC são realizadas através das chaves  $Sn_{j,e}$ .



**Figura 4.8:** Modelo adotado para as cargas.

Fonte: Próprio Autor

Uma chave  $Sl_{(j,e)}$  é adicionada em cada classe de carga para modelar o aumento ou redução das cargas. A entrada de uma nova carga é realizada quando a chave  $Sl_{(j,e)}$  muda seu estado de aberto para fechado. A saída de uma nova carga é realizada quando a chave  $Sl_{(j,e)}$  muda seu estado de fechado para aberto.

A potência ativa e reativa demandada pelas cargas não são constantes. Devido ao modelo adotado, a demanda da carga depende da tensão e da frequência. A potência ativa e reativa demandada pode ser expressa por:

$$P_L = \frac{V_L^2}{R_L^2 + (\omega L_L)^2} R_L \quad [W] \quad (4.7)$$

$$Q_L = \frac{V_L^2}{R_L^2 + (\omega L_L)^2} L_L \omega \quad [var] \quad (4.8)$$

em que  $P_L$  e  $Q_L$  são as potências ativa e reativa demandadas.  $R_L$  e  $L_L$  são a resistência e a indutância da carga.  $V_L$  é a tensão sobre a carga.

### 4.3 Dinâmica e ajustes da MR

O desempenho da ECSU proposta depende do comportamento das estratégias de controle secundário centralizado e descentralizado, e do EAC. Desta forma, ajustar cada uma das estratégias se torna essencial para o desempenho das dinâmicas envolvidas na ECSU.

#### 4.3.1 Dinâmica do Esquema de Alívio de Carga

A ação do EAC ocorre somente quando a frequência atinge valores iguais ou menores que um certo patamar de frequência. Assim, o EAC pode atuar em duas condições em uma MR:

- Quando um desbalanço de potência ocorre em uma MR que apresenta capacidade de geração para atender a nova demanda, mas, apresenta apenas controle primário. Assim, sem a regulação secundária a frequência é mantida estável, contudo, atinge valores muito abaixo do nominal. A ação do EAC ajuda a regular o valor da frequência da MR para próximo ao nominal. Entretanto essa ação não é desejável, uma vez que a MR apresenta capacidade de atender a carga;
- Quando um desbalanço de potência ocorre em uma MR que não apresenta capacidade de geração disponível para atender a demanda. Assim o desvio de frequência frente ao valor nominal é grande, devido a atuação apenas da regulação própria da carga. Nestas condições, a atuação do EAC é desejada.

Para a condição em que a MR implementada não apresenta capacidade de geração disponível, é considerado o cenário em que a MR está operando conectada e com carga máxima de 200 kW, com fator de potência unitário. As fontes intermitentes não estão operando, e a capacidade máxima de geração despachável disponível na MR é de 124 kVA ( $30kVA + 30kVA + 64kVA = 124kVA$ ). Ocorrendo o ilhamento as GDs despacháveis não são capazes de atender toda a demanda. Assim, o valor da frequência decresce até a primeira referência do EAC (58,50 Hz), e 15 % da carga da MR é cortada ( $200 (1 - 0,15) = 170kW$ ). Mesmo assim, as GDs ainda não são capazes de atender a nova demanda.

O valor da frequência continua a decrescer até o segundo estágio do EAC ativar (57,90 HZ). Logo, 20 % da carga é aliviada ( $170kW - 200 \cdot 0,2 = 130kW$ ), entretanto, as GDs ainda não são capazes de atender a demanda. Logo o último estágio do EAC atua (57,30 HZ), cortando mais 20 % da carga ( $130kW - 200 \cdot 0,2 = 90kW$ ). Com a nova demanda, as GDs despacháveis são capazes de manter o balanço de potência.

Para a condição em que a MR implementada apresenta capacidade de geração disponível e somente com o controle primário operando, é considerado o cenário em que a MR está operando ilhada, em carga nula (0 kW) e sem geração intermitente. Ocorre a entrada de carga com valor

igual a 100 % da geração despachável presente. O controle primário atua, entretanto o valor de regime permanente para a frequência, desconsiderando a ação do EAC, é de 57,00 Hz (de acordo com a Equação (2.1),  $\omega = 60 - 60 \frac{5}{100} 100 = 57,00$  Hz).

Considerando que a frequência não alcança o valor de 57,00 Hz instantaneamente, quando o valor da frequência atinge o primeiro estágio do EAC (58,50 Hz) 15 % da carga é cortada. Entretanto, considerando somente o controle *droop*, a frequência estabilizaria em um novo valor de 57,45 Hz ( $\omega = 60 - 60 \frac{5}{100} 85 = 57,45$  Hz). Logo, quando o valor da frequência atinge o segundo estágio do EAC (57,80 Hz), mais 20 % da carga são cortadas. Com o novo valor de demanda, a frequência estabiliza em 58,05 Hz ( $\omega = 60 - 60 \frac{5}{100} 65 = 58,05$  Hz).

A ação do EAC proposto pode tomar ações de corte de carga desnecessários, pois a frequência pode atingir patamares críticos, mesmo que a MR apresente capacidade de geração.

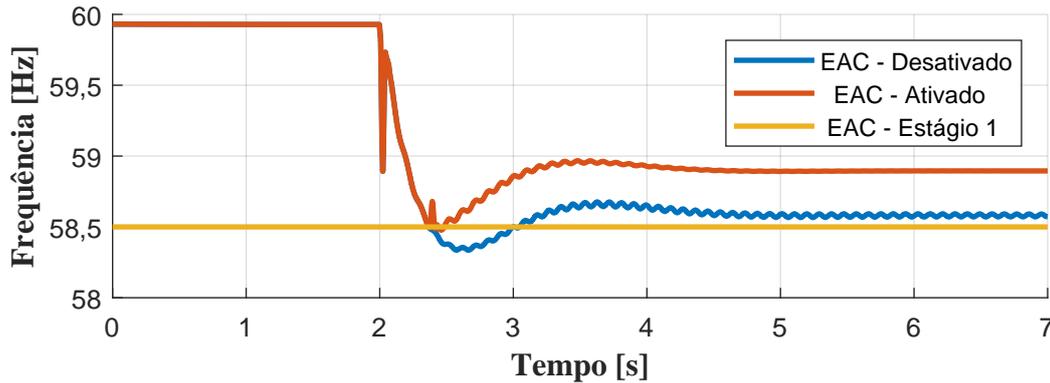
Nos cenários descritos anteriormente, considerou-se somente a ação do controle primário de frequência em regime permanente. Para demonstrar as ações do EAC sobre o comportamento da MR aplicando somente o controle primário, o seguinte cenário é considerando:

- A MR opera ilhada com apenas 15 % de sua carga total ( $CargaTotal = (190kW e 62,40kVar) 0,15 = 28,50kW e 9,36kVar$ );
- A potência demandada por cada classe de carga é proporcional ao descrito na Tabela 3.1. Ou seja, o grupo de carga R11 apresenta 0,32 kW e 0,1 kVar de demanda na classe 1, 0,43 kW e 0,14 kVar de demanda nas classes 2 e 3 e 0,96 kW e 0,32 kVar de demanda na classe 4;
- Todas as GDs e cargas estão operando na MR.
- A potência gerada pelas fontes intermitentes, solar e eólica, são de 13 kW e 7kW, respectivamente;
- A referência de potência ativa e reativa para as GDs despacháveis é zero;
- Em  $t = 2$  segundos a carga R11 aumenta sua potência em 10 kW, 15 kW, 15 kW, 20 kW nas classes 1, 2, 3 e 4, respectivamente.

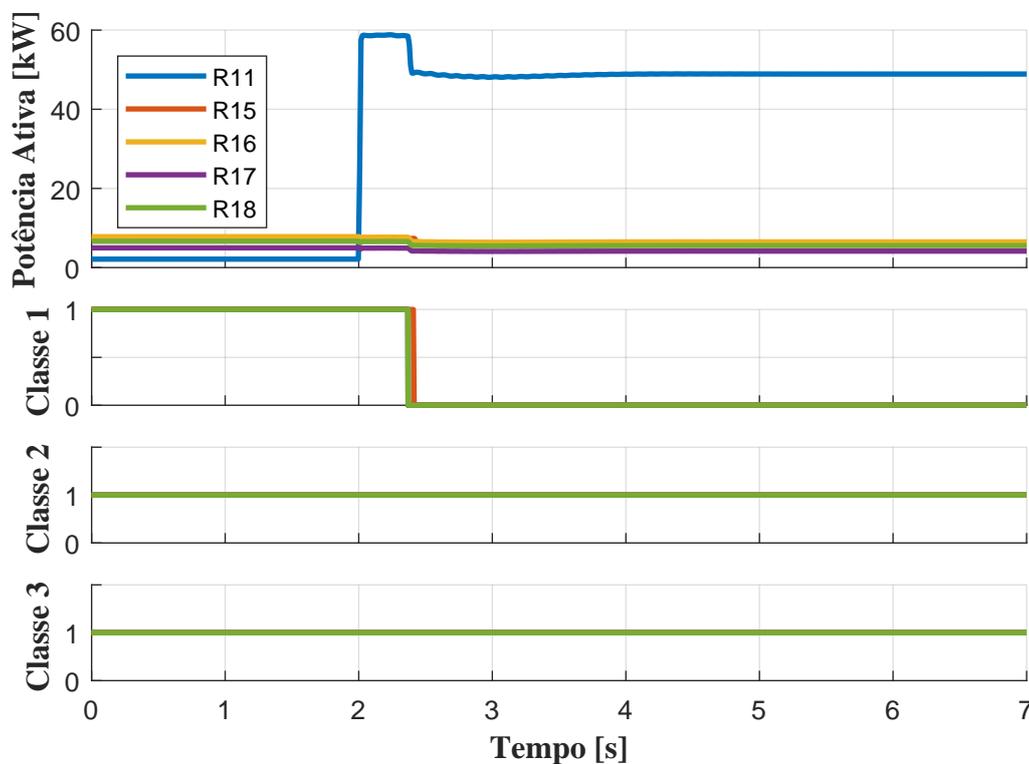
A Figura 4.9 apresenta o comportamento da frequência com e sem a presença do EAC.

O valor da frequência em regime permanente (Curva em azul da Figura 4.9) é maior que o valor de referência de corte de carga (58,5 Hz em amarelo). Entretanto, em regime transitório, a frequência ultrapassa o valor de referência para o primeiro estágio do EAC. Como apresentado na Figura 4.10, o corte de carga é realizado em todas as cargas do sistema.

A ação do EAC para o cenário apresentado não é desejada, uma vez que a frequência em regime permanente não atinge valores críticos, apesar de transitoriamente ultrapassar o valor de referência do primeiro estágio do EAC. Essa condição pode ser evitada através do controle secundário, em que as ações do controle secundário, mesmo que mais lentas que o controle primário, são capazes de manter a frequência pré-perturbação no valor nominal. Durante a



**Figura 4.9:** Frequência sobre a carga R11, dinâmica do corte de carga e do controle primário.  
Fonte: Próprio Autor



**Figura 4.10:** Potência Ativa e ações do EAC para as cargas, dinâmica do corte de carga e do controle primário.  
Fonte: Próprio Autor

perturbação, o controle secundário é capaz de influenciar os comportamentos da frequência, reduzindo os valores das oscilações de frequência.

#### 4.3.2 Ajuste do Controle Secundário Centralizado

Neste trabalho, o ajuste do controle secundário é realizado considerando três critérios:

1. Estabilidade considerando a dinâmica das GDs despacháveis: o controle deve ser ajustado para que a MR mantenha a estabilidade quando ocorre entrada e saída das fontes de

geração (Godoy et al., 2019a);

2. Estabilidade considerando a dinâmica do canal de comunicação: o controle deve ser ajustado para que a MR mantenha a estabilidade considerando um valor máximo de atraso de comunicação (Liu et al., 2015, Ahumada et al., 2016);
3. Velocidade de ação de controle considerando o EAC: o controle deve ser ajustado de forma que a atuação do controle de frequência seja rápido o suficiente de forma a evitar as ações desnecessárias do EAC.

Os dois primeiros critérios supracitados delimitam em valores máximos de ganhos para o controlador, ou seja, ações de controles lentas são melhores para esses critérios. Entretanto, o terceiro critério delimita valores mínimos de ganhos para o controlador. Assim é proposta uma faixa de valores de ajuste para o controlador PI do CSC.

Os ganhos máximos ou mínimos permitidos para cada um dos três cenários são encontrados através de um algoritmo de busca. O funcionamento deste algoritmo é apresentado na Figura 4.11. Para o primeiro e segundo critérios (Figura 4.11(a)), o algoritmo de busca incrementa o ganho de controle até o sistema não ficar mais estável. Para o terceiro critério (Figura 4.11(b)), o ganho é decrementado até que ocorra o corte de carga. Os incrementos e decrementos de ganhos são realizados em intervalos fixos e definidos como variáveis de busca.

Para o primeiro critério, três condições de topologia são consideradas: (i) todas as GDs despacháveis operando; (ii) somente o gerador a diesel operando; (iii) somente uma bateria operando. Para cada cenário são consideradas as condições de operação com transição de carga leve para pesada e de carga pesada para leve.

Para o segundo critério, é considerado um atraso máximo de comunicação de 150 ms. O cenário de operação considera todas as GDs e a transição de carga leve para pesada. Para o terceiro critério, é adotado o cenário de operação de todas as GDs com transição de carga leve para pesada.

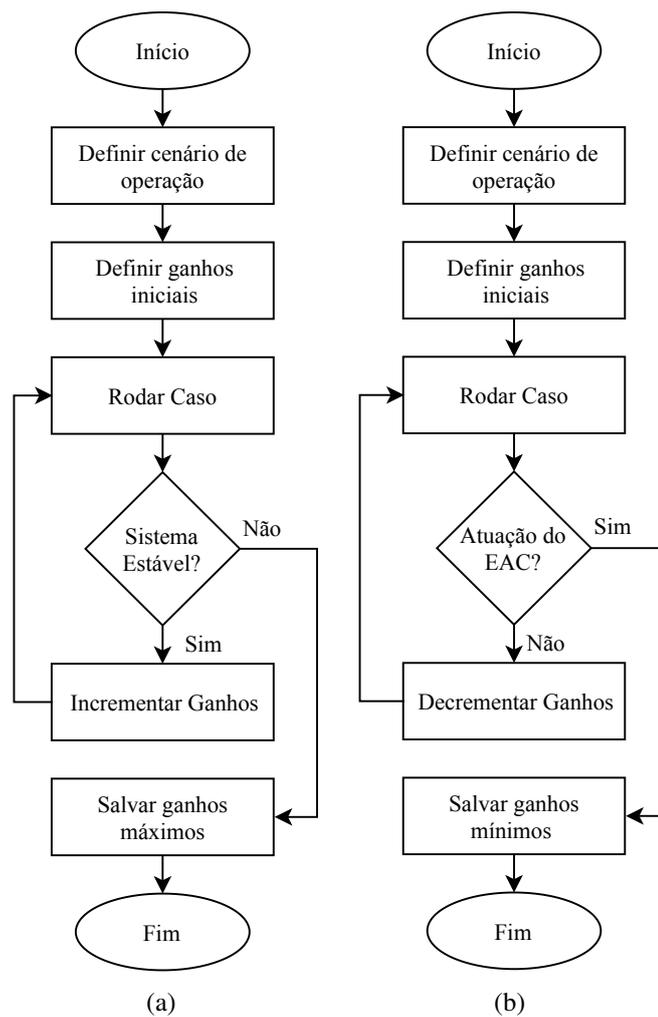
A Tabela 4.6 apresenta os valores de ganhos encontrados para cada critério. Logo, os ganhos para o controle centralizado devem apresentar valores entre 0,21 e 0,6 para o ganho proporcional ( $K_{pw}$ ), e valores entre 2,1 e 6 para o ganho integrativo ( $K_{iw}$ ). Assim, de forma arbitrária, os ganhos  $K_{pw} = 0,25$  e  $K_{iw} = 2,5$  são adotados para o controlador PI.

**Tabela 4.6:** Ganhos obtidos para cada critério.

Ganho	$K_{pw}$ (p.u.)	$K_{iw}$ (p.u.)
Critério 1	0,8	14
Critério 2	0,6	6
Critério 3	0,21	2,1

Fonte: Próprio Autor

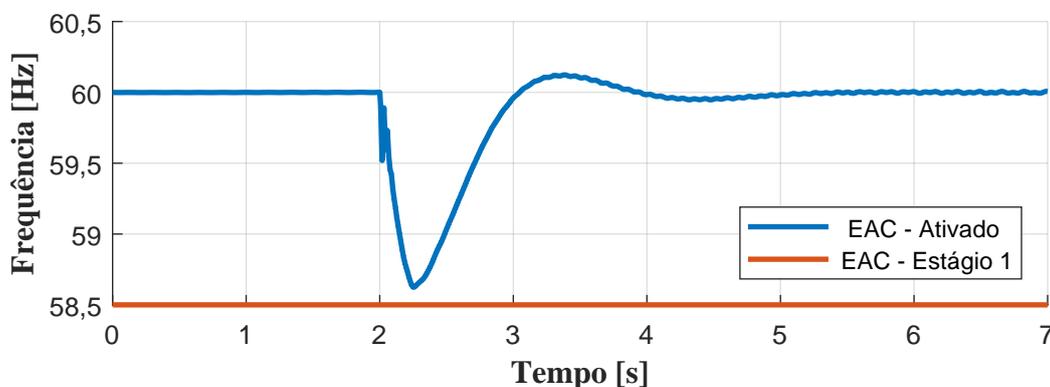
Considerando os ganhos adotados e o cenário apresentado na Subseção 4.3.1 para de-



**Figura 4.11:** Algoritmo de Busca de ganhos de controle. (a) Algoritmo para o primeiro e segundo critérios do CSC e segundo critério do CSD. (b) Algoritmo para o terceiro critério do CSC e do CSD .

Fonte: Próprio autor

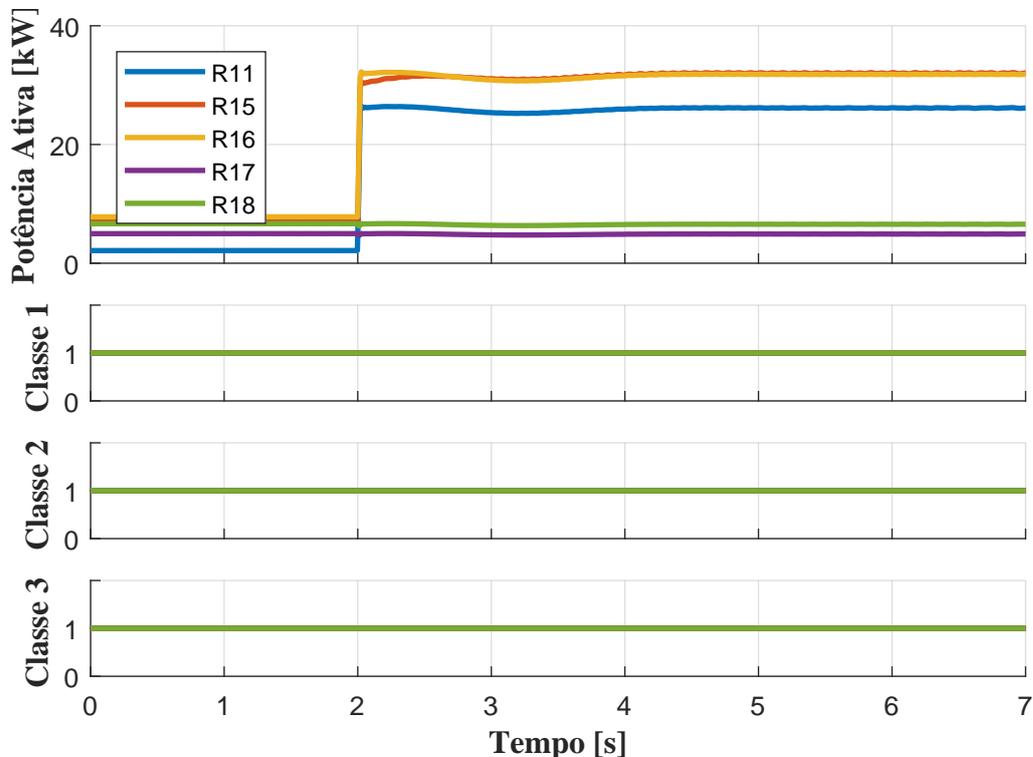
monstrar as ações do EAC, a dinâmica da MR com o controle secundário com atraso de comunicação de 150 ms é apresentada na Figura 4.12.



**Figura 4.12:** Frequência sobre a carga R11 - dinâmica do controle centralizado.

Fonte: Próprio Autor

Com os valores de ganhos selecionados, é possível verificar que a frequência se mantém estável durante toda a simulação (Figura 4.12). Cabe ainda destacar que o ajuste proposto impediu a ocorrência de corte de carga, assim como mostrado na Figura 4.13.



**Figura 4.13:** Potência ativa e ações do EAC para as cargas - dinâmica do controle centralizado.  
Fonte: Próprio Autor

Para o ponto de operação descrito, o controle primário apresenta um desvio de frequência de aproximadamente 1,79 Hz (de acordo com a Equação (2.1),  $58,21 = 60 - 0,05 \frac{75}{126}$ ), o que acarretaria na ação do EAC. Portanto, os ganhos do controle secundário propostos são capazes de manter a estabilidade de frequência e evitar o corte de carga mesmo apresentando um atraso de comunicação de 150 ms.

### 4.3.3 Ajuste do Controle Secundário Descentralizado

Os critérios adotados para o ajuste dos ganhos do controle descentralizado, considerando a estratégia proposta por Xin et al. (2015), são:

1. Ajuste do ganho proporcional para manter a frequência dentro dos critérios de qualidade de energia;
2. Ajuste do ganho e da constante de tempo do filtro passa baixa para manter a estabilidade da MR durante distintos cenários de operação;
3. Ajuste do ganho e da constante de tempo do filtro passa baixa para evitar o corte de carga.

Para o primeiro critério, o ajuste mínimo do ganho proporcional é calculado através da Equação (3.23), desconsiderando os ganhos pré-falta do controle secundário ( $\omega_{sPI}(t_f)$ ). Assim, considerando uma variação de 100 % da potência da MR, o ganho mínimo ( $a$ ) em função da frequência mínima é dado pela Equação (4.9).

$$a = \frac{m \Delta P_{MR}}{\Delta \omega_{RP}} - 1 \quad (4.9)$$

Considerando um desvio de frequência mínimo permitido de 0,5 Hz ( $\Delta \omega_{RP} = 0,5/60$  em p.u.), a variação de potência máxima permitida de 126 kW ( $\Delta P_{MR} = 126/126$  em p.u.), e o valor de 5 % para o estatismo das unidades ( $m = 0,05$ ), o valor mínimo calculado para o ganho proporcional ( $a$ ) é 5.

Para obter os ganhos máximos e mínimos para o segundo e terceiro critério é aplicado o método de busca realizado para o CSC (Figura 4.11). Entretanto o valor da constante de tempo do filtro passa faixa é reduzida para o segundo critério e aumentada para o terceiro critério. Os mesmos cenários de operação do CSC são considerados para busca de valores máximos e mínimos.

Assim, obtém-se os valores de ganhos apresentados na Tabela 4.7. Logo, o ganho  $a$  deve apresentar valores entre 5 e 14, e a constante de tempo  $T2$  deve apresentar valores entre 1 e 11. Assim, são selecionados de forma arbitrária os ganhos do CSD:  $a = 10$  e  $T2 = 5$ .

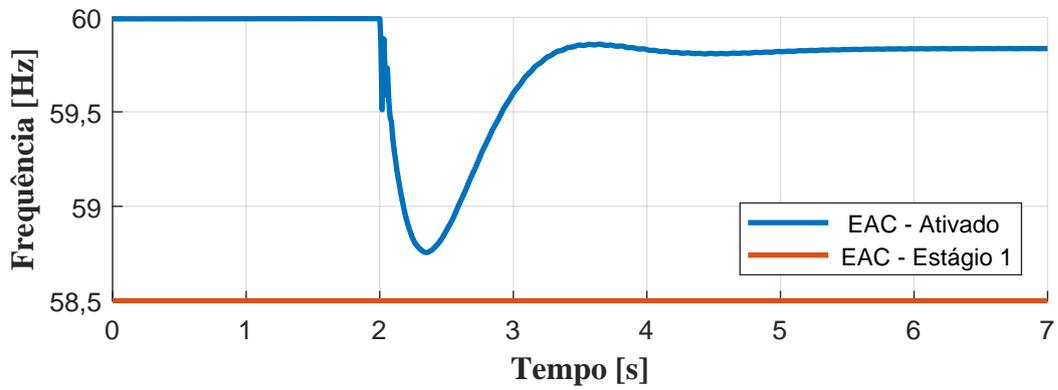
**Tabela 4.7:** Ganhos obtidos para cada critério.

Ganho	$a$ (p.u.)	$T2$ (s)
Critério 1	5	X
Critério 2	14	1
Critério 3	5	11

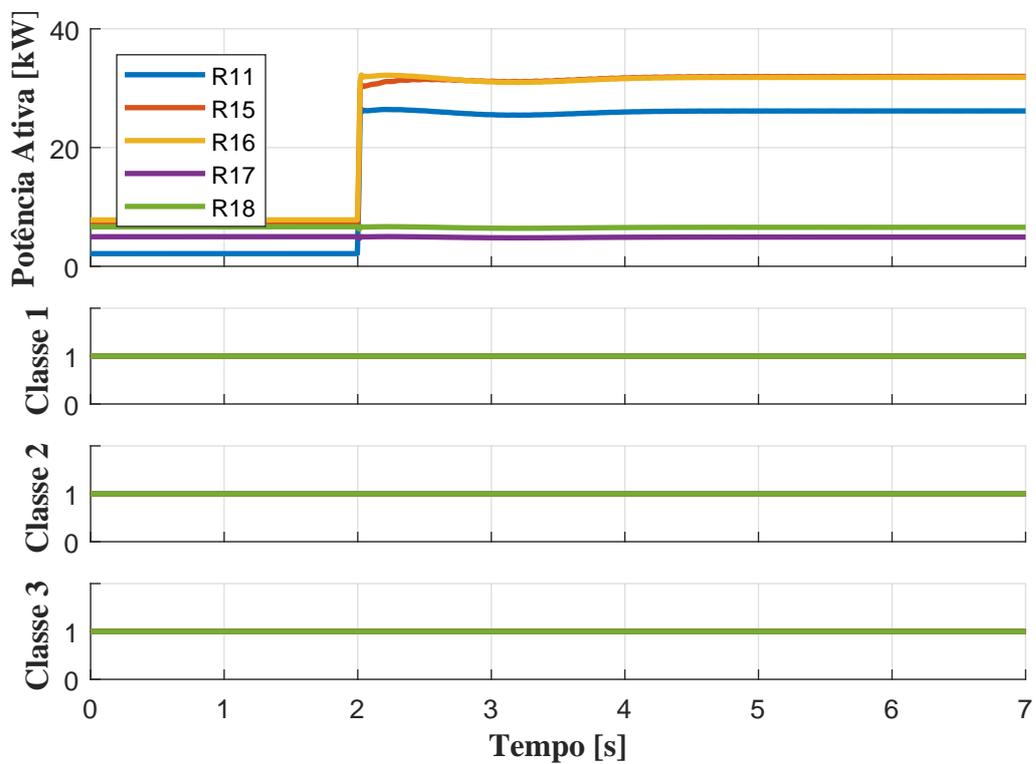
Fonte: Próprio Autor

O desempenho do controle secundário descentralizado com os ganhos selecionados é apresentado na Figura 4.14. Com os valores de ganhos selecionados e o cenário apresentado na Subseção 4.3.1 para demonstrar as ações do EAC, o CSD é capaz de manter a estabilidade do sistema, controlar a frequência dentro de uma faixa de valores especificados e ainda evitar a ação do EAC, como ilustrado na Figura 4.15.

O erro em regime permanente para o CSD, calculado pela Equação (3.23) e considerando a potência fornecida pelos GDs despacháveis (83,5 kW), é de aproximadamente 0,18 Hz. Entretanto, o erro de frequência da MR apresentado na Figura 4.14 atinge aproximadamente o valor de 0,16 Hz, pois as GDs despacháveis atingem valores de 75,9 kW de geração, devido à falta de regulação da tensão sobre as cargas, o que causa a redução da potência demandada pelas mesmas, conforme as Equações (4.7) e (4.8).



**Figura 4.14:** Frequência sobre a carga R11 - dinâmica do controle descentralizado.  
Fonte: Próprio Autor



**Figura 4.15:** Potência ativa e ações do EAC para as cargas - dinâmica do controle descentralizado.  
Fonte: Próprio Autor

# Capítulo 5

## Resultados e Discussões

### 5.1 Introdução

No Capítulo 3 se abordou a ECSU e o EAC propostos. A ECSU tem como principal objetivo manter a regulação de frequência em uma MR mesmo ocorrendo falha no canal de comunicação e/ou no MGCC. O EAC tem como objetivo auxiliar a estabilidade da MR e prover referências para avaliar a eficiência da ESCU. No Capítulo 4 se apresentou a estrutura, parâmetros e os modelos adotados na MR CIGRE *Benchmark* Europeia de baixa tensão e seus componentes. Destacou-se também no Capítulo 4 uma análise para o EAC aplicado na MR e a metodologia proposta para o ajuste do controle secundário centralizado e descentralizado para a MR.

Neste Capítulo, a ECSU e o EAC propostos são aplicados na MR CIGRE *Benchmark*. Em todos os cenários são considerados condições propícias para atuação do EAC, de forma a avaliar se a ESCU é capaz de evitar as ações do EAC durante as falhas de comunicação e controle. Em cada cenário, também é avaliado os efeitos de atraso de comunicação.

### 5.2 Cenários e pontos de operação

Os cenários estudados neste trabalho consideram o mesmo ponto de operação inicial, descrito na Tabela 5.1. Este ponto de operação é aplicado para os três cenários:

- Cenário 1: tem como objetivo avaliar a ECSU proposta para falha temporária no MGCC, em que as UCDs operam todas em modo CSD e retornam simultaneamente para o modo CSC;
- Cenário 2: tem como objetivo avaliar a ECSU proposta para falha temporária do canal de comunicação central, em que as UCDs operam todas em modo CSD e retornam em tempos distintos para o modo CSC;
- Cenário 3: tem como objetivo avaliar a ECSU proposta para falha temporária de alguns

dos canais de comunicação central entre o MGCC e as UDCs. Neste cenário, as UDCs podem operar em diferentes modos de controle.

**Tabela 5.1:** Parâmetro dos componentes da MR.

Elemento	Ponto de operação
Carga R11 (kVA)	4,13 $\angle 18,18^\circ$
Carga R15 (kVA)	14,30 $\angle 18,18^\circ$
Carga R16 (kVA)	15,12 $\angle 18,18^\circ$
Carga R17 (kVA)	9,63 $\angle 18,18^\circ$
Carga R18 (kVA)	12,93 $\angle 18,18^\circ$
Sistema Fotovoltaico (kW)	13
Gerador Eólico (kW)	13
Pref <i>droop</i> das GDs despacháveis (kW)	0
Qref <i>droop</i> das GDs despacháveis (kW)	0

Fonte: Próprio Autor

Os eventos simulados em todos os cenários buscam apresentar uma situação em que a MR inicie em uma condição de carga leve e atinja uma condição de carga média. As demandas de cada grupo de carga e os incrementos de demanda realizados são distribuídos proporcionalmente entre as classes de carga, de acordo com a proporção apresentada na Tabela 4.2.

Inicialmente a MR está operando com o controle secundário centralizado, com cada carga apresentando apenas 27,5% de sua demanda. Na sequência, os seguintes eventos são aplicados:

- Em  $t = 0,5$  segundos de simulação, a carga R16 incrementa sua demanda em 19 kW e 6,2 kvar;
- Em  $t = 2$  segundos de simulação, ambas as cargas R17 e R18 incrementam suas demandas em 14,25 kW e 4,68 kvar;
- Em  $t = 3$  segundos de simulação, a carga R11 incrementa sua demanda em 4,75 kW e 1,56 kvar e a carga R15 incrementa sua demanda em 14,25 kW e 4,68 kvar.

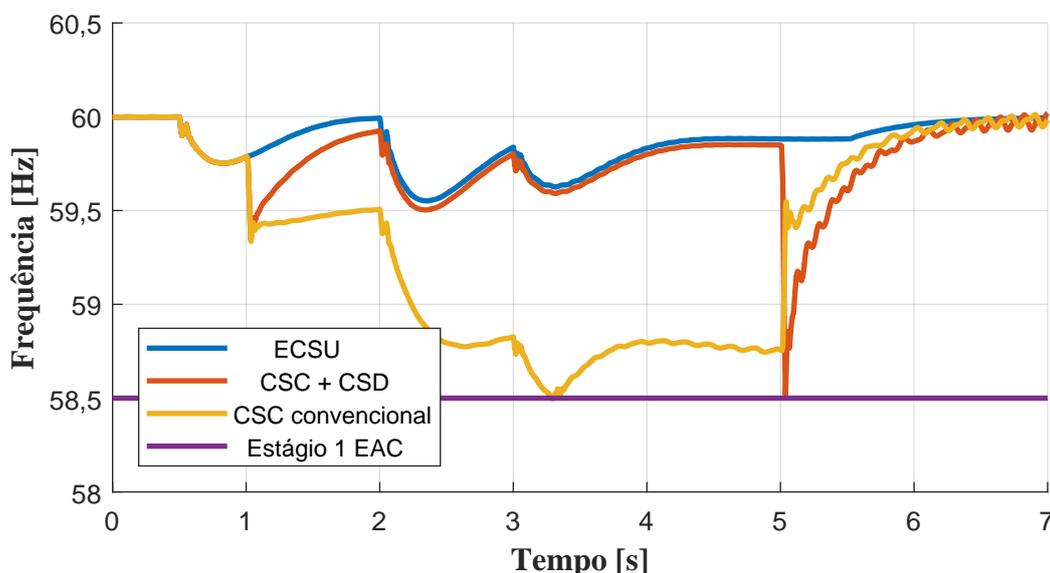
As diferenças entre cada um dos cenários estudados estão presentes nos eventos que ocorrem nos controladores e nos canais de comunicação, os quais são detalhados nas seções seguintes. Para todos os cenários é considerado que a ação do controle primário de tensão é suficiente para manter a tensão dentro dos patamares desejados.

### 5.3 Cenário 1: falha no controlador central

O Cenário 1, como já mencionado, tem como objetivo avaliar a ECSU proposta para falhas temporárias do MGCC, o que leva todas as UDCs a trocarem simultaneamente de modo

de controle. Neste cenário, dois novos eventos são adicionados a simulação: em  $t = 1$  segundos o MGCC sai de operação e após 4 segundos ( $t = 5$ ) o MGCC retorna.

A Figura 5.1 apresenta a frequência da MR para a ESCU proposta (curva em azul), para a operação conjunta do CSC e CSD sem considerar as variáveis de inicialização e o processo de *tracking* proposto (curva em vermelho), e para o CSC operando sozinho (curva em amarelo).



**Figura 5.1:** Frequência sobre a carga R11, Cenário 1.

Fonte: Próprio Autor

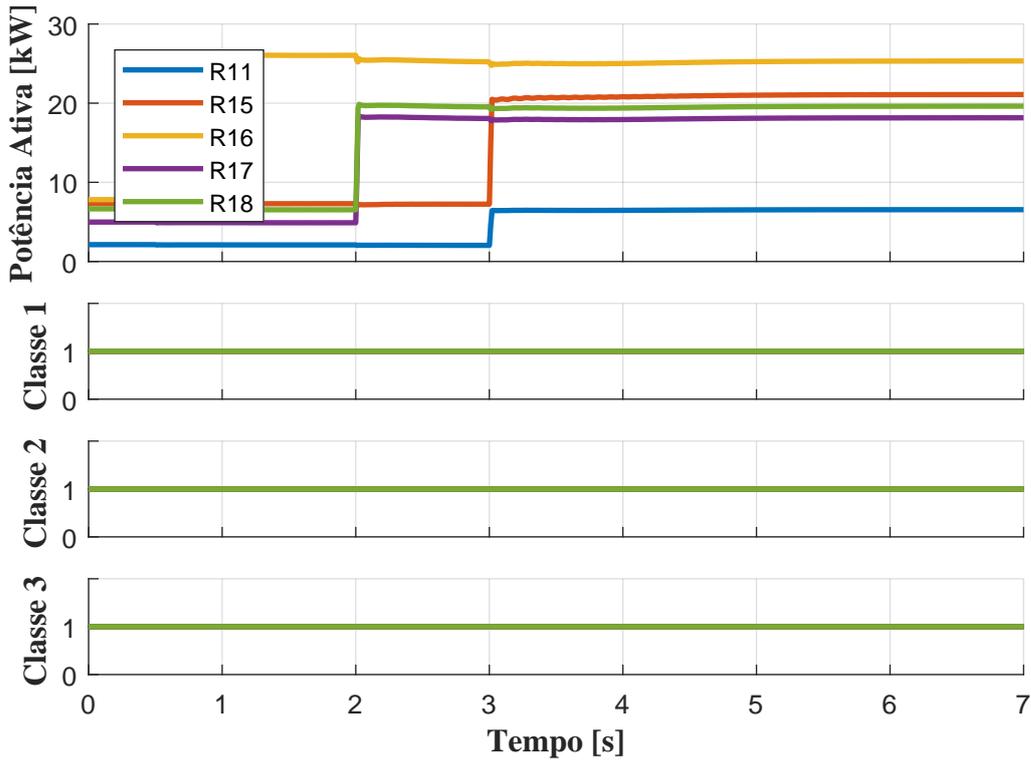
Com a perda do MGCC, todo o CSC é comprometido. Sem a aplicação da ESCU (curva em amarelo), a frequência da MR é regulada somente através do controle primário. Com o aumento da carga em  $t = 3$  segundos, a frequência ultrapassa a primeira referência do EAC (curva em roxo), que corta as cargas de Classe 1.

Com a aplicação da ESCU, a frequência é regulada durante todo o período de falha do MGCC, evitando o corte de carga. As ações do EAC e as potências das cargas são apresentadas na Figura 5.2, em que pode ser observado que nem uma ação de alívio de carga é realizada quando aplicada a ESCU.

A atuação conjunta do CSC e CSD, sem as variáveis de inicialização, também é capaz de regular a frequência da MR e evitar o corte de carga. Entretanto, quando as UCDs trocam do modo CSD para CSC ( $t = 5$  segundos, curva em vermelho) o controlador PI do CSC inicia as ações de controle do zero causando a queda da frequência para valores inferiores a referência do EAC.

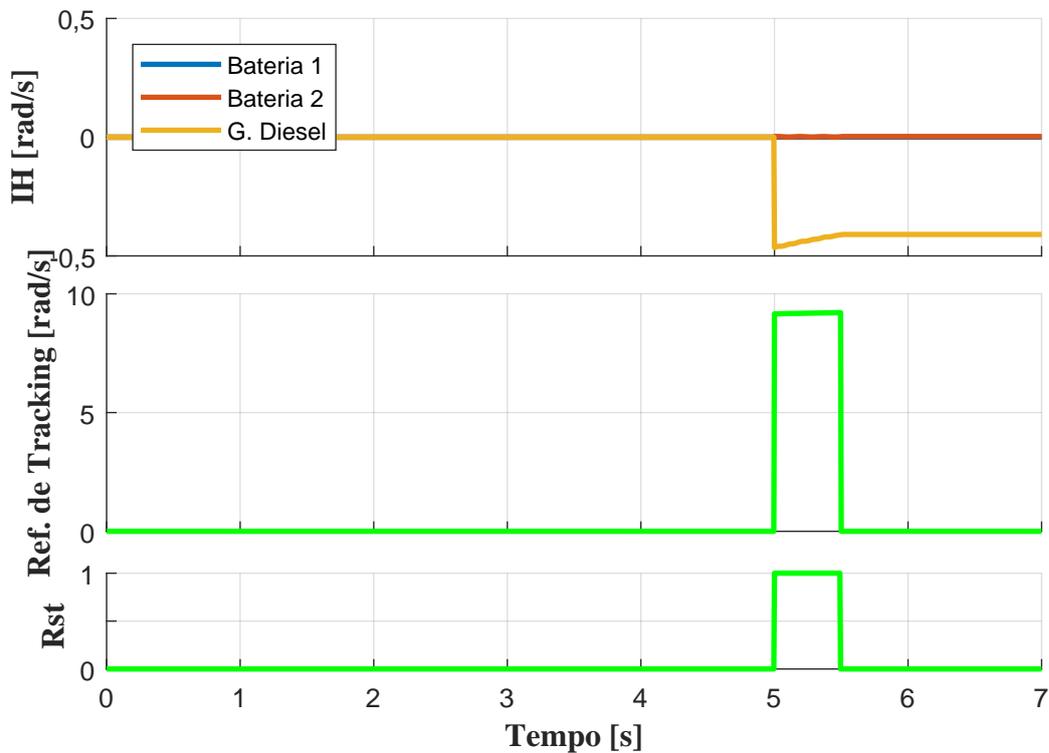
As variáveis de inicialização e o processo de *tracking* na ESCU não só evitam o corte de carga, como também garantem uma transição suave entre os modos de controle CSC para CSD e CSD para CSC. As ações internas do MGCC e as informações enviadas para cada UCD são apresentadas nas Figuras 5.3 e 5.4.

Durante operação normal pré-falha do MGCC, os valores das variáveis de inicialização



**Figura 5.2:** Potência ativa e ações do EAC no Cenário 1.

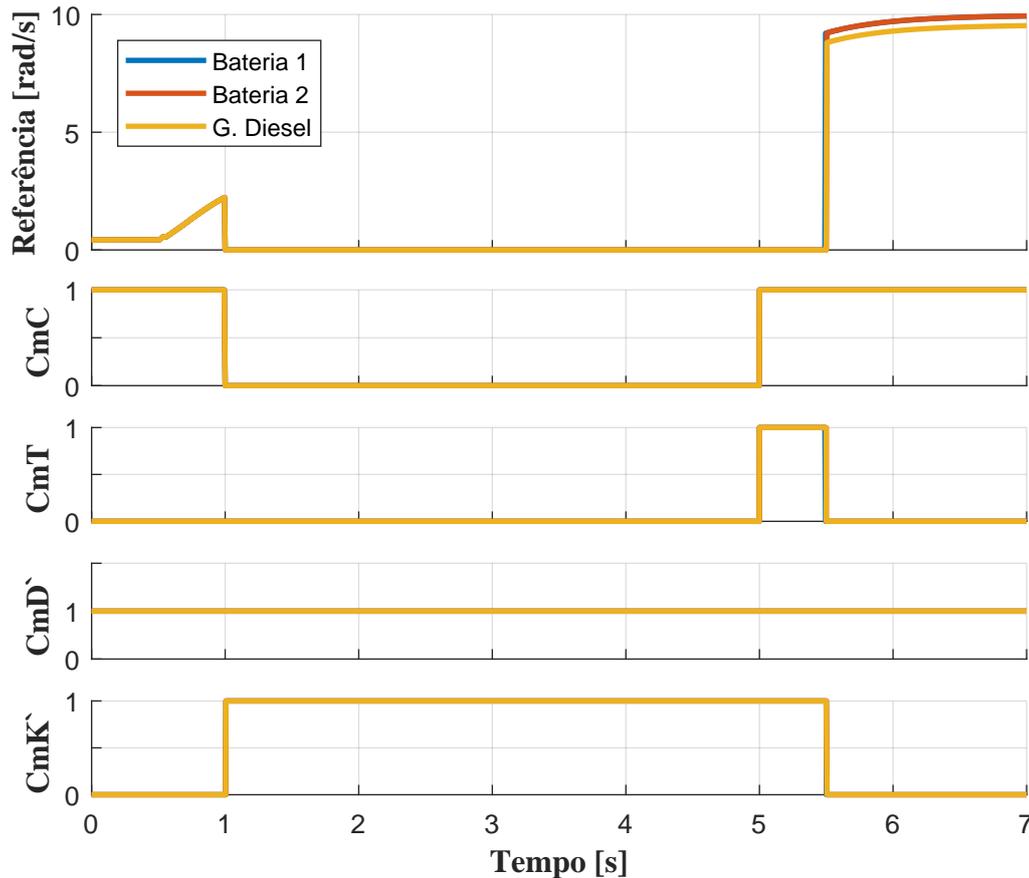
Fonte: Próprio Autor



**Figura 5.3:** Variáveis internas do MGCC, no Cenário 1.

Fonte: Próprio Autor

para cada GD são nulas, ou seja, o MGCC envia o mesmo valor de referência para cada GD, como ilustrado na Figura 5.4. Durante a falha, o MGCC não apresenta variáveis internas e não envia informações para as UCDs. Assim, as UCDs não recebem mais as informações do MGCC



**Figura 5.4:** Mensagens enviadas e recebidas pelo MGCC, no Cenário 1.

Fonte: Próprio Autor

trocando de modo de operação. As informações das UCDs são apresentadas na Figura 5.5.

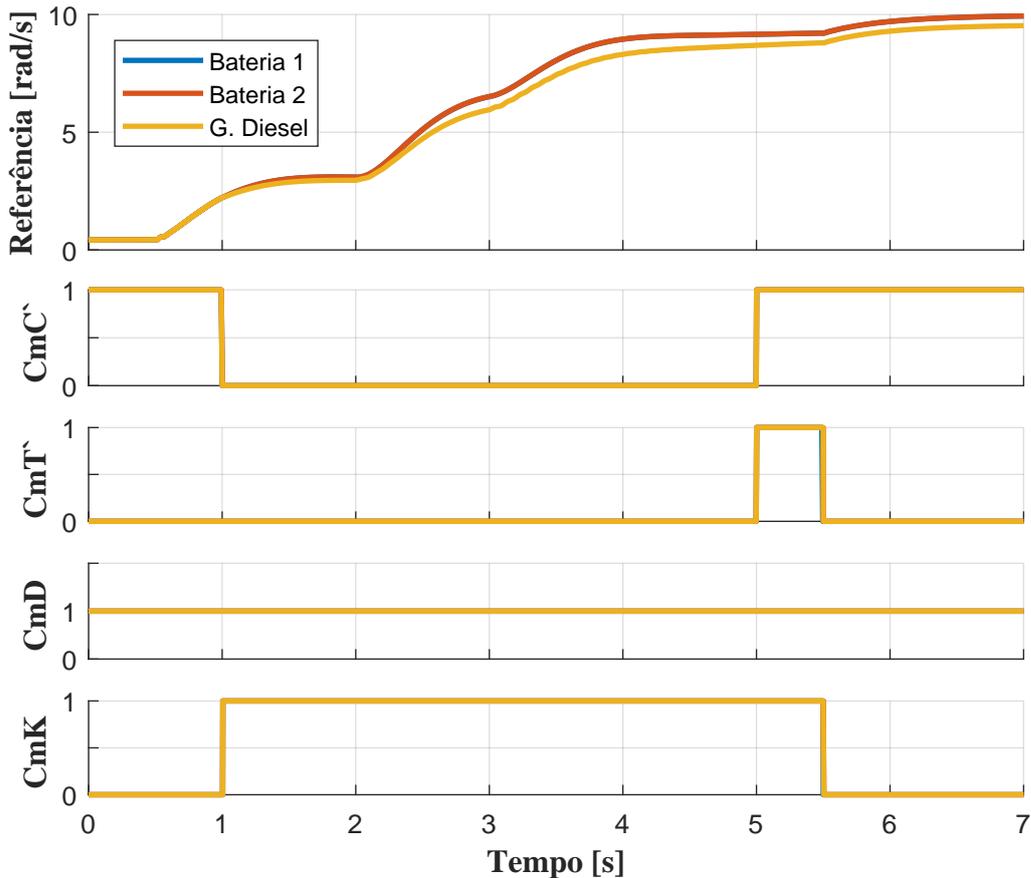
Durante a falha, as UCDs continuam enviando as informações  $CmD = 1$  e  $CmK = 1$ , porém o MGCC em falha não é capaz de realizar qualquer ação. Quando operando no modo CSD, as referências geradas por cada UCD apresentam diferenças de valores.

O MGCC, após seu retorno em  $t = 5$  segundos, recebe as informações  $CmD = 1$  e  $CmK = 1$  das UCDs. A variável interna  $Rst$  é então ativada, equação (3.6), e a UDC 1 (Bateria 1) é selecionada para o processo de *tracking*, equação (3.9). Durante o processo de *tracking*, equação (3.8), o MGCC envia a informação  $CmT = 1$  para todas as UDCs, equação (3.10).

O processo de *tracking* levou em torno de 0,5 segundos para alcançar a referência da UDC 1. Ao fim desse processo, o MGCC calcula e atualiza os valores das variáveis de inicialização das referências, equação (3.5), e envia a informação  $CmT = 0$  para as UCDs operarem em modo CSC.

As UCDs que estão recebendo as informações  $CmT = 0$  do MGCC trocam seu modo de operação para CSC, equação (3.12), e enviam para o MGCC a informação  $CmK = 0$  para indicar que estão operando em modo CSC.

As variáveis de inicialização e o processo de *tracking* garantem que a referência enviada



**Figura 5.5:** Mensagens enviadas e recebidas pelas UCDs, no Cenário 1.

Fonte: Próprio Autor

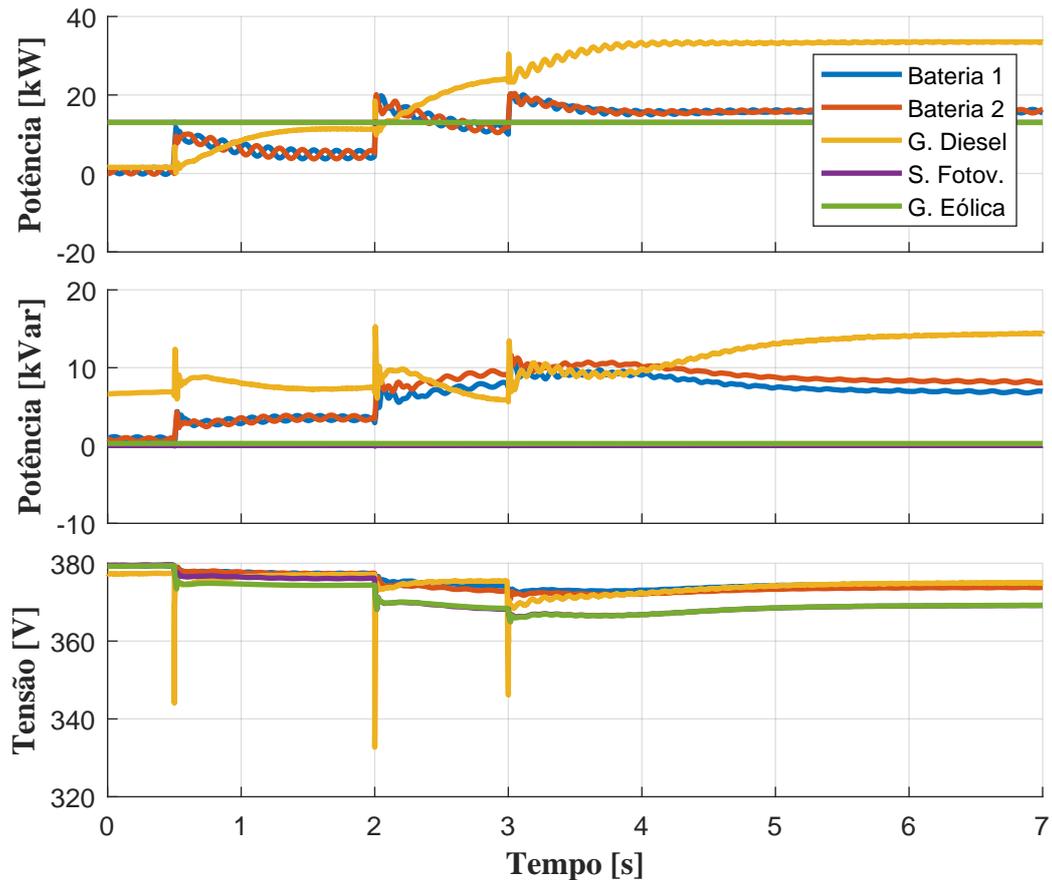
para cada GD não varie bruscamente, evitando grandes excursões de frequência e de potência ativa nos geradores. A geração de potência ativa e reativa e a tensão para cada fonte são apresentadas na Figura 5.6.

Note que os valores de geração e tensão das GDs não apresentam variações durante a transição dos modos de controle em  $t = 1$  e  $t = 5$  segundos de simulação.

### 5.3.1 Falha do controlador central considerando atraso de comunicação

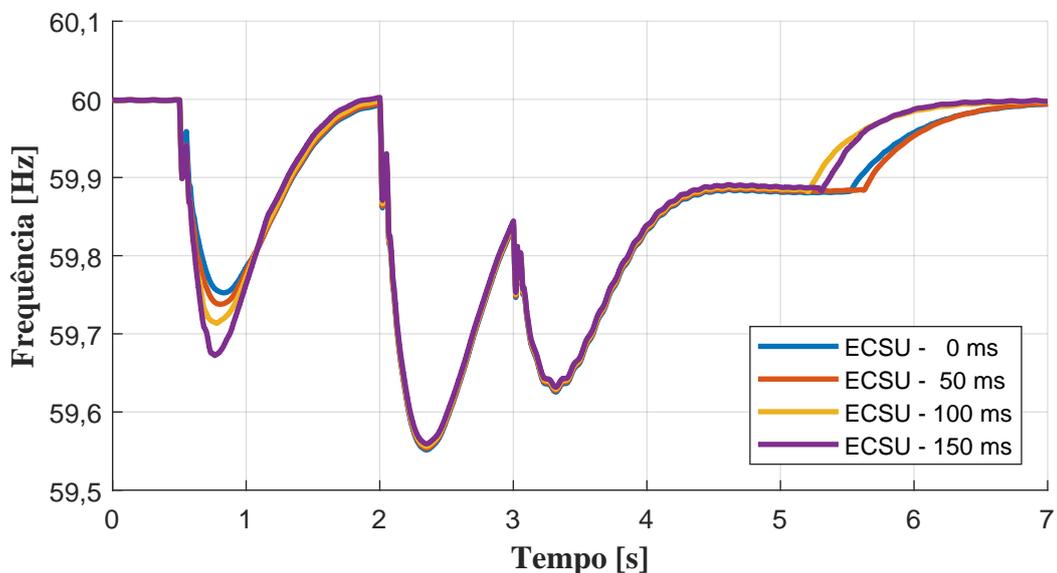
Os atrasos de comunicação representam grandes problemas para sistemas de controle que envolvem comunicação, principalmente para as estratégias de controle centralizado. Para a ECSU proposta, os atrasos de comunicação podem não só afetar o CSC, mas também a troca entre o modo CSD para o CSC. Assim, considerando os mesmos eventos apresentados anteriormente de carga e falha no controlador central, a Figura 5.7 apresenta a frequência para quatro valores distintos de atrasos de comunicação: sem atraso, 50 ms de atraso, 100 ms de atraso e 150 ms de atraso.

O atraso de comunicação afeta o desempenho do CSC. Entretanto, a estabilidade é garantida se os ajustes forem realizados conforme a Subseção 4.3.2 do Capítulo 4. Uma pequena



**Figura 5.6:** Geração e tensão das GDs, para falha no MGCC.

Fonte: Próprio Autor



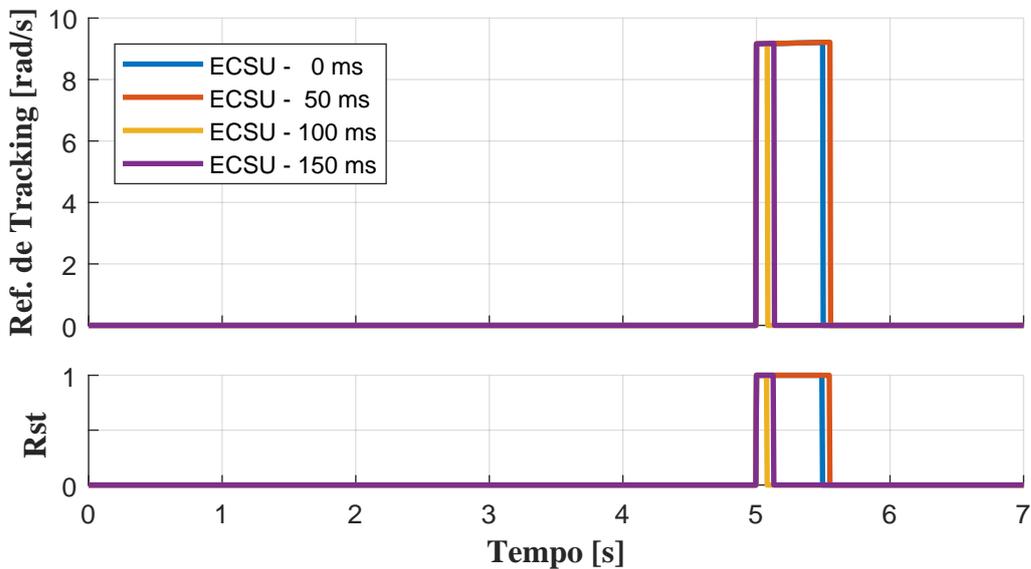
**Figura 5.7:** Frequência sobre a carga R11, Cenário 1 com atrasos de comunicação.

Fonte: Próprio Autor

diferença ocorre entre as frequências durante a falta do MGCC, pois o CSC apresenta distintas referências para cada caso devido a presença dos atrasos. Assim, os valores das variáveis de inicialização das UCDs são diferentes para cada valor de atraso.

A troca de modo CSD para CSC é a mais afetada pelo atraso de comunicação. O caso

com 100 ms de atraso de comunicação apresenta o menor tempo de troca de controle, enquanto o caso com 50 ms apresenta o maior tempo. O aumento do atraso não irá aumentar a velocidade da troca dos modos de controle, pois o que ocorreu para estes casos está relacionado com a dinâmica da regulação da frequência e com o atraso de comunicação. A Figura 5.8 apresenta os estados da variável  $R_{st}$  para cada valor de atraso.



**Figura 5.8:** Estados de  $R_{st}$ , Cenário 1 com atraso de comunicação.

Fonte: Próprio Autor

O erro do processo do *tracking*, quando se considera 100 ms de atraso, atinge o valor mínimo mais rápido comparado com os demais atrasos. Neste caso, a informação recebida no MGCC está atrasada, assim a referência enviada para o sistema de *tracking* apresentam dinâmicas e valores distintos dos demais casos com outros valores de atrasos de comunicação.

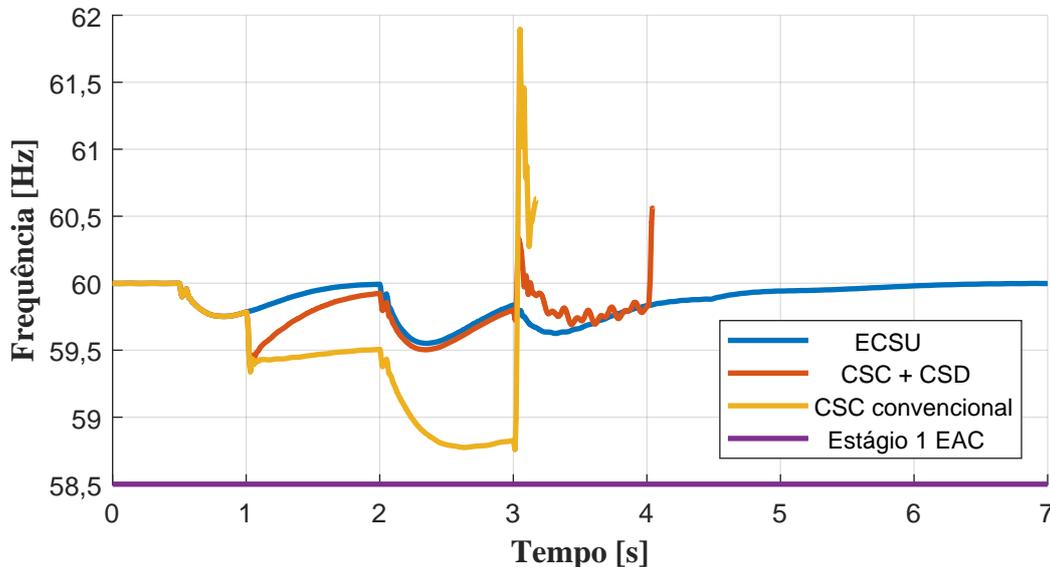
## 5.4 Cenário 2: perda no canal de comunicação central

Uma falha no canal de comunicação central apresenta para os UCDs as mesmas características que uma falha no MGCC. Entretanto, para esta falha, o MGCC continua operando. Assim, esse cenário tem como objetivo verificar também as ações do MGCC durante o período de falha. Novos eventos são adicionados neste cenário:

- Perda total do canal de comunicação em  $t = 1$  segundo de simulação;
- Retorno do canal de comunicação 1 (entre Bateria 1 e MGCC) em  $t = 3$  segundos de simulação;
- Retorno do canal de comunicação 2 (entre Bateria 2 e MGCC) em  $t = 4$  segundos de simulação;
- Retorno do canal de comunicação 3 (entre Gerador a Diesel e MGCC) em  $t = 5$  segundos

de simulação.

A frequência para esse cenário é apresentada na Figura 5.9. A perda do canal de comunicação faz com que o MGCC não consiga enviar as informações para os UCDs. Sem a aplicação da ECSU, a regulação de frequência é comprometida (curva em amarelo).



**Figura 5.9:** Frequência sobre a carga R11, Cenário 2.

Fonte: Próprio Autor

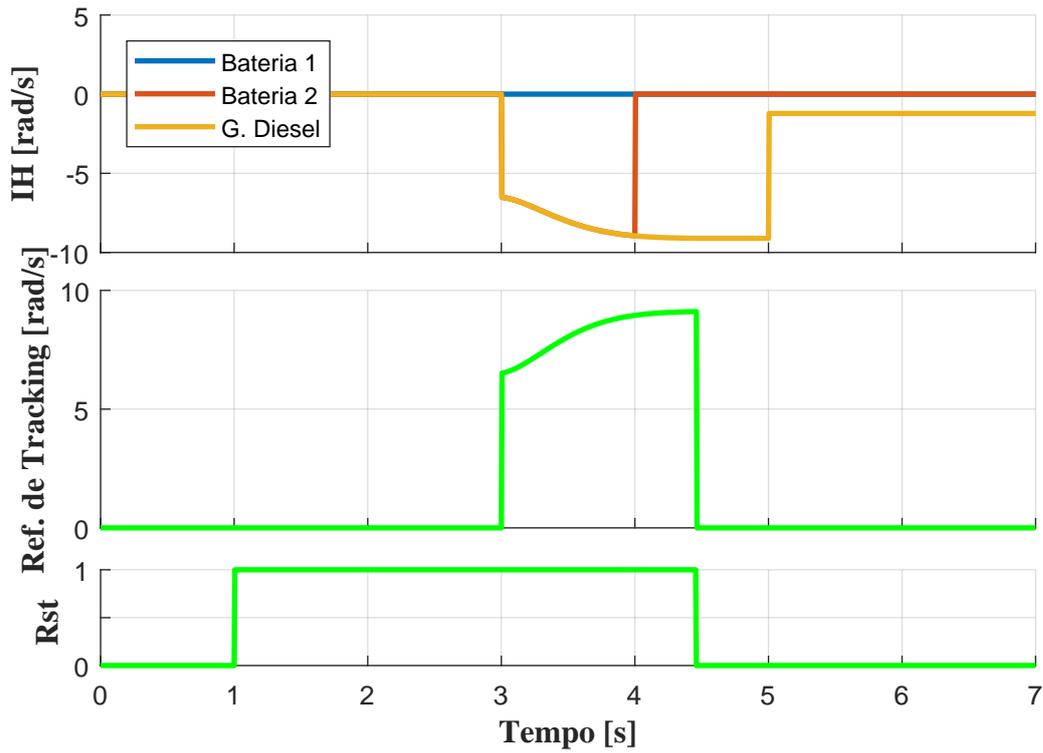
Quando o primeiro canal de comunicação retorna em  $t = 3$  segundos, o CSC convencional perde a estabilidade, levando ao desligamento de toda a MR. A perda de estabilidade também ocorre quando a operação conjunta do CSC e CSD não apresenta variáveis de inicialização e o processo de *tracking* proposto na ECSU, como mostra a curva em vermelha da Figura 5.9.

Somente a ECSU foi capaz de manter a estabilidade para o sistema, regular a frequência durante a falha e ainda evitar as ações do EAC. As ações de controle e informações do MGCC e das UCDs são apresentadas nas Figuras 5.10, 5.11 e 5.12.

Após a falha do canal de comunicação, o MGCC não recebe mais as informações das UCDs e entra em modo de *tracking*, setando a variável  $Rst = 1$ . Entretanto, como o MGCC não recebe as informações de comunicação  $CmD$  e  $CmK$  das UCDs, a UDC  $k$  não é selecionada.

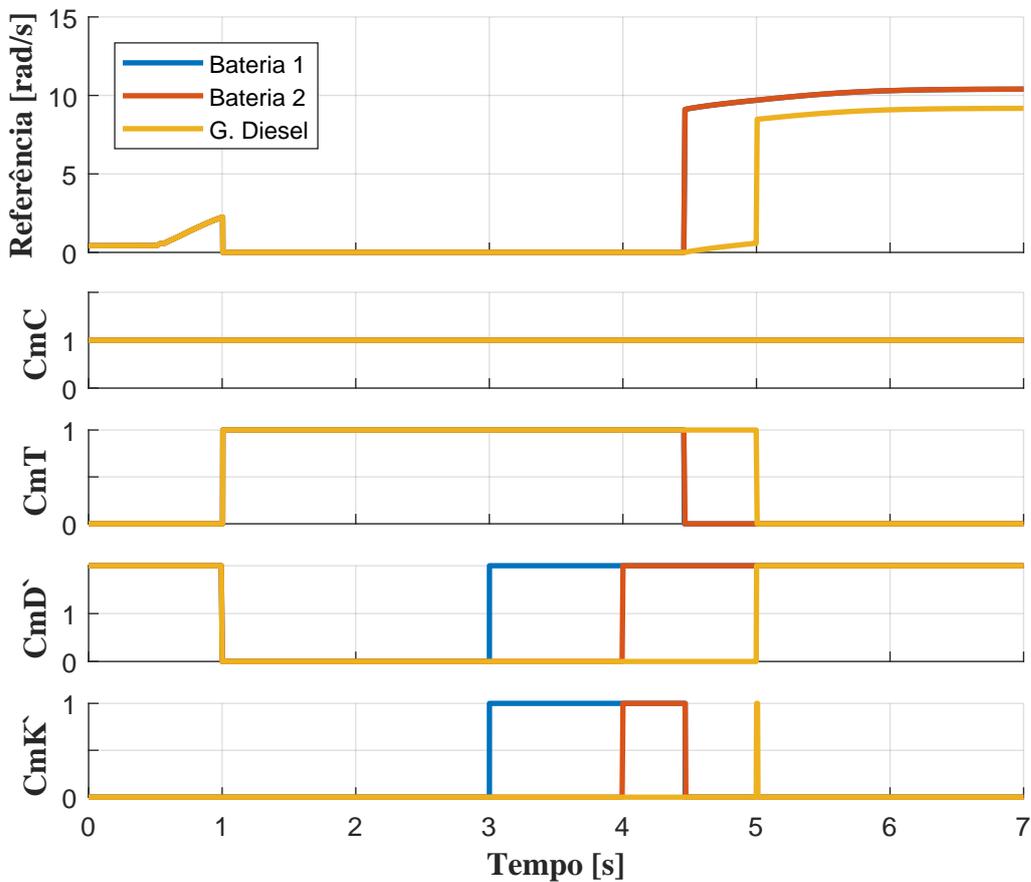
Quando o primeiro canal de comunicação retorna em 3 segundos, a UCD 1 é capaz de enviar e receber informações do MGCC. Assim, o MGCC consegue identificar as variáveis  $CmD'_1 = 1$  e  $CmK'_1 = 1$  e selecionar essa unidade para o processo de *tracking*.

O processo de *tracking* para este cenário demora em torno de 1,5 segundos. Durante esse processo, em  $t = 4$  segundos, o canal de comunicação 2 retorna para operação e quando o processo de *tracking* é finalizado as duas UCDs retornam para o modo CSC. O retorno do canal de comunicação 3 é realizado quando as duas outras UCDs já estão operando em modo CSC. Logo, essa troca de modo CSD para CSC da UCD 3 é realizado rapidamente.



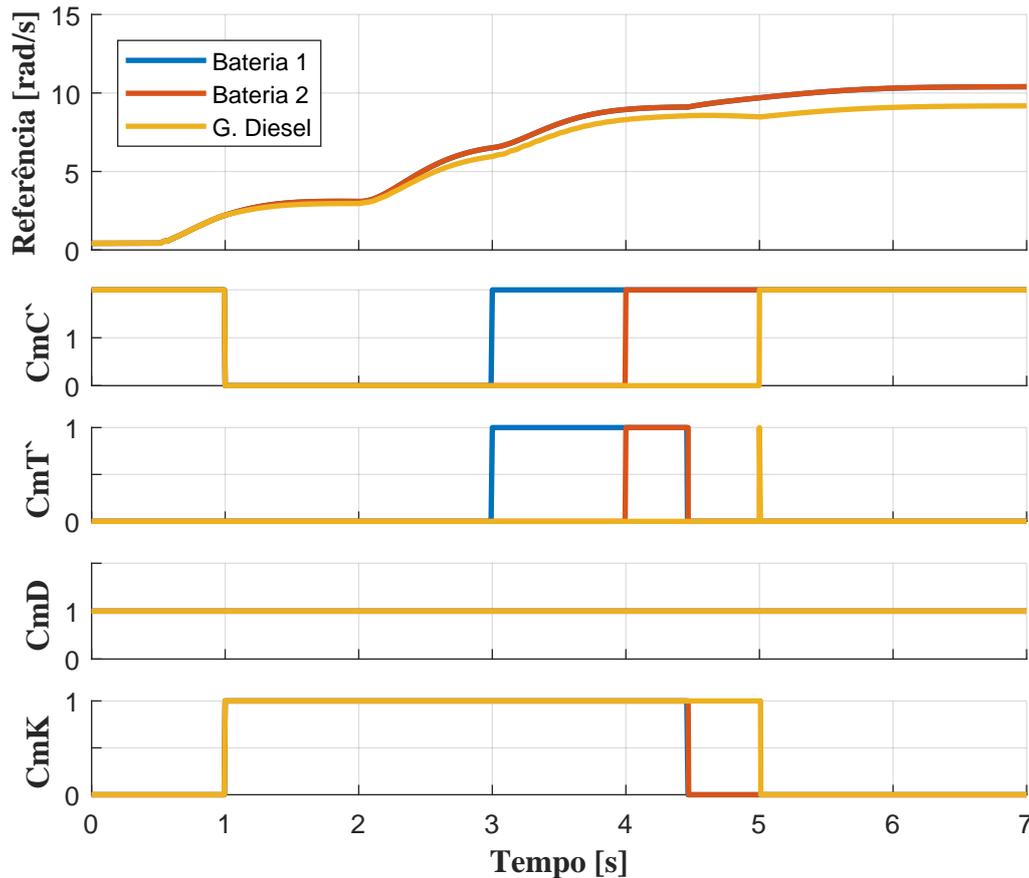
**Figura 5.10:** Variáveis internas do MGCC, no Cenário 2.

Fonte: Próprio Autor



**Figura 5.11:** Mensagens enviadas e recebidas pelo MGCC, no Cenário 2.

Fonte: Próprio Autor



**Figura 5.12:** Mensagens enviadas e recebidas pelas UCDs, no Cenário 2.

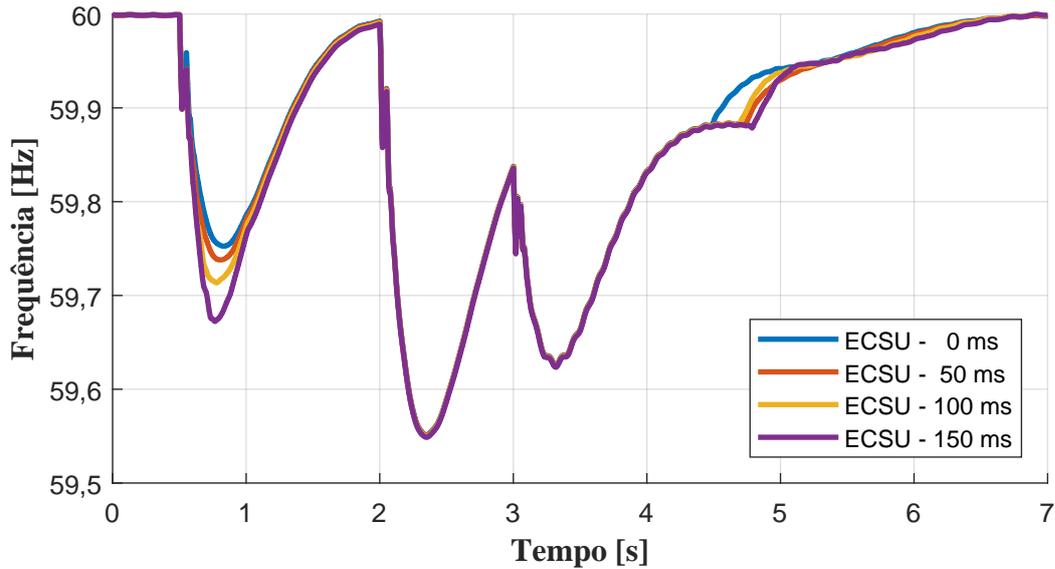
Fonte: Próprio Autor

Quando as duas UCDs operavam em modo CSC e a UDC 3 operava em modo CSD, o MGCC tinha como objetivo zerar o erro de frequência, o que reduziu o valor da referência gerada pela UDC 3. Assim, o valor calculado para a variável de inicialização para a UDC 3 foi de aproximadamente 1,2 rad/s quando trocou de modo CSD para CSC, no tempo  $t = 5$  segundos.

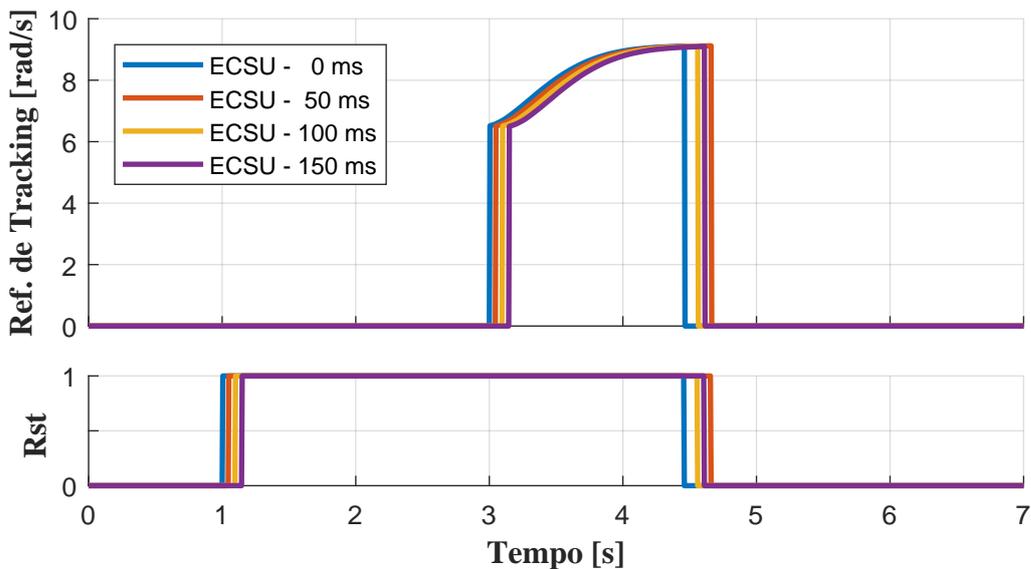
#### 5.4.1 Falha no canal de comunicação central considerando atraso de comunicação

As Figuras 5.13 e 5.14 apresentam a frequência e as variáveis de *tracking* para quatro valores distintos de atrasos de comunicação: sem atraso, 50 ms de atraso, 100 ms de atraso e 150 ms de atraso.

A influência do atraso de comunicação para falha no canal de comunicação central é semelhante ao apresentado na Subseção 5.3.1 para falha no MGCC. Ou seja, o valor das variáveis de inicialização e o processo de *tracking* são afetados.



**Figura 5.13:** Frequência sobre a carga R11, Cenário 2 com atraso de comunicação.  
Fonte: Próprio Autor



**Figura 5.14:** Estados de  $Rst$ , Cenário 2 com atraso de comunicação.  
Fonte: Próprio Autor

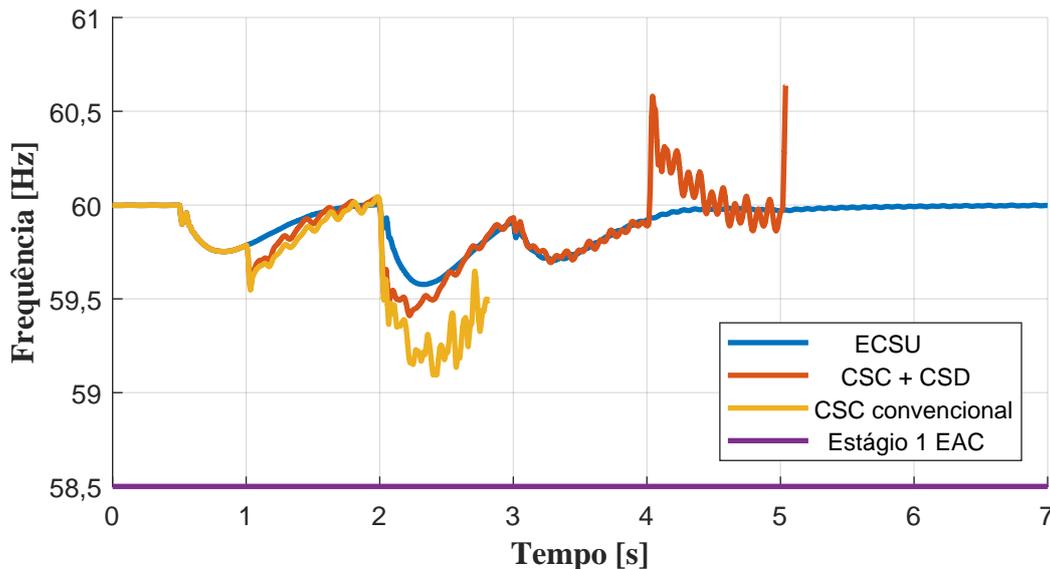
## 5.5 Cenário 3: perda de comunicação entre o MGCC e UCDs

O Cenário 3, como já mencionado, tem como objetivo avaliar a ECSU proposta para perda de comunicação entre o MGCC e UCDs. Esse cenário se difere dos demais com relação aos modos de operação, pois em todo tempo de simulação pelo menos uma UCD opera no modo CSC. Neste caso, os novos eventos são:

- Em  $t = 1$  segundo ocorre a falha no canal de comunicação 1 (entre o MGCC e a Bateria 1);
- Em  $t = 2$  segundos ocorre a falha no canal de comunicação 2 (entre o MGCC e a Bateria 2);

- Retorno do canal de comunicação 1 em  $t = 4$  segundos;
- Retorno do canal de comunicação 2 em  $t = 5$  segundos.

A frequência para o cenário 3 é apresentada na Figura 5.15. Note que para o CSC convencional e para a operação conjunta do CSC e CSD sem a presença das variáveis de inicialização, o sistema se tornou instável. Somente a ECSU proposta foi capaz de manter a estabilidade durante as falhas e também durante o retorno dos canais de comunicação.



**Figura 5.15:** Frequência sobre a carga R11, Cenário 3.

Fonte: Próprio Autor

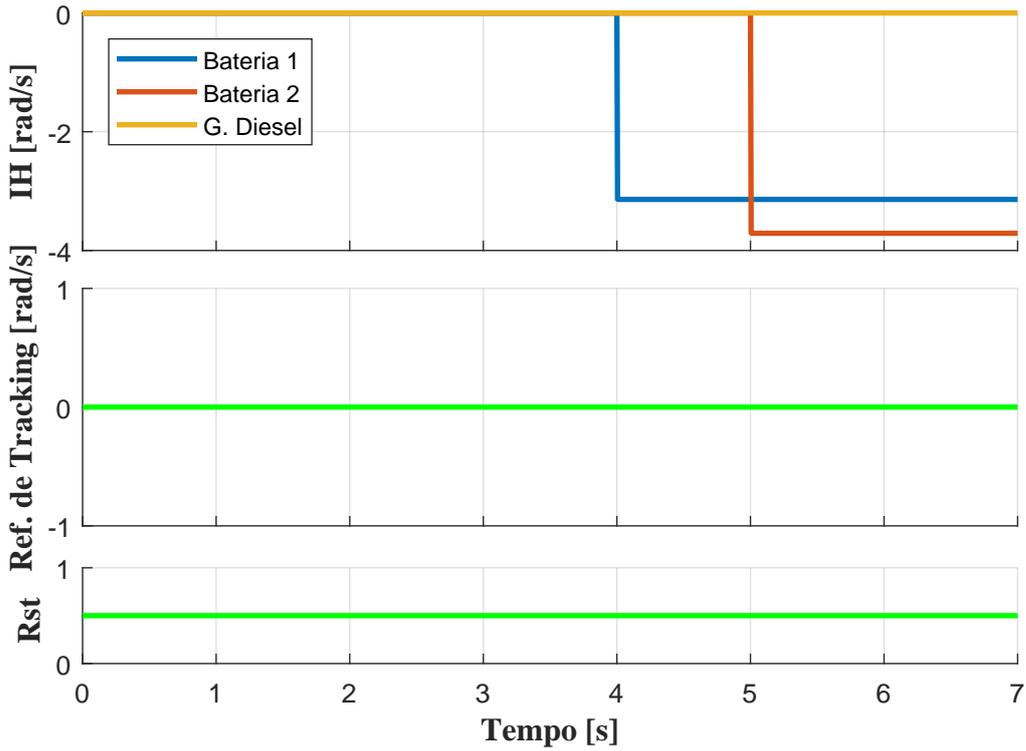
As ações de controle e informações do MGCC e das UCDs são apresentadas nas Figuras 5.16, 5.17 e 5.18.

Neste cenário a UCD 3 é mantida no modo CSC todo o tempo, assim o processo de *tracking* não é realizado.

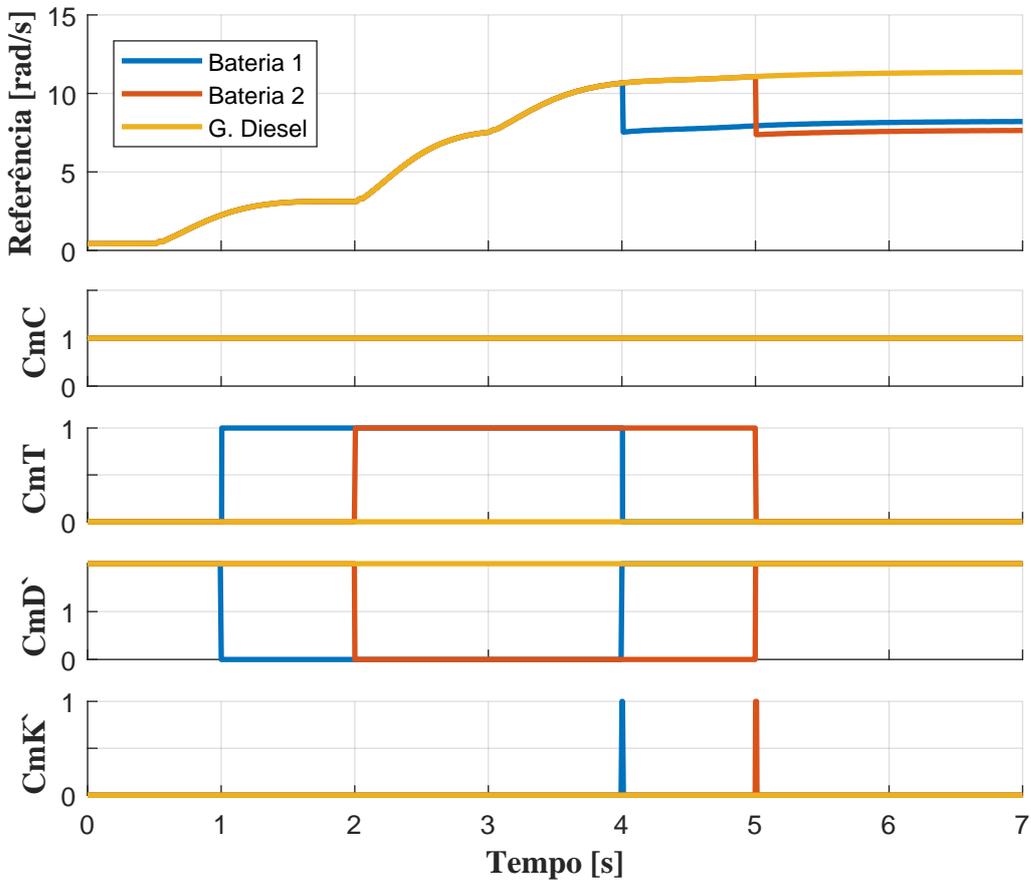
Com a perda do canal de comunicação 1, a UCD 1 troca seu modo de operação para CSD, pois não recebe mais as informações do MGCC. A referência gerada pela UCD que opera no modo CSD apresenta valores distintos das UCDs que operam no modo CSC, visto que a ação do CSC busca zerar o erro de frequência, enquanto o CSD opera apenas como um controle proporcional, ou seja, conforme o CSC zera o erro de frequência, os CSDs executam ações de controle cada vez menores.

A perda do canal de comunicação 2, em  $t = 2$  segundos, faz com que a UCD 2 troque para o modo de operação CSD. Ao contrário dos outros cenários apresentados, a referência gerada por essa UCD não acompanha a referência gerada pela UCD 1. Como as falhas ocorrem em momentos distintos, os valores das variáveis de inicialização do CSD de cada UCD são diferentes.

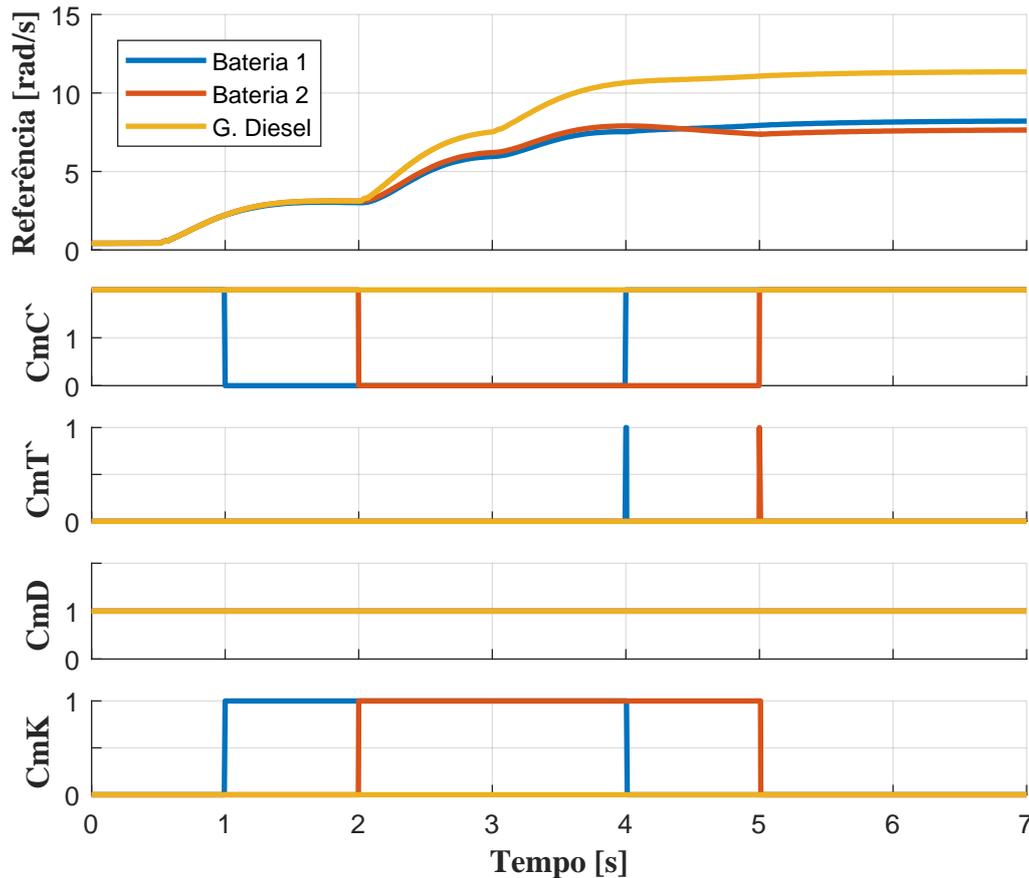
Com o retorno do canal de comunicação 1 em  $t = 4$  segundos, o MGCC e a UCD conseguem trocar informações novamente. Assim, o MGCC calcula o novo valor para as variáveis



**Figura 5.16:** Variáveis internas do MGCC, no Cenário 3.  
 Fonte: Próprio Autor



**Figura 5.17:** Mensagens enviadas e recebidas pelo MGCC, no Cenário 3.  
 Fonte: Próprio Autor



**Figura 5.18:** Mensagens enviadas e recebidas pelas UCDs, no Cenário 3.  
Fonte: Próprio Autor

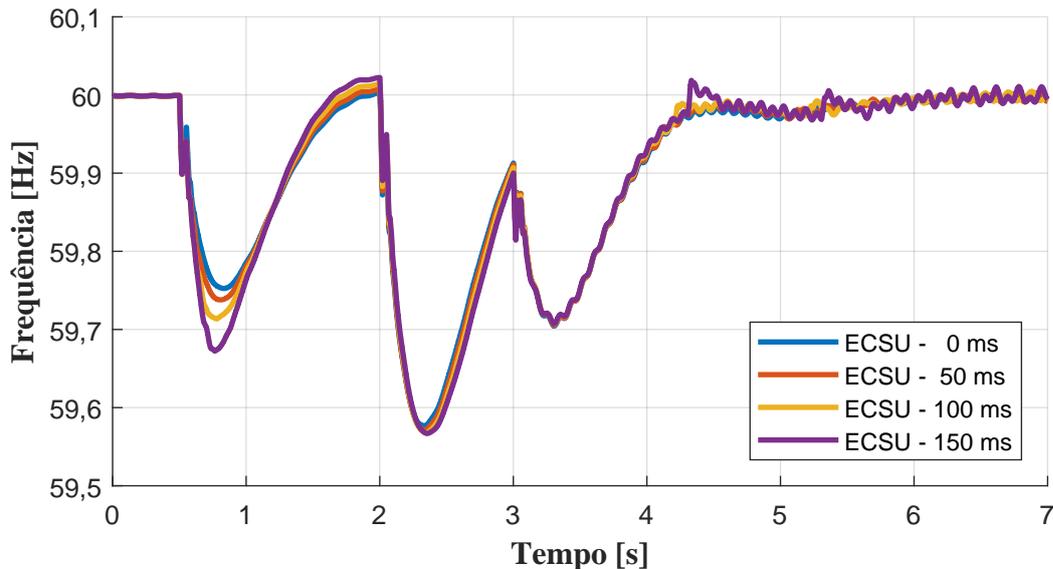
de inicialização para o modo CSC e envia a informação para a UCD 1 operar neste modo. A partir deste momento, somente a UCD 2 opera no modo CSD, logo o sua referência começa a decair devido ao CSC zerar o erro de frequência.

Com o retorno do canal de comunicação 2 em  $t = 5$  segundos, todas as UCDs voltam a operar no modo CSC. Os valores das variáveis de inicialização do CSC que cada UCD apresenta são distintos, pois além do tempo de falha serem diferentes, o tempo de retorno dos canais também acabam influenciando no valor das variáveis de inicialização.

Se o canal de comunicação 2 não retornasse e o balanço de potência na MR não variasse, a referência enviada pela UCD 2 para sua GD seria equivalente ao valor da variável de inicialização do CSD. Pois o MGCC buscaria zerar o erro de frequência e as UCDs que operam no modo CSD não observariam variação de frequência, impedindo o controle proporcional de realizar ações de controle. Durante o regime transitório as UCDs que operariam no modo CSD apresentariam ações de controle devido a diferença de frequência na rede, entretanto suas ações de controle voltariam a ser nulas em regime permanente. Nesta configuração, as UCDs que operariam no modo CSD só auxiliariam a regulação de frequência quando as fontes despacháveis do CSC não tivessem mais capacidade de geração disponível, ou seja, despachassem toda a sua potência e não conseguissem atender o desbalanço de potência.

### 5.5.1 Perda de comunicação entre o MGCC e UCDs considerando atraso de comunicação

Os atrasos de comunicação selecionados para avaliar o cenário são os mesmos apresentados nos cenários anteriores: sem atraso, 50 ms de atraso, 100 ms de atraso e 150 ms de atraso. A Figura 5.19 apresenta a frequência para cada um desses atrasos.



**Figura 5.19:** Frequência sobre a carga R11, Cenário 3 com atraso de comunicação.  
Fonte: Próprio Autor

Embora o cenário 3 não realize o processo de *tracking*, o atraso de comunicação influencia na troca de modo CSD para CSC. Maiores valores de atraso de comunicação faz com que o sistema possa apresentar maiores erros nos valores das variáveis de inicialização.

Para o cenário de 150 ms de atraso fica evidenciado os erros nos valores das variáveis de inicialização. Quando o MGCC recebe a informação de retorno da UCD, está já está defasada 150 ms, ou seja, o cálculo da variável de inicialização é realizado com um valor anterior, o qual pode estar muito distante do atual. Uma estratégia para contornar esse problema seria o MGCC comparar o valor atual da referência recebido com o valor anterior recebido, e somente definir o novo valor da variável de inicialização caso a diferença dos valores for menor que um valor especificado.

## 5.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos por simulação da ECSU e do EAC propostos, aplicados na MR CIGRE *Benchmark* Europeia de baixa tensão, a qual foi modelada em Matlab/Simulink. Três cenários de falhas foram simulados considerando o mesmo

ponto de operação. Em todos os cenários foram avaliados a frequência, as ações dos controladores, além dos efeitos do atraso de comunicação para a estratégia proposta. A estratégia proposta foi comparada com o CSC convencional e com a operação conjunta do CSC e CSD sem a presença das variáveis de inicialização e do sistema de *tracking* proposto.

Em relação ao Cenário 1, foi avaliado a falha temporária do MGCC. Os resultados mostraram que a aplicação da ECSU garante a regulação da frequência, evita o corte de carga por falta de regulação e ainda garante uma troca suave dos modos de operação, quando o MGCC falha e retorna para operação. Os resultados também revelaram que a ECSU é afetada pelo atraso de comunicação, em que o tempo do processo de *tracking* pode ser alterado de forma singular.

Já no Cenário 2, foi avaliado a perda do canal de comunicação central e o retorno em tempos distintos para cada canal de comunicação. Os resultados não só mostraram que a aplicação da ECSU garante a regulação da frequência da MR quando o canal de comunicação falha, mas também auxilia na manutenção da estabilidade da MR quando os canais de comunicação retornam. Assim como no Cenário 1, os resultados mostraram que os atrasos de comunicação afetam o tempo do processo de *tracking*.

No Cenário 3, foi avaliado a perda de alguns canais de comunicação entre o MGCC e UCDs com tempos e retornos distintos. Assim como nos demais casos, a ECSU se mostrou eficiente em manter a estabilidade, regulação de frequência e evitar as ações do EAC. Entretanto, os resultados da avaliação dos atrasos de comunicação revelaram que a ECSU pode apresentar valores incorretos nas variáveis de inicialização, o qual pode causar variações indesejadas na frequência da MR.

Embora os resultados para a ESCU foram satisfatórios, o controle proposto apresenta algumas limitações, as quais são apresentadas a seguir:

- As referências geradas no CSC e enviadas para as UCDs, após a troca de modo CSD para CSC, não retornam para valores iguais. Ou seja, a estratégia proposta não realiza uma ação para modificar as referências para que todas apresentem valores iguais. Referências diferentes não planejadas podem causar desvios indesejados no compartilhamento de potência ativa entre as fontes;
- A ECSU proposta não apresenta ações de controle para as GDs que atingiram a capacidade máxima de geração. Logo, caso uma GD opere na capacidade máxima, as referências de frequência continuam sendo enviadas para o controle primário. No entanto, este problema pode ser resolvido com a inclusão da informação da geração atual da GD, a qual pode ser enviada para o MGCC para que este retire a GD da regulação de frequência;
- A estratégia proposta pode sofrer com atrasos de comunicação, os quais afetam os valores das variáveis de inicialização quando o sistema troca de modo CSD para CSC.



# Capítulo 6

## Conclusão

Este trabalho apresentou uma proposta de estratégia de controle secundário, a qual tem como principal objetivo manter a regulação de frequência da MR mesmo após falhas de comunicação e ou do MGCC. Essa estratégia unifica o controle centralizado com o descentralizado através de uma estrutura de comunicação.

Inicialmente, fez-se o levantamento bibliográfico apresentando um panorama do controle secundário aplicado em MR, destacando-se as principais vantagens e desvantagens das estratégias de controle secundário centralizadas e a importância dos estudos e melhorias no controle secundário. Foram apresentadas também as estratégias de controle secundário distribuídas e descentralizadas presentes na literatura, enfatizando suas vantagens e desvantagens. Discorreu-se, em seguida, sobre as estratégias de alívio de carga presentes na literatura, apresentado suas relevâncias para o controle e operação das MRs.

De forma a corrigir a desvantagem de baixa confiabilidade da estratégia de controle centralizado, foi proposta a ECSU. Nesta estratégia, UCDs são inseridas como interface entre o MGCC e as GDs. Em operação normal, as UCDs e o MGCC são capazes de trocarem informações, assim o MGCC gera as referências do controle secundário e envia para cada uma das UCDs, as quais repassam essas informações para suas respectivas GDs. Caso ocorra uma falha no MGCC ou no canal de comunicação, as UCDs deixam de receber as informações do MGCC, trocando assim para o modo CSD. No modo CSD as UCDs regulam a frequência da MR somente através das variáveis locais, sem a presença de comunicação. Se a falha for corrigida e o sistema voltar a operação normal, o MGCC recebe as informações das UCDs e consegue voltar automaticamente a assumir a regulação de frequência da MR e gerar as referências de frequência.

Um EAC é implementado para auxiliar a operação da MR e também exercer a função de referência para o desempenho da estratégia de controle secundário proposta. O EAC é implementado com base nos procedimentos de rede do ONS (ONS, 2016, 2018). Para isso foi proposta uma hierarquia de quatro níveis de prioridade para o alívio de carga.

A MR CIGRE *Benchmark* Europeia de baixa tensão (Strunz et al., 2014) foi proposta e implementada em Matlab/Simulink para desempenhar a função de plataforma de teste para a ESCU proposta. Os dados dinâmicos, ausentes na proposta original do *benchmark* também

representam uma contribuição do trabalho. Um método de ajuste para os CSC e CSD para a MR, também foi proposto, o qual usa critérios de estabilidade, atraso de comunicação, dinâmicas do corte de carga e qualidade de energia.

A ECSU foi testada para três cenários: falha no MGCC (Cenário 1), no canal de comunicação central (Cenário 2) e em alguns canais de comunicação (Cenário 3). Os resultados mostraram que para todos os três cenários a ESCU foi capaz de regular a frequência da MR e evitar o corte de carga e a perda de estabilidade da MR mesmo durante as falhas. Após a falha ser corrigida a ECSU foi capaz de retornar para o modo de CSC com baixa presença de perturbações.

Em cada cenário também foram verificados os efeitos do atraso de comunicação para a estratégia proposta. Os resultados mostraram que a ECSU é afetada pelo atraso de comunicação, sendo os valores das variáveis de inicialização e o processo de *tracking* os mais prejudicados pelos atrasos de comunicação.

A ECSU proposta se mostrou eficiente para regulação de frequência em MRs, mostrando-se superior ao CSC em regular a frequência durante falhas no controlador central ou nos canais de comunicação, conforme resultados apresentados. Contudo, essa estratégia pode ainda ser aperfeiçoada, tal que outras estratégias de controles secundários centralizados e descentralizados podem ser aplicadas em conjunto com a ECSU proposta.

## 6.1 Trabalhos Futuros

Como sugestões para trabalhos futuros, propõe-se os seguintes itens:

- Aplicar diferentes técnicas de controle centralizado e descentralizado na ECSU proposta, buscando melhorar o desempenho da regulação de frequência em MRs;
- Aperfeiçoar a ESCU para evitar mudanças bruscas das referências quando o controle altera de CSD para CSC, em casos em que a rede de comunicação apresenta muitos atrasos;
- Aperfeiçoar a ESCU de forma a evitar o aumento da referências em unidades que estejam operando em sua capacidade máxima;
- Avaliar cenários em que a MR atinja valores muito superiores aos da capacidade de geração despachável durante a ocorrência de falhas de comunicação e controle;
- Desenvolver uma ECSU para regulação de tensão e de alívio de carga aplicada em MRs;
- Avaliar e testar estruturas de comunicação que permitam a aplicação da ESCU em MRs;
- Avaliar a dinâmica da ECSU para o ilhamento de MR.

## 6.2 Publicações

### 6.2.1 Publicações em Eventos Regionais e Internacionais

**De Godoy, P. T.**, Poloni, P., Almeida, A. B. D. & Marujo, D. 2019. Modelo Matemático de Conversores para Aplicação em Estudos de Microrredes, XVIII Encontro Regional Ibero-Americano do Cigre, Cigre.

**De Godoy, P. T.**, Poloni, P., Almeida, A. B. D. & Marujo, D. 2019. Centralized Secondary Control Assessment of Microgrids with Battery and Diesel Generator, 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), IEEE.

### 6.2.2 Publicações Submetidas para Revista

**De Godoy, P. T.**, Almeida, A. B. D. & Marujo, D. 2019. A New Unified Secondary Control Strategy for Microgrids in Emergency Operation. IEEE Transactions on Smart Grid. (Submetido em 23/12/2019)

### 6.2.3 Participação em outras Publicações

Poloni, P. **De Godoy, P. T.**, Almeida, A. B. D. & Marujo, D. 2019. Avaliação dos Impactos da Sincronização de Microrrede CA à Rede de Distribuição Principal, XVIII Encontro Regional Ibero-Americano do Cigre, Cigre.

Poloni, P. **De Godoy, P. T.**, Almeida, A. B. D. & Marujo, D. 2019. A Phase Angle Synchronization Method for a Microgrid with Diesel Generator and Inverter-Based Source, 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), IEEE.

K. D. R. Felisberto, A. B. Almeida, **P. T. Godoy** 2020, Avaliação de técnicas de controle primário aplicadas em microrredes, VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, SBSE. (Submetido em 03/01/2020)



# Referências Bibliográficas

- Ahmadi, S., Shokoohi, S. & Bevrani, H. (2015). Electrical Power and Energy Systems A fuzzy logic-based droop control for simultaneous voltage and frequency regulation in an AC microgrid, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* **64**: 148–155.  
**URL:** <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.024> Citado na página 37.
- Ahumada, C., Cárdenas, R., Sáez, D. & Guerrero, J. M. (2016). Secondary Control Strategies for Frequency Restoration in Islanded Microgrids With Consideration of Communication Delays, *IEEE Transactions on Smart Grid* **7**(3): 1430–1441. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 72.
- Bakar, N. N. A., Hassan, M. Y., Sulaima, M. F., im Mohd Nasir, M. N. & Khamis, A. (2017). Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **71**(November 2016): 161–169.  
**URL:** <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.049> Citado 5 vezes nas páginas 26, 32, 39, 40 e 41.
- Bevrani, H., Habibi, F., Babahajyani, P., Watanabe, M. & Mitani, Y. (2012). Intelligent frequency control in an AC microgrid: Online PSO-based fuzzy tuning approach, *IEEE Transactions on Smart Grid* **3**(4): 1935–1944. Citado na página 37.
- Bidram, A. & Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of mmicrogrid control system, *IEEE Trans. on Smart Grid* **3**(4): 1963–1976. Citado 9 vezes nas páginas 23, 24, 25, 30, 31, 32, 33, 34 e 36.
- Bidram, A., Davoudi, A., Lewis, F. L. & Guerrero, J. M. (2013). Distributed Cooperative Secondary Control of Microgrids Using Feedback Linearization, *IEEE Trans. on Power Syst.* **28**(3): 3462–3470. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 35.
- Cao, X., Chen, J., Xiao, Y. & Sun, Y. (2010). Building-Environment Control With Wireless Sensor and Actuator Networks : Centralized Versus Distributed, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **57**(11): 3596–3605. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 36.
- CERTS (2002). The CERTS MicroGrid Concept, *Integration of Distributed Energy Resources – The CERTS MicroGrid Concept* p. 32.  
**URL:** <http://certs.lbl.gov/pdf/50829.pdf> Citado 4 vezes nas páginas 23, 29, 30 e 32.
- Chandorkar, M. C., Divan, D. M. & Adapa, R. (1993). Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems, *IEEE Transactions on Industry Applications* **29**(1): 136–143.  
**URL:** <http://ieeexplore.ieee.org/document/195899/> Citado na página 32.
- De Brabandere, K., Bolsens, B., Van den Keybus, J., Woyte, A., Driesen, J. & Belmans, R. (2007). A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters, *IEEE Transactions on Power Electronics* **22**(4): 1107–1115.  
**URL:** <http://ieeexplore.ieee.org/document/1355222/> <http://ieeexplore.ieee.org/document/4267747/> Citado na página 33.
- de Nadai Nascimento, B., Zambroni de Souza, A. C., de Carvalho Costa, J. G. & Castilla, M.

- (2019). Load shedding scheme with under-frequency and undervoltage corrective actions to supply high priority loads in islanded microgrids, *IET Renewable Power Generation* **13**(11): 1981–1989. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.
- Dimeas, A. L. & Hatziargyriou, N. D. (2005). Operation of a multiagent system for microgrid control, *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(3): 1447–1455. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- Gao, H., Chen, Y., Xu, Y. & Liu, C. C. (2016). Dynamic load shedding for an islanded microgrid with limited generation resources, *IET Generation, Transmission and Distribution* **10**(12): 2953–2961. Citado na página 32.
- Godoy, P. T. D., Poloni, P., Almeida, A. B. D. & Marujo, D. (2019a). Centralized Secondary Control Assessment of Microgrids with Battery and Diesel Generator, *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, IEEE, Godoy2019. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 72.
- Godoy, P. T. D., Poloni, P., Almeida, A. B. D. & Marujo, D. (2019b). Modelo Matemático de Conversores para Aplicação em Estudos de Microrredes, *XVIII ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE*, CIGRE. Citado 4 vezes nas páginas 60, 61, 62 e 64.
- Gu, W., Lou, G., Tan, W. & Yuan, X. (2017). A Nonlinear State Estimator-Based Decentralized Secondary Voltage Control Scheme for Autonomous Microgrids, *IEEE Transactions on Power Systems* **32**(6): 4794–4804. Citado na página 38.
- Guerrero, J., GarcíadeVicuna, L., Matas, J., Castilla, M. & Miret, J. (2005). Output Impedance Design of Parallel-Connected UPS Inverters With Wireless Load-Sharing Control, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **52**(4): 1126–1135.  
**URL:** <http://ieeexplore.ieee.org/document/1490703/> Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T.-L. & Loh, P. C. (2013). Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60**(4): 1254–1262.  
**URL:** <http://ieeexplore.ieee.org/document/6184305/> Citado 4 vezes nas páginas 25, 34, 35 e 36.
- Guerrero, J. M., Matas, J., García De Vicuña, L., Castilla, M. & Miret, J. (2007). Decentralized control for parallel operation of distributed generation inverters using resistive output impedance, *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* **54**(2): 994–1004. Citado na página 33.
- Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., de Vicuna, L. G. & Castilla, M. (2011). Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **58**(1): 158–172.  
**URL:** <http://ieeexplore.ieee.org/document/5546958/> Citado 10 vezes nas páginas 23, 24, 25, 30, 31, 32, 33, 34, 36 e 50.
- Hajimohamadi, N. & Bevrani, H. (2013). Load shedding in microgrids, *2013 21st Iranian Conference on Electrical Engineering, ICEE 2013* pp. 1–6. Citado na página 40.
- Han, Y., Li, H., Xu, L., Zhao, X. & Guerrero, J. M. (2018). Analysis of Washout Filter-Based Power Sharing Strategy—An Equivalent Secondary Controller for Islanded Microgrid Without LBC Lines, *IEEE Transactions on Smart Grid* **9**(5): 4061–4076. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 53.

- Han, Y., Zhang, K., Li, H., Coelho, E. A. A. & Guerrero, J. M. (2018). MAS-Based Distributed Coordinated Control and Optimization in Microgrid and Microgrid Clusters: A Comprehensive Overview, *IEEE Transactions on Power Electronics* **33**(8): 6488–6508. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 35.
- Hong, Y. Y., Hsiao, M. C., Chang, Y. R., Lee, Y. D. & Huang, H. C. (2013). Multiscenario underfrequency load shedding in m Microgrid consisting of intermittent renewables, *IEEE Transactions on Power Delivery* **28**(3): 1610–1617. Citado na página 40.
- Hoseinzadeh, B., Faria Da Silva, F. M. & Bak, C. L. (2015). Adaptive Tuning of Frequency Thresholds Using Voltage Drop Data in Decentralized Load Shedding, *IEEE Transactions on Power Systems* **30**(4): 2055–2062. Citado na página 41.
- IEEE Standards Board (1992). IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, *Technical report*. Citado na página 66.
- Karimi, M., Wall, P., Mokhlis, H. & Terzija, V. (2017). A New Centralized Adaptive Underfrequency Load Shedding Controller for Microgrids Based on a Distribution State Estimator, *IEEE Transactions on Power Delivery* **32**(1): 370–380. Citado na página 41.
- Kundur, P., Balu, N. J. & Lauby, M. G. (1994). *Power system stability and control*, Vol. 7, McGraw-hill New York. Citado 3 vezes nas páginas 55, 64 e 65.
- Laghari, J. A., Mokhlis, H., Bakar, A. H. & Mohamad, H. (2013). Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: A review, *Energy Conversion and Management* **75**(August 2003): 130–140.  
**URL:** <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.010> Citado na página 40.
- Laghari, J. A., Mokhlis, H., Karimi, M., Abu Bakar, A. H. & Mohamad, H. (2015). A New Under-Frequency Load Shedding Technique Based on Combination of Fixed and Random Priority of Loads for Smart Grid Applications, *IEEE Transactions on Power Systems* **30**(5): 2507–2515. Citado na página 41.
- Lasseter, R. (2002). MicroGrids, 2002 *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, Vol. 1, IEEE, pp. 305–308.  
**URL:** <http://ieeexplore.ieee.org/document/985003/> Citado 4 vezes nas páginas 23, 29, 30 e 32.
- Liu, S., Wang, X., Member, S., Liu, P. X. & Member, S. (2015). Impact of Communication Delays on Secondary Frequency Control in an Islanded Microgrid, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **62**(4): 2021–2031. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 72.
- Liu, W., Gu, W., Sheng, W., Meng, X., Wu, Z. & Chen, W. (2014). Decentralized multi-agent system-based cooperative frequency control for autonomous microgrids with communication constraints, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **5**(2): 446–456. Citado na página 31.
- Lopes, J., Moreira, C. & Madureira, A. (2006). Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation, *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(2): 916–924.  
**URL:** <http://ieeexplore.ieee.org/document/1626398/> Citado 5 vezes nas páginas 23, 29, 30, 32 e 39.
- Lou, G., Gu, W., Wang, L., Xu, B., Wu, M. & Sheng, W. (2017). Decentralised secondary voltage and frequency control scheme for islanded microgrid based on adaptive state estimator, *IET Generation, Transmission & Distribution* **11**(15): 3683–3693. Citado 2 vezes

nas páginas 38 e 39.

- Mokhtari, G., Nourbakhsh, G. & Ghosh, A. (2013). Smart coordination of energy storage units (ESUs) for voltage and loading management in distribution networks, *IEEE Transactions on Power Systems* **28**(4): 4812–4820. Citado na página 25.
- ONS (2016). Submódulo 10.10 Gerenciamento da carga. Citado 4 vezes nas páginas 24, 43, 56 e 95.
- ONS (2018). Manual de Procedimentos da Operação Módulo 10 - Submódulo 10.21. Citado 4 vezes nas páginas 24, 43, 57 e 95.
- Pashajavid, E. & Ghosh, A. (2018). Frequency support for remote microgrid systems with intermittent distributed energy resources - A two-level hierarchical strategy, *IEEE Systems Journal* **12**(3): 2760–2771. Citado na página 41.
- Planas, E., Gil-de Muro, A., Andreu, J., Kortabarria, I. & Martínez de Alegría, I. (2013). General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **17**: 147–159.  
**URL:** <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112005333> Citado 7 vezes nas páginas 24, 25, 26, 30, 34, 35 e 36.
- Pogaku, N., Prodanovic, M. & Green, T. C. (2007). Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid, *IEEE Transactions on Power Electronics* **22**(2): 613–625.  
**URL:** <https://www.offshorewind.biz/2017/10/04/chinas-largest-offshore-wind-farm-goes-online/http://ieeexplore.ieee.org/document/4118327/> Citado na página 60.
- Sao, C. K. & Lehn, P. W. (2008). Control and power management of converter fed microgrids, *IEEE Transactions on Power Systems* **23**(3): 1088–1098. Citado na página 33.
- Shokoohi, S., Golshannavaz, S., Khezri, R. & Bevrani, H. (2018). Intelligent secondary control in smart microgrids: an on-line approach for islanded operations, *Optimization and Engineering* **19**(4): 917–936.  
**URL:** <https://doi.org/10.1007/s11081-018-9382-9> Citado na página 37.
- STAMFORD (2017). S1L2-Y1 - Technical Data Sheet. Citado na página 66.
- Strunz, K., Abbasi, E., Abbey, C., Andrieu, C., Annakkage, U., Barsali, S., Campbell, R. C., Fletcher, R., Gao, F., Gaunt, T., Gole, A., Hatzargyriou, N., Iravani, R., Joos, G., Konishi, H., Kuschke, M., Lakervi, E., Liu, C.-C., Mahseredjian, J., Mosallat, F., Muthumuni, D., Orths, A., Papathanassiou, S., Rudion, K., Styczynski, Z. & Verma, S. C. (2014). *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources*, number July. Citado 4 vezes nas páginas 24, 59, 60 e 95.
- Vasquez, J. C., Guerrero, J. M., Luna, A., Rodríguez, P. & Teodorescu, R. (2009). Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **56**(10): 4088–4096. Citado na página 33.
- Wang, Y., Chen, Z., Wang, X., Tian, Y., Tan, Y. & Yang, C. (2015). An estimator-based distributed voltage-predictive control strategy for AC islanded microgrids, *IEEE Transactions on Power Electronics* **30**(7): 3934–3951. Citado na página 38.
- Weitenberg, E., Jiang, Y., Zhao, C., Mallada, E., De Persis, C. & Dorfler, F. (2018). Robust Decentralized Secondary Frequency Control in Power Systems: Merits and Trade-Offs,

*IEEE Transactions on Automatic Control* **PP**(c): 1. Citado na página 38.

Xin, H., Zhang, L., Wang, Z., Gan, D. & Wong, K. P. (2015). Control of island AC microgrids using a fully distributed approach, *IEEE Transactions on Smart Grid* **6**(2): 943–945. Citado 6 vezes nas páginas 25, 37, 38, 53, 54 e 74.

Xu, Y., Sun, H., Gu, W., Xu, Y. & Li, Z. (2018). Optimal Distributed Control for Secondary Frequency and Voltage Regulation in an Islanded Microgrid, *IEEE Transactions on Industrial Informatics* **3203**(c). Citado 3 vezes nas páginas 25, 34 e 36.

Yazdani, A. & Iravani, R. (2010). *Voltage-Sourced Converters in Power Systems*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, USA.

**URL:** <http://doi.wiley.com/10.1002/9780470551578> Citado 5 vezes nas páginas 60, 61, 62, 63 e 64.

Zhou, Q., Li, Z., Wu, Q. & Shahidehpour, M. (2019). Two-Stage Load Shedding for Secondary Control in Hierarchical Operation of Islanded Microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **10**(3): 3103–3111. Citado 3 vezes nas páginas 32, 40 e 41.