

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 1144

**GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA DE UMA MICRORREDE HÍBRIDA CA/CC
UTILIZANDO CONTROLE BASEADO EM POTÊNCIA**

Rhonei Patric dos Santos

DATA DA DEFESA: 28/08/2019

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA DE UMA MICRORREDE
HÍBRIDA CA/CC UTILIZANDO CONTROLE BASEADO EM
POTÊNCIA**

Rhonei Patric dos Santos

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Thiago Ribeiro de Oliveira

Belo Horizonte - MG

Agosto de 2019

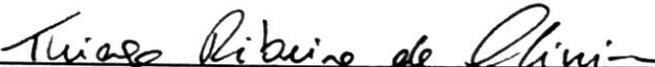
**"Gerenciamento de Potência de Uma Microrrede Híbrida Ca/cc
Utilizando Controle Baseado Em Potência"**

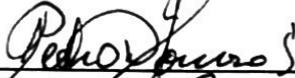
Rhonei Patric dos Santos

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

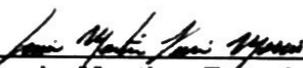
Aprovada em 28 de agosto de 2019.

Por:


Prof. Dr. Thiago Ribeiro de Oliveira
DELT (UFMG) - Orientador


Prof. Dr. Pedro Francisco Donoso Garcia
DELT (UFMG) - Coorientador


Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão
DEE (UFMG) - Coorientador


Prof. Dr. Lenin Martins Ferreira Moraes
DELT (UFMG)


Prof. Dr. Gabriel Azevedo Fogli
DELT (UFMG)

“Mestre não é quem ensina, mas quem de repente aprende”

Guimarães Rosa.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, pois sem Ele eu nada seria, à minha namorada Victoria, por todo o amor e todo o apoio que me dá ao longo desses 7 anos juntos e que, apesar da distância sempre esteve ao meu lado. Aos meus pais Edinei e Maria da Lapa, meu irmão Bruno e minha sobrinha Maria Cecília por serem os alicerces da minha vida e da minha formação. Ao longo destes dois anos muitas dificuldades foram enfrentadas, com a distância, saudades, desânimo, mas foram vocês que sempre me deram a força para continuar e chegar até aqui.

Agradeço aos professores Thiago Oliveira, Danilo Brandão e Pedro Donoso pela atenção, ajuda e paciência ao longo do desenvolvimento desta pesquisa. Ao amigo Waner, que me deu todo o suporte no laboratório do GEP na etapa mais importante deste trabalho, ao amigo Pedro que desde a UESC vem acompanhando essa trajetória de muito estudo e sempre me ajudou bastante e aos meus amigos da minha cidade Gandu-Ba que mesmo longe sempre emanaram energias positivas e sempre torceram pelo meu sucesso.

Por fim, gostaria de agradecer à instituição UFMG por me proporcionar uma formação de excelência, com uma estrutura e corpo docente de extrema qualificação e ao CNPq pelo auxílio financeiro ao longo dos 24 meses do curso de mestrado.

Resumo

A presente dissertação propõe a realização do gerenciamento de energia de uma microrrede híbrida c.a./c.c. Este gerenciamento é promovido através de uma estrutura hierárquica de controle, onde a técnica de controle centralizado baseado em potência é aplicada aos níveis secundário e terciário de controle da microrrede. Suas principais características são promover um compartilhamento de potência proporcional entre os recursos energéticos distribuídos, além de não depender de se conhecer o modelo elétrico da rede. O objetivo de se utilizar o controle baseado em potência na microrrede híbrida desenvolvida neste trabalho é alcançar as seguintes funcionalidades de controle: *i*) promover um compartilhamento de potência proporcional entre as unidades de armazenamento de energia dispersamente alocadas ao longo dos barramentos c.a. e c.c. da microrrede; *ii*) equalização do estado de carga das unidades de armazenamento de energia em ambos os modos de carga e descarga; *iii*) garantir a operação da microrrede em ambos os modos conectado à rede e ilhado; *iv*) promover o controle de potência ativa e reativa da rede. Os resultados foram obtidos através de simulações computacionais e validados em uma plataforma experimental presente em laboratório e, em ambas as situações foi possível verificar o processo de equalização das unidades de armazenamento de energia nos modos de carga e descarga, com a microrrede operando conectada à rede e ilhada, observou-se a capacidade de realização do controle de potência ativa e reativa da rede e a capacidade de operação *plug-and-play* das unidades de armazenamento de energia, alcançando os objetivos propostos pela pesquisa.

Palavras chave: *Microrredes, controle baseado em potência, unidades de armazenamento de energia, controle hierárquico, compartilhamento de potência.*

Abstract

This master dissertation proposes an energy management strategy for hybrid ac/dc microgrids. This management is provided through a hierarchical control structure, where a power-based control approach is applied to the secondary and tertiary control levels of the microgrid. Its main characteristics are to provide a proportional power sharing among the distributed energy resources without depending on previous knowledge of the system electrical model. The application of the power-based control in the hybrid ac/dc microgrid developed in this dissertation aims at: *i*) achieving a proportional power sharing among the energy storage units dispersedly distributed throughout ac and dc sub-grids; *ii*) state-of-charge equalization of the energy storage units in both charge and discharge modes; *iii*) ensuring the microgrid operation in both grid connected and islanded modes; *iv*) providing active and reactive grid power control. The results were obtained by means of computational simulations and validated in an laboratory-scale experimental setup. In both cases were achieved the state-of-charge equalization in charging and discharging modes, grid-connected and islanded operation of the MG, active and reactive grid power control and plug and play connection of the ESUs, reaching the proposed objectives of the research.

Keywords: *Microgrids, power-based control, energy storage units, hierarchical control, power sharing.*

Sumário

Resumo	vi
Abstract	vii
Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiv
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Microrredes Híbridas: Estado da Arte	6
1.2.1 Níveis de Controle Hierárquico	10
1.3 Motivação e Objetivos da Dissertação	15
1.4 Contribuições do Trabalho de Dissertação	17
1.5 Organização da Dissertação	18
2 Estrutura da Microrrede proposta	19
2.1 Níveis de Controle Hierárquico da Microrrede Híbrida Proposta	21
2.1.1 Configuração do Nível de Controle Primário da MR Híbrida	22
2.1.2 Níveis Secundário e Terciário de Controle	23
2.2 Arquitetura do <i>Setup</i> Experimental	24
2.2.1 Barramento c.c. da Nanorrede	25
2.2.1.1 Conversores das UAEs c.c.	27

2.2.2	Barramento c.a. da Nanorrede	28
2.2.2.1	Conversor c.a.-c.c. da UAE c.a.	30
2.2.3	Interface Entre os Barramentos c.c. e c.a.	32
2.3	Controle Primário da Nanorrede Experimental	33
2.3.1	Controle do Conversor IUI	34
2.3.1.1	Modo Conectado à Rede	35
2.3.1.2	Modo Ilhado	37
2.3.2	Controle do Conversor c.c.-c.c. das UAEs c.c.	38
2.3.3	Controle do Conversor c.c.-c.a. da UAE c.a.	40
2.4	Controle Secundário da Nanorrede	40
2.5	Conclusões do Capítulo	42
3	Controle Baseado em Potência Aplicado ao Controle de UAEs em Microrredes Híbridas c.a./c.c.	44
3.0.1	Estratégia de Gerenciamento Local de Energia das UAEs	52
3.1	Conclusões do Capítulo	55
4	Resultados e Discussões	56
4.1	Considerações Iniciais	56
4.2	Resultados de Simulação	57
4.2.1	Análise do Perfil Residencial Típico	58
4.2.2	Perfil Residencial com Alta Penetração de Veículos Elétricos	64
4.3	Resultados Experimentais	67
4.3.1	Nanorrede Operando em Modo Conectado à Rede	69
4.3.1.1	Primeiro Experimento	70
4.3.1.2	Segundo Experimento	73
4.3.1.3	Terceiro Experimento	76
4.3.1.4	Quarto Experimento	78
4.3.1.5	Quinto Experimento	80
4.3.2	Nanorrede Operando em Modo Ilhado	82

SUMÁRIO

4.3.2.1	Primeiro Experimento	83
4.3.2.2	Segundo Experimento	86
4.4	Conclusões do Capítulo	88
5	Conclusão	90
5.1	Proposta de Continuidade	93
	Referências Bibliográficas	94
	Anexos	102

Lista de Figuras

1.1	Geração Concentrada vs Geração Distribuída	3
1.2	Estrutura de uma Microrrede	5
1.3	Estruturas de Controle de Microrredes - Adaptada de [1]	10
1.4	Níveis de Controle Hierárquico	11
2.1	Estrutura da Microrrede Híbrida Proposta.	20
2.2	Topologia do Conversor IUI com a Interconexão entre as Sub-redes.	21
2.3	Estrutura de Controle Hierárquico da MR Híbrida.	21
2.4	Características de Operação dos Conversores na Microrrede Híbrida. (a) Conectado à rede; (b) Ilhado	22
2.5	Estrutura Nanorrede Experimental.	25
2.6	Conversor DAB.	28
2.7	Conversor DAB Montado.	29
2.8	Bancos de Baterias.	29
2.9	Sistema de Geração Fotovoltaica.	30
2.10	Arranjo da UAE no lado c.a. da nanorrede.	31
2.11	Topologia do Conversor IUI Monofásico.	33
2.12	Montagem Experimental do Conversor IUI.	33
2.13	Diagrama de Controle do Conversor IUI.	35
2.14	Malhas de Tensão e Corrente do Estágio c.a. do Conversor IUI.	37
2.15	Estrutura do Algoritmo PLL.	37
2.16	Diagrama de Controle Estágio c.c. IUI.	38

LISTA DE FIGURAS

2.17 Diagrama de Controle Estágio c.a. do IUI Operando como Formador de Rede.	39
2.18 Diagrama de Controle do Conversor c.c.-c.c. das UAEs.	39
2.19 Diagrama de Controle do Conversor c.c.-c.a. da UAE c.a..	41
2.20 Estrutura do Sistema de Comunicação da Nanorrede.	42
3.1 Diagrama de Blocos do Processamento do CBP.	47
3.2 Processamento dos Coeficientes Escalares e Referências de Potência.	52
3.3 Malha de Potência UAEs c.c..	54
4.1 Estrutura da Microrrede Híbrida Utilizadas nas Simulações.	58
4.2 Perfil de Carga Residencial.	60
4.3 Perfil Residencial com Alta Penetração de Veículos Elétricos.	60
4.4 Medidas das Unidades de Armazenamento de Energia.	63
4.5 Medidas de Potência.	64
4.6 Coeficientes Escalares.	64
4.7 Medidas das Unidades de Armazenamento de Energia.	68
4.8 Medidas de Potência.	68
4.9 Coeficientes Escalares.	69
4.10 Grandezas das UAEs - Primeiro Experimento.	71
4.11 Medidas de Potência - Primeiro Experimento.	71
4.12 Medidas de Tensão e Frequência - Primeiro Experimento.	72
4.13 Coeficiente Escalar - Primeiro Experimento.	72
4.14 Grandezas das UAEs - Segundo Experimento.	74
4.15 Medidas de Potência - Segundo Experimento.	74
4.16 Medidas de Tensão e Frequência - Segundo Experimento.	75
4.17 Coeficiente Escalar - Segundo Experimento.	75
4.18 Grandezas das UAEs - Terceiro Experimento.	76
4.19 Medidas de Potência - Terceiro Experimento.	77
4.20 Medidas de Tensão e Frequência - Terceiro Experimento.	77

LISTA DE FIGURAS

4.21	Coeficiente Escalar - Terceiro Experimento.	78
4.22	Grandezas das UAEs - Quarto Experimento.	79
4.23	Medidas de Potência - Quarto Experimento.	80
4.24	Medidas de Tensão e Frequência - Quarto Experimento.	80
4.25	Coeficiente Escalar - Quarto Experimento.	81
4.26	Grandezas das UAEs - Quinto Experimento.	82
4.27	Medidas de Potência - Quinto Experimento.	82
4.28	Coeficiente Escalar - Quinto Experimento.	83
4.29	Grandezas das UAEs - Primeiro Experimento - Modo Ilhado.	84
4.30	Medidas de Potência - Primeiro Experimento - Modo Ilhado.	84
4.31	Medidas de Tensão e Frequência - Primeiro Experimento - Modo Ilhado.	85
4.32	Coeficiente Escalar - Primeiro Experimento - Modo Ilhado.	85
4.33	Grandezas das UAEs - Segundo Experimento - Modo Ilhado.	87
4.34	Medidas de Potência - Segundo Experimento - Modo Ilhado.	87
4.35	Medidas de Tensão e Frequência - Segundo Experimento - Modo Ilhado.	88
4.36	Coeficiente Escalar - Segundo Experimento - Modo Ilhado.	88

Lista de Tabelas

2.1	Parâmetros do Conversor DAB	28
2.2	Parâmetros dos Conversores da UAE c.a.	31
2.3	Parâmetros do Conversor IUI	34
3.1	Coefficientes Escalares do Controle Baseado em Potência	51
4.1	Parâmetros dos REDs	58
4.2	Valores das Impedâncias de Linha	59
4.3	Valores das Potências das Cargas	59
4.4	Parâmetros da Nanorrede Híbrida Experimental	69

Nomenclatura

α_{UAE}	Coeficiente escalar para a potência ativa das Unidades de Armazenamento de Energia
α_{Pm}	Coeficiente escalar para a potência ativa na fase m
α_{Qm}	Coeficiente escalar para a potência reativa na fase m
CAN	Controller Area Network
c.a.	Corrente Alternada
C_{bat}	Capacidade da Bateria em A.h
CBP	Controle Baseado em Potência
c.c.	Corrente Contínua
CC	Controlador Central
CI	Conversor de Interligação
CL	Controlador Local
DAB	Dual Active Bridge
DBS	DC Bus Signaling
GD	Geração/Gerador Distribuída(o)
GEP	Grupo de Eletrônica de Potência
GFV	Gerador Fotovoltaico
i_{Li}	Corrente de saída da bateria
IUI	Interlinking Utility Interface
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MR	Microrrede
PAC	Ponto de Acoplamento Comum

PI	Proporcional-Integral
PIR	Proporcional-Integral-Ressonante
PLL	Phase Locked Loop
P_{ca}	Potência ativa lado ca
P_{cc}	Potência ativa lado cc
P_{Gj}	Potência ativa do RED j
P_{Lmt}	Potência ativa total absorvida pela microrrede na fase m
P_{Gmt}	Potência ativa total dos REDs ligados à fase m
P_{GFVj}	Potência ativa do Gerador Fotovoltaico j
Q_{GFVj}	Potência Reativa do Gerador Fotovoltaico j
P_{Gmt}^*	Potência ativa de referência para os REDs ligados à fase m
P_{UAEi}^{max}	Potência ativa máxima de descarga da UAE i
P_{UAEt}^{max}	Potência ativa máxima de descarga total das UAEs
P_{UAEi}^{min}	Potência ativa máxima de carga da UAE i
P_{PACm}^*	Potência ativa de referência para o PAC na fase m
P_{redem}^*	Potência ativa de referência da rede na fase m
P_{redem}	Potência ativa medida da rede na fase m
P_{UIm}	Potência ativa do Utility Interface na fase m
P_{UAEi}	Potência ativa Unidade de Armazenamento de Energia i
P_{UAEt}	Potência ativa total das Unidades de Armazenamento de Energia
P_{UAEt}^*	Potência ativa de referência total das Unidades de Armazenamento de Energia
P_{UAEi}^*	Potência ativa de referência da Unidade de Armazenamento de Energia i
Q_{UAEmi}	Potência reativa Unidade de Armazenamento de Energia i ligada à fase m
Q_{IUIm}	Potência reativa do Conversor IUI
Q_{Gj}	Potência reativa do RED j
Q_{Gmt}	Potência reativa total dos REDs ligados à fase m
Q_{Gmt}^*	Potência reativa de referência para os REDs ligados à fase m
Q_{Lmt}	Potência reativa total absorvida pela microrrede na fase m
Q_{PACm}^*	Potência reativa de referência para o PAC na fase m

LISTA DE TABELAS

Q_{Gj}^{max}	Potência reativa máximo do REDs j
Q_{redem}	Potência Reativa medida na rede na fase m
Q_{redem}^*	Potência Reativa de referência da rede na fase m
RED	Recurso Energético Distribuído
SoC	Estado de Carga
SoC_i^0	Estado de carga inicial
SoC_m	Estado de Carga médio
SoC_{ERRO}	Erro do Estado de Carga
UAE	Unidade de Armazenamento de Energia
UI	Utility Interface
V_{cc}	Tensão barramento cc

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo faz uma introdução aos conceitos que envolvem o contexto da geração distribuída (GD) e microrredes (MRs), analisando o cenário atual e apresentando perspectivas futuras para que essas estruturas possam se consolidar cada vez mais, possibilitando uma mudança na matriz energética mundial sem causar impactos negativos nos sistemas de transmissão/distribuição. O objeto de estudo desta dissertação são as MRs híbridas c.a./c.c., onde busca-se realizar o gerenciamento do fluxo de potência de toda a MR através do controle baseado em potência (CBP), com ênfase na coordenação e equalização das unidades de armazenamento de energia (UAEs) alocadas nas sub-redes c.a. e c.c. da MR. Dentro do cenário de MRs híbridas, são apresentadas as principais estruturas e estratégias de controle presentes na literatura, bem como as vantagens e desvantagens dos principais arranjos de arquitetura e controle. Ao fim do capítulo são apresentados os objetivos principais da dissertação e suas contribuições, finalizando com uma breve descrição da organização da dissertação.

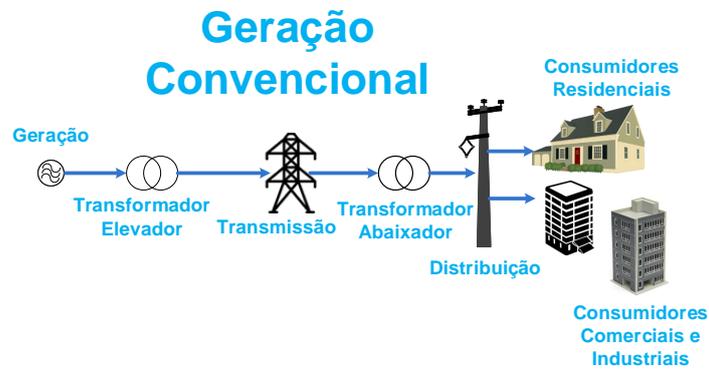
1.1 Contextualização

A energia elétrica é considerada um requisito básico para que uma comunidade possa ser integrada à sociedade, com o seu acesso estando intimamente relacionado à qualidade de vida das pessoas. Com o crescente aumento do acesso à tecnologia, em busca de

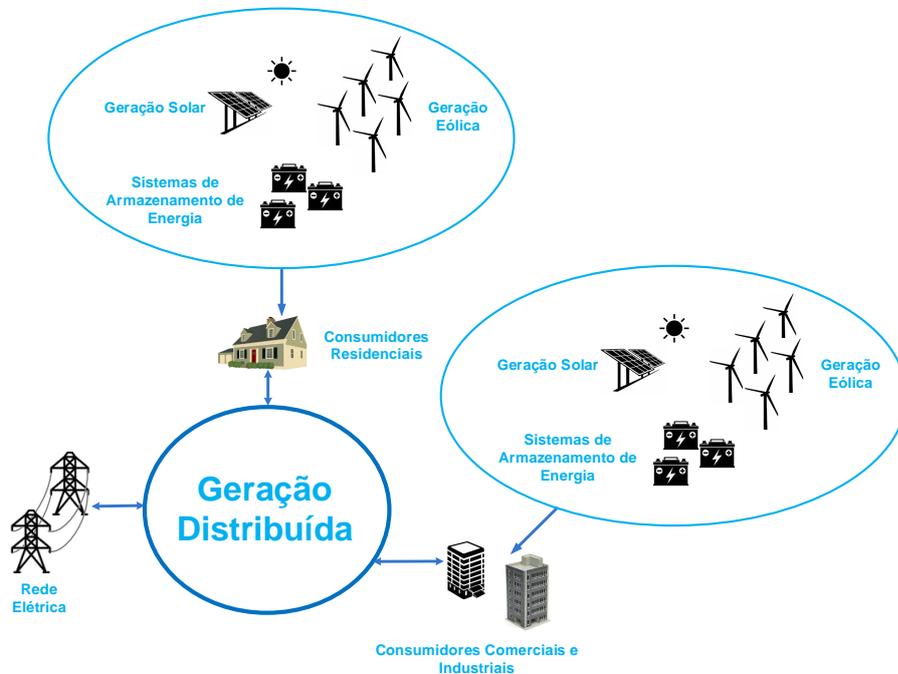
praticidade, eficiência e conforto, o aumento do consumo de energia elétrica cresce ano após ano. No Brasil, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética, o consumo médio de energia elétrica crescerá cerca de 3,6% ao ano no período compreendido entre 2018 e 2027 [2]. Com o crescente aumento da demanda por energia, há uma grande necessidade de diversificação da matriz energética mundial, que é baseada em sua maioria nos combustíveis fósseis, principalmente o carvão, que além de ser um grande emissor de poluentes, possui um alto custo de geração [3]. No Brasil, apesar de a matriz energética ser em sua grande parte proveniente de energias renováveis, a geração de energia elétrica é concentrada na geração hidráulica, que vem sofrendo há anos com reservatórios operando abaixo de sua capacidade, obrigando o operador nacional do sistema (ONS) a recorrer, em alguns períodos do ano, às usinas termoeletricas, elevando o custo da produção da energia e causando poluição ao meio ambiente. Dentro desse contexto, a estrutura de geração atual, concentrada, vem dando lugar à estrutura de geração distribuída.

Em uma estrutura de GD, o sistema é composto de várias fontes que produzem energia localmente, utilizando, em sua maioria, fontes de energias renováveis como: energia solar fotovoltaica, energia eólica, biogás ou pequenas centrais hidrelétricas, com a possibilidade de integração com unidades de armazenamento de energia (UAEs). Esse conjunto de fontes de energias renováveis e UAEs constituem os chamados recursos energéticos distribuídos (REDS) [4], [5]. Os REDS estão alocados próximos às cargas, com conexão no nível de tensão da rede de distribuição [3], [6]. Essa estrutura de distribuição confere ao sistema elétrico uma série de benefícios técnicos, econômicos e ambientais que envolvem: alívio da demanda de potência na rede de distribuição, redução de perdas nos alimentadores, possibilidade de compensação da energia consumida pela energia gerada, redução do uso de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, redução da poluição [3], [7], [8]. A Figura 1.1 mostra um comparativo entre a estrutura de geração concentrada e a estrutura de geração distribuída.

Um rápido crescimento nos sistemas de GD vem ocorrendo ao redor do mundo. Na Europa, a Alemanha, por exemplo, visa a atingir em 2020 um percentual entre 20%-25% da sua matriz energética formada por fontes de energias renováveis, chegando a 50% até



(a) Sistema de Geração Concentrada



(b) Sistema de Geração Distribuída

Figura 1.1: Geração Concentrada vs Geração Distribuída

2030 [9]. Já os EUA projetam um crescimento de mais de 130% na geração de energia através de fontes renováveis entre 2018 e 2050 [10]. No Brasil, segundo a ANEEL, em Março/2019, existiam cerca de 65.912 usinas de GD, com uma potência total instalada de 791 MW, com projeção de chegar a 12 GW de potência instalada até 2027 [2], [11].

Entretanto, a inserção deliberada de GDs no sistema elétrico de potência pode acarre-

tar alguns problemas relacionados à intermitência de algumas fontes como solar e eólica, pois estas provocam variações bruscas de potência, causando alguns problemas como: má regulação de tensão, sobretensões, desbalanços de tensão e sobrecarga dos alimentadores [12], [13]. Uma solução alternativa consiste em uma configuração onde existem vários pequenos *clusters*, formados por REDs, cargas e um sistema de controle, operando como um único sistema controlável, com a possibilidade de operar conectado à rede ou ilhado. Esse arranjo é denominado microrrede (MR), e seu conceito foi introduzido pelo *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions - CERTS* como uma solução para melhorar a confiabilidade e a eficiência dos sistemas elétricos modernos [14], [15], [16]. Em uma MR, há a possibilidade de gerar, armazenar, controlar e gerenciar a energia produzida e consumida, sendo o cliente um prosumidor, que tem a capacidade de produzir e consumir a energia elétrica, sendo considerado uma entidade controlada que faz parte do sistema de distribuição [17].

Além da possibilidade de operação conectada à rede ou ilhada, as MRs permitem controlar os conversores eletrônicos de potência dos REDs de forma que esses realizem funções como: despacho de potência ativa e reativa da rede, controle coordenado entre os REDs, compensação de reativos e desbalanços, detecção de ilhamento, equalização do estado-de-carga das UAEs, entre outras funcionalidades, chamadas de serviços ancilares, que aumentam a confiabilidade e a qualidade de energia da MR [18], [19]. A Figura 1.2 apresenta uma estrutura de microrrede.

As MRs podem ser diferenciadas entre MRs alimentadas em corrente alternada (c.a.) e MRs alimentadas em corrente contínua (c.c.), e cada uma destas configurações requer um conversor de interligação (CI) para realizar a conexão da MR com o ponto de acoplamento comum (PAC), que é o ponto onde é feita a interligação da rede de distribuição com o barramento principal da MR. A maioria das MRs existentes e tratadas na literatura são do tipo c.a., devido à compatibilidade natural com os sistemas de distribuição, que são em sua maioria c.a..

Por outro lado, as microrredes c.c. vêm cada vez mais sendo objeto de estudos e a implementação prática dessas estruturas já é uma realidade. Em [20] é apresentado o

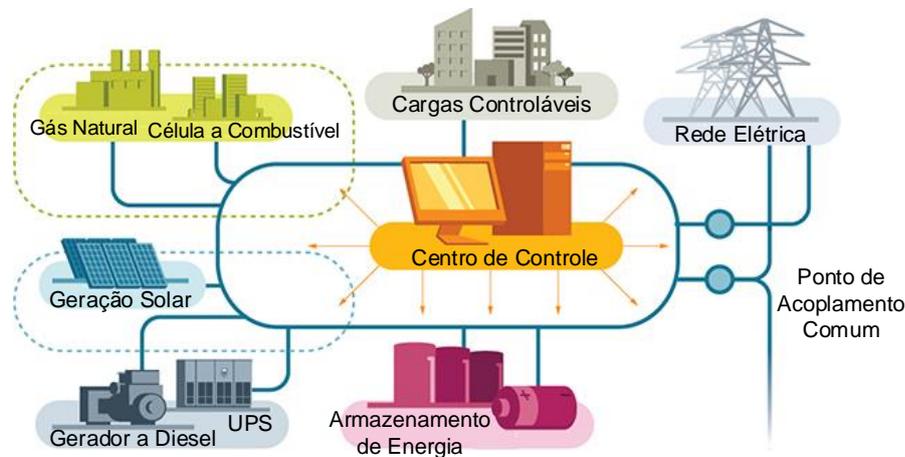


Figura 1.2: Estrutura de uma Microrrede

projeto da microrrede c.c. na cidade de Sendai, no Japão. O projeto desenvolvido pela empresa NTT conta com 50kWp de painéis fotovoltaicos, 350 kW de geração através de gás natural e sistema de armazenamento de energia. A microrrede conta com um primeiro barramento c.c. de 430 V, um segundo de 300 V e um terceiro, de baixa tensão, de 48 V. [21] apresenta um projeto desenvolvido pela Samsung na Coreia do Sul, onde a MR c.c., que conta com 22 kW de painéis fotovoltaicos, 3 kW de turbinas eólicas, 200 W de células a combustível e 22 kW de armazenamento de energia. Outra aplicação bastante estudada para as MRs c.c. são o seu uso em *datacenters*. Em [22], um *datacenter* foi modificado para receber uma alimentação c.c. de 380 V, o que eliminou estágios de conversão das UPS (*Uninterruptible power supply*), aumentando a eficiência total do sistema em 20%.

As MRs c.c. se tornam vantajosas devido à alta eficiência de integração com as fontes de energias renováveis, que em sua grande maioria geram energia em corrente contínua, assim como a maioria das cargas eletrônicas atuais, eliminando estágios de conversão c.c./c.a. desses equipamentos, permitindo uma conexão direta ao barramento c.c. da MR. Além disso, nas MRs c.c. eliminam-se problemas referentes à frequência e potência reativa, conseqüentemente reduzindo perdas nas linhas de distribuição c.a. e aumentando a capacidade de transmissão de potência [5], [13], [1].

Com o objetivo de unir as vantagens das MRs c.a. e c.c., as MRs híbridas surgem

como uma alternativa promissora para os sistemas de potência modernos, melhorando a confiabilidade e a qualidade de energia de todo o sistema. Em termos de aplicabilidade, se apresentam como estruturas viáveis em aplicações que exigem alta confiabilidade como *data-centers*, torres de telecomunicações, etc, onde a possibilidade de se acoplar geração e armazenamento nas duas sub-redes confere uma autonomia muito maior em comparação com uma MR c.a. ou c.c. operando sozinha [23]. A próxima seção apresentará as principais contribuições das MRs híbridas apresentadas na literatura, com as principais funcionalidades que podem ser obtidas através dessa estrutura e estratégias de controle utilizadas.

1.2 Microrredes Híbridas: Estado da Arte

Conforme mencionado na seção anterior, as MRs híbridas combinam os benefícios das MRs c.c. e MRs c.a., de maneira que, através de um conversor bidirecional c.a./c.c. fontes e cargas c.a. ou c.c. possam ser integradas de forma flexível, reduzindo estágios de conversão de potência e permitindo um fluxo de potência suave entre as duas sub-redes [24], [25]. Em [26] é apresentada uma MR híbrida com a funcionalidade de filtro ativo paralelo virtual, em que uma corrente de compensação é injetada através do conversor bidirecional para melhorar a qualidade de energia da rede quando a MR alimenta cargas não-lineares. Já em [27], uma MR híbrida é utilizada também para realizar compensação de potência reativa. Na configuração adotada, o conversor utilizado possui capacidade de controlar potência ativa e reativa independentemente. Em [28] é proposta uma estrutura de MR híbrida com várias cargas controláveis, onde através do controle das cargas é possível manter a estabilização dos níveis de potência do lado c.c. da MR. Já a tensão e a frequência do lado c.a. são controladas através do conversor bidirecional c.c./c.a. alocado entre as duas sub-redes.

As sub-redes c.c. e c.a. de uma MR híbrida são interconectadas através de um conversor de interligação (CI), que também faz a conexão da MR híbrida c.a./c.c. com a rede de distribuição. O conversor de interligação cria um caminho para o fluxo de potência entre

as duas sub-redes, e deve garantir transições suaves entre os modos conectado à rede e ilhado. Além disso, o conversor de inteligência pode ser controlado para oferecer funcionalidades adicionais que envolvem: coordenação do sistema de armazenamento, melhoria da estabilidade, compensação de reativos e desbalanços, controle de potência ativa e reativa na rede, sincronização e detecção de ilhamento, entre outras funções. O conversor de inteligência pode atuar como retificador ou como inversor, dependendo da direção do fluxo de potência na MR. Quando conectado à rede, geralmente ele é responsável por controlar a tensão do barramento c.c.. Em operação ilhada, o conversor de inteligência pode ser controlado para fornecer as referências de tensão e frequência para o barramento c.a. da MR [23].

Diferentes topologias de conversores eletrônicos de potência podem ser empregadas para atuar como conversor de inteligência em uma MR híbrida. A escolha da topologia depende principalmente dos objetivos de controle necessários na aplicação pretendida. Na literatura, as topologias mais utilizadas são as de único estágio [29], [30], [31] e de duplo estágio [32], [33], [34]. As topologias de único estágio geralmente são controladas em modo corrente e possuem a finalidade de regular o fluxo de potência. As topologias de duplo estágio possuem dois conversores acoplados, com duas configurações de conexão, podendo os conversores estar em cascata ou em paralelo. Os conversores de duplo estágio permitem o desacoplamento das malhas de controle das duas sub-redes, assim como permitem maior grau de liberdade no controle [23].

Em [31], as duas sub-redes são interconectadas através de múltiplos conversores de interligação de único estágio, que são capazes de compartilhar uma grande quantidade de potência, melhorando a confiabilidade do sistema, porém, na configuração adotada, não há sistemas de armazenamento de energia no lado c.c. da MR, de modo que os CIs devem sempre fornecer o suporte de tensão na sub-rede c.c., impossibilitando que as duas sub-redes operem de forma independente, ou seja, se ocorrer uma falha no conversor de inteligência, a MR c.c. para de operar, pois não há mais um conversor formador de rede para o lado c.c.. Já em [35], um conversor modular multinível (MMC) com baterias integradas é proposto como conversor de inteligência, onde múltiplas baterias

independentes são conectadas aos sub-módulos do MMC, reduzindo as trocas de potência entre as sub-redes e aumentando a eficiência do sistema.

Em [32] é apresentada uma topologia de duplo estágio com um armazenador de energia formando o elo c.c. do conversor c.c./c.c.. Essa configuração permite que, quando a geração de energia não for suficiente para alimentar as cargas, a energia armazenada no elo c.c. seja transferida para as cargas, sem afetar o partilhamento de potência proporcional da MR. Já em [33], o conversor de inteligência é formado por um conversor *back-to-back* formado por duas pontes H conectados através de um elo c.c. comum, que forma o barramento da MR c.c.. Um dos conversores do *back-to-back* regula a tensão do barramento c.c., enquanto o outro regula o fluxo de potência entre as duas sub-redes.

Os CIs de duplo estágio permitem que um dos estágios seja responsável pela regulação do barramento (*grid-forming*) enquanto o outro opera seguindo as referências impostas pela rede (*grid-following*). Em MRs híbridas c.a./c.c., isso possibilita a operação em modo conectado à rede e em modo ilhado, pois em cada um dos casos, haverá um dos estágios do conversor de inteligência operando como *grid-forming* [24], [36]. .

Para uma operação estável e eficiente de uma MR híbrida com múltiplos REDs, é necessário um sistema de gerenciamento de energia que proporcione um controle local adequado aos REDs e ao conversor de inteligência e que também realize um gerenciamento global da MR, visando a alcançar a coordenação dos REDs para que eles possam fornecer um partilhamento de potência ativa e reativa proporcional, balanço de potência adequado entre REDs e cargas, capacidade de integração *plug-and-play* dos REDs c.a. e c.c., estabilidade do sistema frente a distúrbios e transitórios, perfeita transição entre os modos conectado à rede e ilhado, adequada coordenação de controle dos sistemas de armazenamento de energia e alta qualidade de energia no PAC [37], [38], [24], [33].

O controle coordenado de uma MR pode ser dividido entre técnicas sem comunicação entre os conversores e técnicas com comunicação. As técnicas que não dependem de comunicação são chamadas de estratégias de controle descentralizadas enquanto que as técnicas dependentes de canais de comunicação podem ser divididas em controle centralizado e controle distribuído.

Nas técnicas de controle descentralizado, cada RED é controlado por seu controlador local (CL), que toma as decisões de controle com base nas medições realizadas. Devido à não dependência de canais de comunicação, pouco esforço computacional é exigido para implementação do sistema de controle e o sistema pode operar de forma autônoma, o que confere maior confiabilidade ao sistema, porém, os CLs não têm conhecimento das variáveis e ações de controle de outros conversores do sistema, não garantindo uma operação ótima da MR [39], [37].

O gerenciamento de energia através do controle centralizado depende dos dados coletados por um controlador central (CC), que envia as decisões de controle para os controladores locais, sendo assim, é necessária uma comunicação entre o CC e os CLs, o que reduz a confiabilidade e introduz um único ponto de falha no sistema que pode prejudicar a operação de toda a MR caso haja uma perda de comunicação. Porém, em aplicações onde não é exigida uma alta velocidade na transferência das informações, essa desvantagem pode ser superada através do uso de canais de comunicação de baixa largura de banda, onde falhas ou atrasos não comprometem a estabilidade da MR [40], que apenas passa a operar baseada no controle local dos conversores, que geralmente não dependem da comunicação. O uso de uma estratégia de controle centralizada permite uma maior flexibilidade na operação dos conversores, além de garantir uma operação ótima do sistema, pois o controlador central tem conhecimento da operação de todos os CLs [37].

Já no controle distribuído não há dependência de um controlador central, sendo que os controladores locais interagem entre si para determinar uma decisão de controle ótima, que pode acontecer ou não. A confiabilidade do sistema é garantida pois os conversores operam localmente, logo, se ocorrer uma falha na comunicação entre eles, o sistema mantém seu funcionamento com base nas medidas locais, e é mais flexível e escalável para modificações e expansões futuras, porém o método de controle é mais complexo em comparação com as estratégias descentralizadas e centralizadas [37], [41]. A Figura 1.3 apresenta um comparativo entre as estruturas de controle descentralizadas, centralizadas e distribuídas.

Sendo assim, um compromisso entre as estratégias descentralizadas, centralizadas e

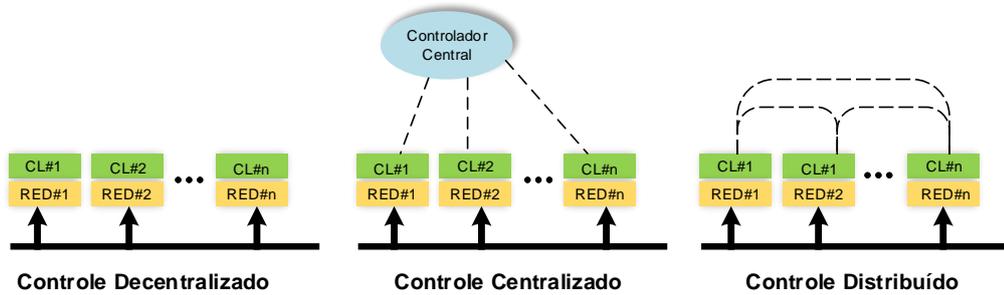


Figura 1.3: Estruturas de Controle de Microrredes - Adaptada de [1]

distribuídas deve ser alcançado. Esse compromisso geralmente é estabelecido através do controle hierárquico, uma aproximação baseada no modelo ISA-95 e que pode ser dividido em nível primário, secundário e terciário, dependendo da escala de tempo em que as tarefas são executadas e a localização da implementação das malhas de controle [17], [42], [43]. A seção a seguir detalhará as principais funcionalidades dos três níveis de controle hierárquico de uma MR híbrida.

1.2.1 Níveis de Controle Hierárquico

O controle hierárquico é dividido em três níveis de controle que realizam diferentes tarefas dentro do controle de uma MR, conforme mostra a Figura 1.4. O nível de controle primário é responsável por garantir uma operação estável dos REDs. Neste nível são executadas as malhas de controle de corrente e tensão dos conversores e são definidas estratégias de sincronismo com a rede, MPPT e detecção de ilhamento. As tarefas de controle primário são executadas em uma escala de tempo de μs a ms e é implementado nos CL de cada conversor. As técnicas de controle descentralizadas são preferíveis, devido à não dependência de canais de comunicação. Geralmente, o controle no nível primário é realizado utilizando técnicas de controle *droop*. O controle *droop* em MRs híbridas geralmente é realizado controlando-se as duas sub-redes individualmente, onde na sub-rede c.a. há uma relação entre potência ativa e frequência ($P_{ca} - f$) e na sub-rede c.c. há

uma relação entre potência ativa e tensão do barramento c.c. ($P_{cc} - V_{cc}$) [44], [40], [45]. Porém, a estratégia de controle baseada em *droop*, apesar de conferir certa confiabilidade ao sistema, devido à não dependência de canais de comunicação, provoca um desvio nos valores nominais de tensão no lado c.c. e frequência no lado ca, de forma que, obter um partilhamento de potência preciso pode degradar a regulação de tensão e frequência e vice-versa.

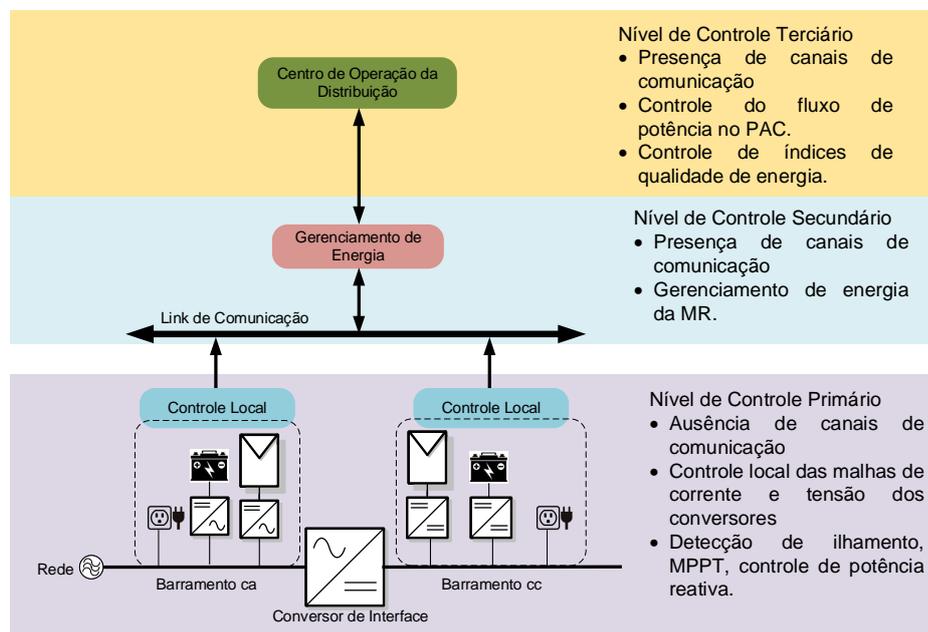


Figura 1.4: Níveis de Controle Hierárquico

Com o objetivo de eliminar os desvios causados pelo controle primário e realizar um gerenciamento de energia da MR, o nível de controle secundário é inserido no sistema. O nível de controle secundário inclui o sistema de gerenciamento de energia e é responsável pela operação confiável, segura e econômica da MR tanto no modo conectado quanto no modo ilhado. Esse nível de controle executa tarefas no sentido de garantir o gerenciamento de potência da MR, permitir um fluxo de potência bidirecional entre as duas sub-redes e eliminar desvios de tensão e frequência introduzidos pelo controle *droop* no nível primário. O controle secundário depende de um canal de comunicação de baixa largura de banda para executar suas tarefas e geralmente é implementado em uma escala de tempo de

centenas de milissegundos a segundos. Nesse nível, pode-se utilizar estratégias do tipo centralizado ou distribuído.

Dentre as estratégias centralizadas, as mais utilizadas são o controle concentrado e o controle mestre/escravo. No método de controle concentrado, o controlador central recebe as medidas de saída de cada RED e utiliza um sinal de sincronização global que é enviado para os controladores locais e coordena as grandezas de saída de cada unidade individual [40], [46]. No controle mestre/escravo há um conversor mestre e vários conversores escravos. O conversor mestre é encarregado de regular a tensão do barramento comum e fornecer as referências de corrente para os conversores escravos, que irão buscar seguir a referência determinada [47]. Já os algoritmos de controle distribuído utilizam técnicas do tipo comunicação baseada em consenso, observadores distribuídos ou controle multi-agente [41], [48], [49], [50].

O nível de controle terciário gerencia o fluxo de potência no PAC e é responsável pela negociação entre a MR e o operador da rede de distribuição, ajustando *set-points* ótimos, dependendo dos requisitos do sistema de distribuição. Geralmente é executado em uma escala de tempo que vai de minutos a horas, fornecendo sinais de controle para o nível secundário e outros sub-sistemas que formam a MR [39].

Em [32] é apresentado o controle de uma MR híbrida c.a./c.c. utilizando um controle *droop* bidirecional, com uma malha de *droop* em cada sub-rede. A malha do lado c.a. regula a frequência enquanto a malha do lado c.c. regula a tensão do barramento c.c., permitindo que as duas sub-redes compartilhem potência de forma proporcional independentemente de onde a carga esteja alocada. Como o controle *droop* é aplicado nas duas sub-redes, ocorre um desvio na frequência no lado c.a. e um desvio na tensão no lado c.c. que é corrigido através de um controlador PI no nível secundário com características de baixa largura de banda, que ajusta a tensão e a frequência em suas respectivas referências.

Em [40], o nível de controle primário é executado utilizando o controle *droop*, onde através das medições de tensão no lado c.c. e frequência no lado c.a. da MR é gerado uma referência de potência a ser importada ou exportada de uma MR para outra. O desvio inerente de tensão e frequência causado pelo controle *droop* no nível primário é corrigido

utilizando um controlador centralizado no nível de controle secundário. O controlador secundário implementado recebe as medições de todos os REDs, estima a potência de carga nos lados c.a. e c.c. da MR e envia uma referência de potência para o conversor de inteligência, que pode operar como retificador ou como inversor dependendo da referência recebida pelo controlador central. Com o controle secundário, um fluxo de potência preciso e otimizado entre as sub-redes foi alcançado e as variações nos coeficientes *droop* não afetam a regulação de potência do sistema. Nesse artigo, um canal de comunicação de baixa largura de banda é empregado e o autor mostra, através da análise de pequenos sinais e através dos resultados que a perda de um canal de comunicação não afeta a estabilidade do sistema.

Em [51], é proposto um controle centralizado para o controle de unidades de armazenamento de energia (UAEs) em uma MR c.c.. O controle centralizado implementado tem como função garantir a regulação da tensão do barramento e realizar ajuste autônomo de *SoC*, garantindo uma precisão na coordenação da UAE. Em caso de falha no sistema de comunicação do controlador central, os conversores passam a operar localmente com base nas variações das tensões do barramento, garantindo a confiabilidade do sistema independentemente da comunicação. Uma UAE passa a operar em modo de tensão regulada, garantindo a regulação da tensão do barramento e as demais operam em modo de potência constante, para garantir que o *SoC* opere dentro dos limites especificados. A operação local dos conversores garante a confiabilidade e uma maior velocidade de resposta do sistema, porém a precisão do controle é reduzida com a ausência do controlador central no sistema.

Nesta dissertação, uma estratégia de gerenciamento de energia no nível secundário é proposta, utilizando a técnica de controle centralizado, baseado em controle mestre-escravo denominada controle baseado em potência (CBP). O controle baseado em potência (CBP) é uma estratégia de controle coordenado inicialmente proposto para realizar o controle de REDs em MRs c.a. monofásicas [52], sendo posteriormente modificado para controlar REDs monofásicos em MRs c.a. trifásicas [53] e REDs monofásicos e trifásicos coexistindo em uma MR trifásica [54]. O desenvolvimento do CBP foi motivado pela

necessidade de integrar os REDs de forma efetiva, dentro da estrutura da MR, com o objetivo de alcançar uma estrutura flexível e escalável, permitindo uma operação proporcional dos REDs e a realização de funcionalidades adicionais de controle, que são chamados de serviços ancilares, e incluem: suporte de controle de tensão local, compensação de potência reativa, mitigação de correntes harmônicas, compensação de desbalanços e padrões de conexão *plug-and-play* [55], [54], tendo como premissa promover um partilhamento de potência proporcional entre os REDs, sem a necessidade de conhecimento prévio da MR, sendo uma aproximação livre de modelo (*model-free*). Para alcançar esse partilhamento de potência proporcional, um controlador central embarcado no conversor de inteligência, que atua como unidade mestre, é utilizado, onde no início de cada ciclo de controle, os REDs, que atuam como unidades escravas, enviam informações referentes a potência ativa e reativa, capacidade nominal, medidas de potência da rede, etc. O controlador central então calcula a demanda de potência para cada ciclo de controle e envia coeficientes escalares aos controladores locais dos REDs, que irão determinar uma referência de potência proporcional à capacidade de cada RED.

O CBP também pode ser aplicado a diferentes topologias de rede e diferentes configurações de conexão dos REDs dentro de uma MR. Em [53], é verificado o comportamento da técnica frente a mudanças na topologia de uma rede em anel para uma rede radial, e verificou-se que a mudança no tipo de configuração da rede não altera o comportamento do sistema, com o algoritmo mantendo o partilhamento de potência proporcional entre os REDs nos dois modos de operação. Já em [54], é desenvolvida uma nova implementação do CBP para lidar com REDs monofásicos e trifásicos coexistindo de forma arbitrária em uma mesma MR. O CBP calcula coeficientes escalares de potência ativa e reativa para os REDs monofásicos e trifásicos, que realizam a compensação de desbalanços e correntes de sequência zero nos REDs monofásicos e fazem com que os REDs trifásicos operem de forma balanceada.

A escolha por uma estratégia de controle centralizada foi realizada por esta apresentar resultados satisfatórios no que diz respeito à execução de tarefas de gerenciamento de energia, pois como os dados são enviados em apenas uma direção - do CC para os CLs

e vice-versa - os canais de comunicação não ficam sobrecarregados [56]. Além disso, o controle centralizado utilizado baseou-se em canais de comunicação de baixa largura de banda, que tem como vantagem uma quantidade reduzida de dados fluindo na rede de comunicação, o que reduz o stress nos canais de comunicação [57], e, caso haja um atraso ou perda de pacotes, a estabilidade da MR não é comprometida. Uma vez que um dos objetivos da estratégia de controle é a equalização de SoC das UAEs da MR, para este objetivo, um canal de comunicação de baixa largura de banda torna-se ideal, pois devido à equalização ser um processo lento, mesmo com a ocorrência de atraso ou perda de informações, a MR irá se manter estável e, caso haja perda total de informações entre o CC e os CLs, o nível de controle primário garante que sempre haverá um conversor com capacidade de operar como formador de rede em ambas as sub-redes e os REDs passam a operar baseados em seu controle local.

Na seção a seguir serão detalhadas as motivações para a aplicação do CBP em uma MR híbrida e os objetivos de controle a serem alcançados com a aplicação da estratégia de controle. Um nível de controle terciário também é executado no controlador central e é responsável por estabelecer as referências de potência ativa e reativa no PAC e transmiti-las para o controle secundário.

1.3 Motivação e Objetivos da Dissertação

O gerenciamento de energia é um aspecto crucial ao se trabalhar com microrredes híbridas, pois existem cargas e fontes em ambos os lados da MR, onde deve-se garantir um partilhamento de potência adequado entre os REDs alocados nas sub-redes ca e c.c.. A utilização do CBP como estratégia de controle foi motivada por essa técnica ter apresentado bons resultados em MRs ca, no que diz respeito a garantir um partilhamento de potência proporcional entre os REDs, possuir baixa complexidade de implementação e não necessitar de conhecimentos prévios dos parâmetros da MR. Além disso, a utilização de uma estratégia centralizada como o CBP permite um gerenciamento global da MR, de forma que as sub-redes ca e c.c. sejam vistas pelo controlador central como um único

sistema, diferentemente da maioria dos trabalhos sobre MRs híbridas tratados na literatura, onde o gerenciamento de energia é realizado considerando as duas sub-redes como sistemas individuais.

O objetivo desta dissertação é a realização do gerenciamento de energia de uma MR híbrida c.a./c.c., com foco em equalizar e manter equalizadas as UAEs dispersamente distribuídas ao longo das sub-redes c.a. e c.c.. Pode-se então destacar os objetivos principais e os objetivos secundários da dissertação.

– Objetivos principais

1. Equalização do estado-de-carga das UAEs tanto no modo de carga quanto no modo de descarga;
2. Partilhamento de potência proporcional entre as UAEs tanto em modo conectado à rede quanto em modo ilhado, permitindo a integração de UAEs com diferentes capacidades;
3. Controle do fluxo de potência ativa e reativa na rede;

– Objetivos Secundários

4. Permitir a realização de *peak-shaving*;
5. Promover a capacidade de operação *plug-and-play*;

Sendo assim, tem-se como foco a implementação de funções de controle de nível secundário e terciário. Funções de nível primário, como malhas de controle internas dos conversores utilizados não serão detalhadas nesta dissertação a nível de simulação. A nível experimental, serão apresentadas as topologias dos conversores e as respectivas malhas de controle internas dos conversores da plataforma experimental.

Os resultados de simulação foram validados utilizando a plataforma *MATLAB/Simulink*, onde foram realizadas simulações no período de 72h no ambiente de simulação fasorial, considerando um perfil de cargas residencial típico e um perfil residencial com alta penetração de veículos elétricos. Os Resultados experimentais foram obtidos aplicando-se a

estratégia desenvolvida aos níveis de controle secundário e terciário da nanorede existente no laboratório do GEP-UFMG.

1.4 Contribuições do Trabalho de Dissertação

Ao longo deste trabalho de dissertação, buscou-se desenvolver um trabalho que fosse capaz de alcançar diversos objetivos propostos na literatura em uma única estrutura. Dessa forma, uma série de contribuições podem ser atribuídas a esta dissertação, tais como:

1. Pioneirismo, uma vez que a formulação do CBP não havia sido aplicada ao controle de UAEs anteriormente;
2. Através da estrutura de controle utilizada, o controlador central enxerga ambas as sub-redes como um sistema único, de forma que o sistema pode ser totalmente controlado independentemente da localização dos REDs e cargas;
3. Operação eficiente nos modos conectado à rede e ilhado, com transições suaves entre os modos de operação;
4. As UAEs podem estar dispersamente alocadas em qualquer uma das sub-redes que o sistema de controle será capaz de mantê-las equalizadas;
5. A MR híbrida proposta é totalmente despachável, sendo possível controlar o fluxo de potência ativa e reativa na rede através do controlador central, de forma simples e eficiente;
6. Economia, através da capacidade de realização do *peak-shaving*, onde, nos períodos em que o custo da energia proveniente da rede de distribuição é mais elevado, as UAEs ficam responsáveis por fornecer sua máxima potência disponível, reduzindo a utilização da rede de distribuição.

7. Flexibilidade e escalabilidade, onde, através da função *plug-and-play*, REDs podem ser conectados e desconectados a qualquer momento sem prejudicar o funcionamento do sistema.

As contribuições obtidas através da pesquisa desenvolvida nesta dissertação resultaram em um trabalho técnico-científico publicado em anais de congresso nacional.

- [1] Ferreira, W. M.; Santos, R. P.; Brandão, D. I.; Oliveira, T. R.; Donoso-Garcia, P. F.. "Controle Coordenado de Geradores Distribuídos em Microrredes Híbridas c.a./c.c.". In: XXII Congresso Brasileiro de Automática, 2018.

1.5 Organização da Dissertação

O restante do trabalho de dissertação é organizado da seguinte forma: O capítulo 2 apresenta a estrutura da MR híbrida c.a./c.c. utilizada nas simulações computacionais e a estrutura do *setup* experimental montado em laboratório, descrevendo os níveis de controle hierárquico e o comportamento do conversor de inteligência e dos REDs nos modos conectado à rede e ilhado. O capítulo 3 descreve o algoritmo do CBP, apresentando as etapas de operação, como os dados são coletados pelo controlador central, processados e enviados de volta para os CLs para alcançar os objetivos de controle. O capítulo 4 trata dos resultados do trabalho, onde são apresentados os resultados obtidos através de simulações computacionais em ambiente MATLAB/*Simulink* e os resultados experimentais obtidos através da nanorrede experimental montada em laboratório. O capítulo 5 apresenta as conclusões gerais do trabalho, apresentando também possibilidades para trabalhos futuros relacionados ao tema.

Capítulo 2

Estrutura da Microrrede proposta

Neste capítulo é apresentada a estrutura da MR híbrida proposta nesta dissertação e que foi utilizada nas simulações computacionais desenvolvidas. São descritas a topologia e as funcionalidades do conversor *Interlinking Utility Interface - IUI*, que é o agente responsável por realizar a conexão entre as sub-redes c.c. e c.a. e promover o gerenciamento do fluxo de potência entre as duas sub-redes e a rede elétrica. Além disso, são descritos os níveis de controle hierárquico da MR e os modos de operação dos conversores presentes na MR quando estão operando em modo conectado à rede e em modo ilhado. Também é apresentada a arquitetura do *setup* experimental onde aplicou-se a estratégia de gerenciamento para validação dos resultados alcançados através das simulações.

A arquitetura é composta por um conjunto de REDs e cargas dispersamente distribuídos ao longo dos nós ativos da MR, como mostra a Figura 2.1. Os REDs estão distribuídos em ambas as sub-redes. Os GFVs operam em seu ponto de máxima potência (MPPT), entregando a máxima potência disponível às cargas e a potência excedente é utilizada para carregar as UAEs e exportar potência para a rede. As UAEs têm como função promover capacidade de despacho à MR, realizando *peak-shaving* durante o modo conectado à rede e promovendo o suporte da MR, alimentando as cargas durante a operação ilhada.

O conversor IUI acopla os barramentos c.a. e c.c. da MR híbrida e realiza a conexão da MR com a rede de distribuição. Esse conversor é o responsável por realizar o balanço de potência entre as duas sub-redes, sendo capaz de operar em modo conectado à rede e

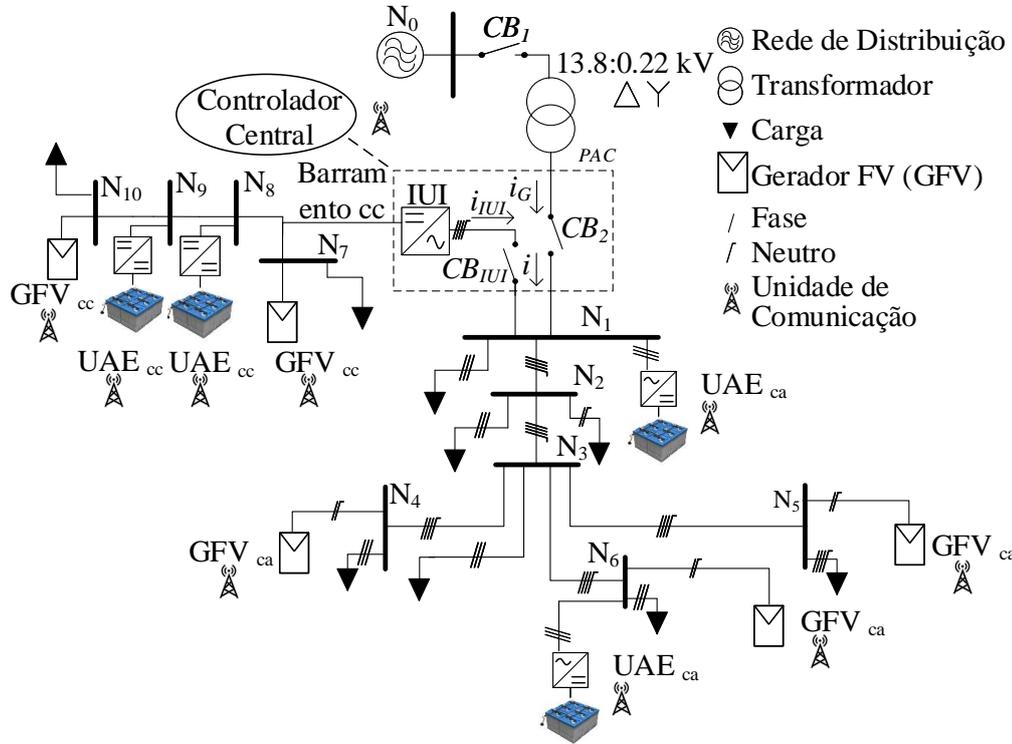


Figura 2.1: Estrutura da Microrrede Híbrida Proposta.

em modo ilhado, bem como garantir uma transição suave entre os dois modos de operação. O IUI proposto nesta dissertação consiste em uma topologia de duplo estágio, sendo um estágio c.a./c.c. de quatro braços e um estágio c.c./c.c. de dois quadrantes, como mostrado na Figura 2.2. Essa configuração permite o desacoplamento das dinâmicas das malhas de controle das sub-redes c.a. e c.c., possui capacidade de acomodar altos *ripples* de tensão no elo c.c. sem afetar a forma de onda nos terminais de saída e possui capacidade de limitação de corrente em ambos os lados do conversor [58]. A topologia de quatro braços no estágio c.a./c.c. também permite a injeção de correntes desbalanceadas no barramento c.a., minimizando o desbalanço de correntes entre as fases no PAC.

A estrutura de controle da MR híbrida é baseada em três níveis de controle hierárquico com diferentes objetivos e funcionalidades, que serão detalhados na seção a seguir.

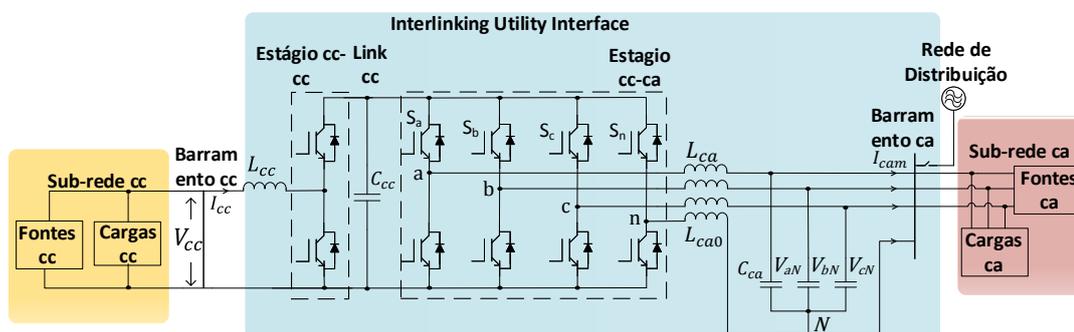


Figura 2.2: Topologia do Conversor IUI com a Interconexão entre as Sub-redes.

2.1 Níveis de Controle Hierárquico da Microrrede Híbrida Proposta

A Figura 2.3 apresenta a estrutura de controle hierárquico implementada nesta dissertação. No nível de controle primário são definidas as estratégias de controle dos conversores dos REDs alocados nas sub-redes c.c. e c.a. como também dos estágios c.a./c.c. e c.c./c.c. do conversor IUI, pois esses são controlados de maneiras distintas de acordo com o modo de operação da MR (conectado à rede ou ilhado). A seção a seguir detalha essas diferentes formas de controle dos conversores no nível primário.



Figura 2.3: Estrutura de Controle Hierárquico da MR Híbrida.

2.1.1 Configuração do Nível de Controle Primário da MR Híbrida

O nível de controle primário adotado nesta dissertação tem como objetivo manter a operação da MR mesmo sem uma coordenação fornecida pelo controlador central, de maneira que, na MR híbrida proposta, uma unidade formadora de rede (*grid-forming*) estará sempre disponível em ambos os barramentos c.a. e c.c.. Essa unidade formadora de rede fornecerá as referências de tensão e frequência para os REDs do lado c.a. e garantirá a regulação do barramento c.c. para um funcionamento eficiente dos REDs conectados ao lado c.c. da MR. A Figura 2.4 mostra como os REDs e o IUI são controlados durante os modos conectado à rede e ilhado.

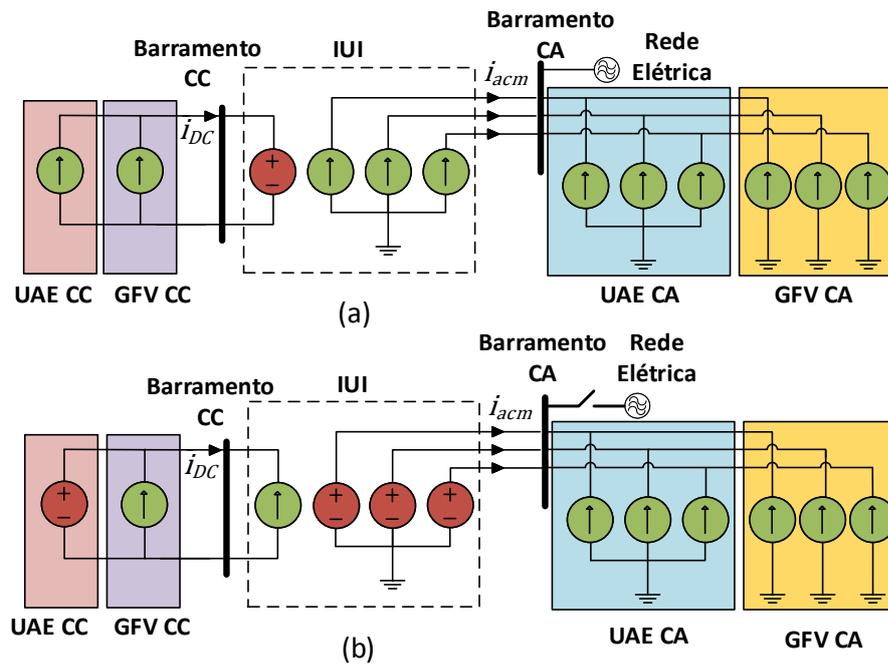


Figura 2.4: Características de Operação dos Conversores na Microrrede Híbrida. (a) Conectado à rede; (b) Ilhado

Durante o modo conectado à rede, Figura 2.4(a), as referências de tensão e frequência no lado c.a. são determinadas pela rede de distribuição, sendo assim, os GFVs e

UAEs são controlados como fontes de corrente, injetando ou absorvendo potência, assim como o estágio c.a./c.c. do IUI, que se comporta como seguidor de rede (*grid-follower*), sincronizando-se com a tensão e a frequência da rede. A potência ativa trocada entre o IUI e o barramento c.a. é definida pela malha de controle local do elo c.c., que estabelecerá a referência de potência ativa necessária para manter a tensão do barramento c.c. regulada enquanto a malha de potência reativa é controlada detectando a corrente da rede [59]. O estágio c.c./c.c. do IUI é controlado como uma fonte de tensão e regula a tensão do barramento c.c.. Esse estágio provoca uma perturbação, no elo c.c. do conversor, a qual será compensada pelo estágio c.a./c.c., de modo que a potência ativa demandada pelo estágio c.c./c.c. será fornecida pelo estágio c.a./c.c. Na sub-rede c.c., os GFVs e as UAEs também são controlados como fontes de corrente.

Durante o modo ilhado, Figura 2.4(b), como a rede não fornece mais as referências de tensão e frequência para os conversores do lado c.a. da MR, o estágio c.a./c.c. do IUI é controlado como fonte de tensão, operando como formador de rede e estabelecendo as referências de tensão e frequência para a sub-rede c.a.. O estágio c.c./c.c. passa a ser controlado como uma fonte de corrente, sendo responsável pelo balanço de potência para o elo c.c. do IUI. Os REDs alocados na sub-rede c.a. continuarão operando como fontes de corrente, seguindo agora as referências estabelecidas pelo IUI. Na sub-rede c.c., as UAEs agora irão operar como fontes de tensão, regulando a tensão do barramento c.c., enquanto os GFVs continuarão operando como fontes de corrente. Na estrutura de controle considerada, quando um estágio do conversor IUI opera como fonte de tensão, o outro estágio deve operar como fonte de corrente, de forma a garantir um efetivo balanço de potência entre as sub-redes c.a. e c.c..

2.1.2 Níveis Secundário e Terciário de Controle

Os níveis secundário e terciário de controle da MR híbrida são implementados no controlador central, que está acoplado ao conversor IUI. O nível secundário é responsável pelo gerenciamento do fluxo de potência entre os barramentos c.a. e c.c. da MR e o PAC,

bem como garantir um partilhamento de potência ativa e reativa efetivo entre os REDs em ambas as sub-redes. O controle secundário da MR híbrida proposta será executado através do CBP, que enviará, através do controlador central, coeficientes escalares aos REDs, de forma a propiciar um partilhamento de potência proporcional à capacidade de potência disponível em cada RED. Sua implementação e suas funcionalidades serão tratadas em detalhes no próximo capítulo.

O nível de controle terciário executa rotinas globais de controle e é responsável pela interação entre a MR e um agente externo, como por exemplo, o centro de operação da distribuição nas concessionárias de energia, e define a potência de referência para o PAC que será informada ao nível secundário de controle. Uma infraestrutura de comunicação de baixa largura de banda é empregada para realizar a troca de informações entre os REDs, permitindo ao controlador central receber informações referentes ao estado e capacidade disponível de cada RED e coordená-los no sentido de alcançar o balanço de potência desejado. Essa estrutura de comunicação foi empregada devido à não necessidade de uma rápida transferência de informações. Caso ocorra uma falha no sistema de comunicação, o partilhamento de potência proporcional poderá ser perdido, porém isso não acarreta em instabilidade na MR, uma vez que o controle primário não depende de canais de comunicação e garantirá a operação local dos conversores da MR.

2.2 Arquitetura do *Setup* Experimental

Nesta seção serão apresentadas a arquitetura e a estrutura de controle da nanorrede monofásica existente no laboratório do GEP-UFMG, que faz parte do desenvolvimento do trabalho de doutorado do pesquisador Waner Wodson Aparecido. Na estrutura montada, aplicou-se o CBP ao nível secundário de controle para validação experimental das funcionalidades de gerenciamento de energia propostas nesta dissertação. A arquitetura experimental se configura como uma nanorrede devido à sua estrutura contemplar apenas um grupo de fontes e cargas, o que seria equivalente a uma residência, por exemplo, e por possuir potência inferior a 100 kW, conforme foi definido pelo *Lawrence Berkeley National*

Laboratory [60].

A estrutura se apresenta conforme a Figura 2.5.

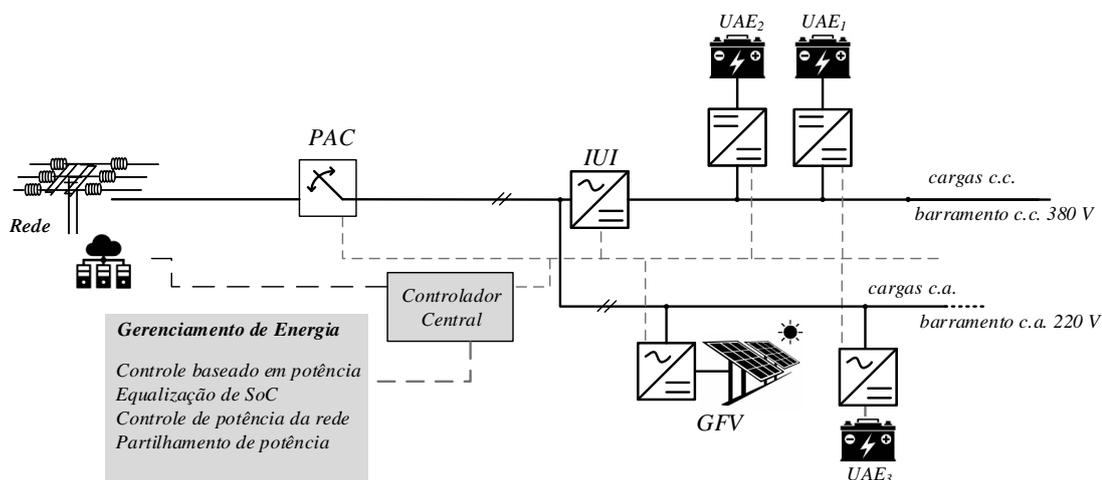


Figura 2.5: Estrutura Nanorrede Experimental.

2.2.1 Barramento c.c. da Nanorrede

O barramento c.c. da nanorrede possui tensão nominal de 380 V e é constituído de dois conversores que interligam dois bancos de baterias ao barramento c.c. principal e cargas c.c. interligadas diretamente ao barramento, alimentadas em 380 V. A potência total das cargas do lado c.c. é aproximadamente 1,9 kW.

O gerenciamento do nível de tensão do barramento c.c. é baseado na técnica de sinalização do barramento c.c. (*DBS - DC Bus Signaling*). Nesta técnica, o barramento c.c. atua como um elo de comunicação entre os conversores. A técnica consiste na divisão de janelas de tensão, nas quais a tensão do barramento pode variar livremente. As janelas representam diferentes condições de operação dos conversores, que podem operar como fonte de corrente ou potência ou como fonte de tensão. São definidas quatro janelas de tensão de ± 20 V, centralizada em 380 V, garantindo uma variação de 5% na tensão do barramento, sendo baseada na estrutura proposta em [13].

- Setor I: 400 V - 390 V.

Neste setor, a potência de geração é maior do que a potência de carga da nanorrede. As UAEs operam absorvendo a máxima potência de carga disponível. O conversor IUI opera como uma fonte de corrente, fornecendo a máxima potência permitida para a rede elétrica. Neste setor, o sistema de geração reduz a potência injetada, operando fora da região de MPPT, de forma a regular a tensão do barramento.

- Setor II: 390 V - 370 V.

Neste setor, há um aumento na demanda de potência, porém a potência de geração ainda é maior do que a potência de carga. As UAEs continuam operando em modo de carga, absorvendo a máxima potência de carga, e o estágio c.c.-c.c. do conversor IUI opera como fonte de tensão, regulando a tensão do barramento c.c. e exportando o excedente de potência à rede elétrica. O sistema de geração opera na região de MPPT, injetando a máxima potência disponível.

- Setor III: 370 V - 360 V.

Neste setor, a potência de carga é maior do que a potência de geração. O conversor IUI passa a transferir energia da rede elétrica para a nanorrede. O sistema de geração continua operando na região de MPPT, injetando sua máxima potência disponível e as UAEs reduzem a potência de carga absorvida.

- Setor IV: 360 V - 350 V.

Neste setor, a potência de carga excede a potência de geração, de modo que as UAEs agora operam em modo de descarga e passam a regular a tensão do barramento c.c.. O conversor IUI opera como uma fonte de corrente, importando a máxima potência da rede elétrica e o sistema de geração opera na região de MPPT.

A técnica DBS visa estabelecer um fluxo de potência básico entre os conversores, baseado no nível de tensão do barramento principal. Caso a nanorrede apresente uma carga leve, os conversores tendem a operar nos setores I e II, exportando energia para a

rede elétrica, e, caso haja uma demanda maior de cargas, os conversores tendem a operar nos setores III e IV, importando energia e descarregando os bancos de baterias.

2.2.1.1 Conversores das UAEs c.c.

O sistema de armazenamento de energia do lado c.c. da nanorrede é composto por duas UAEs, sendo cada uma composta por um banco de 4 baterias de 12 V e 110 Ah ligadas em série, totalizando 48 V de tensão de saída. A potência máxima de carga de cada UAE é de 1,1 kW para descarga e 0,55 kW para carga, limites estes impostos pelo conversor de interface disponível.

Devido à tensão dos bancos de baterias ser de 48 V e a tensão do barramento principal 380 V, é necessário um conversor c.c.-c.c. para realizar a conexão das UAEs ao barramento c.c. da nanorrede. A conexão entre as UAEs e o barramento c.c. é realizada através de um conversor c.c.-c.c. isolado. Os conversores isolados possuem um transformador de alta frequência que garante isolamento galvânica e permite a obtenção de grandes relações de transformação. Como necessita-se converter uma tensão de 48 V para 380 V e vice-versa, um conversor isolado se apresenta como a melhor alternativa.

A topologia utilizada é o conversor *Dual Active Bridge - DAB*, apresentado na Figura 2.6. Sua estrutura de controle é baseada no deslocamento angular ϕ entre as tensões alternadas no primário e no secundário do transformador. A escolha da topologia DAB foi realizada com base nos estudos comparativos entre topologias de conversores bidirecionais isolados realizadas em [61], onde a topologia DAB apresentou vantagens em termos de funcionamento e simplicidade de montagem em relação aos demais conversores isolados estudados.

A tabela 2.1 apresenta os parâmetros do conversor DAB utilizado na nanorrede e as Figuras 2.7 e 2.8 apresentam um dos conversores DAB montado na nanorrede e os bancos de baterias utilizados.

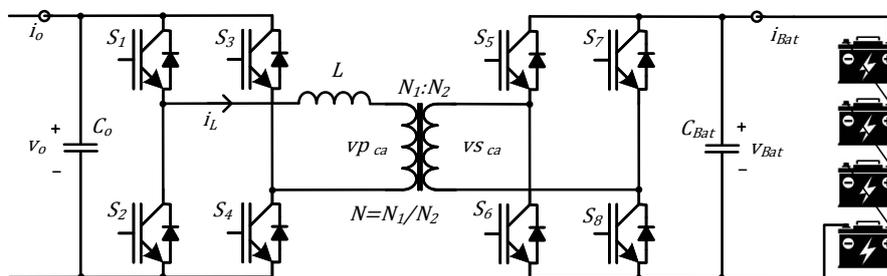


Figura 2.6: Conversor DAB.

Tabela 2.1: Parâmetros do Conversor DAB

Potência Nominal	1,1 kW
Rendimento	90%
Tensão de Entrada	380 V
Tensão de Saída	48 V
Frequência de Chaveamento	15,5 kHz
Defasamento angular entre primário e secundário	60°
Relação de transformação	7,92
Indutância auxiliar	590 μH

2.2.2 Barramento c.a. da Nanorrede

O barramento c.a. da nanorrede foi desenvolvido de forma a facilitar a integração de cargas que são alimentadas em corrente alternada. Uma segunda motivação para a implementação do barramento c.a. é a inserção de geradores fotovoltaicos comerciais, que, em sua maioria são desenvolvidos para conexão à rede c.a., operando como seguidor de rede, gerando potência ativa para as cargas locais e exportando para a rede de distribuição a potência excedente. Além disso, uma UAE conectada ao barramento c.a. também é considerada, de modo que a nanorrede seja capaz de possuir sistemas de armazenamento de energia em ambas as sub-redes e estas sejam capazes de operar de forma equalizada



Figura 2.7: Conversor DAB Montado.



Figura 2.8: Bancos de Baterias.

independentemente de onde estejam alocadas.

O sistema de geração fotovoltaica é composto pelo emulador de painel fotovoltaico E4360A, do fabricante Agilent Technologies conectado ao conversor PHB1500-SS do fabricante PHB, como mostra a figura 2.9. O conversor empregado conta com funções de monitoramento de rede, monitoramento de corrente de fuga, proteção anti-ilhamento, proteções contra sobretensão e sobrecorrente, etc.



Figura 2.9: Sistema de Geração Fotovoltaica.

2.2.2.1 Conversor c.a.-c.c. da UAE c.a.

Devido à falta de baterias físicas no laboratório, a UAE alocada na sub-rede c.a. da nanorrede foi implementada conforme o arranjo da Figura 2.10. Foram utilizados dois conversores em ponte, na configuração *back-to-back* compartilhando um barramento c.c. intermediário. O estágio 1 atua como uma fonte de tensão c.c. emulando um banco de baterias. O lado c.c. do estágio 1 é interligado ao barramento intermediário e o lado c.a. é conectado a uma fonte c.a. externa. O estágio 2 tem seu lado c.c. interligado ao barramento intermediário, e o lado c.a. interligado ao barramento c.a. da nanorrede. O estágio 2 é responsável por realizar a interface entre o banco de baterias emulado no estágio 1 e o barramento c.a. da nanorrede através do compartilhamento do barramento intermediário. A tabela 2.2 apresenta os parâmetros do arranjo implementado para emular a UAE no lado c.a. da nanorrede.

Para emular o banco de baterias no conversor do estágio 1, foi utilizado como modelo

Capítulo 2 - Estrutura da Microrrede proposta

Tabela 2.2: Parâmetros dos Conversores da UAE c.a.

Potência Nominal	1,5 kW
Rendimento	90%
Tensão c.a.	220 V
Tensão do Barramento c.c. Intermediário	420 V _{cc}
Frequência de Chaveamento	15,36 kHz
Indutor do Filtro LC	2.2 mH
Capacitor do Filtro LC	6.6 μF
Capacitor do Barramento Intermediário	390 μH

a equação (2.1), que representa o SoC de uma bateria. A programação foi realizada utilizando o DSPSP320F28035 do fabricante *Texas Instruments*.

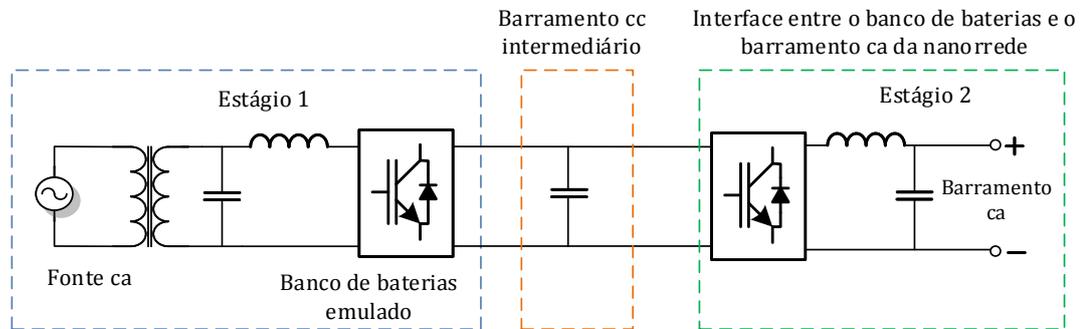


Figura 2.10: Arranjo da UAE no lado c.a. da nanorrede.

$$SoC_i = SoC_i^0 - \frac{1}{C_{bat}} \int i_{Li} dt \quad (2.1)$$

Onde SoC_i^0 é o SoC inicial da bateria, C_{bat} é a capacidade nominal em Ah e i_{Li} é a corrente de saída da bateria.

O fluxo de potência bidirecional na UAE c.a. é regulado pelo controle secundário atra-

vés do controle baseado em potência (CBP). Quando o CBP envia um coeficiente escalar indicando uma operação de carga para a UAE, a tensão do barramento c.c. intermediário tende a se elevar e o conversor do estágio 2 transfere potência de carga para o conversor do estágio 1. Quando a operação se inverte e o CBP indica uma operação de descarga, a tensão no barramento c.c. intermediário tende a cair e o conversor do estágio 1 injeta potência no barramento c.a. da nanorrede. O CBP também é responsável por garantir a equalização das UAEs alocadas em ambas as sub-redes. Sua operação será descrita no capítulo a seguir.

2.2.3 Interface Entre os Barramentos c.c. e c.a.

O conversor IUI utilizado na nanorrede experimental é uma topologia monofásica de duplo estágio, conforme apresentado na Figura 2.11. A topologia de duplo estágio é utilizada devido às características de redução do capacitor do elo c.c. do conversor e desacoplamento das dinâmicas entre os barramentos c.c. e c.a., possibilitando a dissociação do controle dos estágios, de modo que o primeiro estágio é responsável pela interligação com a rede e o segundo estágio realiza a interligação entre os barramentos, conforme já mencionado anteriormente.

Devido aos harmônicos de chaveamento causados pelo conversor, um filtro *LCL* é adicionado na entrada c.a. do conversor. Essa topologia de filtro apresenta uma melhor atenuação das correntes harmônicas para uma mesma dimensão, quando comparado aos filtros *L* e *LC*. Também apresenta melhor desacoplamento entre o filtro e a impedância da rede, reduzindo a dependência de parâmetros da rede [62]. No estágio c.c./c.c. do conversor é utilizado um filtro *LC*.

A Figura 2.12 apresenta o conversor IUI montado experimentalmente e a Tabela 2.3 apresenta os principais parâmetros do conversor. O conversor é formado por dois conjuntos de inversores monofásicos do fabricante *Supplier Indústria e Comércio de Eletro-Eletrônicos Ltda*, formando uma ponte H com potência nominal de 4,2 kVA, barramento c.c. de 600 V e capacitância de 705 μF em cada módulo. Um banco capacitivo adicional

de $2200 \mu F$ foi incluído de forma a manter o *ripple* de tensão abaixo de 1%.

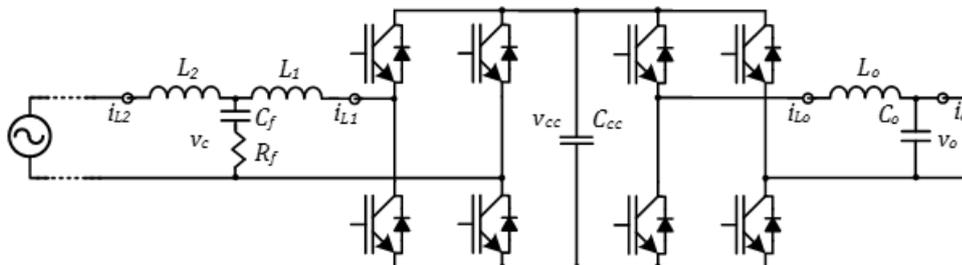


Figura 2.11: Topologia do Conversor IUI Monofásico.

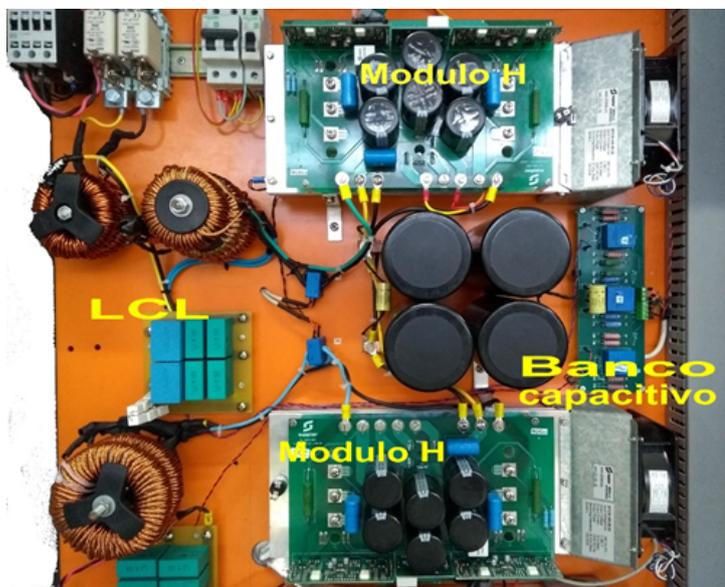


Figura 2.12: Montagem Experimental do Conversor IUI.

2.3 Controle Primário da Nanorede Experimental

Nesta seção será apresentada a estrutura de controle dos estágios c.c.-c.c. e c.a.-c.c. do conversor IUI e dos conversores c.c.-c.c. e c.c.-c.a. das UAEs alocadas nos lados c.c. e c.a. da nanorede, assim como o sistema de comunicação entre os níveis primário e secundário de controle. O controle primário do conversor do GFV no lado c.a. não será tratado por tratar-se de um produto comercial com controle programado de fábrica, que

Tabela 2.3: Parâmetros do Conversor IUI

Potência Nominal	4,2 kVA
Tensão de Entrada	320 V
Tensão do Barramento c.c.	600 V
Frequência de Chaveamento	15,36 kHz
Frequência da Rede	60 Hz
Indutores do Filtro LCL (L_1 e L_2)	430 μH e 200 μH
Capacitor do Filtro LCL	10 μF
Indutor do Filtro LC	1,25 mH
Capacitor do Filtro LC	470 μF
Capacitor do elo c.c.	3610 μF

não foi alterado. Detalhes do projeto dos controladores utilizados no nível de controle primário encontram-se em [63].

2.3.1 Controle do Conversor IUI

A estrutura de controle primário do conversor IUI possui duas estruturas de controle distintas, podendo operar em modo conectado à rede ou em modo ilhado. Em ambos os modos, cada estágio do conversor (c.c. ou c.a.) possui um diagrama de controle independente. Cada diagrama de controle possui duas malhas em cascata: uma malha de corrente interna e uma malha de tensão externa. A Figura 2.13 apresenta a estrutura das malhas de controle de corrente e tensão do conversor IUI.

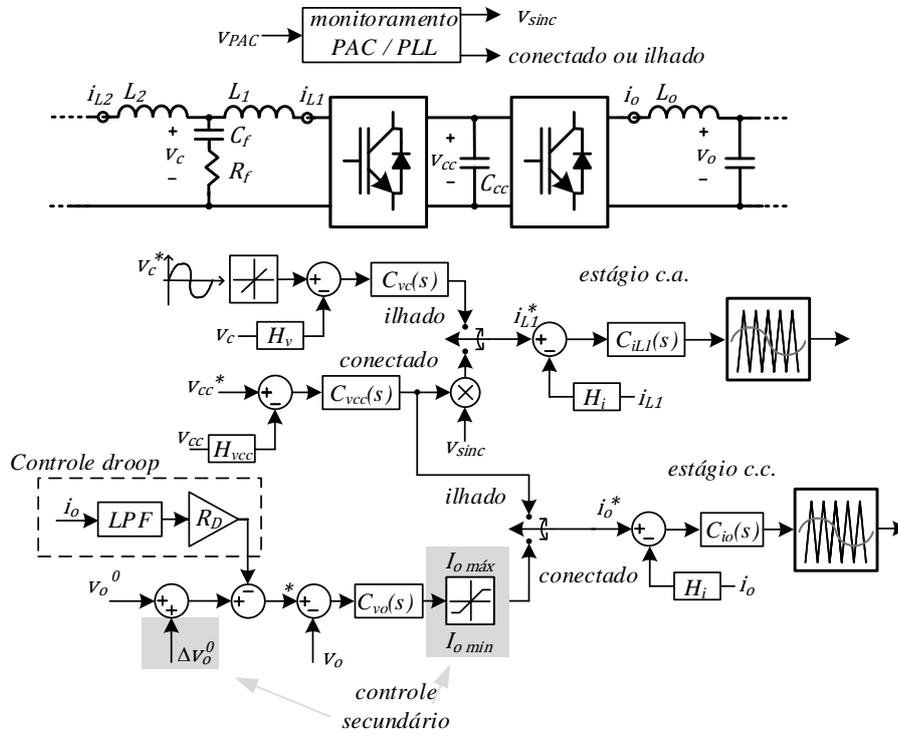


Figura 2.13: Diagrama de Controle do Conversor IUI.

2.3.1.1 Modo Conectado à Rede

O estágio c.a./c.c. do controle do IUI é formado por uma malha de corrente interna, uma malha de tensão externa e um sistema de seleção entre os modos conectado eilhado. Em modo conectado, o conversor IUI opera como seguidor de rede, e deve controlar a corrente i_{L1} que circula no indutor de saída e a tensão V_{cc} no elo c.c. do conversor. A Figura 2.14 apresenta os diagramas de blocos das malhas de corrente e tensão do estágio c.a. do conversor IUI.

O controle de corrente do estágio c.a./c.c. é realizado através de um controlador Proporcional-Integral-Ressonante, pois este apresenta melhor efetividade quando aplicado ao controle de ondas senoidais por apresentar ganho infinito nas frequências de ressonância selecionadas. No projeto do controle do conversor IUI, as frequências de ressonância selecionadas foram: 60 Hz, 180 Hz, 300 Hz e 420 Hz, e os ganhos do controlador foram:

$K_p = 0,6825$ e $K_{ir} = 19,83$, projetados para atender aos requisitos de $2,7 \text{ kHz}$ de frequência de corte e 60° de margem de fase.

O controle da malha de tensão do estágio c.a./c.c. é realizado levando em consideração a resposta da tensão do barramento a uma perturbação de carga, causada pela injeção ou absorção de corrente. Para esta malha foi implementado um controlador PI. Os ganhos do controlador PI da malha de tensão são: $K_p = 0,981$ e $K_i = 270$, atendendo aos requisitos de frequência de corte de 120 Hz e margem de fase entre 60° e 70° .

O monitoramento e a seleção entre os modos conectado à rede ou ilhado é realizado por meio de algoritmo *Phase Locked Loop* - *PLL*. Esse algoritmo mede a tensão da rede e sintetiza um sinal senoidal, com amplitude unitária e em fase com a componente fundamental. O sinal é repassado para a malha de corrente do estágio c.a.. O algoritmo também monitora a amplitude e frequência da tensão, com o objetivo de determinar se o sistema está ilhado ou não. A Figura 2.15 apresenta a estrutura do algoritmo PLL, onde o bloco *SOGI* gera um sinal ortogonal (v'_β) e outro em fase (v'_α) ao sinal de entrada v . Esses sinais são enviados para o bloco PLL em coordenadas síncronas, onde se extrai as informações de fase do sinal de entrada ($\hat{\theta}$), a frequência (\hat{f}) e amplitude (v_d), determinando o sincronismo com a rede. Esse procedimento de projeto segue a metodologia proposta por [64]

A Figura 2.16 apresenta o diagrama de blocos do controle do estágio c.c. do conversor IUI. Como o controle agora lida com tensão e corrente contínua, o controle das duas malhas é realizado utilizando controladores PI. O controlador da malha de corrente possui ganhos $K_p = 0,165$ e $K_i = 200$, atendendo aos requisitos de frequência de corte de $1/5f_{pwm}$ e margem de fase entre 50° e 70° . Já o controlador da malha de tensão apresenta ganhos $K_p = 17,9$ e $K_i = 200$, para atender aos requisitos de frequência de corte de $1/5\omega_c$ e margem de fase em torno de 90° . O controle do estágio c.c. também insere uma resistência virtual (R_D) em série com a saída do conversor, implementando um *droop* de tensão para realizar o controle da tensão do barramento c.c. quando o estágio c.c. do IUI opera em modo fonte de tensão.

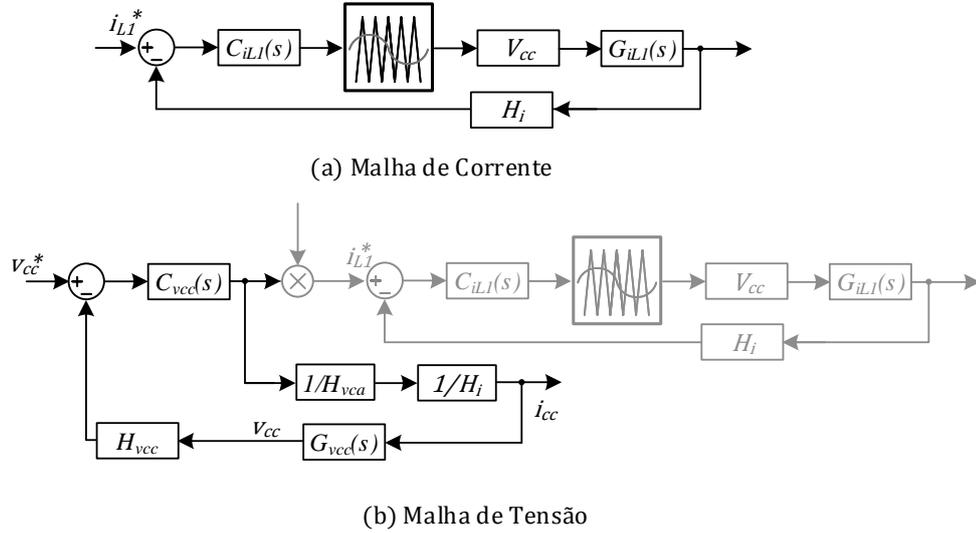


Figura 2.14: Malhas de Tensão e Corrente do Estágio c.a. do Conversor IUI.

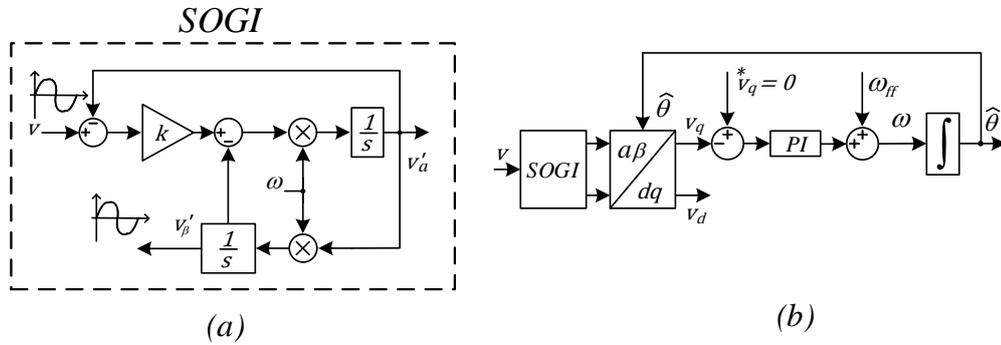


Figura 2.15: Estrutura do Algoritmo PLL.

2.3.1.2 Modo Ilhado

Quando ocorrer o ilhamento, o IUI passará de seguidor de rede para formador de rede e o diagrama de controle do estágio c.a. apresenta a estrutura da Figura 2.17. A malha de tensão é responsável por sintetizar uma forma de onda senoidal sob o capacitor do filtro LC, enquanto a malha de corrente possui apenas função de proteção, monitorando condições de sobrecorrente e curto-circuito.

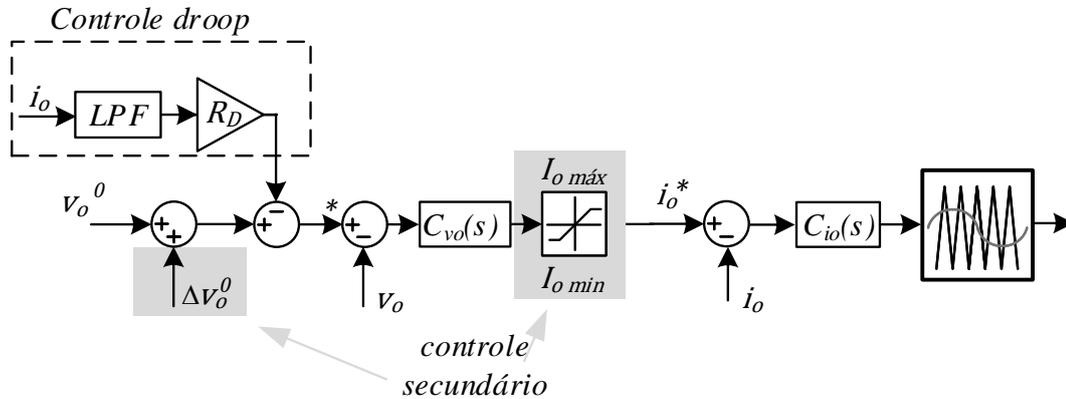


Figura 2.16: Diagrama de Controle Estágio c.c. IUI.

Como agora a malha de tensão é a malha de controle principal do conversor, seu controle é realizado utilizando o controlador PIR, selecionando-se as frequências de ressonância 60 Hz , 180 Hz , 300 Hz e 420 Hz . Os ganhos calculados foram $K_p = 9,3$ e $K_{ir} = 31,83$, para atender aos requisitos de frequência de corte 600 Hz e margem de fase 60° . A malha de corrente em modo ilhado é representada apenas pelo ganho introduzido pelo transdutor de corrente H_i .

Para o estágio c.c. do IUI, as malhas de controle de tensão e corrente não são alteradas, a saída da malha de tensão V_{cc} será a referência para o controle da malha de corrente i_{Lo} . O controle de tensão do barramento c.c. em modo ilhado é realizado pelas UAEs e será descrito na seção a seguir.

2.3.2 Controle do Conversor c.c.-c.c. das UAEs c.c.

O controle do conversor c.c.-c.c. das UAEs é implementado de forma a permitir que o conversor seja capaz de controlar tanto o processo de carga quanto o processo de descarga. Para isto, duas malhas de controle são empregadas: uma para regular o fluxo de potência entre a UAE e o barramento c.c. da nanorrede, chamada de controlador de *droop* de tensão, e outra para controlar o carregamento dos bancos de baterias, chamada

que é a diferença entre as saídas do controlador de *droop* de tensão (i_{droop}) e do controlador de carga (i_{charge}). Quando a nanorrede demanda potência da UAE, a corrente da malha do controlador de *droop* de tensão é maior do que a corrente do controlador de carga e esta assume o controle da corrente no indutor, enquanto que, quando houver um excesso de potência na nanorrede, a corrente da malha de controle de carga se torna maior, e esta assume o controle da corrente no indutor [13].

O CBP atua no nível de controle secundário dos conversores das UAEs, onde após receber as informações de $\alpha_{P_{UAE}}$ e SoC_m do controlador central e com a medida do SoC individual de cada unidade, as funções definidas em (3.17) e (3.18) fornecem uma referência de potência para o controle primário, de modo a provocar um desequilíbrio de potência entre as UAEs, permitindo assim a equalização do SoC tanto no modo de carga quanto no modo de descarga.

2.3.3 Controle do Conversor c.c.-c.a. da UAE c.a.

A UAE c.a. foi implementada conforme arranjo mostrado na Figura 2.10, onde dois conversores em configuração *back-to-back* compartilham um barramento c.c. comum. Cada estágio é controlado de forma distinta, conforme mostra a Figura 2.19. A malha de controle do estágio 1, que emula um banco de baterias controla o processo de carga e descarga mediante as informações recebidas do controlador central e calcula a referência de potência a ser injetada ou absorvida pela UAE. O estágio 2 possui uma malha de controle de tensão c.a. de saída do conversor, que deve estar sincronizada com a tensão do barramento c.a. principal da nanorrede. O sinal de PLL é responsável por rastrear a forma de onda da tensão alternada da rede para manter o sincronismo.

2.4 Controle Secundário da Nanorrede

O controle secundário da nanorrede experimental apresenta uma estrutura híbrida, contemplando funções centralizadas e distribuídas. Um controlador central embarcado na placa *Raspberry PI* é responsável por receber as informações de potência dos micro-

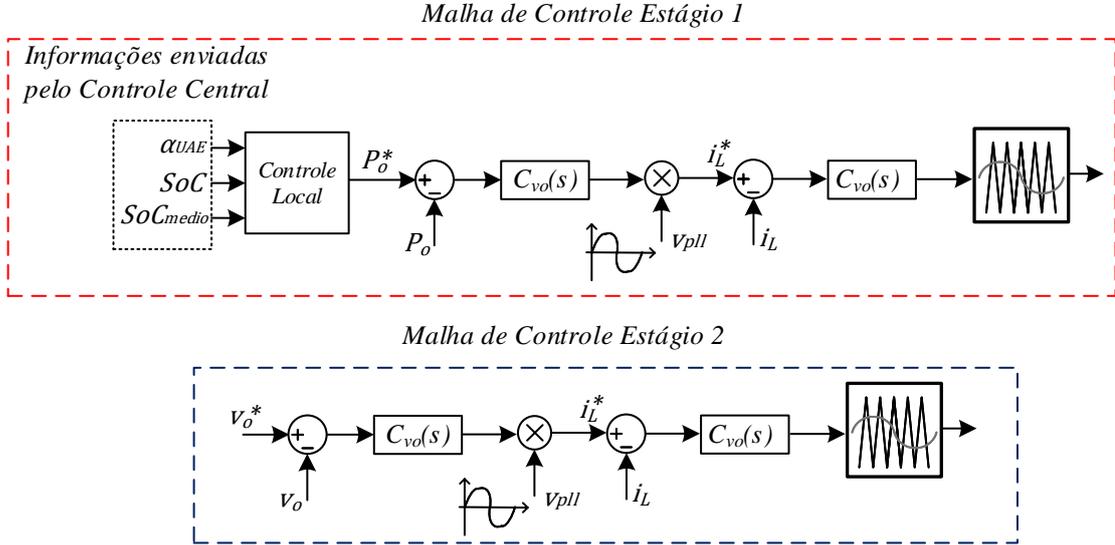


Figura 2.19: Diagrama de Controle do Conversor c.c.-c.a. da UAE c.a..

controladores locais dos conversores da nanorrede, processá-las e devolver os *set-points* para os controladores locais dos conversores. As informações enviadas pelo controlador central aos conversores são: correção de desvio de tensão do barramento c.c., limites de corrente, ajustes de tensão sem carga de cada conversor e as variáveis fornecidas pelo CBP. A Figura 2.20 apresenta a estrutura do sistema de comunicação da nanorrede.

A comunicação interna entre os elementos da nanorrede é feita pelo barramento de comunicação CAN, e a comunicação externa à nanorrede é feita via internet. A rede CAN opera com uma velocidade de comunicação de 125 *kbps*, o que permite uma rede de até 130 m de comprimento. Um tempo de atualização de informações de 100 *ms* foi escolhido, dessa forma, o barramento ficará livre por 66,9 *ms* entre a recepção e a transmissão dos dados, o que garante o envio de outras informações e reenvio de dados, caso haja perda, conforme a equação (2.2).

$$t_{\Delta v_o} = \frac{47 + q_{data}}{v_{CAN}}(N + 1) + t_{calc\bar{v}_o} + t_{updatev_o^*} \quad (2.2)$$

onde $t_{\Delta v_o}$ é o tempo de atualização de v_o , q_{data} é o número de bits, v_{CAN} é a velocidade

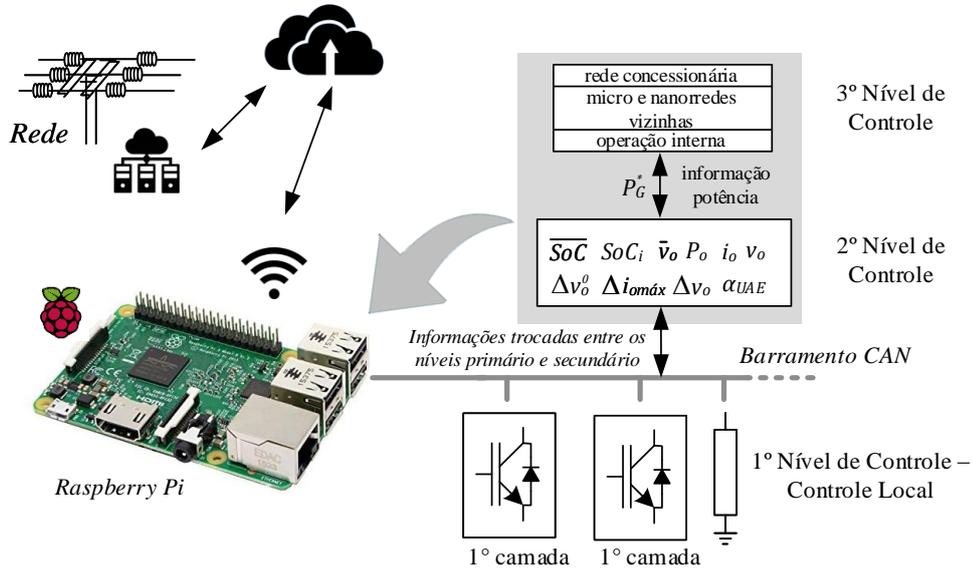


Figura 2.20: Estrutura do Sistema de Comunicação da Nanorrede.

do barramento CAN, $t_{calc\bar{v}_o}$ é o tempo para calcular a média da informação enviada pelos conversores, $t_{updatev_o^*}$ é o tempo de recepção e atualização da informação e N é o número de conversores conectados ao nó de comunicação.

O CBP atua no nível de controle secundário da nanorrede, estando embarcado no controlador central, com o objetivo de garantir a equalização do SoC das UAEs e atuando no controle de potência ativa da rede. O algoritmo atua conforme a metodologia descrita no Capítulo 3 da dissertação.

2.5 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou a estrutura da MR híbrida proposta nesta dissertação, onde discutiu-se a topologia do conversor IUI, apresentando as características que motivaram a escolha da topologia de duplo estágio e foram apresentados os níveis de controle hierárquico da MR, que desempenham diferentes funções dentro da estrutura proposta.

Dentro da estrutura hierárquica de controle, definiram-se os modos de operação de

Capítulo 2 - Estrutura da Microrrede proposta

controle dos conversores dos REDs e IUI no nível primário, garantindo a operação da MR em modo conectado à rede e em modo ilhado e foram descritas as funcionalidades de controle desejadas nos níveis secundário e terciário. Além disso, na estrutura proposta, uma falha nos canais de comunicação não acarreta em perda de funcionamento da MR, com os conversores sendo capazes de manter o funcionamento do sistema através de seu controle local.

Por fim, apresentou-se a arquitetura da nanorrede utilizada para validação dos resultados experimentais, apresentando as topologias dos conversores e seus aspectos construtivos e de funcionamento, detalhes da estrutura de controle primário e secundário e do sistema de comunicação utilizado para realizar o envio e recebimento das informações dos conversores.

Capítulo 3

Controle Baseado em Potência Aplicado ao Controle de UAEs em Microrredes Híbridas c.a./c.c.

Este capítulo apresenta o desenvolvimento do controle baseado em potência como estratégia de controle para a realização do gerenciamento de potência da microrrede híbrida proposta neste trabalho. O CBP é uma estratégia de controle centralizado mestre-escravo onde os REDs contribuem com as necessidades de potência da MR de acordo com a sua capacidade de potência disponível. Sua implementação é realizada no controlador central (CC), que está ligado ao PAC e recebe as informações necessárias dos REDs e UI através de um elo de comunicação de baixa velocidade.

A operação do CBP pode ser descrita da seguinte forma:

- 1) Cada RED deve enviar ao controlador central uma requisição de cadastro de forma a atualizar uma lista com o status das conexões dos REDs (e.g. fase a, b, c ou barramento c.c.) e sua capacidade nominal. Após o registro, é iniciado o ciclo de controle no controlador central. Periodicamente, o controlador central busca novos registros, onde todos os REDs ativos na MR são identificados e adicionados à lista de registro do controlador central. Isso possibilita uma atualização periódica dos REDs e

Capítulo 3 - Controle Baseado em Potência Aplicado ao Controle de UAEs em Microrredes Híbridas c.a./c.c.

permite a funcionalidade *plug-and-play*, com fácil conexão e desconexão dos REDs.

- 2) No início de cada ciclo de controle k , cada RED e o conversor UI envia ao controlador central as informações de potência necessárias para o cálculo do CBP, no ciclo atual.
- 3) Após receber as informações necessárias, o controlador central realiza o cálculo do CBP, computando o status de toda a MR baseado nas quantidades de potência recebidas. Baseado no status da MR, o controlador central calcula as referências de potência necessárias para que os REDs possam garantir o fluxo de potência desejado na MR para o próximo ciclo de controle ($k + 1$).
- 4) Definidas as referências de potência, o controlador central computa os coeficientes escalares, que serão transmitidos a cada RED, para que estes contribuam para as necessidades da MR de forma proporcional à sua capacidade disponível. Os coeficientes escalares determinam a proporção da potência disponível em cada RED que será fornecida à MR. Uma vez que o RED recebe o coeficiente escalar, seu controlador local (CL) atualiza a referência de potência de saída e um novo ciclo de controle se inicia.

A formulação do CBP aplicada a MRs híbridas c.a./c.c. para o controle de UAEs desenvolvida neste trabalho é uma modificação da segunda formulação do CBP proposta na literatura, que propõe o controle de REDs monofásicos em MRs c.a. trifásicas [54].

Para uma MR híbrida c.a./c.c., o CBP deve ser adaptado para lidar com a existência de um barramento c.c. e seus REDs, como também gerenciar o partilhamento de potência entre UAEs alocadas em diferentes sub-redes. Na estrutura de MR híbrida proposta nesta dissertação, os REDs correspondem a geradores fotovoltaicos (GFV) e unidades de armazenamento de energia (UAE), que são controlados de forma independente pelo CBP.

Duas formulações para o CBP aplicado a MRs híbridas foram desenvolvidas ao longo deste trabalho. Na primeira configuração, as UAEs estão concentradas no lado c.c. da MR e possuem um controlador centralizado dedicado ao controle das unidades. Esse controlador recebe uma referência $P_{ESS}^*(k + 1)$ do controlador central e ajusta a referência de potência de saída de cada UAE, com o objetivo de garantir a equalização do SoC

Capítulo 3 - Controle Baseado em Potência Aplicado ao Controle de UAEs em Microrredes Híbridas c.a./c.c.

(do inglês *state-of-charge* - *SoC*). Os coeficientes α_{Pm} e α_{Qm} controlam os GFVs do lado c.a. e um coeficiente escalar α_{CC} controla os GFVs do lado c.c. da MR híbrida. Essa primeira formulação do CBP permite o controle do fluxo de potência no PAC da MR híbrida e um partilhamento de potência efetivo entre as sub-redes c.a. e c.c. da MR. Além disso, é possível gerenciar o sistema de armazenamento de energia, promovendo a equalização do estado de carga das unidades e o controle de carga e descarga [36]. Porém, em determinados momentos, os GFVs operam fora do seu ponto de máxima potência, o que é inviável do ponto de vista econômico, pois deseja-se que os GFVs injetem sempre sua máxima potência disponível e o gerenciamento das UAEs depende de um controlador central, sendo que, em uma MR prática o que acontece é a inserção bancos de baterias distribuídos de forma dispersa ao longo das sub-redes c.a. e c.c. [65].

Então, visando realizar o gerenciamento de energia de UAEs distribuídas ao longo de toda a MR, e garantir a operação dos GFVs no seu ponto de máxima potência, uma segunda formulação do CBP para MRs híbridas foi desenvolvida, onde, nesta configuração, as UAEs estão distribuídas dispersamente nos lados c.a. e c.c. da MR e os GFVs operam sempre no seu ponto de máxima potência, com sua potência excedente sendo utilizada para realizar o carregamento das UAEs e exportar potência para a rede. Os GFVs do lado c.a. realizam apenas compensação de potência reativa. Para o controle das UAEs, o controlador central computa um único α_{UAE} , que é transmitido a cada UAE distribuída e o CL de cada unidade ajusta sua potência de saída de acordo com a sua capacidade de injeção ou absorção de potência e *SoC* de forma a garantir a equalização das unidades. Esta segunda formulação se apresenta como mais adequada às estruturas de MRs físicas existentes, sendo a configuração final adotada ao longo da pesquisa.

O desenvolvimento da técnica é resumido pela Figura 3.1 e descrito a seguir:

Capítulo 3 - Controle Baseado em Potência Aplicado ao Controle de UAEs em Microrredes Híbridas c.a./c.c.

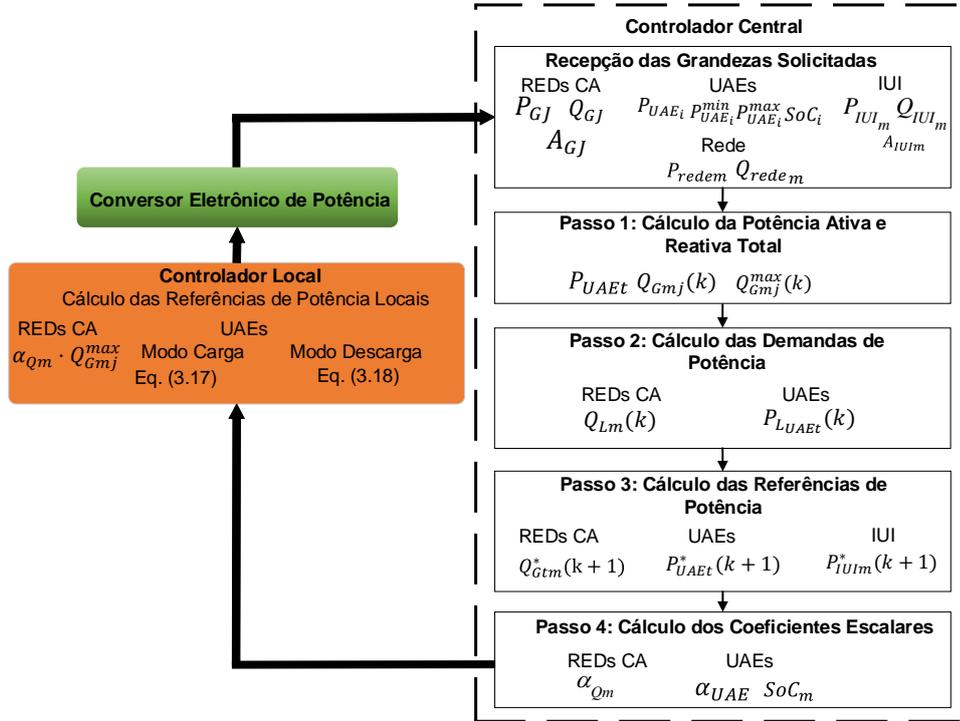


Figura 3.1: Diagrama de Blocos do Processamento do CBP.

No início de cada ciclo de controle, o controlador central requer dos REDs as seguintes informações para o ciclo atual de controle k :

- Do j -ésimo GFV, é solicitada a potência nominal do conversor de potência $[A_{GFVj}(k)]$ e a potência ativa e reativa de saída dos GFVs alocados na sub-rede c.a. da MR $[P_{GFVj}, Q_{GFVj}]$.
- Da i -ésima UAE, é solicitada a potência ativa de saída $[P_{UAEi}(k)]$, as potências máximas e mínimas $[P_{UAEi}^{max}(k), P_{UAEi}^{min}(k)]$, que indicam a máxima potência de descarga e carga, respectivamente, o estado-de-carga $[SoC_i(k)]$ e a potência reativa de saída das UAE alocadas no lado c.a. da MR $[Q_{UAEi}(k)]$.
- Do IUI, é solicitada a potência ativa e reativa de saída $[P_{IUI_m}(k), Q_{IUI_m}(k)]$ e a potência nominal do conversor $[A_{IUI_m}(k)]$
- Da rede, é medida a potência ativa e reativa $[P_{redem}(k), Q_{redem}(k)]$

Capítulo 3 - Controle Baseado em Potência Aplicado ao Controle de UAEs em Microrredes Híbridas c.a./c.c.

Após o recebimento das informações solicitadas aos REDs, o controlador central computa primeiramente a potência ativa total entregue pelas UAEs ($P_{UAEt}(k)$), a potência reativa total no lado c.a. da MR ($Q_{Gtm}(k)$), considerando GFVs e UAEs e a máxima potência reativa de cada RED do lado c.a. da MR ($Q_{Gj}^{max}(k)$).

$$P_{UAEt}(k) = \sum_{i=1}^I P_{UA Ei}(k) \quad (3.1)$$

$$Q_{Gtm}(k) = \sum_{j=1}^J Q_{GFVjm}(k) + \sum_{i=1}^I Q_{UA Ei}(k) \quad (3.2)$$

$$Q_{Gj}^{max}(k) = \sqrt{A_{Gj}(k)^2 - P_{Gj}(k)^2} \quad (3.3)$$

Em seguida, o controlador central computa a potência ativa total absorvida pela MR ($P_{Ltm}(k)$) e a potência reativa absorvida no lado c.a. ($Q_{Ltm}(k)$), durante o ciclo k .

$$P_{Ltm}(k) = P_{redem}(k) + P_{UAEt}(k) \quad (3.4)$$

$$Q_{Ltm}(k) = Q_{redem}(k) + Q_{Gtm}(k) + Q_{IUI}(k) \quad (3.5)$$

As referências de potência podem então ser calculadas pelo controlador central para o próximo ciclo de controle $k + 1$.

$$P_{UAEt}^*(k + 1) = \sum_{m=1}^3 [P_{Ltm}(k) - P_{redem}^*(k + 1)] \quad (3.6)$$

$$Q_{Gtm}^*(k + 1) = Q_{Ltm}(k) - Q_{redem}^*(k + 1) \quad (3.7)$$

Onde $P_{redem}^*(k + 1)$ e $Q_{redem}^*(k + 1)$ são as referências de potência ativa e reativa para a m -ésima fase, respectivamente. Controlando estas variáveis, um fluxo de potência despachável na MR pode ser obtido, sendo possível controlar a injeção de potência ativa e reativa por parte da rede, mediante referências fornecidas pelo controle terciário. Durante o modo ilhado, $P_{redem}^*(k + 1) = 0$. Durante o modo conectado à rede, o estágio c.a./c.c.

Capítulo 3 - Controle Baseado em Potência Aplicado ao Controle de UAEs em Microrredes Híbridas c.a./c.c.

do IUI regula a tensão do barramento da sub-rede c.c. através de uma malha de controle de tensão externa, assegurando o balanço de potência entre ambos os lados da MR e fornecendo a referência de corrente para a malha de corrente interna. Durante o modo ilhado, o estágio c.c./c.c. regula a tensão do elo c.c. do conversor através de uma malha de controle tensão/corrente em cascata, pois a tensão do barramento da sub-rede c.c. é regulada pelas UAEs.

$P_{UAEt}^*(k+1)$ define a referência de potência ativa necessária a todo sistema de armazenamento de energia, o que corresponde a todas as UAEs presentes na MR. Esse valor deve ser limitado à sua potência máxima de carga [$P_{UAEt}^{min}(k) = \sum_{i=1}^I P_{UAEi}^{min}(k)$] e descarga [$P_{UAEt}^{max}(k) = \sum_{i=1}^I P_{UAEi}^{max}(k)$], evitando sobrecarga ou descarga profunda dos bancos de baterias.

Por fim, o controlador central calcula os coeficientes escalares e os transmite para os controladores locais dos REDs, que processam as referências de potência individuais de cada RED. α_{Qm} controla a potência reativa e $\alpha_{P_{UAE}}$ controla a potência ativa das UAEs e podem assumir valores entre $[-1, 1]$ de acordo com as seguintes situações:

- $P_{UAEt}^*(k+1) \leq P_{UAEt}^{min}(k)$

Neste caso, a potência de referência total das UAEs é menor do que a sua potência de carga total, ou seja, o controlador central está calculando uma potência de referência de carga maior do que os bancos de baterias podem suportar, o que pode ocasionar em uma operação sobrecarregada. Dessa forma:

$$\alpha_{UAE} = -1 \quad (3.8)$$

o controlador central satura α_{UAE} de modo que as UAEs se carregam na sua máxima potência suportada, evitando sobrecarga.

- $P_{UAEt}^{min}(k) \leq P_{UAEt}^*(k+1) \leq P_{UAEt}^{max}(k)$

As UAEs podem operar entre modo carga e descarga, dependendo das necessidade de potência da MR. α_{UAE} é dado por:

$$\alpha_{UAE} = \frac{P_{UAEt}^*(k+1)}{P_{UAEt}^{max}(k)}, -1 \leq \alpha_{UAE} \leq 1 \quad (3.9)$$

- $P_{UAEt}^*(k+1) \geq P_{UAEt}^{max}(k)$

A potência de descarga exigida das UAEs é maior do que as unidades podem entregar, o que pode ocasionar em sobrecarga. O controlador central então satura α_{UAE} em seu valor máximo para proteger as UAEs.

$$\alpha_{UAE} = 1 \quad (3.10)$$

- $-Q_{Gmt}^{max}(k) \leq Q_{Gmt}^*(k+1) \leq Q_{Gmt}^{max}(k)$

A potência reativa, processada apenas pelos REDs alocados na sub-rede c.a., pode variar entre $\pm Q_{Gmt}^{max}(k)$, fornecendo potência reativa indutiva ou capacitiva.

$$\alpha_{Qm} = \frac{Q_{Gmt}^*(k+1)}{Q_{Gmt}^{max}(k)}, -1 \leq \alpha_{Qm} \leq 1 \quad (3.11)$$

A referência de potência reativa calculada no CL dos REDs c.a. é dada por:

$$Q_{Gj}^*(k+1) = \alpha_{Qm} \cdot P_{Gj}^{max} \quad (3.12)$$

Uma referência de potência reativa negativa ou positiva significa que o RED processa potência reativa capacitiva ou indutiva, respectivamente. Da mesma forma, uma referência de potência ativa para as UAEs negativa, positiva ou zero, significa uma operação em modo de carga, descarga ou totalmente carregada, respectivamente. A tabela 3.1 apresenta de forma resumida as situações possíveis para os coeficientes escalares e a Figura 3.2 resume o cálculo dos coeficientes escalares pelo controlador central e as referências de potência pelos CLs, que será detalhado na seção a seguir.

Além dos coeficientes escalares, o controlador central também transmite o estado de carga médio SoC_m para as UAE, que é calculado em (3.13), onde SoC_i é o SoC da i -ésimo UAE e I é o número total de UAEs. Este parâmetro é empregado pelos CLs para

Capítulo 3 - Controle Baseado em Potência Aplicado ao Controle de UAEs em Microrredes Híbridas c.a./c.c.

Tabela 3.1: Coeficientes Escalares do Controle Baseado em Potência

Condições de Potência	Coeficientes Escalares
$P_{UAEt}^{min}(k) \leq P_{UAEt}^*(k+1) \leq P_{UAEt}^{max}(k)$	$\alpha_{UAE} = \frac{P_{UAEt}^*(k+1)}{P_{UAEt}^{max}(k)}$
$P_{UAEt}^*(k+1) \leq P_{UAEt}^{min}(k)$	$\alpha_{UAE} = -1$
$P_{UAEt}^*(k+1) \geq P_{UAEt}^{max}(k)$	$\alpha_{UAE} = 1$
$-Q_{Gtm}^{max}(k) \leq Q_{Gtm}^*(k+1) \leq Q_{Gtm}^{max}(k)$	$\alpha_{Qm} = \frac{Q_{Gtm}^*(k+1)}{Q_{Gtm}^{max}(k)}$

realizar a equalização do SoC , cujo processo descrito na seção a seguir. A equação (3.14) calcula o erro de SoC , que quantifica o desvio entre as UAEs. A equalização de SoC das UAEs causa um desbalanço de potência entre as unidades de armazenamento, o que pode fazer com que algumas das UAEs excedam a máxima potência de carga ou descarga do conversor. Para garantir que os conversores das UAEs operem dentro dos seus limites de potência e alcancem a equalização de SoC , o controlador central limita α_{UAE} para que este não seja maior do que SoC_m . Esta limitação faz com que a potência injetada ou absorvida pelas UAEs seja menor do que sua potência máxima de carga ou descarga ao mesmo tempo em que mantém o desbalanço de potência necessário para alcançar a equalização de SoC . As equações (3.15) e (3.16) mostram como é feita a limitação. Em [66] também é utilizado um limite de saturação para evitar que um expoente elevado na função de equalização de SoC resulte em uma diferença na potência injetada/absorvida que exceda a potência máxima do conversor.

$$SoC_m = \frac{\sum_{i=1}^I SoC_i}{I} \quad (3.13)$$

$$SoC_{ERRO} = SoC_{max} - SoC_{min} \quad (3.14)$$

- Em modo de carga ($\alpha_{UAE} < 0$)

Se $|\alpha_{UAE}| > SoC_m$

$$\alpha_{UAE} = -SoC_m \quad (3.15)$$

- Em modo de descarga ($\alpha_{UAE} > 0$)

Se $|\alpha_{UAE}| > SoC_m$

$$\alpha_{UAE} = SoC_m \quad (3.16)$$

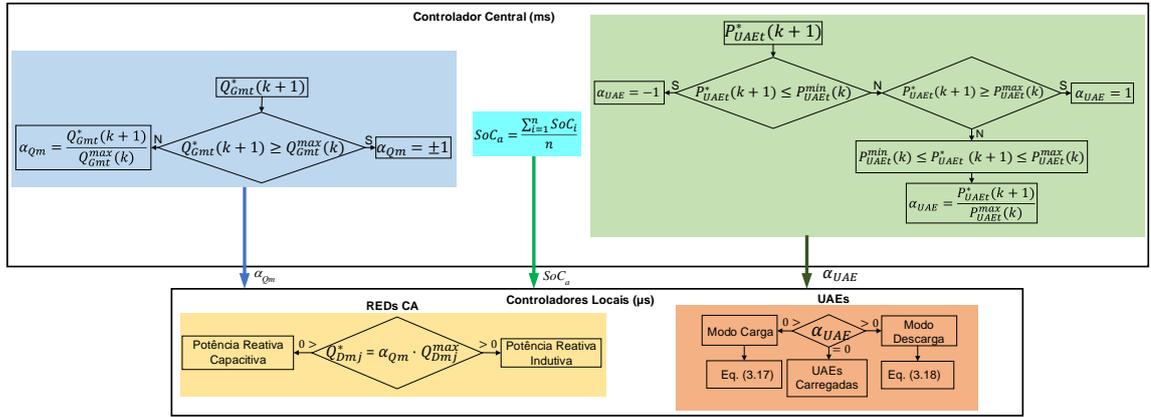


Figura 3.2: Processamento dos Coeficientes Escalares e Referências de Potência.

3.0.1 Estratégia de Gerenciamento Local de Energia das UAEs

Após calcular α_{UAE} , o controlador central realiza sua transmissão para o CL de cada UAE, que calcula a referência de potência individual de cada unidade. Em sistemas de armazenamento de energia é comum lidar com a existência de unidades com diferentes capacidades e diferentes estados de carga. Essas diferenças entre os estados de carga das UAE podem ocasionar em alguns bancos operarem subcarregados ou sobrecarregados, reduzindo a vida útil dos mesmos. Sendo assim, em MRs contendo UAEs é imprescindível a existência de uma estratégia de controle para manter o estado de carga das UAEs equalizado.

Capítulo 3 - Controle Baseado em Potência Aplicado ao Controle de UAEs em Microrredes Híbridas c.a./c.c.

Na estratégia de balanceamento de SoC utilizada, uma função de equalização é implementada no CL, baseada no SoC individual da UAE (SoC_i) e nas variáveis α_{UAE} e SoC_m transmitidas pelo controlador central. A partir dos parâmetros recebidos, a função de equalização modifica localmente α_{UAE} , provocando um desbalanço de potência entre as unidades, de modo que; durante o modo de carga, a unidade com menor SoC absorve mais potência de carga, enquanto que a unidade com maior SoC absorve menos potência. À medida que o SoC_i da unidade se aproxima do SoC_m do sistema, o desbalanço de potência introduzido pelo método vai diminuindo. De modo contrário, durante o modo de descarga, a unidade com maior SoC injeta mais potência e se descarrega mais rápido, enquanto a unidade com menor SoC injeta menos potência, descarregando-se mais lentamente. Da mesma forma, à medida que o SoC individual de cada UAE se aproxima do SoC médio, o desbalanço de potência introduzido pela função de equalização vai sendo reduzido.

Diversos métodos para equalização de SoC são apresentados na literatura, com destaque para os métodos que utilizam funções matemáticas do tipo potência ou exponencial [65], [66], [67]. A partir do estudo comparativo apresentado por [68], onde comparou-se funções compensação dos tipos linear, potência, exponencial, seno hiperbólico e logaritmica, concluiu-se que a função do tipo potência exibe a resposta mais rápida em termos de velocidade de equalização em comparação com o conjunto de funções analisadas para ambos os modos de carga e descarga. Baseado nisto, será considerada nesta dissertação uma função do tipo potência para ponderar o α_{UAE} em relação ao SoC e o SoC_m , a fim de se alcançar a equalização. Sendo assim, define-se as referências de potência para as UAE como:

- Em modo carga

$$P_{UAEi}^* = P_{UAEi}^{min} \cdot \alpha_{UAE} \cdot (1 + (SoC_m - SoC_i)^p) \quad (3.17)$$

- Em modo descarga

Capítulo 3 - Controle Baseado em Potência Aplicado ao Controle de UAEs em Microrredes Híbridas c.a./c.c.

$$P_{UAEi}^* = P_{UAEi}^{max} \cdot \alpha_{UAE} \cdot (1 - (SoC_m - SoC_i)^p) \quad (3.18)$$

onde p é um fator de convergência que ajusta a velocidade de equalização. Quanto maior for o valor de p , mais rápida será a equalização.

Quando operando em modo ilhado, as UAEs no lado c.c. comportam-se como fontes de tensão e regulam a tensão do barramento c.c.. A coordenação com as UAEs alocadas na sub-rede c.a., que operam como fonte de corrente é garantida por meio da malha de potência mostrada na Figura 3.3, cuja saída é somada ao *set-point* de tensão do barramento c.c., causando um deslocamento na curva de tensão, com o objetivo de garantir tanto a regulação do barramento quanto a coordenação entre as UAEs operando como fonte de tensão e fonte de corrente. Em [69], uma aproximação similar é explorada em inversores controlados por *droop*, controlando a potência de saída entregue pelos REDs. Como em MRs c.c. a impedância dos cabos pode ser interpretada como coeficientes *droop*, o deslocamento da referência de tensão também pode levar à regulação da tensão do barramento c.c. e ao compartilhamento de potência proporcional.

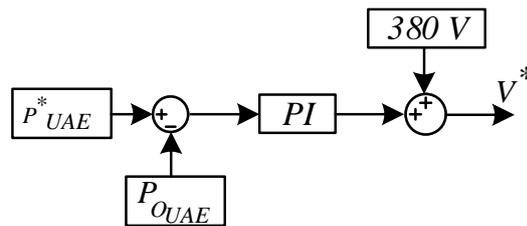


Figura 3.3: Malha de Potência UAEs c.c..

Além disso, durante as horas de pico de demanda, as UAEs são capazes de realizar o *peak-shaving*, utilizando a energia armazenada para reduzir a potência fornecida pela rede e minimizar custos. Durante este período, α_{UAE} está saturado pelo controlador central, e cada UAE fornece sua máxima potência disponível.

3.1 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou o CBP, que é uma técnica de controle centralizado, baseado em controle mestre-escravo, que tem como principal objetivo realizar o controle dos REDs de uma MR de maneira em que estes contribuam proporcionalmente à sua capacidade de potência disponível. Baseado nas contribuições dessa técnica já mencionadas na literatura como: baixa complexidade de implementação, compartilhamento de potência efetivo entre os REDs, compensação de potência reativa e exigência mínima em termos de comunicação e conhecimento da MR controlada, motivou-se a aplicação do CBP na MR híbrida desenvolvida nesta dissertação, alcançando objetivos de controle tais como: compartilhamento de potência proporcional entre as UAEs alocadas dispersamente nas sub-redes c.c. e c.a. da MR, despacho de potência ativa e reativa da rede, equalização do estado de carga das UAEs através do CBP, realização de *peak-shaving* e capacidade *plug-and-play*, permitindo a conexão e desconexão de UAEs sem prejuízo do funcionamento da MR. Tais contribuições serão apresentadas no capítulo seguinte através dos resultados obtidos por meio de simulações computacionais e dos resultados experimentais.

Capítulo 4

Resultados e Discussões

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo trata da análise dos resultados obtidos através da aplicação do CBP na MR híbrida proposta. São avaliados os resultados obtidos através de simulações computacionais, realizadas através da plataforma *MATLAB/Simulink*, assim como resultados obtidos experimentalmente através de uma nanorede construída no laboratório do Grupo de Eletrônica de Potência da UFMG (GEP-UFMG).

As simulações computacionais foram realizadas utilizando a estrutura descrita no Capítulo 2, através do ambiente de simulação fasorial do *MATLAB/Simulink*. Neste modo de simulação, não é possível realizar a avaliação de transitórios ou contribuição de harmônicos, mas é possível realizar a análise em regime permanente durante vários dias de operação, o que permite avaliar o comportamento da MR para diferentes perfis de carga e geração ao longo do dia. Neste trabalho a simulação fasorial é realizada durante um período 72 h, analisando-se um perfil de carga residencial em duas situações distintas: na primeira situação, é analisado um perfil de carga residencial típico, com pico de demanda entre 18 h - 21 h. No segundo caso, é avaliado o comportamento da MR híbrida em um perfil de carga residencial com alta penetração de veículos elétricos (VEs), onde é inserido um pico de demanda entre 0 h - 4 h referente ao intervalo em que os VEs estão se

carregando.

Para validação experimental dos resultados propostos, o CBP foi aplicado ao nível secundário da nanorrede existente no laboratório do GEP-UFMG, que consiste em um arranjo monofásico composto por um conversor de interligação (CI) para conectar os barramentos c.c. e c.a. da nanorrede, bancos de baterias distribuídos em ambas as sub-redes, geração fotovoltaica, cargas alocadas nas duas sub-redes, e sistema de gerenciamento, conforme mostrado na Figura 2.5. Através desta estrutura foi possível realizar o gerenciamento de energia da nanorrede híbrida e verificar experimentalmente situações como: equalização de *SoC* das UAEs alocadas nas sub-redes c.c. e c.a., controle do fluxo de potência no PAC, partilhamento de potência proporcional entre os REDs existentes, operação ilhada e conexão *plug-and-play* das UAEs.

4.2 Resultados de Simulação

Para obtenção dos resultados de simulação, os GFVs e UAEs foram arranjados conforme a configuração apresentada pela Figura 4.1. Esta consiste de seis nós no lado c.a. da MR, com cargas monofásicas e trifásicas distribuídas ao longo dos nós, três GFVs monofásicos com conexão fase-neutro (GFV_{N4a} , GFV_{N5b} , GFV_{N6c}) e uma UAE conectada a um inversor trifásico ($UAE_{N13\phi}$). No lado c.c. da MR, há quatro nós contendo uma carga, um GFV (GFV_{N7cc}) e três UAEs distribuídas (UAE_{N8cc} , UAE_{N9cc} , UAE_{N10cc}). As Tabelas 4.1 apresenta os parâmetros referentes aos GFVs e UAEs, respectivamente. Os valores de impedâncias de linha e potência das cargas são apresentadas nas Tabelas 4.2 e 4.3, respectivamente. O conversor IUI possui capacidade de potência nominal suficiente para exportar a máxima potência do lado c.c. para o lado c.a. e vice-versa.

Os resultados obtidos através das simulações analisam as seguintes condições: (i) modos de operação conectado à rede e ilhado; (ii) equalização do *SoC* das UAEs alocadas em ambas as sub-redes nos modos de carga e de descarga; (iii) controle do fluxo de potência ativa e reativa na rede; (iv) capacidade de conexão *plug-and-play*; (v) realização de *peak-shaving*; (vi) partilhamento de potência proporcional entre REDs de diferentes

capacidades. As condições de operação apresentadas foram verificadas nos perfis de carga apresentados pelas Figuras 4.2 e 4.3

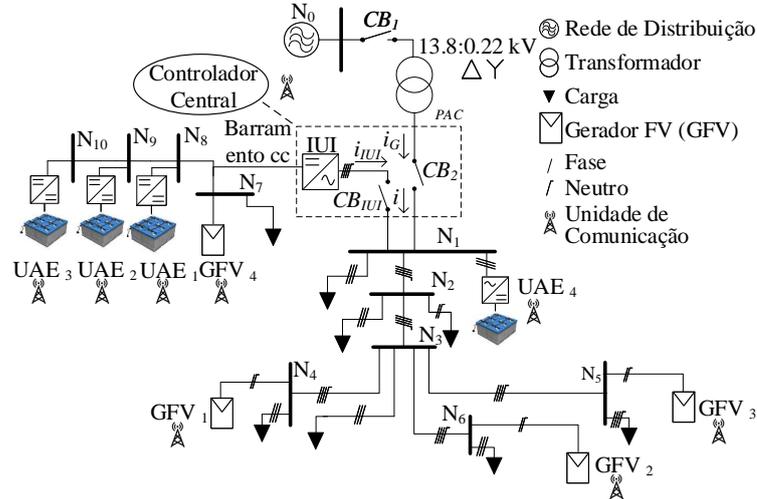


Figura 4.1: Estrutura da Microrrede Híbrida Utilizadas nas Simulações.

Tabela 4.1: Parâmetros dos REDs

Parâmetros dos Geradores Fotovoltaicos	
Parâmetro	$GFV(N_{4a}, N_{5b}, N_{6c}, N_{7cc})$
Max. capacidade de potência [kW]	(5.0, 5.0, 6.0, 5.0)
Min. capacidade de potência [kW]	(0.0, 0.0, 0.0, 0.0)
Parâmetros das Unidades de Armazenamento de Energia	
Tipo de Bateria	chumbo-ácido
Intervalo SoC	0.3 - 1.0
Max. capacidade de potência [kW]	(6.0, 2.0, 4.0, 3.0)
Min. capacidade de potência [kW]	(-6.0, -2.0, -4.0, -3.0)

4.2.1 Análise do Perfil Residencial Típico

Para esta análise, as simulações são realizadas dados os seguintes parâmetros de referência de potência: Modo conectado à rede: $P_{redem}^* = 6kW$, $Q_{redem}^* = 0W$. Modo ilhado: $P_{redem}^* = 0$, $Q_{redem}^* = 0$. A simulação é iniciada com as UAEs possuindo diferentes valores

Tabela 4.2: Valores das Impedâncias de Linha

De	Para	R [Ω]	L [μ H]
N_0	N_1	0.46	4907
N_1	N_2	0.0032	31.10
N_2	N_3	0.0206	19.98
N_3	N_4	0.0037	5.46
N_3	N_5	0.0084	12.21
N_3	N_6	0.0378	36.7
IUI	N_7	0.0037	0
N_7	N_8	0.0045	0
N_8	N_9	0.0054	0
N_9	N_{10}	0.0066	0

Tabela 4.3: Valores das Potências das Cargas

Node	P_a [W]	P_b [W]	P_c [W]	Q_a [VAr]	Q_b [VAr]	Q_c [VAr]	P_{dc} [W]
N_1	1241	619.9	619.9	359.3	179.7	179.7	
N_2	1639	816.9	816.9	356.6	178	178	
N_2	0	100	0	0	40	0	
N_3	983	488.9	488.9	355.7	177.4	177.4	
N_4	0	1555	1475	0	668.3	634	
N_5	435	1729	1729	105.6	421.5	421.5	
N_6	1020	510	1020	240	120	240	
N_7							2944
Total	5318	5819,7	6149,7	1417,2	1784,9	1830,6	2944

iniciais de SoC ($N_{8cc} = 0.9$, $N_{10cc} = 0.8$ and $N_{13\phi} = 0.7$). A $UAE_{N_{9cc}}$ está inicialmente desconectada da MR, sendo conectada posteriormente a fim de demonstrar a funcionalidade *plug-and-play* do sistema. O expoente da função de compensação das equações (3.17) - (3.18) escolhido foi $p = 14$ por este apresentar um tempo de equalização de aproximadamente 6 horas, o que é um tempo razoavelmente bom considerando-se baterias de chumbo-ácido, mantendo-se dentro dos limites de potência dos conversores.

- Primeiro dia de simulação (0 - 24 h)

No primeiro dia de simulação, deseja-se acompanhar o processo de equalização das UAEs quando operando em modo de carga, onde cada UAE deve absorver potência

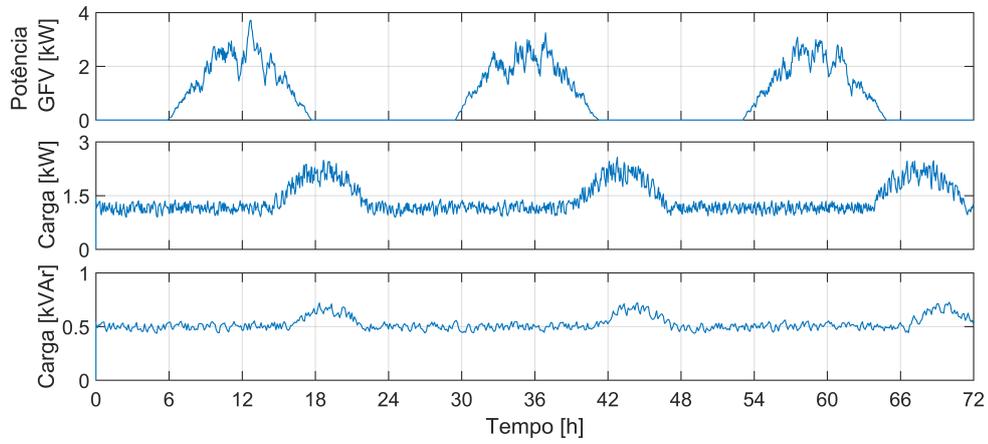


Figura 4.2: Perfil de Carga Residencial.

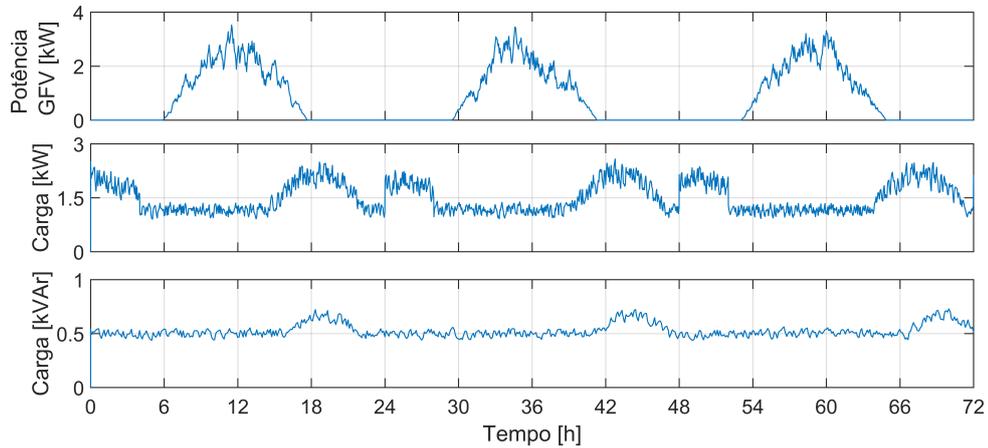


Figura 4.3: Perfil Residencial com Alta Penetração de Veículos Elétricos.

proporcionalmente à sua capacidade individual e SoC inicial. Também será verificada a operação das UAEs quando ocorre a aplicação do *peak-shaving*, que visa reduzir a potência absorvida da rede no horário de pico de demanda.

– Intervalo 0 h - 6 h

Durante esse intervalo, não há injeção de potência por parte dos GFVs e a MR absorve potência apenas da rede. As UAEs estão em modo de carga e é verificado o processo de equalização das unidades. Neste intervalo, as UAEs operam absorvendo potência da rede, que entrega uma potência ativa e reativa de $P_{redem} = 6kW$ e $Q_{redem} = 0W$ respectivamente, obedecendo às referências

de potência ativa e reativa impostas pelo CC, conforme mostra a Figura 4.5. De acordo com o SoC de cada UAE, a função de compensação implementada em cada CL ajusta a potência absorvida por cada unidade, de modo que a UAE com o menor SoC absorve mais potência do que a UAE com maior SoC , para que a equalização seja alcançada, como pode ser visto na Figura 4.4. A variável α_P representa o comportamento da função de equalização em cada UAE, onde ao atingir a equalização, as unidades se mantêm equalizadas ao longo dos três dias de simulação. À medida que a equalização vai ocorrendo, o SoC_{erro} vai reduzindo e torna-se zero quando todas as unidades estão equalizadas. O processo de equalização durou cerca de 6 horas, conforme mostram as Figuras 4.4 e 4.6.

Após as 6 h, as UAEs estão totalmente carregadas e há disponibilidade de geração por meio dos GFVs, que passam a alimentar as cargas e, conseqüentemente, a rede reduz a sua contribuição de potência no sistema.

– Intervalo 18 h - 21 h

Durante esse intervalo, ocorre o horário de pico de demanda, e considerou-se que neste intervalo o custo da energia é mais elevado, o que já é uma realidade no Brasil, com a implantação da modalidade tarifária branca para consumidores residenciais. A fim de minimizar a utilização da rede neste intervalo, reduzindo custos, as UAEs realizam o *peak-shaving*, onde o CC envia um comando para as UAEs injetarem sua máxima potência disponível nesse intervalo, o que corresponde a $\alpha_{UAE} = 1$, como mostra as Figuras 4.4 e 4.6.

• Segundo dia de simulação (24 h - 48 h)

No segundo dia de simulação, é verificada a capacidade de despacho da MR, através da análise do comportamento da potência ativa e reativa da rede frente a mudanças repentinas nas suas respectivas referências.

– Intervalo 33 h - 36 h

Nesse intervalo, foi aplicado um degrau na referência de potência ativa na rede. Devido a neste intervalo os GFVs estarem na sua condição de plena geração e as UAEs estarem carregadas, o CC alterou a potência ativa de referência da rede para que a rede absorva uma potência ativa $P_{redem}^* = -3,5kW$ por fase, o que é prontamente atendido, como pode ser visto na Figura 4.5. Como a potência total dos GFVs não é suficiente para alimentar todas as cargas e exportar a quantidade de potência exigida para a rede, as UAEs entram em modo de descarga, entregando a potência necessária para que a rede atenda ao novo set-point, como mostrado na Figura 4.4.

– Intervalo 42 - 45 h

Neste intervalo, aplicou-se um degrau na referência de potência reativa da rede, alterando a potência reativa de referência de zero para $Q_{redem}^* = 1$ kVAr capacitivo por fase, o que é prontamente atendido pela MR, conforme a Figura 4.5. A capacidade de controlar a potência reativa é importante, pois garante-se um nível de tensão adequado no barramento c.a., assim como reduzem-se as perdas causadas pelo fluxo de potência reativa. O controle de potência reativa também pode ser verificado através de α_{Q_m} na Figura 4.6, que mostra a realização da compensação de potência reativa por parte dos REDs alocados na MR c.a. para que as condições de referência sejam satisfeitas.

- Terceiro dia de simulação (48 h - 72 h)

No terceiro dia da simulação, tem-se como intuito analisar a operação ilhada da MR híbrida, assim como o comportamento do sistema quando uma nova UAE é adicionada ao sistema, verificando a capacidade de operação *plug-and-play*.

– Intervalo 53 h - 66 h

A partir de 53 h, a MR passa a operar em modo ilhado. As UAEs ainda não estão totalmente carregadas, mas estão aptas a fornecer a potência necessária às cargas, passando imediatamente a operar em modo de descarga. Às 55 h,

a $UAE_{N_{9cc}}$ passa a operar junto com as outras unidades, contribuindo com a injeção de potência ativa ao mesmo tempo em que busca a equalização com as outras UAEs. É importante notar que, quando a $UAE_{N_{9cc}}$ é inserida, o SoC_{erro} aumenta devido à diferença de SoC entre a $UAE_{N_{9cc}}$ e as outras unidades. À medida que a equalização vai ocorrendo, SoC_{erro} vai diminuindo, e torna-se aproximadamente zero às 62 h, indicando que todas as UAEs presentes na MR estão equalizadas. Às 66 h, o sistema retorna para o modo conectado à rede e as UAEs passam a operar no modo de carga novamente.

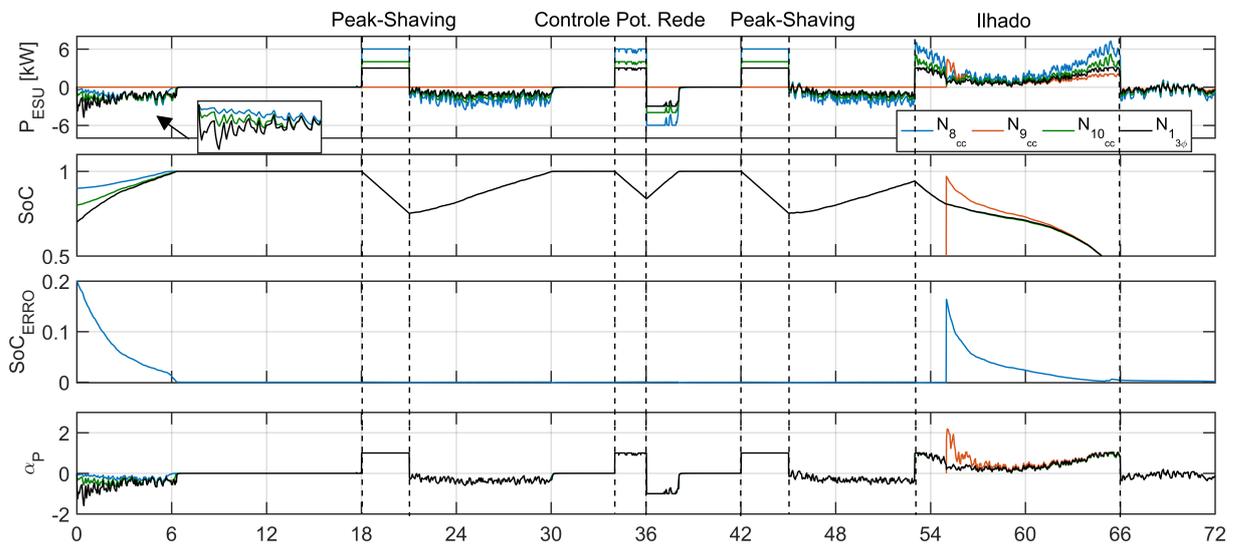


Figura 4.4: Medidas das Unidades de Armazenamento de Energia.

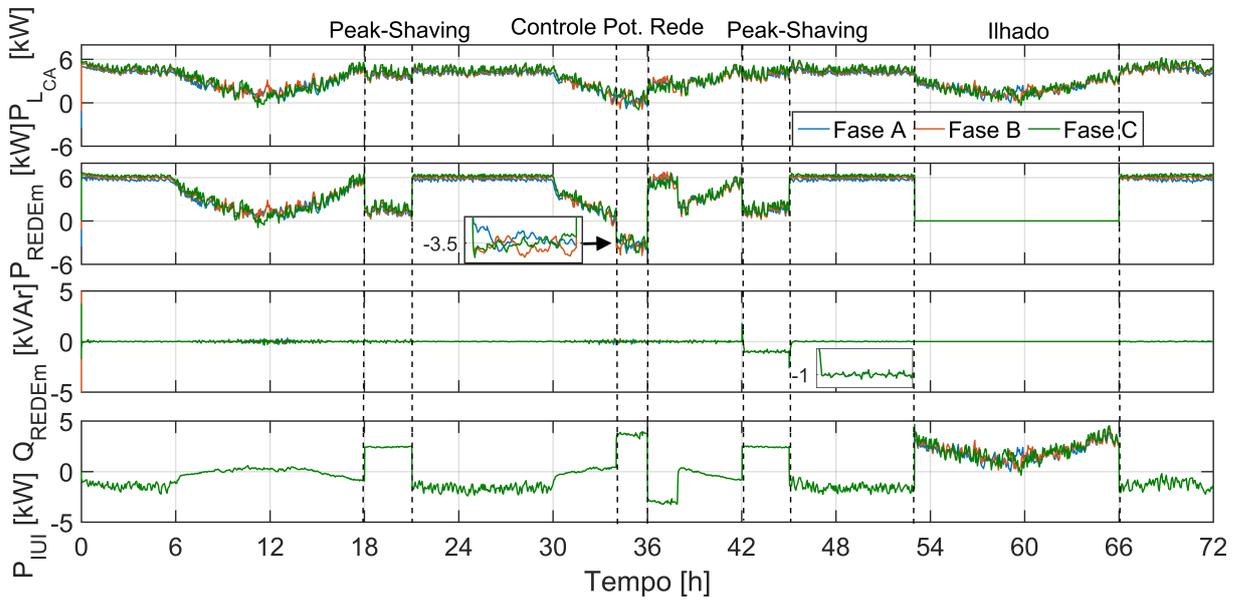


Figura 4.5: Medidas de Potência.

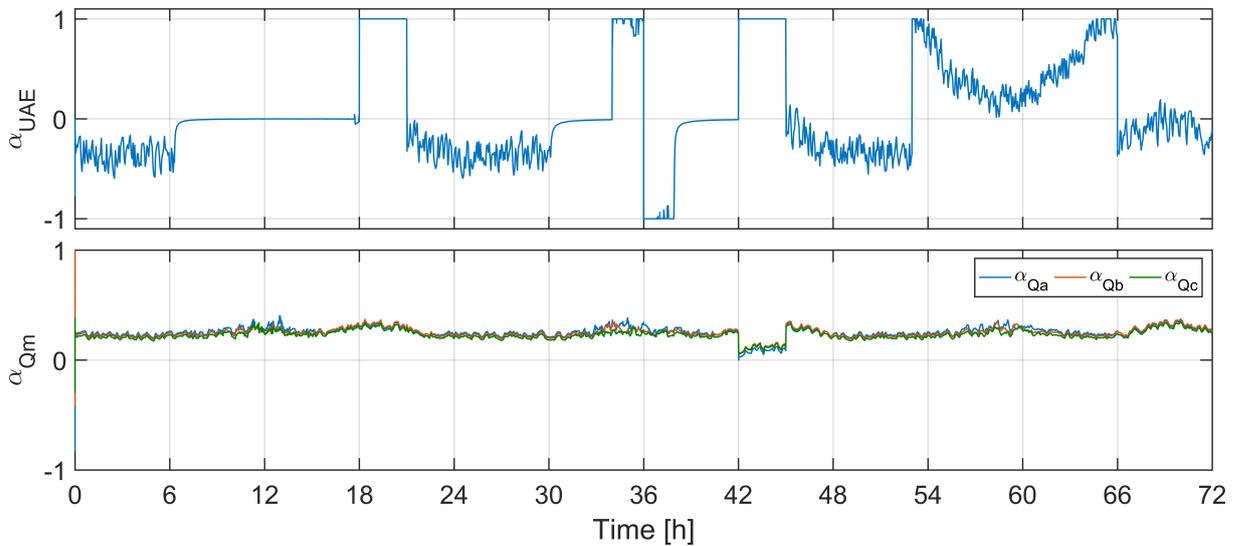


Figura 4.6: Coeficientes Escalares.

4.2.2 Perfil Residencial com Alta Penetração de Veículos Elétricos

Neste estudo de caso, é analisado o comportamento da MR híbrida considerando um perfil de carga residencial com alta penetração de veículos elétricos. Está sendo conside-

rado que os VEs carregam-se durante a madrugada, resultando em um pico de demanda no período compreendido entre 0 h - 4 h, como mostra a Figura 4.3. As referências de potência ativa e reativa na rede são $P_{redem}^* = 6kW$ e $Q_{redem}^* = 0W$ em modo conectado à rede e, em modo ilhado P_{redem}^* e Q_{redem}^* são iguais a zero.

- Primeiro dia de simulação (0 h - 24 h)

No primeiro dia da simulação, deseja-se verificar o processo de equalização das UAEs durante o processo de descarga e, assim como na primeira simulação, o *peak-shaving* também ocorre durante o intervalo das 18 h às 21 h. Nessa simulação, considera-se que todas as UAEs estão conectadas à MR e possuem diferentes valores iniciais de *SoC* ($N_{8cc} = 0.95$, $N_{9cc} = 0.92$, $N_{10cc} = 0.89$ e $N_{13\phi} = 0.86$).

- Intervalo 0 h - 4 h

Durante este intervalo, os VEs estão no seu processo de carga provocando um aumento na demanda de potência. A fim de verificar a equalização das UAEs no modo de descarga, o CC envia um comando para que a rede forneça 80% da potência de carga e as UAEs forneçam 20%. Para atingir a equalização no modo de descarga, a função de compensação modifica α_{UAE} para que a UAE com maior *SoC* forneça mais potência do que as UAEs com menor *SoC*, de maneira oposta ao que acontece no modo de carga, como pode ser visto na Figura 4.7. Quando encerra o período de carregamento dos VEs, as UAEs estão muito próximas da equalização, e depois passam a se carregar, atingindo a equalização total em aproximadamente 8h, conforme mostra o SoC_{erro} na Figura 4.7.

- Intervalo 18 h - 21 h

Durante esse período ocorre o *peak-shaving*, de maneira idêntica à primeira simulação.

- Segundo dia de simulação (24 h - 48 h)

No segundo dia de simulação é verificado o comportamento do fluxo de potência da MR quando é preciso carregar os VEs e as UAEs ao mesmo tempo. Também é analisada a capacidade de despacho da MR, aplicando um degrau na referência de potência ativa e reativa da MR, assim como realizado anteriormente.

– Intervalo 24 h - 28 h

Neste intervalo, os VEs estão se carregando, causando um aumento na demanda de potência. Devido ao *peak-shaving* realizado no período das 18 h às 21 h, às 24 h as UAEs ainda estão carregando-se, e devido a isso, a potência injetada pela rede $P_{redem}^* = 6$ kW não é suficiente para carregar os VEs e as UAEs ao mesmo tempo. Então, as UAEs passam a operar em modo de descarga, fornecendo a potência restante para realizar o carregamento dos VEs, garantindo assim o balanço de potência, conforme mostra a Figura 4.7.

– Intervalos 33 - 36 h e 42 h - 45 h

Durante o intervalo 33 h - 36 h, é aplicado um degrau na referência de potência ativa, alterando-a para $P_{redem}^* = -3,5$ kW e durante o intervalo 42 h - 45 h, a referência de potência reativa é alterada para $Q_{redem}^* = 1$ kVAr capacitivo, assim como feito anteriormente, como pode ser visto na Figura 4.8, P_{redem} e Q_{redem} respondem prontamente às novas referências. A compensação de potência reativa por meio dos REDs c.a. também é realizada nesta simulação, como pode ser visto na Figura 4.9.

• Terceiro dia de simulação (48 h - 72 h)

No terceiro dia de simulação analisa-se o mesmo cenário do intervalo 24 h - 28 h, porém com uma nova referência de potência ativa para a rede, assim como também é analisado o comportamento da MR híbrida em modo ilhado.

– Intervalo 48 h - 52 h

Os VEs estão em modo de carga novamente. Para que a rede seja capaz de carregar os VEs e as UAEs, foi enviada uma nova referência de potência ativa

para a rede, que passou a ser $P_{redem}^* = 8$ kW por fase. A Figura 4.8 mostra que P_{redem} atende prontamente a nova referência e a Figura 4.7 mostra que as UAEs se mantêm em modo de carga, diferentemente do que ocorreu no intervalo 24 h - 28 h.

– Intervalo 53 h - 66 h

A MR passa a operar em modo ilhado e as UAEs operam em modo de descarga, mantendo a equalização de SoC também nesse modo de operação.

A análise dos resultados de simulação mostram que os objetivos de controle foram alcançados de forma satisfatória, com o CBP sendo capaz de realizar a equalização de SoC das UAEs tanto em modo de carga quanto em modo de descarga, ao mesmo tempo em que garante uma injeção/absorção de potência proporcional à capacidade individual de cada unidade. Pode-se verificar também que a MR híbrida proposta é totalmente despachável, sendo possível controlar o fluxo de potência ativa e reativa na rede. A MR também realiza funcionalidades adicionais, como *peak-shaving* e possui capacidade de operação *plug-and-play*. Por fim, um partilhamento de potência proporcional é garantido tanto em modo conectado à rede quanto em modo ilhado. É importante mencionar também que, quando as UAEs atingem a equalização, elas se mantêm equalizadas ao longo de toda a simulação, devido ao partilhamento proporcional de potência ativa entre todas as unidades, independentemente da sub-rede em que esteja alocada.

4.3 Resultados Experimentais

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos através de testes realizados no *setup* experimental. A Tabela 4.4 apresenta os principais parâmetros da nanorrede. Os resultados experimentais foram divididos em testes realizados com o sistema conectado à rede e com o sistema ilhado, onde foram analisados os seguintes pontos: (i) equalização do SoC na carga e na descarga das UAEs; (ii) variações na referência de potência ativa da rede; (iii) variações na potência de carga; (iv) variações na tensão da rede; (v) conexão

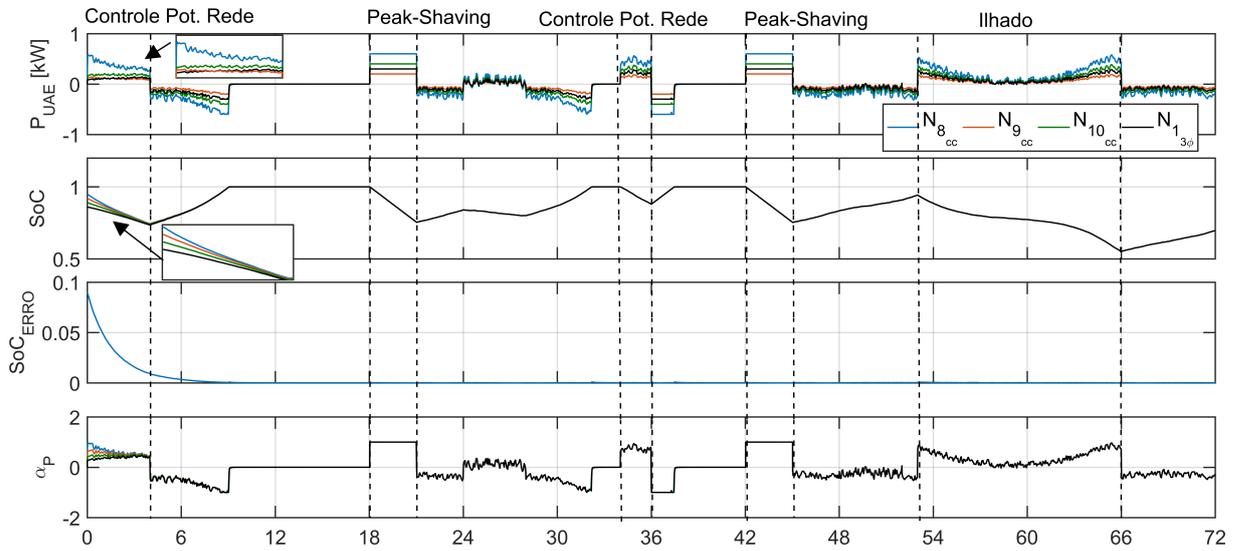


Figura 4.7: Medidas das Unidades de Armazenamento de Energia.

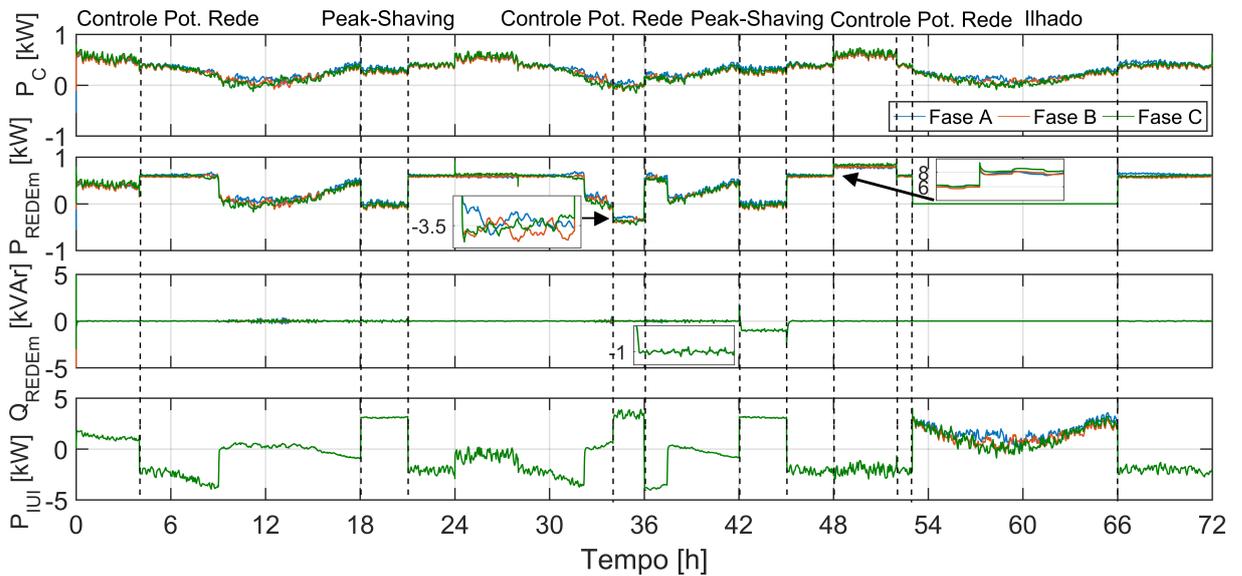


Figura 4.8: Medidas de Potência.

plug-and-play das UAEs. Em todas as análises, o objetivo principal é que o sistema seja capaz de equalizar e manter equalizadas as UAEs em qualquer condição de operação do sistema.

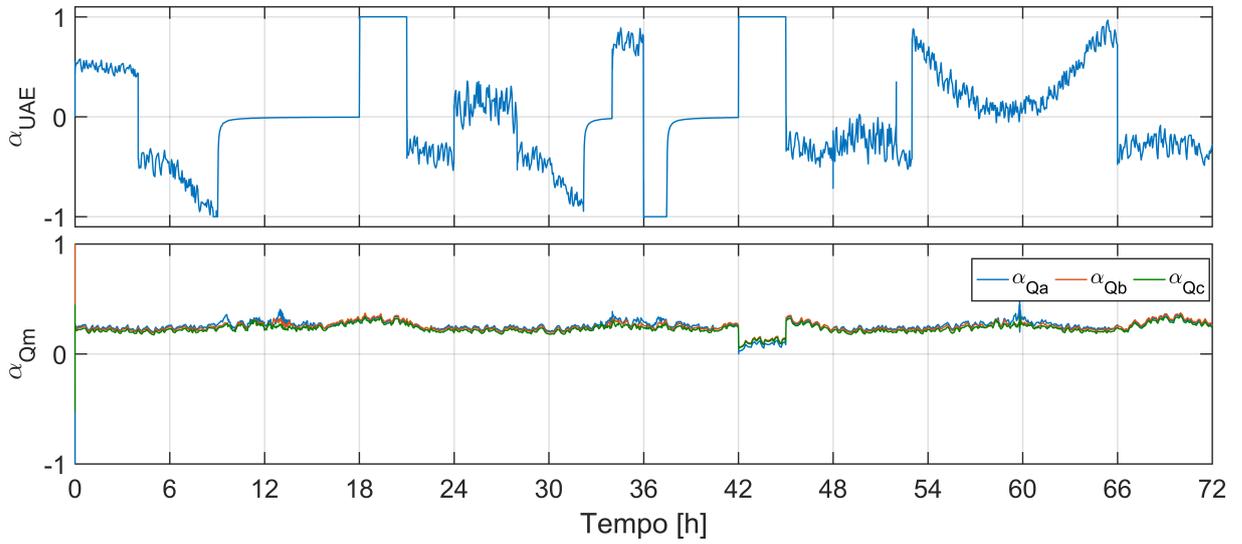


Figura 4.9: Coeficientes Escalares.

Tabela 4.4: Parâmetros da Nanorrede Híbrida Experimental

Parâmetros da Nanorrede	
Parâmetro	Valor
Tensão Nominal Barramento c.c.	380 V
Tensão Nominal Barramento c.a.	220 V
Frequência c.a. nominal	60 Hz
Potência GFV	460 W
Carga Lado c.a.	1,8 kW
Carga lado c.c.	1,9 kW
Parâmetros do Conversor IUI	
Potência Nominal	4,2 kVA
Tensão elo c.c.	600 V
Capacitor elo c.c.	3610 μ F
Indutor Filtro LCL (L1, L2)	430 μ H, 200 μ H
Capacitor Filtro LCL	10 μ F
Indutor Filtro LC	1,25 mH
Capacitor Filtro LC	470 μ F
Parâmetros das UAEs	
Tensão Nominal	48 V
Máx. Potência de Descarga	$U_{AE1cc} = 1.1$ kW, $U_{AE2cc} = 1.1$ kW, $U_{AE3ca} = 0.55$ kW
Máx. Potência de Carga	$U_{AE1cc} = 0.55$ kW, $U_{AE2cc} = 0.55$ kW, $U_{AE3ca} = 0.275$ kW
Máx. SoC	1.0
Min. SoC	0.3

4.3.1 Nanorrede Operando em Modo Conectado à Rede

Em modo conectado à rede foram realizados os seguintes experimentos (i) equalização das UAEs operando em modo de descarga; (ii) equalização das UAEs operando em modo

de carga; (iii) análise do comportamento da nanorrede frente a variações de carga; (iv) análise do comportamento da nanorrede frente a variações na tensão c.a. da rede; (v) conexão *plug-and-play* das UAEs.

4.3.1.1 Primeiro Experimento

No primeiro experimento, deseja-se obter a equalização de SoC quando as UAEs estão operando em modo de descarga. O SoC inicial de cada UAE foi: $SoC_{UAE_1} = 0,85$, $SoC_{UAE_2} = 0,75$, $SoC_{UAE_{3ca}} = 0,95$. A Figura 4.10 mostra (a) a potência de saída proporcional das UAEs, (b) a equalização de SoC , (c) o erro de SoC , (d) o comportamento da função de equalização. A Figura 4.11 mostra (a) a potência total de carga, (b) a potência ativa na rede controlada pela referência fornecida pelo controle terciário, (c) a potência ativa fluindo no conversor IUI. A Figura 4.12 mostra (a) as tensões nos barramentos c.c. e c.a. da nanorrede, (b) a frequência da sub-rede c.a.. A Figura 4.13 mostra o coeficiente escalar calculado pelo CBP e transmitido pelo CC aos CLs das UAEs. $P_{REDE} = 1200$ W, $P_{CARGA} = 2670$ W e $P_{GFV} = 460$ W. Sendo assim, as UAEs precisam fornecer 1010 W para as cargas, operando assim em modo de descarga. A potência total de descarga das UAEs é de 2750 W, onde $UAE_{1cc} = UAE_{2cc} = 1100$ W a $UAE_{3ca} = 550$ W, resultando em $\alpha_{UAE} = 0,36$, como pode ser visto na Figura 4.13.

Devido à função de equalização de SoC representada pelas equações (3.17)-(3.18), α_{UAE} é ajustado de acordo com o SoC atual de cada UAE e com o SoC médio, garantindo que a UAE com maior SoC injete mais potência e a UAE com menor SoC injete menos potência. De acordo com a Figura 4.10(b), a UAE_{3ca} possui o maior SoC inicial. A função de equalização então faz com que, de maneira proporcional, esta seja responsável por injetar maior potência às cargas, como pode ser visto na Figura 4.10(d). À medida em que as UAEs vão equalizando, SoC_{ERRO} na Figura 4.10(c) vai diminuindo.

O processo de equalização dura aproximadamente 240 minutos, ou seja, 4 horas até que todas as UAEs estejam com o mesmo SoC . Após a equalização foi aplicado um degrau na referência de P_{REDE} , que passou de 1200 W para 2900 W. Devido à contribuição de potência do GFV, a rede é capaz de alimentar as cargas e carregar as UAEs com

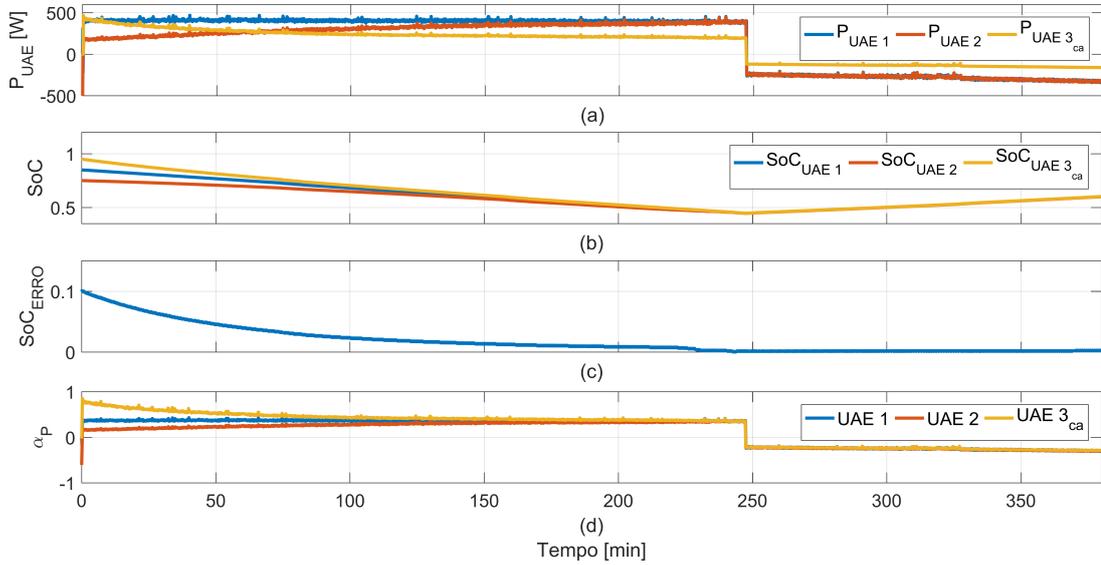


Figura 4.10: Grandezas das UAEs - Primeiro Experimento.

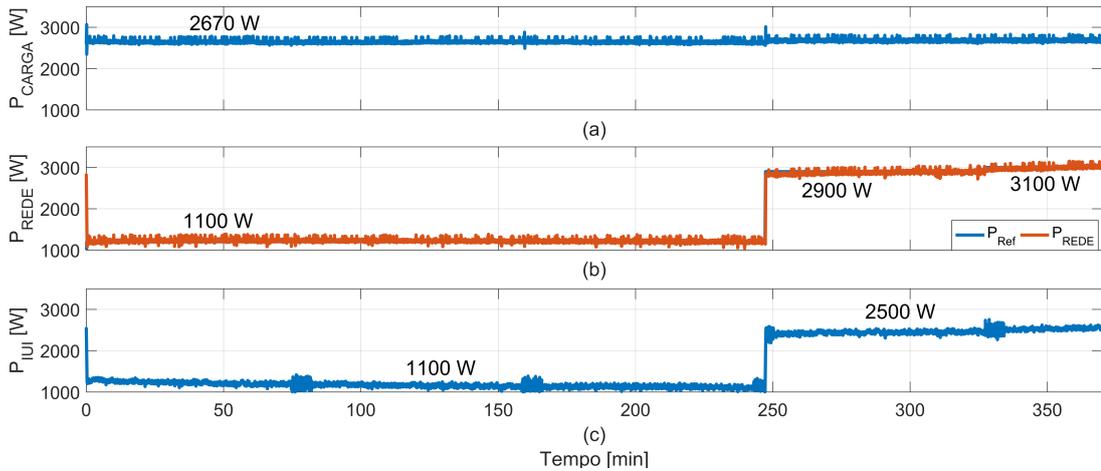


Figura 4.11: Medidas de Potência - Primeiro Experimento.

aproximadamente 690 W. No minuto 328, é aplicado um novo degrau P_{REDE} , passando de 2900 W para 3100 W, aumentando a potência de carga das UAEs para 890 W. Deve-se notar que, ao aplicar um degrau na referência de potência ativa da rede, esta rapidamente responde à nova referência, injetando a potência indicada pelo CC, como pode ser visto na Figura 4.11.

Nota-se que, apesar de as UAEs possuírem diferentes capacidades de potência, a equalização é mantida durante o processo de carga, com cada unidade absorvendo uma po-

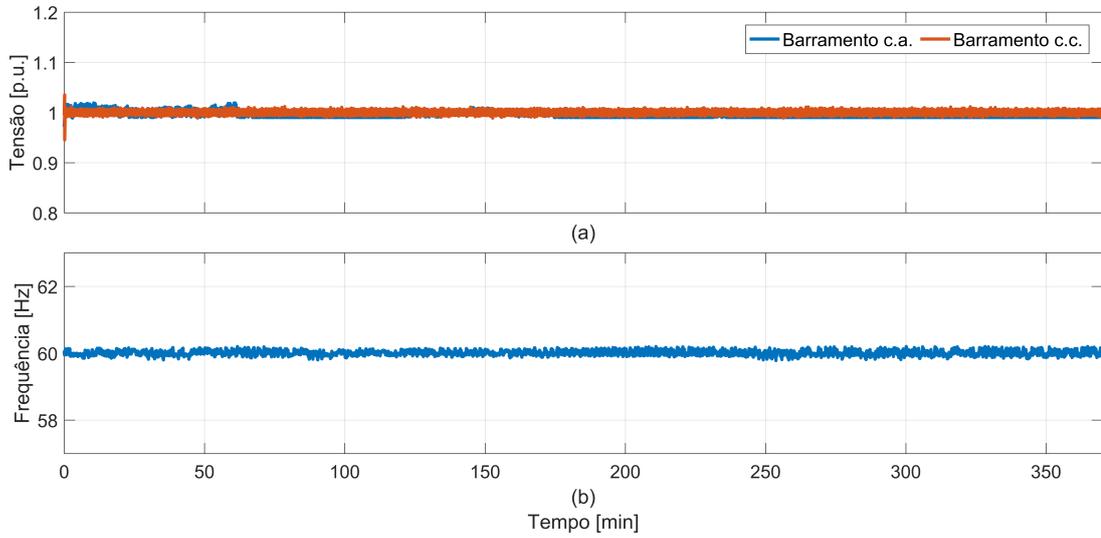


Figura 4.12: Medidas de Tensão e Frequência - Primeiro Experimento.

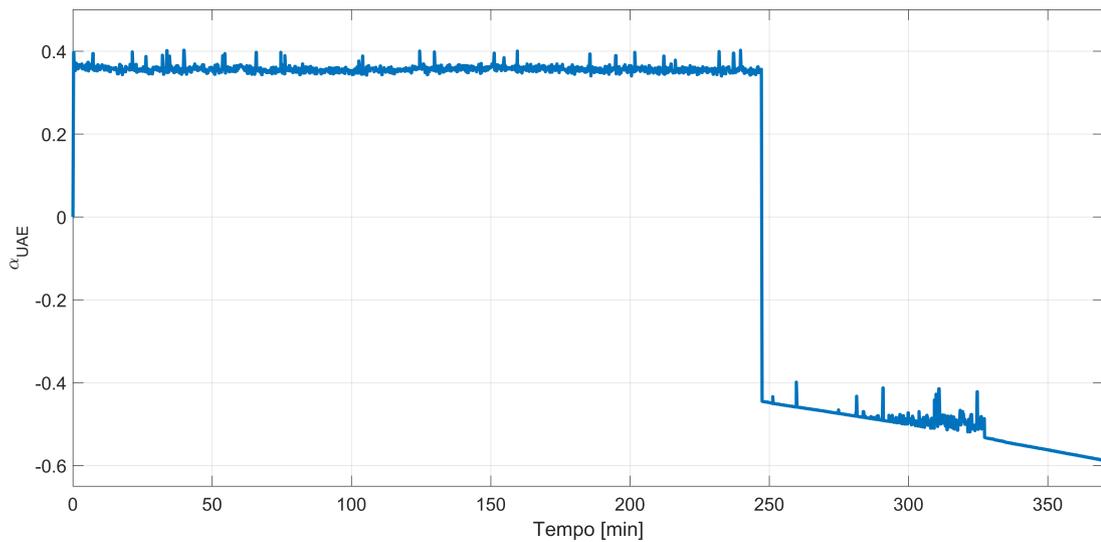


Figura 4.13: Coeficiente Escalar - Primeiro Experimento.

tência proporcional à sua capacidade de carga, como pode ser visto na Figura 4.10(a), com a UAE_{3ca} absorvendo metade da potência das UAEs 1 e 2. Uma observação a se fazer é que, durante o processo de descarga, α_{UAE} se mantém constante durante todo o processo, porém, quando as UAEs passam para o modo de carga, este possui um comportamento diferente, aumentando à medida que as unidades vão se carregando. Esse comportamento ocorre porque, no instante em que as UAEs passam para o modo de

carga, $SoC_m = 0,45$, porém a referência de potência das UAEs é de 690 W, o que corresponde a $\alpha_{UAE} = 0,501$. Como dito no Capítulo 3, para que não ocorram situações onde a potência injetada/absorvida pelas UAEs seja maior do que a potência máxima do conversor eletrônico de potência, limitou-se α_{UAE} para que este não seja maior do que SoC_m . Sendo assim, quando as UAEs passam para o modo de carga, o máximo valor que pode ser aplicado é $\alpha_{UAE} = 0,45$, e verifica-se que, à medida que o SoC_m vai aumentando devido ao processo de carga, α_{UAE} também vai aumentando.

Pode-se notar na Figura 4.12(a) que ambas as tensões são estáveis em 1 p.u. durante todo o processo, assim como a frequência c.a. na Figura 4.12(b), que se mantém em 60 Hz. A Figura 4.11(c) representa a potência que é transferida do lado c.c. para o lado c.a. da nanorrede e vice-versa, através do conversor IUI que interliga os dois barramentos. Um valor positivo de P_{IUI} indica que a potência está fluindo do lado c.a. para o lado c.c., enquanto que um valor negativo indica que o fluxo de potência ocorre do lado c.c. para o lado c.a. da nanorrede. Como a maioria das cargas estão localizadas no lado c.c. da nanorrede e o sistema opera em modo conectado à rede, nestas primeiras análises não há transferência de potência do lado c.c. para o lado c.a., e P_{IUI} aparece sempre com um valor positivo.

4.3.1.2 Segundo Experimento

O segundo experimento realizado promoveu a equalização de SoC com as UAEs operando em modo de carga. O SoC inicial de cada unidade foi: $SoC_{UAE_1} = 0,45$, $SoC_{UAE_2} = 0,55$, $SoC_{UAE_{3ca}} = 0,36$. A Figura 4.14 mostra (a) a potência de saída proporcional das UAEs, (b) a equalização de SoC , (c) o erro de SoC , (d) o comportamento da função de equalização. A Figura 4.15 mostra (a) a potência total de carga, (b) a potência ativa na rede, (c) a potência ativa fluindo no conversor IUI. A Figura 4.16 mostra (a) as tensões nos barramentos c.c. e c.a. da nanorrede, (b) a frequência da sub-rede c.a.. A Figura 4.17 mostra o coeficiente escalar. $P_{REDE} = 2900$ W, $P_{CARGA} = 2670$ W e $P_{GFV} = 460$ W. Sendo assim, as UAEs se carregam com 690 W.

Durante os primeiros 50 minutos, α_{UAE} é maior do que SoC_m , então, à medida que

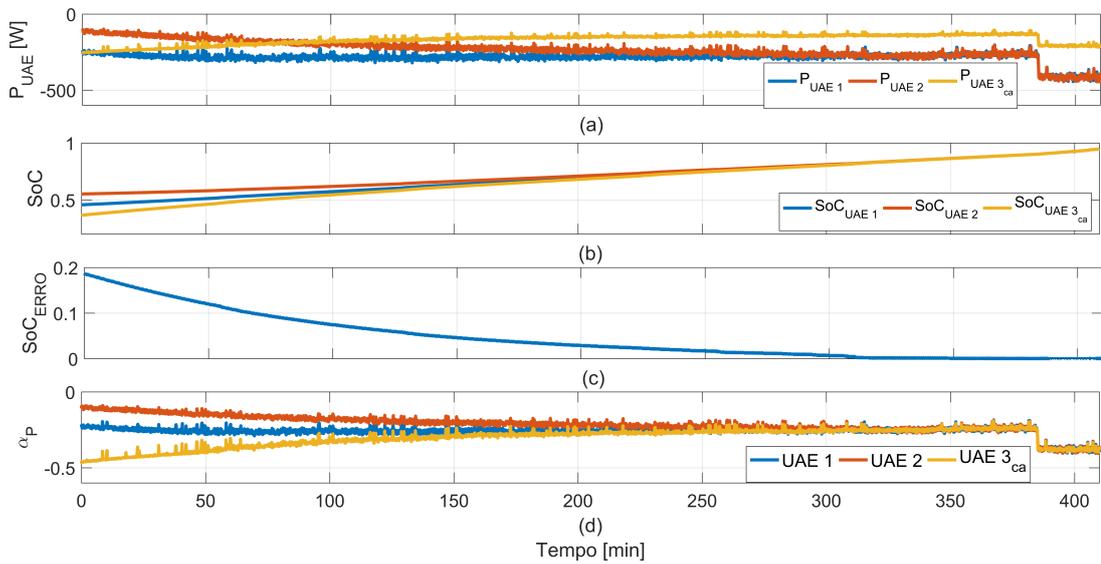


Figura 4.14: Grandezas das UAEs - Segundo Experimento.

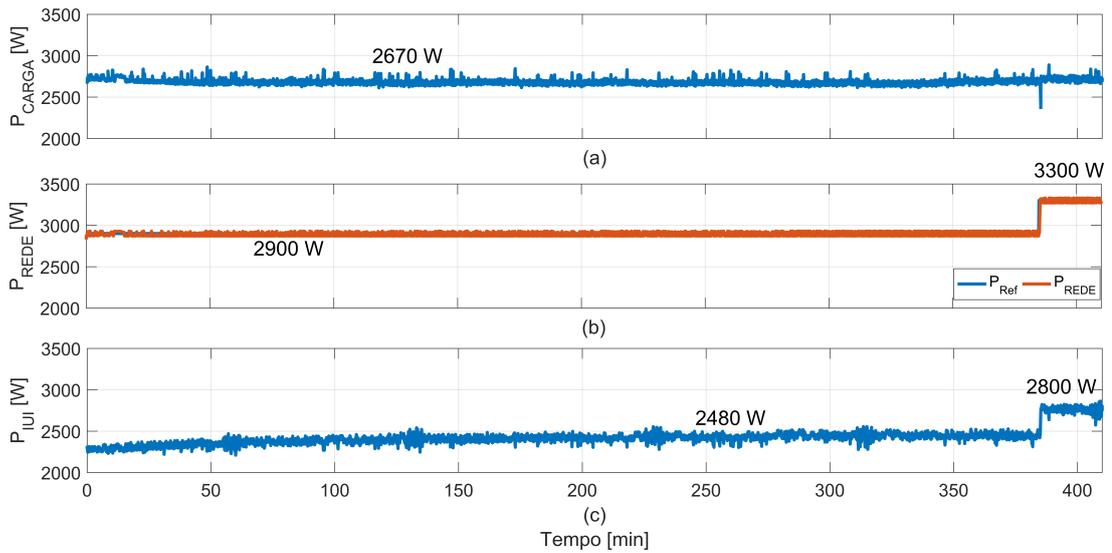


Figura 4.15: Medidas de Potência - Segundo Experimento.

as UAEs vão se carregando, SoC_m vai aumentando até que, quando SoC_m se torna maior que α_{UAE} , esse passa a ter um comportamento constante, como pode ser visto na Figura 4.17.

Quando operando em modo de carga, verifica-se que a função de equalização promove um maior desbalanço de potência na UAE com menor SoC , fazendo com que esta absorva mais potência do que as demais. Tal comportamento pode ser visto na Figura 4.14(d),

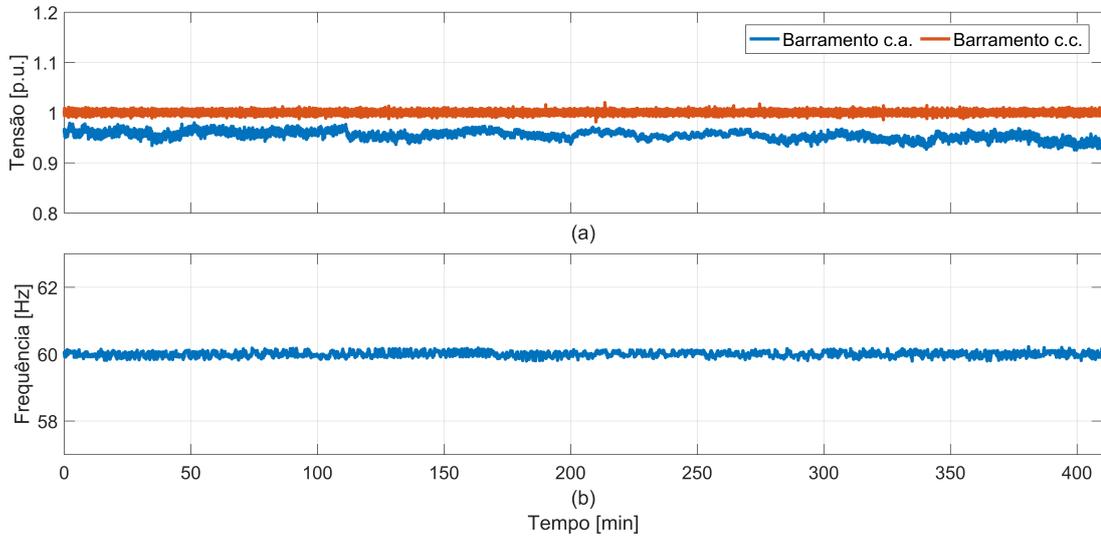


Figura 4.16: Medidas de Tensão e Frequência - Segundo Experimento.

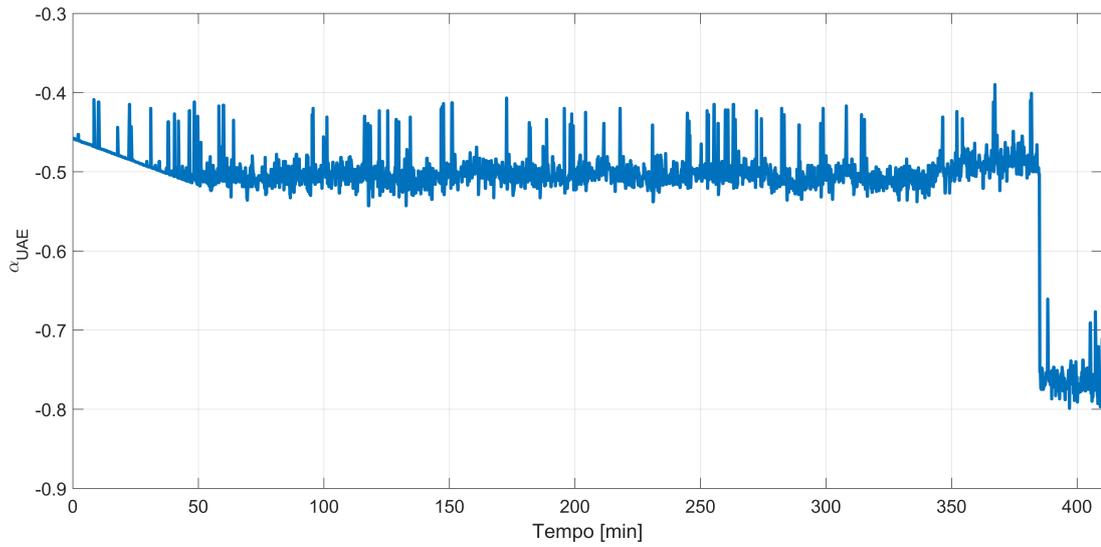


Figura 4.17: Coeficiente Escalar - Segundo Experimento.

onde α_P mostra que a UAE_{3ca} , que possui um menor SoC apresenta um desvio de potência muito maior do que as outras duas UAEs. Assim como na descarga, o processo de equalização dura aproximadamente 240 minutos, e a partir do momento em que as unidades se equalizam, o CBP garante que a equalização seja mantida durante todo o processo de carga. No minuto 385, aplicou-se um degrau na potência de referência da rede, que passou de 2900 W para 3300 W, aumentando a potência absorvida pelas UAEs,

que passaram a se carregar com $\alpha_{UAE} = 0,8$, representando um carregamento com 80% da sua capacidade máxima de carga.

4.3.1.3 Terceiro Experimento

O terceiro experimento realizado verificou o comportamento da nanorrede frente a variações de carga. Considerou-se que as UAEs operam equalizadas, com SoC inicial de 0,85 e ao longo do tempo cargas foram sendo adicionadas e retiradas. A Figura 4.18 mostra (a) a potência de saída proporcional das UAEs, (b) a equalização de SoC , (c) o erro de SoC , (d) o comportamento da função de equalização. A Figura 4.19 mostra (a) a potência total de carga, (b) a potência ativa na rede, (c) a potência ativa fluindo no conversor IUI. A Figura 4.20 mostra (a) as tensões nos barramentos c.c. e c.a. da nanorrede, (b) a frequência da sub-rede c.a.. A Figura 4.21 mostra o coeficiente escalar. Durante todo o período de análise, $P_{REDE} = 2200$ W e $P_{GFV} = 460$ W.

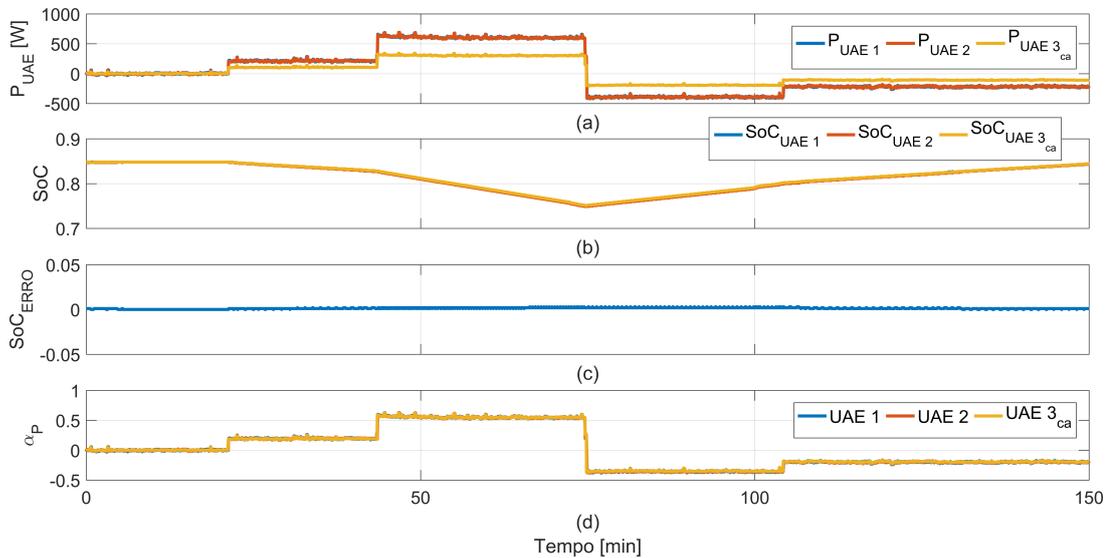


Figura 4.18: Grandezas das UAEs - Terceiro Experimento.

Inicialmente, $P_{CARGA} = 2670$ W, de modo que não há potência a ser injetada ou absorvida pelas UAEs. Aos 21 minutos, um degrau de carga é aplicado, e $P_{CARGA} = 3200$ W. Com esse aumento de carga, a potência fornecida pela rede não é suficiente para alimentar todas as cargas, então as UAEs operam em modo de descarga com $\alpha_{UAE} = 0,2$,

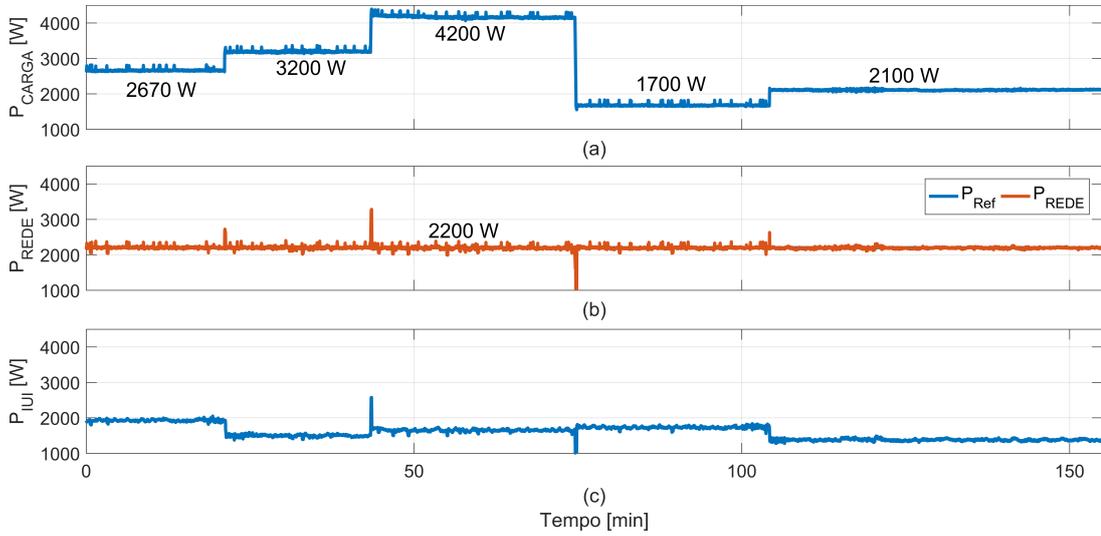


Figura 4.19: Medidas de Potência - Terceiro Experimento.

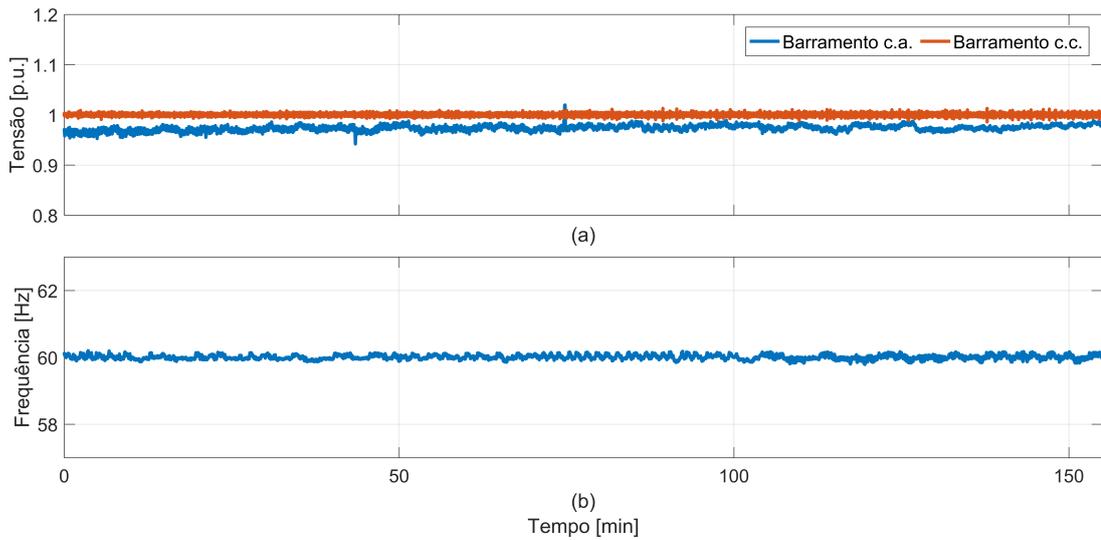


Figura 4.20: Medidas de Tensão e Frequência - Terceiro Experimento.

fechando o balanço de potência. Verifica-se a injeção de potência proporcional das UAEs, com a UAE_{3ca} injetando metade da potência das UAEs 1 e 2. Aos 43 minutos, um novo degrau de carga é aplicado e $\alpha_{UAE} = 0,55$, aumentando a injeção de potência. Aos 74 minutos, uma parte das cargas é retirada, de modo que a potência fornecida pela rede e pelo GFV são capazes de suprir a demanda das cargas e o excedente é utilizado para carregar as baterias com $\alpha_{UAE} = -0,7$. Aos 104 minutos, uma nova parcela de carga é

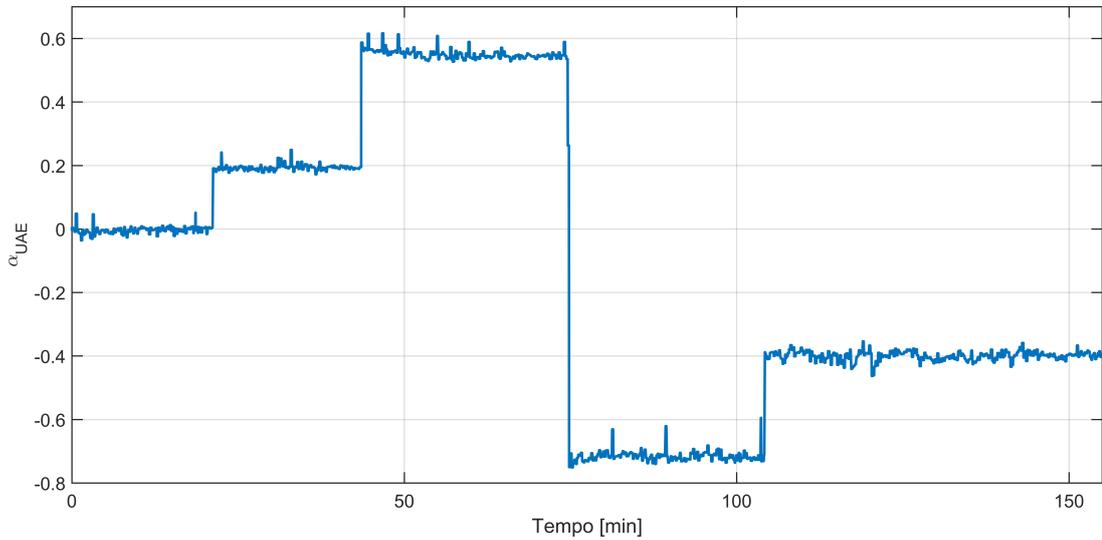


Figura 4.21: Coeficiente Escalar - Terceiro Experimento.

adicionada à nanorrede, e a potência de carga das UAEs é reduzida para $\alpha_{UAE} = -0,4$.

4.3.1.4 Quarto Experimento

No quarto experimento realizado com a nanorrede operando em modo conectado à rede, analisou-se o comportamento do sistema frente a variações na tensão alternada da rede. O intuito de se aplicar variações na tensão da rede é verificar o comportamento da nanorrede frente a perturbações e analisar se a equalização do *SoC* é mantida na ocorrência de tais perturbações. Considerou-se que as UAEs operam equalizadas, com *SoC* inicial de 0,95. A Figura 4.22 mostra (a) a potência de saída proporcional das UAEs, (b) a equalização de *SoC*, (c) o erro de *SoC*, (d) o comportamento da função de equalização. A Figura 4.23 mostra (a) a potência total de carga, (b) a potência ativa na rede, (c) a potência ativa fluindo no conversor IUI. A Figura 4.24 mostra (a) as tensões nos barramentos c.c. e c.a. da nanorrede, (b) a frequência da sub-rede c.a.. A Figura 4.25 mostra o coeficiente escalar.

As variações na tensão foram aplicadas da seguinte forma, como pode ser visto na Figura 4.24(a):

- Aos 7 minutos: De 1 p.u. para 0,93 p.u.

- Aos 29 minutos: De 0,93 p.u. para 1,1 p.u.
- Aos 54 minutos: De 1,1 p.u. para 1 p.u.
- Aos 74 minutos: De 1 p.u. para 0,9 p.u.

Pode ser verificado na Figuras 4.23(a) e 4.22(a) que, ao aplicar uma elevação ou afundamento na tensão, a potência de carga e a potência fornecida pelas UAEs também aumentam ou diminuem. Isso ocorre porque a carga utilizada possui impedância constante, e, sendo assim, uma elevação de tensão resulta em um aumento na potência de carga, provocando um aumento na potência injetada pelas UAEs, assim como um afundamento na tensão causa uma redução na potência de carga, e, conseqüentemente, uma redução na potência injetada pelas UAEs, como pode ser visto nas Figuras 4.22(a) e 4.25.

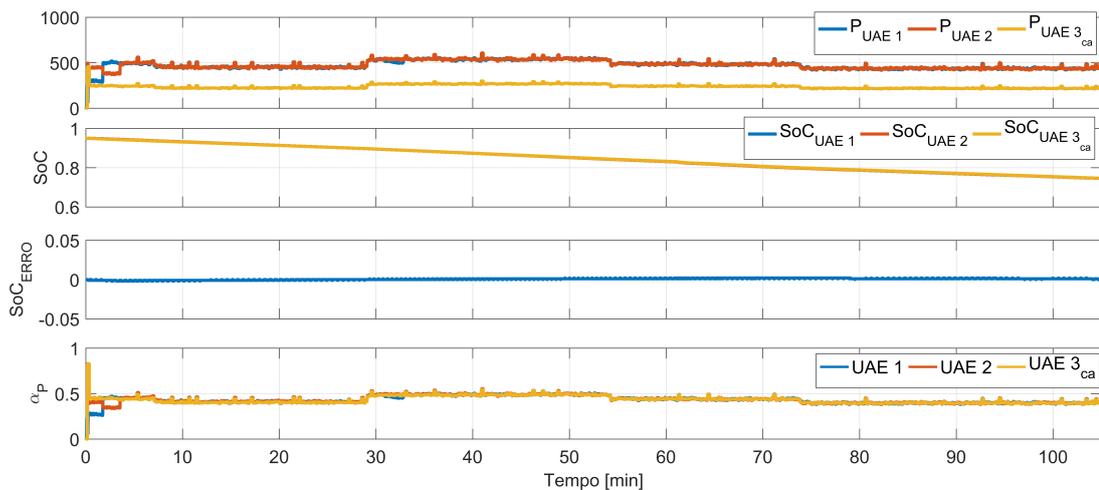


Figura 4.22: Grandezas das UAEs - Quarto Experimento.

Analisando as Figuras 4.22(b), (c) e (d), verifica-se que as elevações e afundamentos aplicados não causam um desbalanço no *SoC*. Todos os testes realizados com o sistema conectado à rede mostram que o CBP aplicado ao controle das UAEs é capaz de equalizar e manter equalizados os bancos de baterias frente a diversos modos de operação, atingindo os objetivos propostos. Na seção a seguir, serão apresentados os testes realizados com a nanorrede ilhada, onde serão analisadas a capacidade do sistema em equalizar as UAEs em modo ilhado e também de manter o sistema equalizado frente a variações de carga.

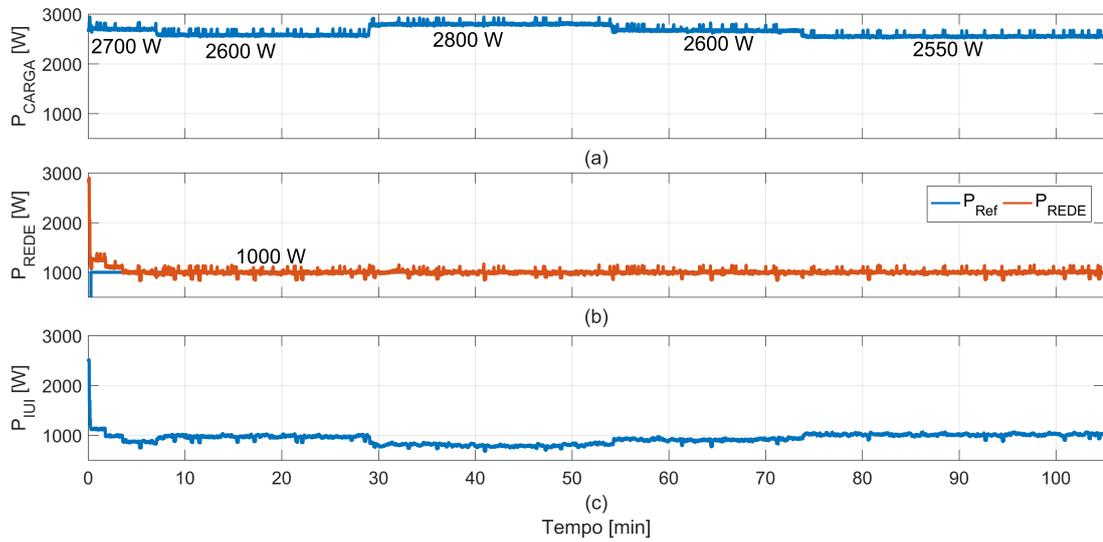


Figura 4.23: Medidas de Potência - Quarto Experimento.

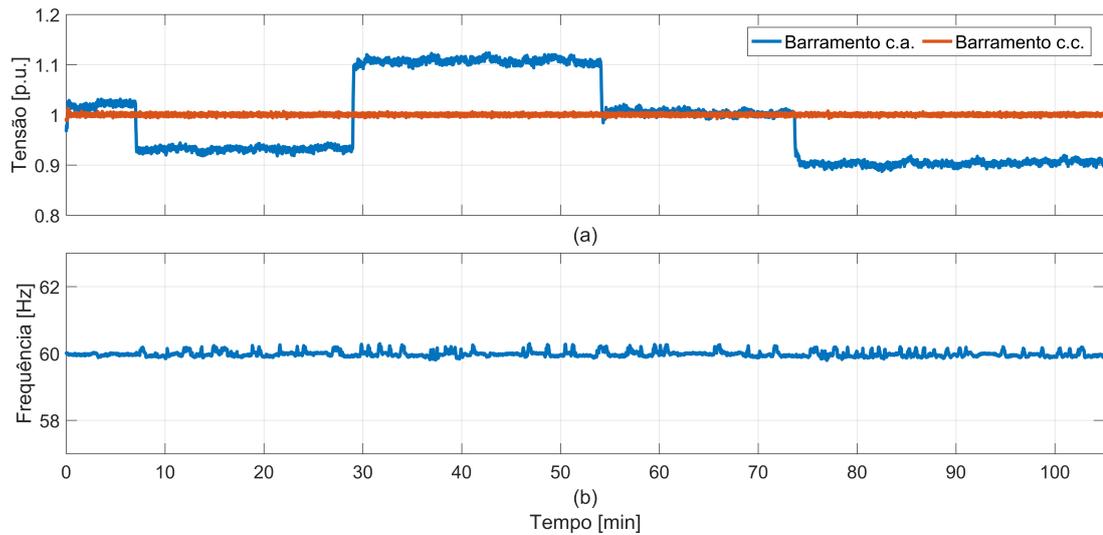


Figura 4.24: Medidas de Tensão e Frequência - Quarto Experimento.

4.3.1.5 Quinto Experimento

No quinto experimento realizado com a nanorrede operando em modo conectado à rede, analisou-se a capacidade de operação *plug-and-play* e o comportamento do sistema frente a uma perda de comunicação. As UAEs iniciam a operação equalizadas com *SoC* inicial de 0,95. A Figura 4.26 mostra (a) a potência injetada por cada UAE, (b) o *SoC*, (c) o erro de *SoC* e (d) o comportamento da função de equalização; a Figura 4.27 mostra

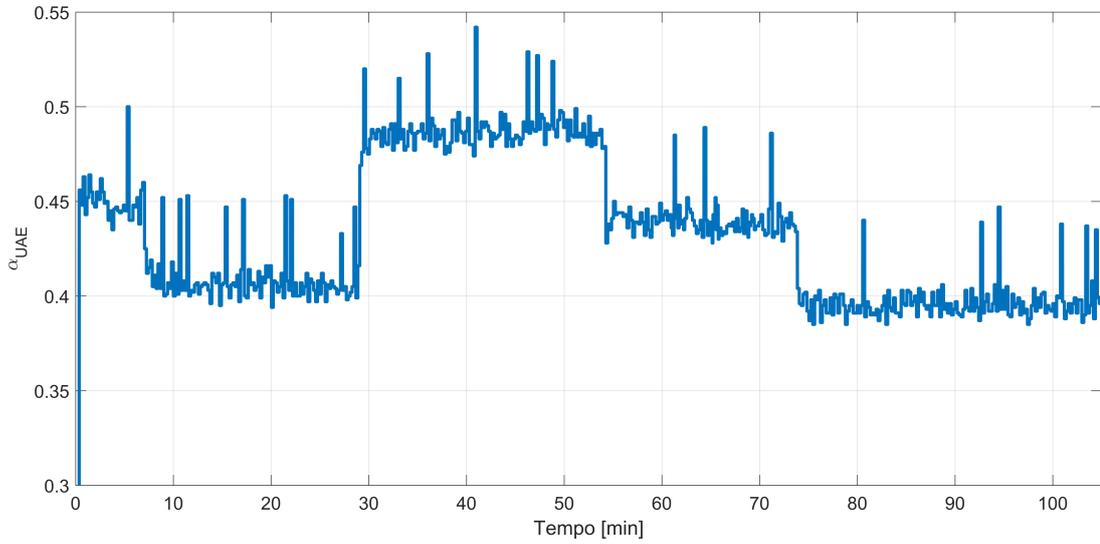


Figura 4.25: Coeficiente Escalar - Quarto Experimento.

(a) a potência de carga da nanorrede, (b) a potência ativa na rede, (c) a potência fluindo no conversor IUI; a Figura 4.28 mostra o coeficiente escalar α_{UAE} . $P_{REDE} = 1100$ W, $P_{CARGA} = 2670$ W e $P_{GFV} = 460$ W.

No intervalo de 65 a 98 minutos a UAE_{3ca} é desconectada do sistema. Verifica-se que imediatamente há um aumento em α_{UAE} , que faz com que as outras duas UAEs aumentem a injeção de potência, como pode ser visto na Figura 4.26(a). Verifica-se em 4.26(b) que a equalização de SoC não é comprometida e UAE_{1cc} e UAE_{2cc} mantêm-se equalizadas. A partir de 98 minutos, a UAE_{3ca} é novamente conectada ao sistema, e verifica-se que ela busca a equalização com as outras UAEs presentes no sistema. α_{UAE} é reduzido pois novamente a potência é dividida entre três unidades.

Aos 172 minutos a UAE_{3ca} perde a comunicação com CC e suas medidas de potência não são recebidas. Dessa forma o CC enxerga apenas duas UAEs no sistema e α_{UAE} aumenta a potência injetada pela UAE_{1cc} e UAE_{2cc} , como pode ser visto nas Figuras 4.28 e 4.26(a). Porém a UAE_{3ca} continua injetando cerca de 250 W no sistema que aparece como uma potência excedente. Como o CBP mantém a potência da rede seguindo a referência determinada pelo CC, essa potência excedente é vista como uma potência negativa, sendo subtraída da potência de carga, como mostra a Figura 4.27(a). Aos

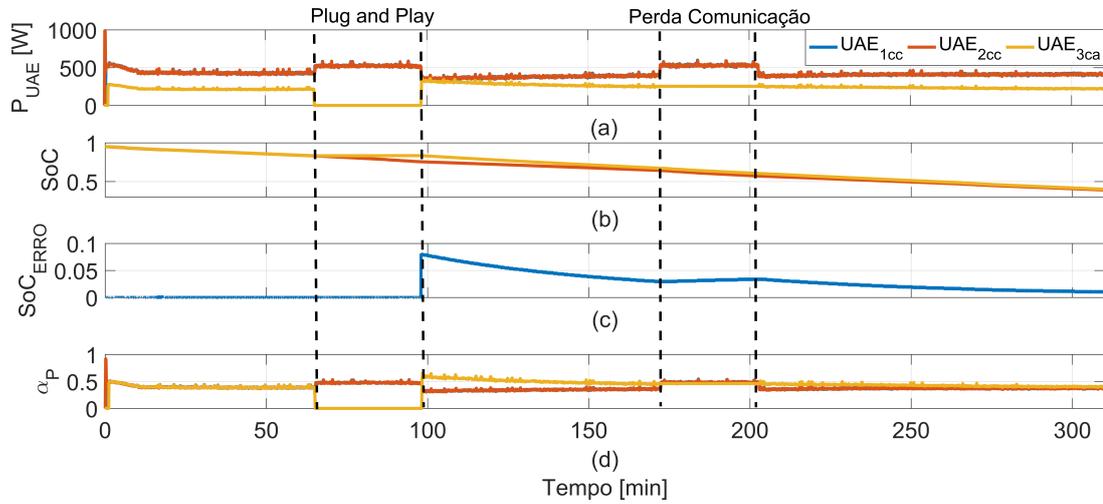


Figura 4.26: Grandezas das UAEs - Quinto Experimento.

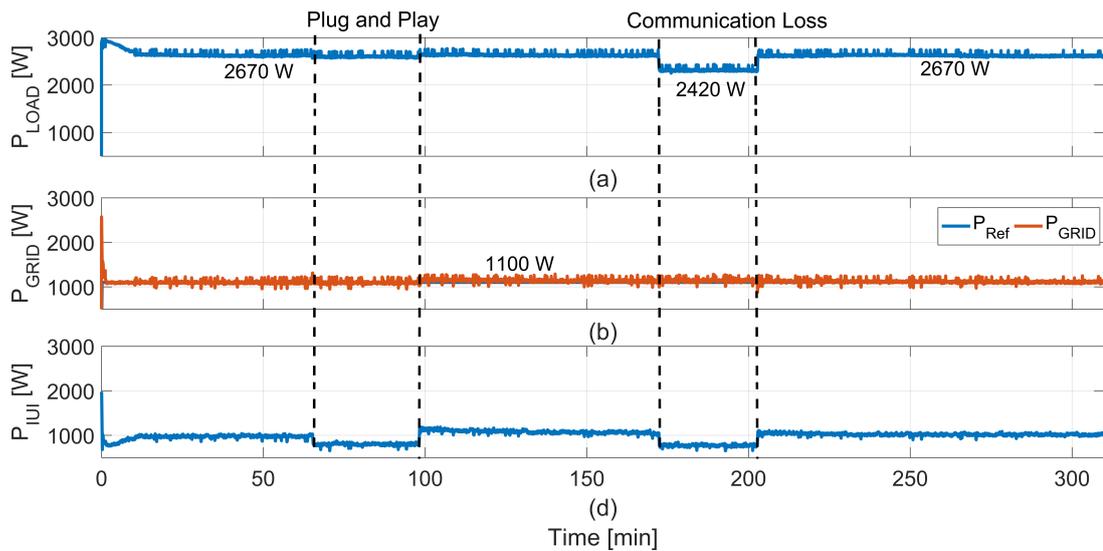


Figura 4.27: Medidas de Potência - Quinto Experimento.

201 minutos a comunicação é retomada e a potência injetada pela UAE_{3ca} passa a ser recebida pelo CC. A equalização é retomada como pode ser visto nas Figuras 4.26(b) e (c) e a potência é novamente dividida proporcionalmente entre as três UAEs.

4.3.2 Nanorrede Operando em Modo Ilhado

Após a validação experimental do funcionamento do CBP com a nanorrede operando em modo conectado à rede, foram realizados os testes com a nanorrede operando em

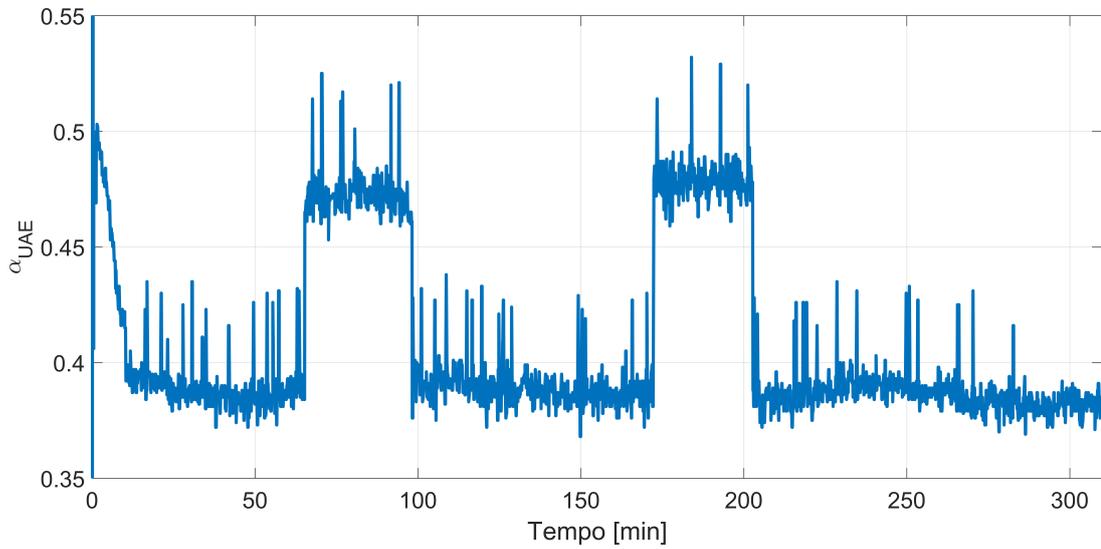


Figura 4.28: Coeficiente Escalar - Quinto Experimento.

modo ilhado. Em modo ilhado, o conversor IUI atua como formador de rede, fornecendo as referências de tensão e frequência para a sub-rede c.a., enquanto as UAEs passam a regular a tensão do barramento principal da sub-rede c.c.. Neste modo, as UAEs e o GFV são responsáveis por fornecer toda a potência demandada pelas cargas.

Em modo ilhado foram realizados os seguintes experimentos: *(i)* equalização das UAEs operando em modo de descarga; *(ii)* análise do comportamento da nanorrede frente a variações de carga.

4.3.2.1 Primeiro Experimento

No primeiro experimento realizado, foram consideradas cargas apenas no lado c.a. da nanorrede, com uma potência de carga total de aproximadamente 1725 W. A potência flui então do lado c.c. para o lado c.a., como pode ser visto pelo valor negativo em P_{IUI} na Figura 4.30. O objetivo em colocar cargas apenas no lado c.a. neste momento é mostrar que a nanorrede é capaz de promover um fluxo de potência bidirecional, visto que nos testes com a nanorrede operando em modo conectado, o fluxo se dava do lado c.a. para o lado c.c..

O SoC inicial de cada UAE para este caso foi: $SoC_{UAE_1} = 0,75$, $SoC_{UAE_2} = 0,85$,

$SoC_{UAE_{3ca}} = 0,95$. A Figura 4.29 mostra (a) a potência de saída proporcional das UAEs, (b) a equalização de SoC , (c) o erro de SoC , (d) o comportamento da função de equalização. A Figura 4.30 mostra (a) a potência total de carga, (b) a potência ativa fluindo no conversor IUI. A Figura 4.31 mostra (a) as tensões nos barramentos c.c. e c.a. da nanorrede, (b) a frequência da sub-rede c.a.. A Figura 4.32 mostra o coeficiente escalar.

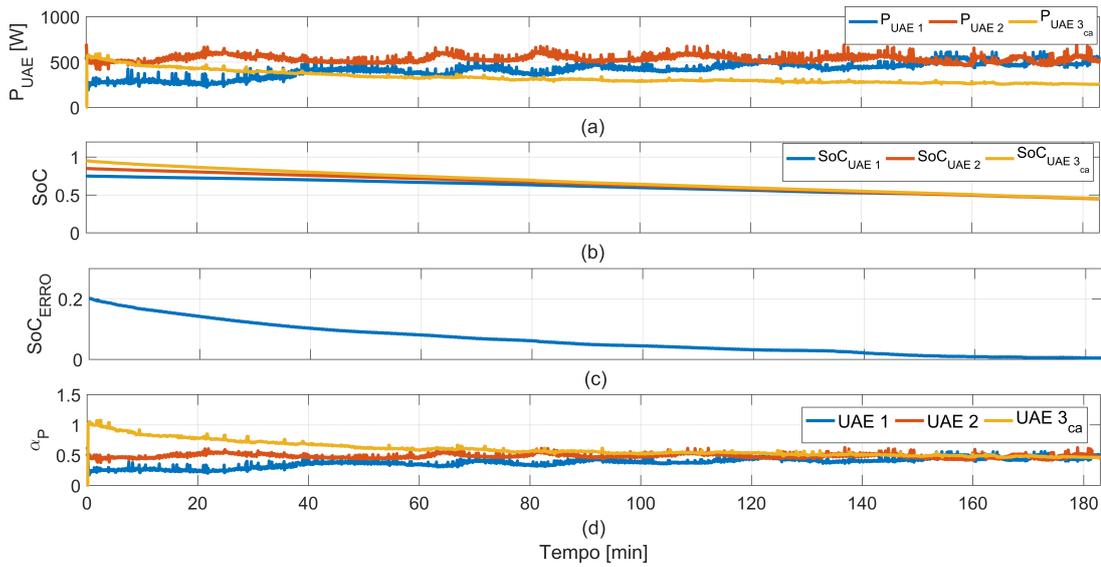


Figura 4.29: Grandezas das UAEs - Primeiro Experimento - Modo Ilhado.

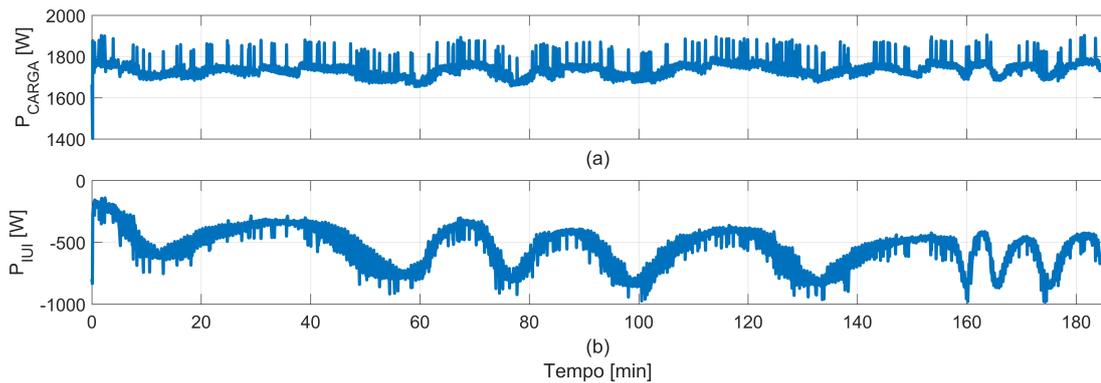


Figura 4.30: Medidas de Potência - Primeiro Experimento - Modo Ilhado.

Como a rede não fornece potência às cargas, toda a potência demandada deve ser suprida pelas UAEs e pelo GFV. $P_{GFV} = 460$ W, e as UAEs fornecem 1265 W, o que corresponde a um $\alpha_{UAE} = 0,46$, conforme mostra a Figura 4.32. Percebe-se na Figura

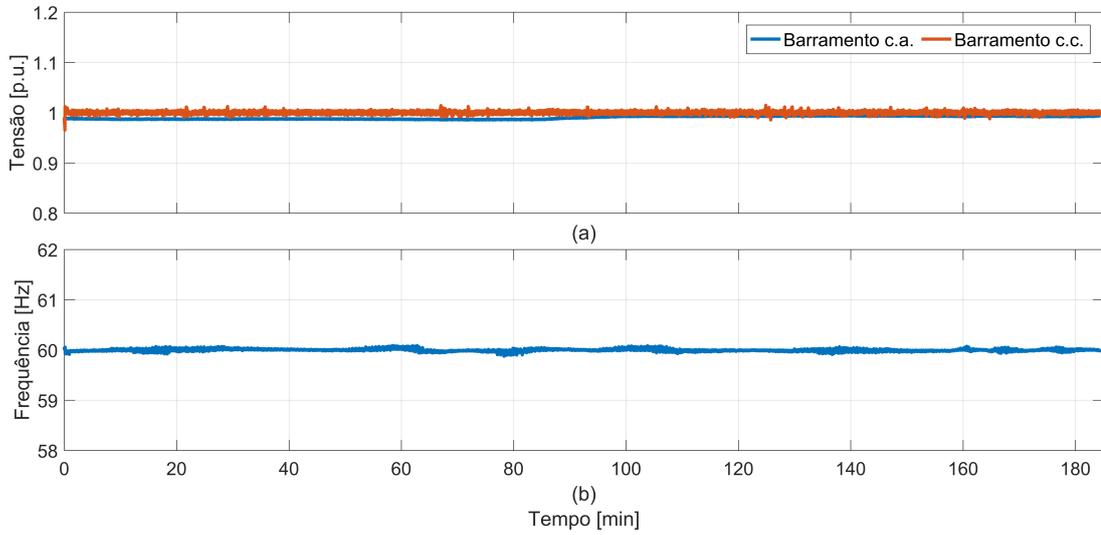


Figura 4.31: Medidas de Tensão e Frequência - Primeiro Experimento - Modo Ilhado.

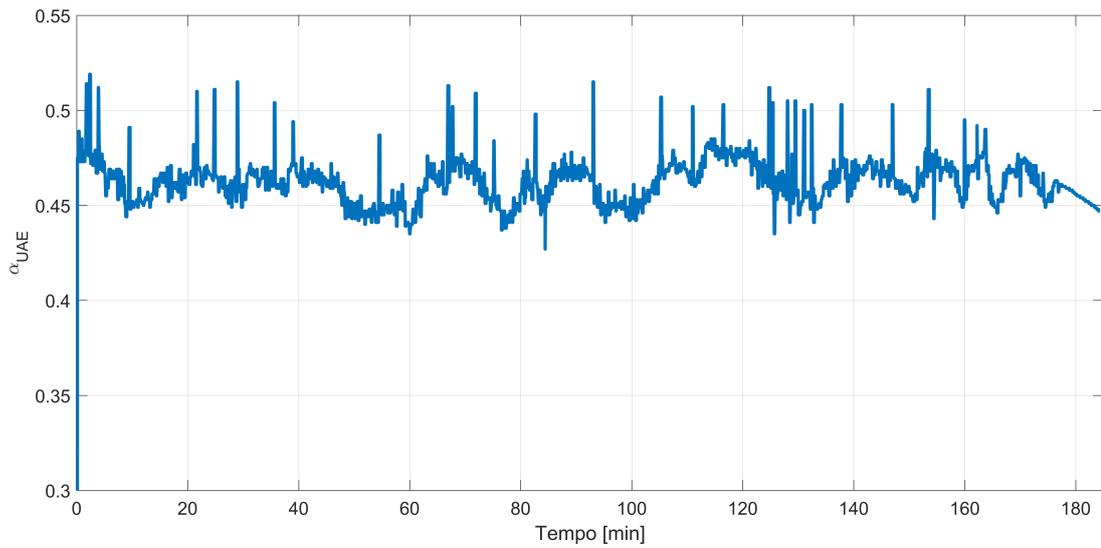


Figura 4.32: Coeficiente Escalar - Primeiro Experimento - Modo Ilhado.

4.29(a) que o comportamento de P_{UAE_1} e P_{UAE_2} varia bastante durante o processo enquanto $P_{UAE_{3ca}}$ tem um comportamento mais constante. Tal comportamento é devido ao fato de que, em modo ilhado, as UAEs do lado c.c. são responsáveis por regular a tensão do barramento c.c.. Então, conforme a tensão do barramento aumenta ou diminui, a potência fornecida pelas UAEs sofre uma variação para manter a tensão em sua referência. É importante ressaltar que, apesar das variações sofridas pela potência, isso

não compromete o processo de equalização, como pode ser visto na Figuras 4.29(b), (c) e (d). O aspecto oscilatório na Figura 4.30(b) ocorre devido a variações do GFV, pois o emulador de painel fotovoltaico utilizado fornece uma saída de 460 W enquanto o conversor ao qual está conectado possui potência de 1500 W, então em determinados momentos pode ocorrer de a tensão de saída do emulador de GFV se tornar menor do que a tensão mínima de acionamento do conversor, que deixa de operar.

Em modo ilhado, é importante analisar o comportamento da tensão e da frequência do lado c.a. da nanorrede. Como pode ser visto na Figura 4.31, as referências de tensão e frequência geradas pelo conversor IUI se mantêm estáveis durante todo o processo, mostrando a capacidade do IUI em operar como formador de rede e que o sistema de controle garante um funcionamento adequado da nanorrede em ambos os modos de operação.

4.3.2.2 Segundo Experimento

O segundo experimento realizado em modo ilhado visa apresentar o comportamento da nanorrede frente a variações de carga durante o processo de equalização e apresentar a capacidade da nanorrede em alternar o fluxo de potência do lado c.c. para o lado c.a. e vice-versa. O SoC inicial foi o mesmo do experimento anterior, com $SoC_{UAE_1} = 0,75$, $SoC_{UAE_2} = 0,85$, $SoC_{UAE_{3ca}} = 0,95$. A Figura 4.33 mostra (a) a potência de saída proporcional das UAES, (b) a equalização de SoC , (c) o erro de SoC , (d) o comportamento da função de equalização. A Figura 4.34 mostra (a) a potência total de carga, (b) a potência ativa fluindo no conversor IUI. A Figura 4.35 mostra (a) as tensões nos barramentos c.c. e c.a. da nanorrede, (b) a frequência da sub-rede c.a.. A Figura 4.36 mostra o coeficiente escalar.

Inicialmente todas as cargas foram alocadas na sub-rede c.a., com $P_{CARGA} = 1725$ W. A potência flui do lado c.c. para o lado c.a., de acordo com P_{IUI} negativo na Figura 4.34(b). $P_{GFV} = 460$ W, e as UAES fornecem 1265 W, o que corresponde a um $\alpha_{UAE} = 0,46$, conforme mostra a Figura 4.32. Aos 60 minutos é aplicado um degrau de carga, de modo que, a partir deste momento, todas as cargas estão no lado c.c. da nanorrede, com uma potência de carga $P_{CARGA} = 1100$ W. O GFV juntamente com a UAE do lado c.a.

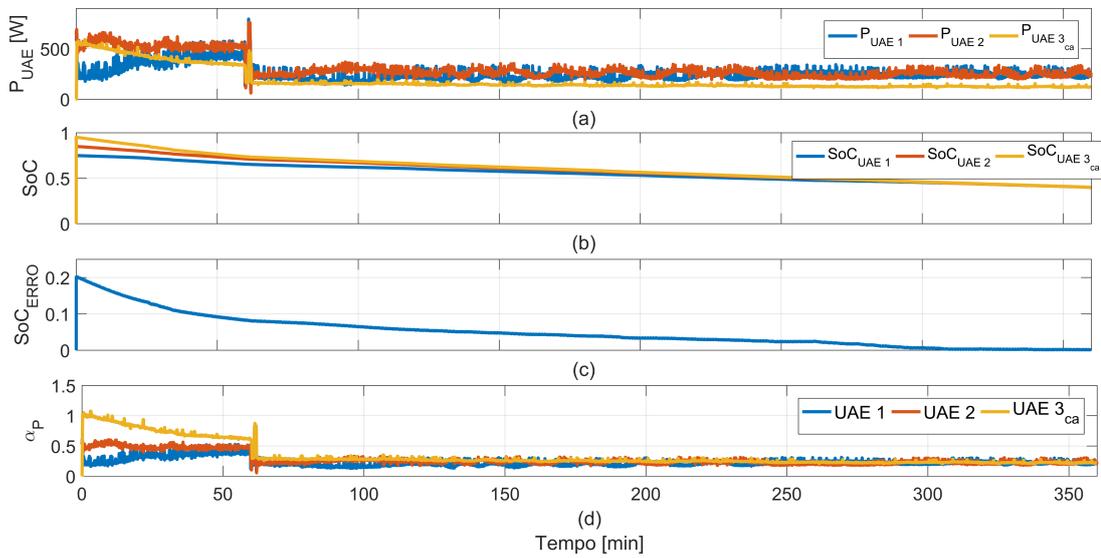


Figura 4.33: Grandezas das UAEs - Segundo Experimento - Modo Ilhado.

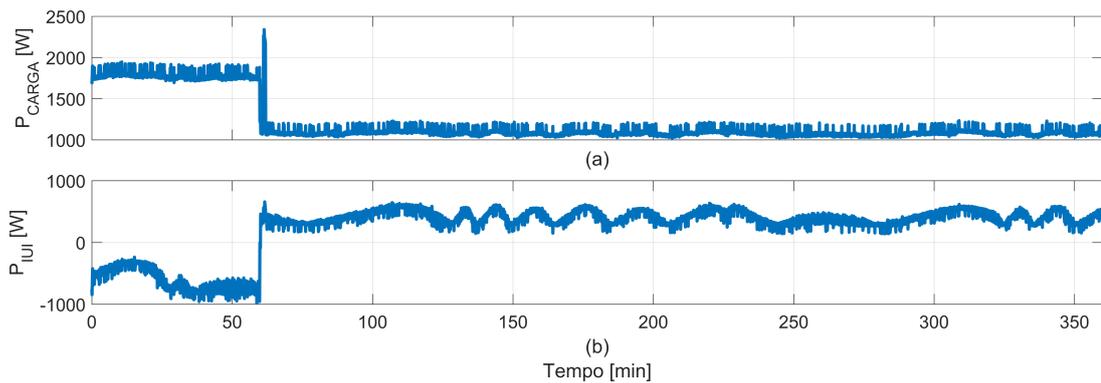


Figura 4.34: Medidas de Potência - Segundo Experimento - Modo Ilhado.

transferem cerca de 600 W do lado c.a. para o lado c.c. conforme mostrado na Figura 4.34(b).

Conforme pode ser visto na Figura 4.33, a variação de carga, mesmo ocorrendo antes de as UAEs estarem equalizadas, não compromete o processo de equalização, que mantém sua operação normal, como pode ser visto na Figura 4.33. A Figura 4.35 apresenta as medidas de tensão e frequência, onde, apesar da variação de carga e da inversão do fluxo de potência, ambos se mantêm estáveis, demonstrando a capacidade do conversor IUI em operar como formador de rede e promover um fluxo de potência bidirecional ao mesmo tempo.

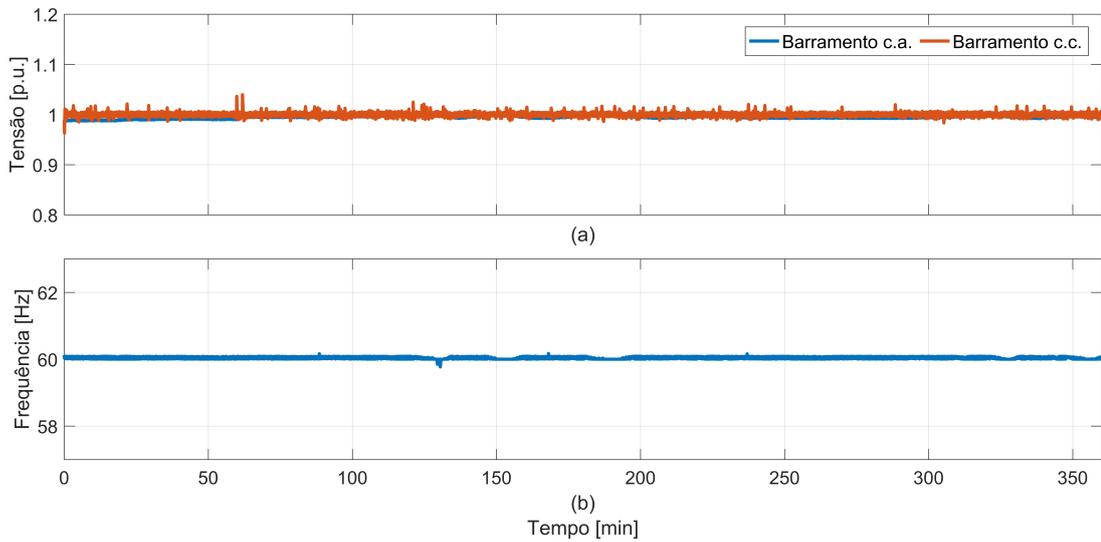


Figura 4.35: Medidas de Tensão e Frequência - Segundo Experimento - Modo Ilhado.

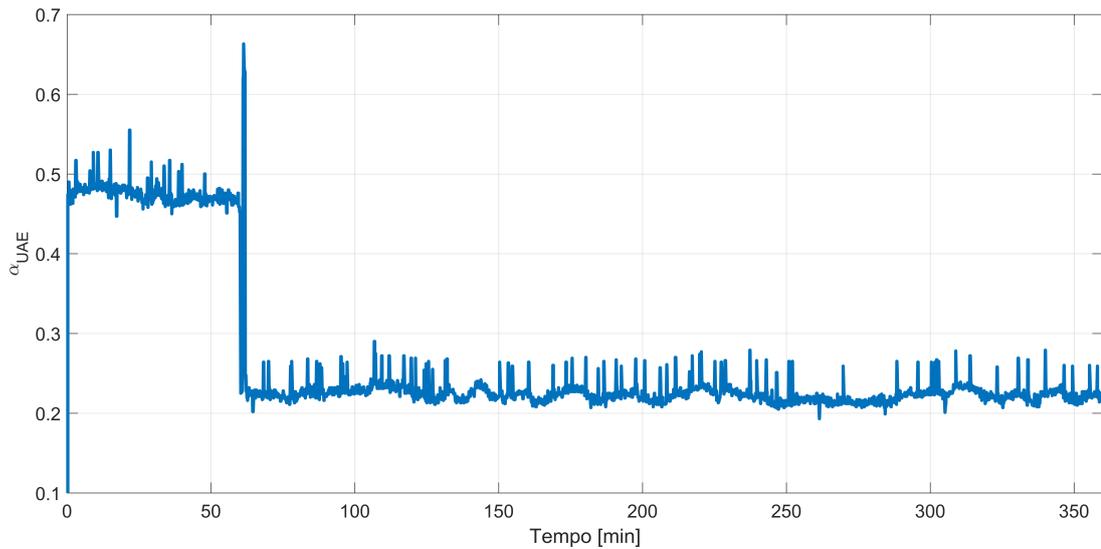


Figura 4.36: Coeficiente Escalar - Segundo Experimento - Modo Ilhado.

4.4 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou os resultados de simulações e os resultados experimentais obtidos através da aplicação do CBP para o controle das UAEs distribuídas em uma MR híbrida c.a./c.c.. Os resultados de simulação foram obtidos através de simulações no domínio fasorial, onde analisou-se apenas características em regime permanente ao longo de

três dias de simulação, validando a capacidade do CBP em equalizar as UAEs desbalanceadas tanto em modo de carga quanto em modo de descarga. Através da aplicação do CBP, também é possível garantir um fluxo de potência proporcional entre as UAEs tanto em modo conectado à rede quanto em modo ilhado, assim como é possível realizar funções de controle terciário, controlando-se a potência ativa e reativa da rede. Uma operação *plug-and-play* também é possível através do CBP, onde UAEs podem ser adicionadas ou retiradas do sistema sem afetar a equalização das demais UAEs.

Para validação experimental do sistema, o CBP foi implementado nos níveis de controle secundário e terciário da nanorrede existente no laboratório do GEP-UFMG. No sistema experimental, um barramento CAN de baixa largura de banda realiza a comunicação entre os REDs da nanorrede e o controlador central. Os resultados experimentais mostram que o CBP foi capaz de promover um partilhamento de potência proporcional entre as UAEs, realizar a equalização de *SoC* tanto em modo de carga quanto em modo de descarga, assim como permitir o controle do fluxo de potência na rede. O conversor IUI é capaz de operar em modo conectado à rede e em modo ilhado, assim como é capaz de promover um fluxo de potência bidirecional entre as duas sub-redes. Através dos resultados obtidos também verificou-se que, uma vez equalizadas, o sistema de gerenciamento é capaz de manter a equalização frente a eventos como variações de carga e variações de tensão.

Capítulo 5

Conclusão

Este trabalho de dissertação apresentou uma proposta de gerenciamento de energia de uma microrrede híbrida c.a./c.c. através de uma estrutura de controle hierárquico com foco nos níveis secundário e terciário de controle. A estrutura desenvolvida conta com geradores fotovoltaicos (GFVs), unidades de armazenamento de energia (UAEs) e cargas dispersamente distribuídas ao longo dos barramentos c.a. e c.c. da microrrede híbrida. Além disso, um conversor de interligação *Interlinking Utility Interface* é responsável por regular o fluxo de potência entre as duas sub-redes e garantir a regulação de um dos barramentos, a depender do modo de operação do sistema (conectado à rede ou ilhado).

O objetivo principal deste trabalho é garantir compartilhamento de potência proporcional e a equalização de *SoC* das UAEs alocadas ao longo da MR, tratando o sistema inteiro como uma única entidade controlada. Para alcançar esse objetivo, propôs-se uma nova formulação para a técnica do controle baseado em potência, que é uma técnica de controle centralizado já validada na literatura, que visa alcançar o controle proporcional de recursos energéticos distribuídos em MRs c.a.. A escolha do CBP baseou-se principalmente na sua característica de ser uma aproximação que não depende dos conhecimentos do modelo elétrico da MR e garante uma operação proporcional entre os REDs. A aplicação do CBP é destinada a promover o compartilhamento de potência proporcional e a equalização de *SoC* entre as UAEs, permitindo uma operação coordenada entre unidades de diferentes capacidades alocadas em ambas as sub-redes do sistema. Seu processamento

é realizado no controlador central, que recebe as informações de potência dos REDs e do conversor IUI e computa um coeficiente escalar que é transmitido a todas as UAEs. O coeficiente escalar é o responsável por garantir o compartilhamento de potência proporcional entre elas. Internamente, o controlador local de cada UAE recebe o coeficiente escalar e pondera este coeficiente através de uma função de equalização de SoC do tipo potência, que é responsável por equalizar e manter equalizados os bancos de baterias ao mesmo tempo em que mantém uma operação proporcional. A comunicação entre os controladores locais e o controlador central é realizada por meio de um canal de comunicação de baixa largura de banda não-crítico no tempo, onde atrasos ou falhas de comunicação não comprometem a operação estável da microrrede.

Os resultados foram obtidos por meio de simulações computacionais utilizando a plataforma MATLAB/*Simulink*, onde através do ambiente de simulação fasorial, realizou-se a simulação do sistema durante um período de 72 h. Os resultados obtidos mostram uma operação eficiente da técnica de gerenciamento proposta, alcançando a equalização das UAEs tanto em modo de carga quanto em modo de descarga, uma operação estável nos modos conectado à rede e ilhado, controle do fluxo de potência ativa e reativa da rede e capacidade de realização de *peak-shaving* e operação *plug and play*.

Para validação experimental da técnica desenvolvida, o CBP foi aplicado aos níveis de controle secundário e terciário da nanorrede experimental monofásica existente no laboratório do GEP-UFGM. A nanorrede conta com duas UAEs físicas no lado c.c. e uma UAE emulada no lado c.a.. O sistema possui um controlador central embarcado em uma placa Raspberry PI com a comunicação entre o controlador central e os CLs sendo realizada via barramento de comunicação CAN. Foram realizados testes com a nanorrede operando nos modos conectado à rede e ilhado, aplicando-se variações de carga, variações na potência ativa da rede e variações na tensão do barramento c.a.. Os resultados alcançados experimentalmente validam a capacidade da técnica em garantir a equalização das UAEs alocadas em ambas as sub-redes nos modos de carga e descarga, tanto em modo conectado à rede quanto em modo ilhado de forma proporcional, comprovou-se a capacidade de realização do controle de potência da rede e verificou-se que variações de

carga ou variações de tensão não são capazes de prejudicar o processo de equalização do *SoC*.

Logo, através dos resultados de simulação e resultados experimentais, conclui-se que o sistema de gerenciamento de potência proposto nesta dissertação cumpre os seguintes objetivos:

1. Equalização do estado-de-carga de UAEs alocadas em ambas as sub-redes tanto no modo de carga quanto no modo de descarga;
2. Partilhamento de potência proporcional entre as UAEs tanto em modo conectado à rede quanto em modo ilhado, permitindo a integração de UAEs com diferentes capacidades;
3. Capacidade de operação *grid-forming* do conversor IUI
4. Controle do fluxo de potência ativa e reativa na rede;
5. Realização de *peak-shaving*;
6. Capacidade de operação *plug-and-play*;

Ao atingir tais objetivos de controle, o presente trabalho traz como contribuições:

1. Tratar ambas as sub-redes como um sistema único, de forma que o sistema pode ser totalmente controlado independentemente da localização dos REDs e cargas;
2. Transições suaves entre os modos conectado à rede e ilhado;
3. O sistema é capaz de lidar com UAEs dispersamente alocadas em qualquer uma das sub-redes que o sistema de controle será capaz de mantê-las equalizadas;
4. A MR híbrida proposta é totalmente despachável, sendo possível controlar o fluxo de potência ativa e reativa na rede através do controlador central, de forma simples e eficiente;

5. Flexibilidade e escalabilidade, onde, através da função *plug-and-play*, REDs podem ser conectados e desconectados a qualquer momento sem prejudicar o funcionamento do sistema.

As primeiras contribuições deste trabalho foram reconhecidas e publicadas em anais de congresso nacional em [36].

5.1 Proposta de Continuidade

O gerenciamento do fluxo de potência em microrredes híbridas c.c./c.a. mostrou-se uma tarefa desafiadora, devido à necessidade de lidar com cargas e fontes alocadas de forma distribuída ao longo de uma vizinhança. A utilização de uma estratégia centralizada para realizar tal gerenciamento mostrou-se eficaz, mas em larga escala a dependência de uma comunicação com uma unidade central pode tornar-se crítica.

Uma alternativa para continuidade desta pesquisa é a utilização do controle distribuído para o gerenciamento de energia, onde não haveria dependência de um controlador central, mas todos os REDs seriam controlados localmente com o conhecimento das principais grandezas dos REDs vizinhos, o que permite uma melhor escalabilidade da microrrede, aumentando também a confiabilidade perante a falhas de comunicação.

Referências Bibliográficas

- [1] T. Dragičević, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Dc microgrids—part i: A review of control strategies and stabilization techniques,” *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 31, no. 7, pp. 4876–4891, 2016.
- [2] E. de Pesquisa Energética, “Plano decenal de expansão de energia 2027,” *Ministério de Minas e Energia–Empresa de Pesquisa Energética. Brasília*, 2018.
- [3] I. Series, “Microgrids and active distribution networks,” *The Institution of Engineering and Technology*, 2009.
- [4] L. Rese, “Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica,” Master’s thesis, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2012.
- [5] A. C. Gomes, *Microrredes CC: distribuição de potência e modelo estático com base no controle por droop e MPPT*. PhD thesis, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Brasil, 2018.
- [6] ANEEL, “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (prodist): Módulo 1,” *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2010.
- [7] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues,” *Energy policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [8] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric power systems research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [9] J. L. Sawin, E. Martinot, V. Sonntag-O’Brien, A. McCrone, J. Roussel, D. Barnes, C. Flavin, L. Mastny, D. Kraft, S. Wang, *et al.*, “Renewables 2010-global status report,” 2010.
- [10] U. E. I. Administration, “Annual energy outlook,” 2019.
- [11] ANEEL, “Geração distribuída.” Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp. Acesso em: 26/03/2019., 2019.
- [12] S. K. Chaudhary, J. M. Guerrero, and R. Teodorescu, “Enhancing the capacity of the ac distribution system using dc interlinks—a step toward future dc grid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1722–1729, 2015.
- [13] T. R. de Oliveira, *Distribuição Local De Energia Em Corrente Contínua: Estudo, Desenvolvimento E Implementação De Um Protótipo De Nanorrede c.c. Dedicado Aos Setores Residencial E Comercial*. PhD thesis, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil, 2016.
- [14] R. H. Lasseter, “Microgrids,” in *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 02CH37309)*, vol. 1, pp. 305–308, IEEE, 2002.
- [15] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, “Microgrids,” *IEEE power and energy magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, 2007.
- [16] R. H. Lasseter, “Microgrids and distributed generation,” *Journal of Energy Engineering*, vol. 133, no. 3, pp. 144–149, 2007.
- [17] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. De Vicuña, and M. Castilla, “Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- standardization,” *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011.
- [18] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. M. de Alegría, and E. Ibarra, “Ac and dc technology in microgrids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 726–749, 2015.
- [19] N. Hatziargyriou, *Microgrids: architectures and control*. John Wiley & Sons, 2014.
- [20] K. Hirose, “Dc power demonstrations in japan,” in *8th International Conference on Power Electronics-ECCE Asia*, pp. 242–247, IEEE, 2011.
- [21] J. Baek, S. Gab-Su, C. Kyusik, P. Cheol-Woo, K. Hyejin, B. Hyunsu, and H. Bo, “Dc distribution system design and implementation for green building,” in *Green Building Power Forum*, 2011.
- [22] M. Ton, B. Fortenbery, and W. Tschudi, “Dc power for improved data center efficiency,” *Lawrence Berkeley National Laboratory*, 2008.
- [23] A. Gupta, S. Doolla, and K. Chatterjee, “Hybrid ac–dc microgrid: Systematic evaluation of control strategies,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3830–3843, 2018.
- [24] N. Eghtedarpour and E. Farjah, “Power control and management in a hybrid ac/dc microgrid,” *IEEE transactions on smart grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1494–1505, 2014.
- [25] X. Liu, P. Wang, and P. C. Loh, “A hybrid ac/dc microgrid and its coordination control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 278–286, 2011.
- [26] M. Khederzadeh and M. Sadeghi, “Virtual active power filter: a notable feature for hybrid ac/dc microgrids,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 14, pp. 3539–3546, 2016.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [27] A. Mohamed, V. Salehi, and O. Mohammed, “Reactive power compensation in hybrid ac/dc networks for smart grid applications,” in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, pp. 1–6, IEEE, 2012.
- [28] K. Kurohane, T. Senjyu, A. Uehara, A. Yona, T. Funabashi, and C.-H. Kim, “A hybrid smart ac/dc power system,” in *2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, pp. 764–769, IEEE, 2010.
- [29] M. Sahoo and K. S. Kumar, “Bidirectional switched boost converter for ac-dc hybrid microgrid,” in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2014 Twenty-Ninth Annual IEEE*, pp. 2231–2236, IEEE, 2014.
- [30] Y. Xia, W. Wei, M. Yu, X. Wang, and Y. Peng, “Power management for a hybrid ac/dc microgrid with multiple subgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 4, pp. 3520–3533, 2018.
- [31] Y. Xia, Y. Peng, P. Yang, M. Yu, and W. Wei, “Distributed coordination control for multiple bidirectional power converters in a hybrid ac/dc microgrid,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 6, pp. 4949–4959, 2017.
- [32] P. C. Loh, D. Li, Y. K. Chai, and F. Blaabjerg, “Autonomous control of interlinking converter with energy storage in hybrid ac–dc microgrid,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 3, pp. 1374–1382, 2013.
- [33] R. Majumder, “A hybrid microgrid with dc connection at back to back converters,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 251–259, 2014.
- [34] P. Wang, C. Jin, D. Zhu, Y. Tang, P. C. Loh, and F. H. Choo, “Distributed control for autonomous operation of a three-port ac/dc/ds hybrid microgrid,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 2, pp. 1279–1290, 2015.
- [35] L. Zhang, F. Gao, N. Li, Q. Zhang, and C. Wang, “Interlinking modular multilevel converter of hybrid ac-dc distribution system with integrated battery energy storage,”

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- in *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 70–77, IEEE, 2015.
- [36] W. M. Ferreira, R. P. Santos, D. I. Brandão, T. R. Oliveira, and P. F. Donoso-Garcia, “Controle coordenado de geradores distribuídos em microrredes híbridas c.a./c.c.,” in *Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2018 SBA XXII Conference on*, SBA, 2018.
- [37] S. K. Sahoo, A. K. Sinha, and N. Kishore, “Control techniques in ac, dc, and hybrid ac–dc microgrid: A review,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 6, no. 2, pp. 738–759, 2018.
- [38] E. Unamuno and J. A. Barrena, “Hybrid ac/dc microgrids—part ii: Review and classification of control strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 1123–1134, 2015.
- [39] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, *et al.*, “Trends in microgrid control,” *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014.
- [40] A. A. A. Radwan and Y. A.-R. I. Mohamed, “Networked control and power management of ac/dc hybrid microgrids,” *IEEE Systems Journal*, vol. 11, no. 3, pp. 1662–1673, 2017.
- [41] Z. Cheng, J. Duan, and M.-Y. Chow, “To centralize or to distribute: That is the question: A comparison of advanced microgrid management systems,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 12, no. 1, pp. 6–24, 2018.
- [42] O. Palizban and K. Kauhaniemi, “Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 797–813, 2015.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [43] O. Palizban, K. Kauhaniemi, and J. M. Guerrero, “Microgrids in active network management—part i: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 36, pp. 428–439, 2014.
- [44] P. C. Loh, D. Li, Y. K. Chai, and F. Blaabjerg, “Hybrid ac–dc microgrids with energy storages and progressive energy flow tuning,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 4, pp. 1533–1543, 2013.
- [45] C. Jin, J. Wang, K. L. Hai, C. F. Hoong, and P. Wang, “Coordination secondary control for autonomous hybrid ac/dc microgrids with global power sharing operation,” in *Industrial Electronics Society, IECON 2016-42nd Annual Conference of the IEEE*, pp. 4066–4071, IEEE, 2016.
- [46] M. N. Ambia, A. Al-Durra, and S. Muyeen, “Centralized power control strategy for ac-dc hybrid micro-grid system using multi-converter scheme,” in *IECON 2011-37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 843–848, IEEE, 2011.
- [47] R. A. Kaushik and N. M. Pindoriya, “Power flow control of hybrid ac-dc microgrid using master-slave technique,” in *Energy Conversion (CENCON), 2014 IEEE Conference on*, pp. 389–394, IEEE, 2014.
- [48] M. Yazdani and A. Mehrizi-Sani, “Distributed control techniques in microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2901–2909, 2014.
- [49] V. Toro and E. Mojica-Nava, “Microgrids coordination based on heterogeneous multi-agent systems,” in *2015 IEEE 2nd Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, pp. 1–5, IEEE, 2015.
- [50] C.-X. Dou and B. Liu, “Multi-agent based hierarchical hybrid control for smart microgrid,” *IEEE transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 771–778, 2013.

- [51] J. Xiao, P. Wang, and L. Setyawan, “Hierarchical control of hybrid energy storage system in dc microgrids,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 8, pp. 4915–4924, 2015.
- [52] T. Caldognetto, S. Buso, P. Tenti, and D. I. Brandao, “Power-based control of low-voltage microgrids,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 3, no. 4, pp. 1056–1066, 2015.
- [53] D. Brandao, J. Pomilio, T. Caldognetto, S. Buso, and P. Tenti, “Coordinated control of distributed generators in meshed low-voltage microgrids: Power flow control and voltage regulation,” in *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on*, pp. 249–254, IEEE, 2016.
- [54] D. I. Brandao, L. S. de Araújo, T. Caldognetto, and J. A. Pomilio, “Coordinated control of three-and single-phase inverters coexisting in low-voltage microgrids,” *Applied Energy*, vol. 228, pp. 2050–2060, 2018.
- [55] D. I. Brandao, *Coordinated Power-Based Control and Utility Interface Converter in Low Voltage Microgrids*. PhD thesis, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil, 2015.
- [56] T. L. Vandoorn, J. C. Vasquez, J. De Kooning, J. M. Guerrero, and L. Vandeveld, “Microgrids: Hierarchical control and an overview of the control and reserve management strategies,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 7, no. 4, pp. 42–55, 2013.
- [57] X. Lu, J. M. Guerrero, K. Sun, and J. C. Vasquez, “An improved droop control method for dc microgrids based on low bandwidth communication with dc bus voltage restoration and enhanced current sharing accuracy,” *IEEE Transactions on Power electronics*, vol. 29, no. 4, pp. 1800–1812, 2013.
- [58] D. Dong, I. Cvetkovic, D. Boroyevich, W. Zhang, R. Wang, and P. Mattavelli, “Grid-interface bidirectional converter for residential dc distribution systems—part one:

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- High-density two-stage topology,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 4, pp. 1655–1666, 2013.
- [59] P. Tenti, T. Caldognetto, S. Buso, and A. Costabeber, “Control of utility interfaces in low voltage microgrids,” in *2014 IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, pp. 1–8, IEEE, 2014.
- [60] P. Asmus and A. Wilson, “Microgrids, mini-grids, and nano-grids: An emerging energy access solution ecosystem.” Disponível em: <http://energyaccess.org/news/recent-news/microgrids-mini-grids-and-nanogrids-an-emerging-energy-access-solution-ecosystem>. Acesso em 04/09/2019, 2017.
- [61] W. W. A. G. Silva, “Estudo e implementação de um conversor bidirecional como interface na regulação de tensão em barramento cc e carregamento de baterias em um sistema nanorrede,” Master’s thesis, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil, 2013.
- [62] R. D. Araújo, “Projeto e simulação de filtros l e lcl para interconexão de inversor npc trifásico à rede,” Master’s thesis, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Ceará, 2012.
- [63] W. W. A. G. Silva, “Nanorrede híbrida com integração dos conversores viabilizando uma smart grid,” 2018.
- [64] M. Bhardwaj, “Software phased-locked loop design using c2000TM microcontrollers for single phase grid connected inverter,” *Application Report, Texas Instruments*, 2013.
- [65] N. L. Díaz, A. C. Luna, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Centralized control architecture for coordination of distributed renewable generation and energy storage in islanded ac microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 7, pp. 5202–5213, 2017.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [66] X. Lu, K. Sun, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and L. Huang, “Double-quadrant state-of-charge-based droop control method for distributed energy storage systems in autonomous dc microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 147–157, 2015.
- [67] T. R. Oliveira, W. W. A. G. Silva, and P. F. Donoso-Garcia, “Distributed secondary level control for energy storage management in dc microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2597–2607, 2017.
- [68] F. L. Marcelino, H. H. Sathler, W. W. Silva, T. R. de Oliveira, and P. F. Donoso-Garcia, “A comparative study of droop compensation functions for state-of-charge based adaptive droop control for distributed energy storage systems,” in *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2017 IEEE 8th International Symposium on*, pp. 1–8, IEEE, 2017.
- [69] G. Liu, T. Caldognetto, P. Mattavelli, and P. Magnone, “Power-based droop control in dc microgrids enabling seamless disconnection from upstream grids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 3, pp. 2039–2051, 2019.

CONTROLE COORDENADO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM MICRORREDES HÍBRIDAS C.A./C.C.

WILLIAN MARLON FERREIRA^{†*}, RHONEI PATRIC DOS SANTOS*, DANILO IGLESIAS BRANDÃO*,
THIAGO RIBEIRO DE OLIVEIRA[†], PEDRO FRANCISCO DONOSO GARCIA^{†*}

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais
Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901
Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil*

*†Departamento de Engenharia Eletrônica - Universidade Federal de Minas Gerais
Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901
Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil*

*‡Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais
Ipatinga, Minas Gerais, Brasil*

Emails: willian.ferreira@ifmg.edu.br, rhoneipatric.eletrica@gmail.com,
dibrandao@ufmg.br, troliveira@cpdee.ufmg.br, pedro@cpdee.ufmg.br

Abstract— This paper presents an adaptation of the Power-Based Control (PBC) to make it suitable for coordinately control distributed generators in low-voltage AC/DC hybrid microgrids. Such control aims at achieving accurate power flow regulation at the point of common coupling between the microgrid and the main grid, and sustaining a proportional contribution among the microgrid's distributed energy resources. The energy storage based distributed units are driven to balancing charge/discharge energy ensuring then equalized state-of-charge, and smooth power exchange between AC and DC microgrids. Such strategy relies on narrowband communication links and does not require previous knowledge of network parameters. The performance of the adapted control is evaluated through MATLAB/Simulink simulation which shows the effective behaviour in terms of power flow management in both islanded and connected operating modes.

Keywords— Distributed generation, Energy storage, Hybrid microgrid, Power-sharing, Smart-grids.

Resumo— Este trabalho apresenta uma adaptação do Controle Baseado em Potência (CBP) com o intuito de torná-lo adequado para o controle coordenado de geradores distribuídos em microrredes híbridas c.a./c.c. em baixa tensão. Tal estratégia de controle tem como objetivo promover uma regulação precisa do fluxo de potência no ponto de acoplamento comum entre uma microrrede e a rede elétrica principal, mantendo uma contribuição proporcional entre os recursos energéticos distribuídos desta microrrede. As unidades distribuídas de armazenamento de energia são controladas de modo a equilibrar as suas energias de carga/descarga e assim assegurar que o estado de carga dos acumuladores seja equalizado e que haja um intercâmbio de energia suave entre as sub-redes c.a. e c.c. Esta estratégia de controle emprega elos de comunicação de baixa velocidade e não demanda o prévio conhecimento dos parâmetros da rede local. O desempenho da estratégia de controle proposta é avaliado por meio de simulação em MATLAB/Simulink, onde se observa um comportamento eficaz em termos do gerenciamento do fluxo de potência tanto em modo ilhado, quanto em modo conectado.

Palavras-chave— Geração Distribuída, Armazenamento de Energia, Microrrede Híbrida, Partilhamento de Potência, Redes Inteligentes.

1 Introdução

Com o crescimento da demanda por energia elétrica e as preocupações com questões ambientais, métodos para a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis vem ganhando espaço. No entanto, o comportamento intermitente dessas fontes requer o uso de sistemas de armazenamento de energia (*ESS - energy storage system*) para que uma maior penetração de recursos energéticos distribuídos (*DER - distributed energy resource*) na matriz energética seja possível. Neste contexto, as microrredes surgem como um modelo promissor para se controlar e coordenar múltiplas unidades distribuídas arbitrariamente alocadas em uma rede (Zhang et al., 2017).

Além disso, dispositivos alimentados em corrente contínua, e.g., equipamentos eletrônicos, reatores, inversores de frequência, entre outros, re-

presentam uma parcela significativa das cargas encontradas em ambientes residenciais, comerciais e industriais. Com isso, a utilização de sistemas de distribuição em corrente contínua (c.c.) tem o potencial de eliminar estágios de conversão de potência desnecessários, reduzindo perdas e elevando a eficiência energética do sistema. Assim, a integração de barramentos c.c. e c.a. em uma microrrede emerge como uma estrutura atrante para sistemas elétricos modernos (Kurohane et al., 2010). A interface entre as sub-redes c.a. e c.c. é realizada por um conversor de interconexão (CI), o qual deve ser controlado de modo a propiciar um partilhamento adequado de potência entre os conversores estáticos da microrrede (Loh et al., 2013a).

Diversas metodologias para se efetuar o partilhamento de potência são propostas na literatura. Em (Han et al., 2016) é feita uma revisão de mé-

todos de partilhamento empregados em microrredes c.a. operando em modo ilhado. São descritos métodos que utilizam elos de comunicação, e.g., controle centralizado, controle Mestre-Escravo e controle distribuído, sendo que a dependência da comunicação é tratada como algo que compromete a confiabilidade da microrrede. Estratégias baseadas em curvas de decaimento (*droop*) são apresentadas como uma opção para se evitar a necessidade de comunicação e aumentar a confiabilidade e expansibilidade do sistema.

Sistemas de armazenamento de energia constituem um elemento chave na operação de microrredes híbridas c.a./c.c., pois eles tornam possível o controle e gerenciamento de energia das sub-redes c.a. e c.c., de forma que a adoção de estratégias de controle que lidam com a integração de unidades distribuídas de armazenamento de energia (*ESU - energy storage units*) aos barramentos da microrrede é crucial. Em (Oliveira et al., 2017) um método capaz de equalizar o estado de carga (*SOC - state-of-charge*) e realizar o controle de carga e descarga do ESS foi proposto. O autor emprega uma estratégia hierárquica de controle das ESU, sendo que o nível primário utiliza controle por *droop* para promover o partilhamento de potência, enquanto um nível secundário baseado em um elo de comunicação de baixa velocidade foi usado para adaptar as curvas de decaimento do nível primário e obter a equalização de SOC. Já em (Loh et al., 2013b) é proposta uma metodologia para realizar a carga e descarga das ESU de forma dinâmica e sem a necessidade da comunicação, no entanto, a equalização dos estados de carga não é previsto.

As estratégias de controle do CI descritas na literatura podem ser divididas em dois principais ramos: o primeiro consiste em se controlar o CI como fonte de tensão (Loh et al., 2013b), (Lu et al., 2014) enquanto o segundo ramo lida com o CI como uma fonte de corrente (Loh et al., 2013a), (Eghtedarpour and Farjah, 2014). Operar o CI como fonte de tensão impossibilita a obtenção de um partilhamento de potência preciso entre as sub-redes c.c. e c.a., contudo a transição entre modos de operação da microrrede pode ocorrer de modo suave. Por outro lado, o controle como fonte de corrente pode garantir um partilhamento de potência adequado, sem desvios de frequência e tensão, no entanto, as transições de modo demandam maior cuidado (Zhang et al., 2017).

Para se associar DER e ESU aos barramentos c.a. e c.c. de uma microrrede, estes são interligados por um CI, uma estrutura hierárquica de controle deve ser adequadamente definida para se poder gerenciar o fluxo de potência entre os subsistemas da microrrede. Em (Guerrero et al., 2011), uma estratégia de controle hierárquico baseado no modelo ISA-95 foi proposta para microrredes c.a. e c.c.. Esta estratégia descreve três níveis de con-

trole: 1) o nível primário é embarcado no controle local dos conversores estáticos e emprega controle por *droop* para obter partilhamento de potência; 2) o nível secundário emprega um elo de comunicação de baixa velocidade para corrigir eventuais desvios de tensão/frequência introduzidos pelo controle primário; 3) o nível terciário é responsável por gerenciar o fluxo de potência no ponto de acoplamento comum (PAC). A mesma arquitetura foi utilizada em (Zhang et al., 2017), (Loh et al., 2013b) e (Lu et al., 2014).

Inspirado por (Loh et al., 2013a), em (Che et al., 2015) foi proposta a aplicação de uma estratégia hierárquica para o controle de múltiplas microrredes. O primeiro nível de controle se trata de um duplo *droop*. Já o segundo nível é realizado de forma descentralizada, não utilizando um elo de comunicação e se encontra embarcado nos conversores de interligação. O segundo nível de controle altera o ponto de operação de transferência de potência por meio do CI a fim de restaurar para patamares nominais a frequência (no caso de uma microrrede c.a.) ou tensão (no caso de uma microrrede c.c.). Já o terceiro nível de controle trabalha com o intercâmbio de potência entre as microrredes e utiliza um elo de comunicação para essa tarefa.

Já em (Liu et al., 2017) uma metodologia de controle por *droop* baseado em potência é proposto para controle de uma microrrede c.c.. A técnica prevê a adição de uma malha de controle de potência que recebe sua referência de um segundo nível de controle, onde esse segundo nível realiza um preciso balanço de potência corrigindo as distorções do controle primário. Para que a técnica possua êxito, se faz necessária a medição de pequenas variações de tensão c.c., já que o *droop* opera em pequenas faixas de variação de tensão.

O presente trabalho propõe uma metodologia de controle para microrredes híbridas baseada na estratégia de controle centralizado chamada de Controle Baseado em Potência (CBP) (Caldognetto et al., 2015). A estratégia original foi modificada com o intuito de proporcionar o balanço de SOC das ESU e operação nos modos ilhado e conectado da microrrede.

2 Estrutura da Microrrede Híbrida Proposta

A estrutura de microrrede híbrida utilizada neste trabalho é apresentada na Fig. 1. A rede de distribuição da concessionária de energia é conectada ao nó 0 (N_0). No (PAC), um conversor bidirecional trifásico c.a./c.c., denominado de *utility interface* (UI) é empregado com o intuito de interligar os ramos c.c. e c.a. da microrrede. O lado c.c. do UI é conectado ao barramento c.c. de 380V, o qual alimenta as cargas da sub-rede c.c. em N_7 e N_8 . Esta também incorpora geração local,

por meio do DER_4 , e um ESS, composto por três ESU, como descrito em (Oliveira et al., 2017). Na sub-rede c.a., cargas são arbitrariamente alocadas entre as fases do barramento c.a., três DER monofásicos são distribuídos ao longo do sistema, isto é, DER_1 é conectado na fase a em N_5 , DER_2 na fase b em N_4 e DER_3 na fase c em N_6 .

As impedâncias dos nós da microrrede podem ser observadas na Tabela 1 e as capacidades de geração dos DER são 5 kVA, 6 kVA, 7 kVA e 7 kW para DER_1 ao DER_4 , respectivamente. Todos os DER, e o UI são interligados a um controlador central (CC), localizado no PAC, através de um elo de comunicação de baixa velocidade. A utilização de elos de comunicação sempre gera um questionamento quanto à operação da microrrede em caso de falhas nesses canais. Na microrrede implementada, em caso de falha ou interrupção dos canais de comunicação, os DERs passam a operar baseados apenas no seu controle local.

O controle da microrrede é dividido em três níveis hierárquicos (Bidram and Davoudi, 2012). O primeiro nível (local) gerencia as funções locais básicas, como: gerenciamento local de energia, compensação de harmônicos e reativos da carga local e estabilização da tensão local. O segundo nível de controle possui a função de partilhamento de potência ativa e reativa entre os DER. Finalmente, o terceiro nível (global) é responsável pela negociação entre microrrede e concessionária com o intuito de otimizar tanto o fluxo de potência quanto os parâmetros globais. Neste nível geralmente as grandezas presentes no PAC são medidas e controladas (Bidram and Davoudi, 2012).

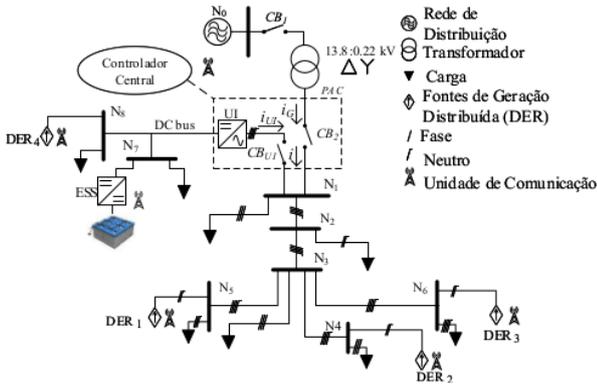


Figura 1: Diagrama Unifilar da Microrrede Híbrida Fictícia para Estudo de Caso Proposta

2.1 Conversor Utility Interface (UI)

O UI acopla os barramentos c.c. e c.a. da microrrede e executa funções de nível secundário em ambos. A topologia do conversor UI foi definida como uma estrutura de dois estágios, de modo a se desacoplar a dinâmica das malhas de controle dos lados c.a. e c.c., acomodar maiores ondulações de tensão no elo c.c. interno sem afetar o controle de

Tabela 1: Impedâncias da Microrrede

Impedância de Linha		Z [mΩ]
De	Para	
N_0	N_1	$460 + j1850$
N_1	N_2	$32 + j11,72$
N_2	N_3	$20,6 + j7,53$
N_3	N_4	$8,4 + j4,60$
N_3	N_5	$3,7 + j2,06$
N_3	N_6	$37,8 + j13,83$
UI	N_7	$3,7 + j0$

tensão em ambos lados do conversor e possibilitar o bloqueio de corrente tanto no lado c.c., quanto no lado c.a.. A Fig. 2 ilustra a topologia do conversor: um estágio c.a./c.c. trifásico com quatro braços e um estágio c.c./c.c. de dois quadrantes. O estágio c.a./c.c. permite a injeção de correntes desbalanceadas no barramento c.a., possibilitando a correção de cargas desbalanceadas no PAC.

A Fig. 3 ilustra o comportamento do UI nos modos conectado e ilhado. Em modo conectado, o estágio c.c./c.c. é controlado como uma fonte de tensão, contribuindo ativamente para a regulação de tensão do barramento c.c., e conseqüentemente, o estágio c.a./c.c. é controlado como uma fonte de corrente dependente, extraindo do barramento c.a. a potência demandada pelo estágio c.c./c.c.. Essa configuração permite o controle dos DERs dos lados c.a. e c.c. e a equalização do estado de carga das ESU sob o controle baseado em potência e para isso eles devem ser despacháveis. O nível de tensão e a frequência do barramento c.a. são definidos pela rede elétrica, logo, tanto os DERs no lado c.a., quanto o UI operam como seguidores de rede, sincronizando-se à rede da concessionária e controlando os níveis de potência ativa e reativa em suas saídas. Neste sentido, o controle da injeção de correntes desbalanceadas é simplificado. No lado c.c. da microrrede, o DER atua como fonte de corrente, uma vez que o UI regula a tensão do barramento c.c..

Em modo ilhado, por outro lado, como a rede elétrica da concessionária não mais fornece a referência de tensão e frequência para o barramento c.a., o UI passa a operar como formador de rede para o barramento c.a., assim, o estágio c.a./c.c. é controlado como uma fonte de tensão, fornecendo as referências de tensão e frequência para o lado c.a., enquanto o estágio c.c./c.c. é controlado como uma fonte de corrente de forma a realizar o balanço energético para a microrrede. Assim, os DERs no lado c.a. continuam a atuar como seguidores de rede, mas como o estágio c.c./c.c. da UI agora é controlado como fonte de corrente, as ESU alocadas no barramento c.c. passam a operar como fontes de tensão de modo a assegurar a regulação do barramento c.c..

É importante ressaltar que, em caso de falha no conversor UI, as sub-redes c.a. e c.c. passam a operar de forma independente, sendo que o lado

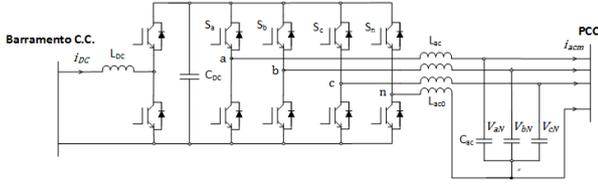


Figura 2: Topologia do UI

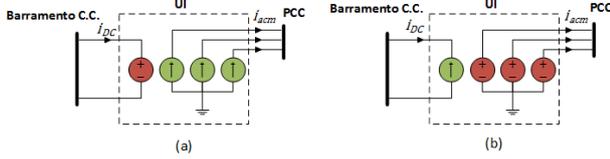


Figura 3: Operação do UI. (a) Modo Conectado; (b) Modo Ilhado.

c.a. pode manter sua operação normal quando conectado à rede, com os DERs seguindo a referência de tensão e frequência imposta pela rede, mas se por algum motivo o lado c.a. se desconectar da rede, ele deixa de operar pois não haverá mais um formador de rede para os DERs. Já o lado c.c. pode manter sua operação normal enquanto houver energia disponível no sistema de armazenamento. A regulação do barramento c.c. será realizada pelos conversores c.c./c.c. do ESS.

3 Estratégia de Controle Proposta

O CBP foi inicialmente proposto para microrredes c.a. em (Caldognetto et al., 2015), tendo como premissa que cada DER deve contribuir para as necessidades de potência da microrrede proporcionalmente à sua disponibilidade de geração (Brandao et al., 2016). Para atingir este objetivo, periodicamente o controlador central obtém de cada DER as suas potências ativa e reativa de saída e a sua capacidade de geração disponível. Em seguida, ele computa a demanda de potência ativa e reativa da microrrede e a capacidade de geração total para o próximo ciclo de controle. Então, o CC define os coeficientes escalares que serão difundidos a todos os DER, o que permite a eles ajustar a sua geração local de potência de modo a atender a demanda de potência da microrrede e os requisitos de fluxo de potência no PAC (Brandao et al., 2017).

Para uma microrrede híbrida, esta estratégia deve ser adaptada para lidar com a existência de um barramento c.c. e seus recursos locais, através da inclusão de um coeficiente de comando para regular o DER do lado c.c. de forma proporcional. Além disso, como também ocorre na implementação convencional do CBP, as condições de cada DER devem ser conhecidas, ou seja, se ele está conectado ao barramento c.c. ou ao c.a., onde é necessário saber em qual fase o DER foi alocado (i.e., a, b, c). Assim sendo, para a arquitetura de

microrrede híbrida proposta, cada DER deve enviar ao CC uma requisição de cadastro de modo a atualizar uma lista com o status das conexões dos DERs, e.g., X_{lj} , onde $l \in [1, 2, 3, 4]$ define a posição do DER (1, 2 e 3 para as fases a, b e c , respectivamente, e 4 para o barramento c.c.), enquanto j se refere ao identificador numérico de um DER naquela posição.

Uma vez que o registro dos DERs é realizado, o CBP aplicado a microrredes híbridadas pode ser descrito da seguinte forma: no início de cada ciclo de controle k , o CC requer do j -ésimo DER ($j=1, 2, \dots, J$, onde J é o número de DERs da microrrede) informações relativas à sua potência ativa de saída ($P_{Gj}(k)$), potência reativa ($Q_{Gj}(k)$), máxima capacidade de geração de potência ativa ($P_{Gj}^{max}(k)$), de modo a se avaliar a capacidade de geração daquele recurso energético, e.g., para um gerador fotovoltaico, isto significaria o seu ponto de máxima potência, e a capacidade nominal do conversor estático associado ao DER ($A_{Gj}(k)$). Do conversor UI são solicitados pelo CC, as suas potências ativa ($P_{UIj}(k)$) e reativa ($Q_{UIj}(k)$) de saída e a sua máxima capacidade de geração de potência ativa ($P_{UIj}^{max}(k)$). De cada ESU são requeridos a potência ativa de saída ($P_{ESS}(k)$), a máxima capacidade de descarga ($P_{ESS}^{min}(k)$) e a máxima capacidade de carga ($P_{ESS}^{max}(k)$).

Baseado nos dados adquiridos, o CC computa:

- A potência total ativa e reativa por fase fornecida pelos DERs para o ciclo de controle atual (k):

$$P_{Gmt}(k) = \sum_{j=1}^J P_{Gj}(k) \cdot X_{lj} \quad (1)$$

$$Q_{Gmt}(k) = \sum_{j=1}^J Q_{Gj}(k) \cdot X_{lj} \quad (2)$$

tal que $l = m$, e $m \in [1, 2, 3]$ se refere às fases do barramento c.a., sendo que $X_{lj} = 1$, se o j -ésimo DER é conectado ao ponto l , ou $X_{lj} = 0$ caso contrário.

Similarmente, a capacidade nominal total dos DER ($A_{Gmt}(k)$), assim como as máximas potências ativa ($P_{Gmt}^{max}(k)$) e reativa ($Q_{Gmt}^{max}(k)$) por fase podem ser calculadas. A máxima potência reativa gerada pelo j -ésimo DER é calculada como:

$$Q_{Gj}^{max}(k) = \sqrt{A_{Gj}(k)^2 - P_{Gj}(k)^2} \quad (3)$$

- A potência total ativa e reativa absorvida pela microrrede no ciclo de operação k são calculadas como:

$$P_{Lmt}(k) = P_{GRIDm}(k) + P_{Gmt}(k) + P_{UIj}(k) \quad (4)$$

$$Q_{Lmt}(k) = Q_{GRIDm}(k) + Q_{Gmt}(k) + Q_{UIj}(k) \quad (5)$$

onde $P_{GRIDm}(k)$ e $Q_{GRIDm}(k)$ são as potências ativa e reativa, respectivamente, medidas na m -ésima fase do lado da rede elétrica do PAC.

- A referência de potência ativa ($P_{Gmt}^*(k+1)$) e reativa ($Q_{Gmt}^*(k+1)$) total por fase para o próximo ciclo de controle $k+1$ são calculadas como:

$$P_{Gmt}^*(k+1) = P_{Lmt}(k) - P_{PACm}^*(k+1) \quad (6)$$

$$Q_{Gmt}^*(k+1) = Q_{Lmt}(k) - Q_{PAC}^*(k+1) \quad (7)$$

onde $P_{PACm}^*(k+1)$ e $Q_{PAC}^*(k+1)$ são as referências de potência ativa e reativa da m -ésima fase para o PAC no próximo ciclo de controle. As referências de potências para o PAC são definidas de acordo com a necessidade do sistema e são estabelecidas por um nível terciário de controle.

- As referências de potência ativa e reativa do UI para o próximo ciclo de controle são definidas como:

$$P_{UIm}(k+1) = P_{PACm}^*(k+1) - P_{GRIDm}^*(k+1) \quad (8)$$

$$Q_{UIm}(k+1) = Q_{PACm}^*(k+1) - Q_{GRIDm}^*(k+1) \quad (9)$$

onde, $P_{GRIDm}^*(k+1)$ e $Q_{GRIDm}^*(k+1)$ são as referências de potência ativa e reativa para a m -ésima fase da rede principal no próximo ciclo de controle. Vale ressaltar que a variável de referência de potência ativa para o UI não representa uma referência para uma malha de controle de potência do conversor. Sua função é a de gerar um compromisso entre lado c.a. e c.c. que garanta o equilíbrio de potência. Durante a operação em modo ilhado as referências $P_{GRIDm}^*(k+1)$ e $Q_{GRIDm}^*(k+1)$ são iguais a zero, e $P_{UIm}^*(k+1) = P_{PACm}^*(k)$.

- O cálculo da potência ativa injetada pelos DERs no barramento c.c., no ciclo de controle k , é realizado como:

$$P_{GDct}(k) = \sum_{j=1}^J P_{Gj}(k) \cdot X_{lj} \quad (10)$$

tal que $l = 4$, e de modo semelhante, a máxima potência ativa total ($P_{GDct}^{max}(k)$) a ser injetada pelos DERs do lado c.c. pode ser definida.

- A potência ativa total absorvida pelo lado c.c. da microrrede híbrida no ciclo de controle k é definida como:

$$P_{LDct}(k) = -P_{UIm}(k) + P_{ESS}(k) + P_{GDct}(k) \quad (11)$$

- A referência de potência para o sistema de armazenamento de energia para o próximo ciclo de controle, pode então ser estabelecida como:

$$P_{ESS}^*(k+1) = P_{LDct}(k) - P_{GDct}^{max}(k) + P_{UI}(k+1) \quad (12)$$

onde $P_{UI}(k+1) = \sum_{m=1}^3 P_{UIm}(k+1)$. $P_{GDct}^{max}(k)$ é a capacidade máxima de geração dos DER c.c.. É importante ressaltar que $P_{ESS}^*(k+1)$ deve ser limitado em sua máxima capacidade de carga ($P_{ESS}^{max}(k)$), que é a máxima potência que o ESS pode atingir sem que ocorra sobrecarga, e máxima capacidade de descarga ($P_{ESS}^{min}(k)$), que é a mínima potência que o ESS poderá atingir para que não haja descarga profunda das ESU.

- A referência de potência ativa para os DER c.c. no ciclo de controle $k+1$ é definida como:

$$P_{GDct}^*(k+1) = P_{LDct}(k) + P_{UI}(k+1) - P_{ESS}^*(k+1) \quad (13)$$

Após todos os parâmetros supracitados serem computados, o CC calcula os coeficientes escalares α_{Pm} , α_{Qm} e α_{DC} os quais podem assumir valores entre $[-1,1]$, e os envia a todos os DER da microrrede. A potência ativa por fase é controlada por meio de α_{Pm} enquanto a potência reativa por fase é controlada por α_{Qm} e a potência ativa processada pelos DERs do lado c.c. é controlada por α_{DC} . A Tabela 2 demonstra o cálculo utilizado para os coeficientes escalares no CC e a Tabela 3 demonstra como esses coeficientes são empregados no controle de potência dos DERs. Os sinais negativos e positivos α_{DC} e α_{Pm} significam potência ativa absorvida e injetada, respectivamente, enquanto para α_{Qm} eles representam potência reativa capacitiva e indutiva, respectivamente.

Tabela 2: Coeficientes Escalares do Controle Baseado em Potência

Condições de Potência	Coefficientes
$P_{GDct}^*(k+1) < 0$	$\alpha_{DC} = 0$
$0 \leq P_{GDct}^*(k+1) \leq P_{GDct}^{max}(k)$	$\alpha_{DC} = \frac{P_{GDct}^*(k+1)}{P_{GDct}^{max}(k)}$
$P_{GDct}^*(k+1) > P_{GDct}^{max}(k)$	$\alpha_{DC} = 1$
$P_{Gmt}^*(k+1) < 0$	$\alpha_{Pm} = 0$
$0 \leq P_{Gmt}^*(k+1) \leq P_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{Pm} = \frac{P_{Gmt}^*(k+1)}{P_{Gmt}^{max}(k)}$
$P_{Gmt}^*(k+1) > P_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{Pm} = 1$
$Q_{Gmt}^*(k+1) \leq Q_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{Qm} = \frac{Q_{Gmt}^*(k+1)}{Q_{Gmt}^{max}(k)}$

Tabela 3: Referência de Potência para cada DER

Coefficientes Escalares	Referência de Potência
$-1 \leq \alpha_{DC} \leq 1$	$P_{GDcj}^*(k+1) = \alpha_{DC} \cdot P_{GDcj}^{max}(k)$
$-1 \leq \alpha_{Pm} \leq 1$	$P_{Gmj}^*(k+1) = \alpha_{Pm} \cdot P_{Gmj}^{max}(k)$
$-1 \leq \alpha_{Qm} \leq 1$	$Q_{Gmj}^*(k+1) = \alpha_{Qm} \cdot Q_{Gmj}^{max}(k)$

4 Estudo de Caso

Com o intuito de demonstrar o comportamento da microrrede híbrida sob a estratégia de Controle Baseado em Potência proposta neste trabalho, a simulação da operação da microrrede em um período de 72 horas foi realizada em MATLAB/Simulink, cujos resultados são apresentados nas Figs. 4 - 7.

As referências para o PAC e para a rede da concessionária foram fixadas em $P_{PACm}^*(k+1) = -500W$, $P_{GRIDm}^*(k+1) = 1000W$ e $Q_{PACm}^*(k+1) = Q_{GRIDm}^*(k+1) = 0kVar$ durante o modo conectado, e $P_{PACm}^*(k+1) = 500W$, $P_{GRIDm}^*(k+1) = 0W$ e $Q_{PACm}^*(k+1) = Q_{GRIDm}^*(k+1) = 0kVar$ durante o modo ilhado. Os estados de carga iniciais dos três ESU foram estabelecidos como 80%, 92% e 50%.

A Fig. 4 mostra que durante o intervalo de 0-6h a potência ativa na rede da concessionária é positiva, o que indica baixa capacidade de geração por parte da microrrede. A tensão de pico no PAC encontra-se inferior a 180 V e pode-se observar um desequilíbrio de tensão ocasionado por cargas desbalanceadas presentes na microrrede. A Fig. 5 apresenta a potência ativa fornecida pelo conversor UI. Durante o mesmo intervalo, o UI está exportando potência do barramento c.a. para o c.c., com uma potência de referência de -1500 W por fase, como estabelece (8). Pode-se observar ainda que a potência reativa é totalmente compensada por meio dos DERs.

O fluxo de potência entre os recursos energéticos conectados ao barramento c.c. é apresentado na Fig. 6. Observa-se que a energia fornecida pelo UI é utilizada para alimentar as cargas locais e também carregar as ESU, o que pode ser constatado pelo fato de os SOC dessas unidades estar aumentando no intervalo em análise. O ESS lida localmente com o partilhamento de potência entre as suas unidades, de modo a promover uma equalização dos SOC. Nota-se que a unidade com menor SOC irá receber uma parcela maior de potência do que as demais, se carregando mais rapidamente. À medida que os estados de carga se equalizam, a potência absorvida pelo ESS será igualmente partilhada pelas unidades, de modo que todas atingem a condição de carga completa ao mesmo instante em $t \approx 12$ h.

Durante o período de 7-18h os DERs possuem capacidade de geração de potência ativa e pode-se observar uma inversão do fluxo de potência no PAC. No intervalo de 9-12h, a potência produzida pelos DER é suficiente para inverter o fluxo no PAC e sustentar os valores de referência estabelecidos para a potência ativa no PAC e na rede da concessionária. Após $t=12$ h, as ESU estão completamente carregadas, de modo que, para se manter o fluxo de potência na sua referência, o DER c.c. é desconectado, como pode ser inferido pelo

coeficiente α_{DC} , na Fig. 7. Contudo, apesar de os DERs c.a. serem capazes de manter a referência de potência no PAC, o UI é forçado a regular o barramento c.c., de forma que a potência ativa na rede da concessionária não é mais regulada. Após $t=17$ h, os geradores locais não são mais capazes de produzir potência ativa e conseqüentemente, tanto a referência de potência no PAC, quanto na rede principal, não são mais mantidas, sendo que o fluxo de potência nesses dois pontos passam a depender apenas do perfil de carga da microrrede.

Em dois intervalos, a microrrede opera em modo ilhado, com a abertura do disjuntor CB₂: de 24-33h e de 60-72h. Durante esses períodos a potência ativa e reativa na rede principal são nulas. Observa-se nas Figs. 5 e 6 que o UI assume a regulação do barramento c.a., alimentando as cargas c.a.. Como durante o intervalo de 24-30h nenhum DER tem capacidade de geração de potência, as baterias do ESS descarregam-se, fornecendo toda potência demandada pelo UI e pelas cargas c.c.. No período de 30-33h, os DERs retomam capacidade de geração, de modo que o ESS reduz sua potência de saída, preservando assim sua capacidade armazenada. É conveniente mencionar que durante o modo ilhado, o barramento c.c. mostra uma pequena variação na sua tensão, isto se deve ao fato de na simulação ter-se considerado a existência de cabos conectando o ESS ao nó N₇, onde se encontra o UI e o DER₄ e onde a medição de tensão é tomada, logo, como o ESS assume a regulação de tensão do barramento c.c., existirá uma queda de tensão entre o ponto de conexão do ESS e o nó N₇.

5 Conclusão

A estratégia de Controle Baseado em Potência, modificado para aplicação em microrredes híbridas c.a./c.c. através da inclusão de um coeficiente para regulação do DER do lado c.c., se mostrou eficaz em promover o controle do fluxo de potência no PAC e concomitantemente gerenciar o sistema de armazenamento de energia, provendo equalização de estado de carga e o controle de carga e descarga das unidades de armazenamento. Além disso, nota-se um intercâmbio suave de potência entre os barramentos c.a. e c.c. da microrrede. Com o intuito de se extrair o máximo desempenho da estratégia de controle e avaliar completamente o seu comportamento, um nível terciário de controle deve ser incorporado ao sistema, uma vez que as referências de potência para a rede elétrica podem ser dinamicamente definidas em função de exigências do operador do sistema de distribuição e de condições de operação da microrrede. O emprego de uma plataforma para validação experimental da estratégia de controle também se faz interessante e está em atual desenvolvimento.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da CAPES, CNPQ (420850/2016-3) e FAPEMIG (APQ - 03388-17).

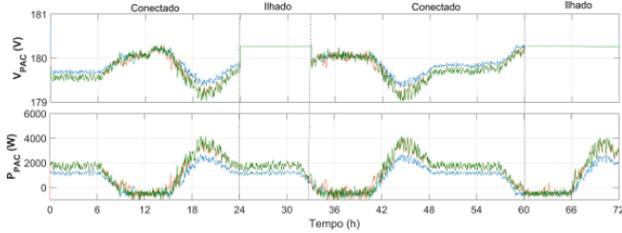


Figura 4: Grandezas do PAC. De Cima para Baixo: Tensão e Potência Ativa no PAC.

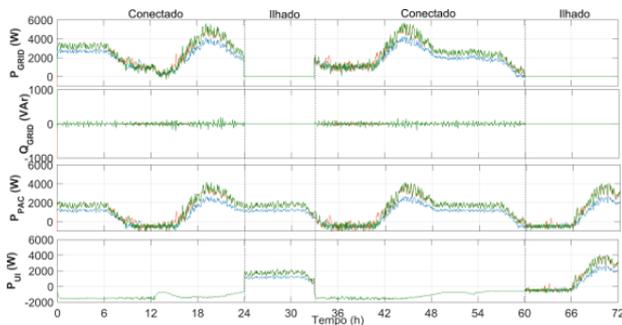


Figura 5: Fluxo de potência na microrrede. De cima para baixo: Potência ativa na rede, potência reativa na rede, potência ativa no PAC e UI.

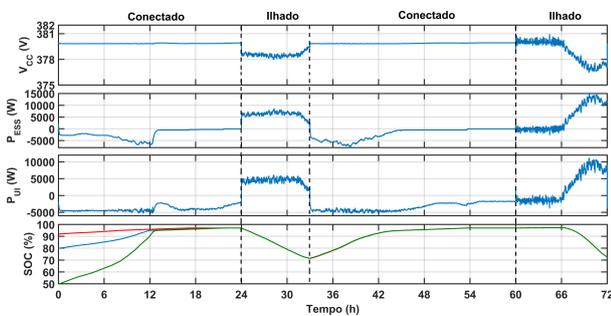


Figura 6: Grandezas do lado C.C.. De cima para baixo: Tensão, Potência processada pelo ESS, Potência UI e Estado de carga das ESU.

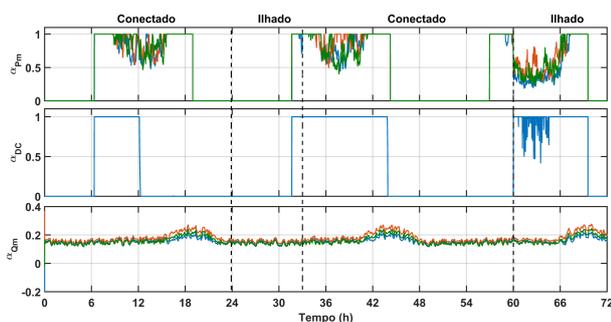


Figura 7: Coeficientes Escalares.

Referências

- Bidram, A. and Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system, *IEEE Transactions on Smart Grid* **3**(4): 1963–1976.
- Brandao, D. I., Caldognetto, T., Marafão, F. P., Simões, M. G., Pomilio, J. A. and Tenti, P. (2017). Centralized control of distributed single-phase inverters arbitrarily connected to three-phase four-wire microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(1): 437–446.
- Brandao, D., Pomilio, J., Caldognetto, T., Buso, S. and Tenti, P. (2016). Coordinated control of distributed generators in meshed low-voltage microgrids: Power flow control and voltage regulation, *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on*, IEEE, pp. 249–254.
- Caldognetto, T., Buso, S., Tenti, P. and Brandao, D. I. (2015). Power-based control of low-voltage microgrids, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* **3**(4): 1056–1066.
- Che, L., Shahidehpour, M., Alabdulwahab, A. and Al-Turki, Y. (2015). Hierarchical coordination of a community microgrid with ac and dc microgrids, *IEEE Transactions on smart grid* **6**(6): 3042–3051.
- Eghtedarpour, N. and Farjah, E. (2014). Power control and management in a hybrid ac/dc microgrid, *IEEE transactions on smart grid* **5**(3): 1494–1505.
- Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., De Vicuña, L. G. and 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.
- Han, H., Hou, X., Yang, J., Wu, J., Su, M. and Guerrero, J. M. (2016). Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **7**(1): 200–215.
- Kurohane, K., Senjyu, T., Uehara, A., Yona, A., Funabashi, T. and Kim, C.-H. (2010). A hybrid smart ac/dc power system, *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2010 the 5th IEEE Conference on*, Ieee, pp. 764–769.
- Liu, G., Caldognetto, T. and Mattavelli, P. (2017). Power-based droop control in dc microgrids enabling seamless disconnection from ac grids, *DC Microgrids (ICDCM), 2017 IEEE Second International Conference on*, IEEE, pp. 523–528.

- Loh, P. C., Li, D., Chai, Y. K. and Blaabjerg, F. (2013a). Autonomous operation of hybrid microgrid with ac and dc subgrids, *IEEE transactions on power electronics* **28**(5): 2214–2223.
- Loh, P. C., Li, D., Chai, Y. K. and Blaabjerg, F. (2013b). Hybrid ac–dc microgrids with energy storages and progressive energy flow tuning, *IEEE transactions on power electronics* **28**(4): 1533–1543.
- Lu, X., Guerrero, J. M., Sun, K., Vasquez, J. C., Teodorescu, R. and Huang, L. (2014). Hierarchical control of parallel ac-dc converter interfaces for hybrid microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **5**(2): 683–692.
- Oliveira, T. R., Silva, W. W. A. G. and Donoso-Garcia, P. F. (2017). Distributed secondary level control for energy storage management in dc microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(6): 2597–2607.
- Zhang, H., Zhou, J., Sun, Q., Guerrero, J. M. and Ma, D. (2017). Data-driven control for inter-linked ac/dc microgrids via model-free adaptive control and dual-droop control, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(2): 557–571.