UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS – CCT
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO – ENGENHARIA ELÉTRICA

LUÍS FELIPE RODRIGUES PINTO

CONTRIBUIÇÕES PARA O GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES

JOINVILLE
2022

LUÍS FELIPE RODRIGUES PINTO

CONTRIBUIÇÕES PARA O GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES

Tese apresentada ao Programa de Pós–Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Marcello Mezaroba
Coorientador: Leandro Michels

JOINVILLE
2022

Para gerar a ficha catalográfica de teses e
dissertações acessar o link:
https://www.udesc.br/bu/manuais/ficha

Rodrigues Pinto, Luís Felipe
Contribuições para o Gerenciamento de Potência em Microrredes / Luís Felipe Rodrigues Pinto. - Joinville, 2022.
144 p. : il. ; 30 cm.

Orientador: Marcello Mezaroba.
Coorientador: Leandro Michels.
Tese (Doutorado) - Universidade do Estado de Santa Catarina, Centro de Ciências Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Joinville, 2022.

1. Gerenciamento de Microrrede. 2. Geração Distribuida. 3. Controle Distribuido. 4. AC Bus-Signaling. 5. Controle Hierárquico. I. Mezaroba, Marcello. II. Michels, Leandro. III. Universidade do Estado de Santa Catarina, Centro de Ciências Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Contribuições para o Gerenciamento de Potência em Microrredes.

LUÍS FELIPE RODRIGUES PINTO

CONTRIBUIÇÕES PARA O GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES

Tese apresentada ao Programa de Pós–Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Marcello Mezaroba
Coorientador: Leandro Michels

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Marcello Mezaroba, Dr. Eng. (presidente/orientador)
UDESC

Membros:

Prof. Fernando Pinhabel Marafão, Dr. Eng.
UNESP

Prof. Lucas Vizzotto Bellinaso, Dr. Eng.
UFSM

Prof. Tiago Davi Curi Busarello, Dr. Eng.
UFSC

Prof. Leandro Michels, Dr. Eng.
UFSM

Joinville, 15 de Dezembro de 2022

Aos colegas e professores da Universidade do Estado de Santa Catarina, pelo incentivo e resultados obtidos no passado, os quais me possibilitaram contribuir com mais esse!

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador por aceitar conduzir o meu trabalho de pesquisa, me incentivando a caminhar para novos conhecimentos com dedicação e uso de seu precioso tempo nesse projeto de pesquisa.

A todos os meus professores do curso de da Universidade do Estado de Santa Catarina – Udesc pelo empenho e competência em conduzir os alunos, me incluindo nesse rol, à buscar e obter melhores resultados.

Aos meus pais que me possibilitaram alcançar resultados além dos limites das restrições que os limitaram. Sou grato à minha família pelo apoio que sempre me deram.

Agradeço aos meus colegas, e gostaria de nominá-los na pessoa do Felipe Zimann, com sua habitual disponibilidade. Os colegas também sempre disponíveis, dentro das limitações de cada um, mas por sorte pude compartilhar de varias dificuldades minhas com o Felipe que não media esforços para atender tanto a mim quanto aos outros colegas.

Agradeço à banca examinadora que soube apreciar esse projeto de pesquisa, e com comprometimento melhorá-lo consideravelmente.

Deixo um agradecimento especial ao meu coorientador pela supervisão atenta e precisa em todos os detalhes.

“O progresso é exatamente aquilo não previsto
pelas regras e regulamentações.”
Ludwig von Mises

.

Só uma coisa importa: vivei à altura do
Evangelho de Cristo.
Fl 1,27

RESUMO

As energias renováveis estão crescendo em importância e remodelando os sistemas de potência por meio do uso de microrrede. Algumas questões relevantes na gestão de uma microrrede precisam ser atendidas, como o controle da tensão e frequência, o equilíbrio de potência entre as fontes (compartilhamento) e cargas distribuídas, a estabilidade, a segurança, a qualidade da energia etc.

A proposta desse trabalho é para o gerenciamento de potência (ativa e reativa) em uma microrrede CA, de forma descentralizada, que funciona mesmo sem link de comunicação, de fácil integração com o sistema de potência atual, permitindo a operação de diversas fontes / cargas ("plug and play").

A estratégia proposta se utiliza da teoria microeconômica para o equilíbrio do mercado. A abundância ou escassez de energia é informada através do barramento (CA Bus Signaling). Uma rede predominantemente resistiva a potência ativa é relacionada com a amplitude da tensão e a potência reativa com a frequência/ângulo. Com base nessa informação e nos preços de compra e venda especificados nas unidades, um algoritmo de controle determina a conexão ou desconexão de fontes e cargas.

O funcionamento estável da microrrede foi possível mesmo em diferentes cenários operacionais. Os resultados obtidos em experimentos (HIL) confirmam o funcionamento da estratégia proposta.

Esta estratégia apresenta algumas vantagens, uma abordagem descomplicada, escalável, com mais autonomia para os usuários, baseada em conhecimentos já consolidados e maduros, e em linha com os mais recentes trabalhos apresentados pela comunidade científica.

Considerando um fácil entendimento dessa estratégia, é possível esperar mais interação com outras grandes áreas do conhecimento, como: Smart Grid; Internet das coisas (IoT); Tecnologia da Informação (TI); Inteligência Artificial (IA); Blockchain; APP para smartphones e PCs.

Palavras-chave: Bus Signaling. Geração Distribuída. Smart Grid. Gerenciamento de Microrrede. Droop Control. Controle Distribuído.

ABSTRACT

Renewable energies are growing in importance and reshaping power systems through the use of microgrids. Some relevant issues in the management of a microgrid need to be addressed, such as voltage and frequency control, power balance between sources (sharing) and distributed loads, stability, security, power quality etc.

The purpose of this work is an AC microgrid power management (active and reactive), in a decentralized way, which works even without a communication link, with easy integration with the current power system, allowing the operation of different sources / loads ("plug and play").

The proposed strategy uses the microeconomic theory for market equilibrium. The abundance or scarcity of power on the AC bus is reported via the AC bus itself (CA Bus Signaling). In a predominantly resistive network, active power is related to voltage amplitude and reactive power to frequency/angle. Based on this information and the purchase and sale prices specified in the units, a control algorithm determines the connection or disconnection of sources and loads.

The proper functioning of the microgrid was possible even in different operational scenarios. The results obtained in Hardware-in-the-loop (HIL) confirm the functioning of the proposed strategy.

This strategy has some advantages, an uncomplicated approach, based on already consolidated and mature knowledge, and in line with the most recent works presented by the scientific community.

Considering an easy understanding of this strategy, it is possible to expect more interaction with other areas of knowledge, such as: Smart Grid; Internet of Things (IoT); Information Technology (IT); Artificial Intelligence (AI); Blockchain, APP for smartphones and PCs.

Keywords: Bus Signaling. Distributed Generation. Smart Grid. Microgrid Management. Droop Control. Dicentralised Control.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Microrrede Mista 24
Figura 2 – Controle hierárquico de microrredes 26
Figura 3 – Modelo genérico de MR CA 33
Figura 4 – Modelo genérico de MR CC 34
Figura 5 – Modelo genérico de MR Mista 35
Figura 6 – Lei de Swanson 37
Figura 7 – Potência mundial produzida 38
Figura 8 – Potência solar absorvida 38
Figura 9 – Curva de potência da célula FV 39
Figura 10 – Estimativa de preços das energias renováveis 40
Figura 11 – Componentes de uma turbina eólica 40
Figura 12 – Curvas de potência para turbina eólica 41
Figura 13 – Evolução dos preços das Baterias de ion lítio 46
Figura 14 – Conversor Formador 47
Figura 15 – Conversor Alimentador 48
Figura 16 – Conversor de Suporte 48
Figura 17 – Estrutura de Controle - UCTE 50
Figura 18 – Exemplo de estrutura de controle primário 51
Figura 19 – Diagrama típico de conversor PV 58
Figura 20 – Diagrama típico de gerador eólico 59
Figura 21 – Relação entre preço e demanda para a energia 65
Figura 22 – Relação entre preço e oferta para a energia 66
Figura 23 – Equilíbrio entre oferta e demanda 67
Figura 24 – Desequilíbrio da demanda 68
Figura 25 – Desequilíbrio da oferta 69
Figura 26 – Movimento da demanda 70
Figura 27 – Movimento da oferta 70
Figura 28 – Deslocamento da demanda 71
Figura 29 – Deslocamento da oferta 71
Figura 30 – a) Preço versus Suprimento b) Preço versus Demanda 74
Figura 31 – Curva de Demanda versus Suprimento 75
Figura 32 – Relação entre Fontes e Preços 75
Figura 33 – Ciclos de Operação das Cargas 76
Figura 34 – Modelo de Conexão MR / Rede. (a) Circuito Equivalente. (b) Diagrama Fasorial. 77

Figura 35 – Relação entre potência (P, Q) e medições no barramento. (a) Relação entre potência ativa e tensão no barramento. (b) Relação entre potência reativa e ângulo no barramento. 78
Figura 36 – Relação entre parâmetros no barramento e Preço de Energia. (a) Relação entre a tensão do barramento e o preço. (b) Relação entre ângulo e preço. . . 79
Figura 37 – Relação entre parâmetros e preços. (a) Coeficiente linear. (b) Coeficiente angular. 80
Figura 38 – Modelo para Operação Ilhada. (a) GSC fonte de corrente. (b) GSC fonte de tensão. (c) Droop potência ativa. (d) Droop potência reativa. 82
Figura 39 – Relação entre potência (P, Q) e medições no barramento. (a) Relação entre potência ativa e tensão no barramento. (b) Relação entre potência reativa e frequência no barramento. 82
Figura 40 – Relação entre parâmetros no barramento e Preço de Energia. (a) Relação entre a tensão do barramento e o preço. (b) Relação entre frequência de barramento e preço. 83
Figura 41 – Esquema de conexão e controle de uma unidade da MR 84
Figura 42 – Fluxograma do código do controlador 85
Figura 43 – Evolução do Preço, conexão e chattering 86
Figura 44 – Modelo simplificado de uma MR CA 87
Figura 45 – Preços de compra e venda especificados para cada unidade da MR. 89
Figura 46 – Relação entre preço e tensão 91
Figura 47 – Relação entre preço e ângulo 93
Figura 48 – Curvas de decaimento da tensão para as fontes despacháveis 95
Figura 49 – Curvas de decaimento para a frequência das fontes despacháveis 97
Figura 50 – Curvas de decaimento (m) diferente 98
Figura 51 – Interface SCADA do usuário da MR 102
Figura 52 – Curva de demanda da carga principal 103
Figura 53 – Circuito de experimentação da Carga Principal 104
Figura 54 – Circuito de experimentação das Cargas de Baixa Prioridade 104
Figura 55 – Circuito de experimentação da Rede Principal 105
Figura 56 – Circuito de experimentação do Gerador FV 105
Figura 57 – Curva de potência do gerador fotovoltaico 106
Figura 58 – Circuito de experimentação do Banco de Baterias 106
Figura 59 – Circuito de experimentação do Controle por Droop 107
Figura 60 – Circuito de experimentação do Conversor 108
Figura 61 – Conversor de Entrada AD 109
Figura 62 – Bloco C com o Código de Conexão 110
Figura 63 – Saída de Dados 111
Figura 64 – Equipamento HIL, com placa de interface e microcontrolador acoplado. . . 112

Figura 65 – Fluxo de potência para os cenários 115
Figura 66 – Valores de potência na MR, operando no modo conectado com potência ativa em nível alto no barramento: (a) Potência ativa da carga principal; (b) Potência ativa da rede principal; (c) Potência ativa do banco de baterias; (d) Nível de armazenamento da bateria - SOC; (e) Potência ativa nas Cargas 2 e 3; (f) Potência ativa gerador FV. 117
Figura 67 – Preços, tensão e comandos para comutar unidades da MR, operando em modo conectado e em potência ativa barramento de alto nível: (a) Preço da energia; (b) Tensão do barramento; (c) Comando do banco de baterias; (d) Comando Carga 2; (e) Comando Carga 3. 118
Figura 68 – Valores de potência da MR, operando no modo conectado e fornecendo potência reativa para a carga principal: (a) Potência reativa da carga principal; (b) Potência da rede principal; (c) Potência do banco de baterias; (d) Nível de armazenamento da bateria; (e) Carga 2 e 3 de potência ativa; (f) Potência ativa FV. 120
Figura 69 – Preços, ângulo, tensão e comandos das unidades da MR, operando no modo conectado e fornecendo potência reativa para a carga principal: (a) Preço da energia reativa; (b) Ângulo entre rede principal e barramento (c) Preço da energia ativa; (d) Tensão do barramento; (e) Comando banco de baterias; (f) Comandos cargas 2 e 3. 121
Figura 70 – Valores de potência da MR, operando em modo ilhado e fornecendo potência ativa para a carga principal: (a) Potência ativa da carga principal; (b) Potência da rede principal; (c) Potência ativa do banco de baterias; (d) Nível de armazenamento da bateria; (e) Carga 2 e 3 de potência ativa; (f) Potência ativa FV. 123
Figura 71 – Preços, tensão e comandos das unidades da MR, operando em modo ilhado e fornecendo potência ativa para a carga principal: (a) Preço da Energia; (b) Tensão do barramento; (c) Comando do Banco de Baterias; (d) Comando de Carga 2; (e) Comando de Carga 3. 124
Figura 72 – Valores de potência preço na MR, operando no modo conectado com potência ativa em nível alto no barramento: (Bem em cima) Preço da energia ativa; (Segundo) Potência ativa da rede principal e do Banco de baterias; (Terceiro) Potência ativa da carga principal e secundárias; (Bem em baixo) Potência ativa gerador FV. 139

Figura 73 – Valores de potência da MR, operando no modo conectado e fornecendo potência reativa para a carga principal: (Bem em cima) Potência reativa da carga principal; (Segundo) Potência ativa e reativa da rede principal; (Terceiro) Preço da energia reativa; (Quarto) Potência ativa e reativa do Banco de Baterias; (Quinto) Potência ativa das cargas C2 e C3; (Bem em baixo) Potência ativa FV. 140
Figura 74 – Preços, ângulo, tensão e comandos das unidades da MR, operando no modo conectado e fornecendo energia reativa para a carga principal: (Bem em cima) Preço da energia reativa; (Segundo) Ângulo entre rede principal e barramento (Terceiro) Preço da energia ativa; (Quarto) Tensão do barramento; (Bem em baixo) Comando do banco de baterias. 141
Figura 75 – Valores de potência preço na MR, operando no modo desconectado com potência ativa em nível baixo no barramento: (Bem em cima) Preço da energia ativa; (Segundo) Potência ativa da rede principal e do Banco de baterias; (Terceiro) Potência ativa da carga principal e secundárias; (Bem em baixo) Potência ativa gerador FV. 142

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Alguns tipos e características de baterias 44
Tabela 2 – Parâmetros usados na MR 89
Tabela 3 – Valores de potências e preços definidos para testes 143

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADM	Active Demand Management
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVR	Automatic Voltage Regulator
BMS	Battery Management System
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAES	compressed air energy storage
CC	Corrente Continua
CERTS	Consortium for Electrical Reliability Technology Solutions
CP	Conversores de Potência
CPL	Constant Power Load
CPC	Cargas de Potência Constante
CPS	Constant Power Source
CP Bat	Comando de habilitação para a potência ativa na bateria
CP SC	Comando de habilitação para a potência ativa no banco de supercapacitores
CPMGER	Comando de habilitação para a potência ativa no moto gerador
CPX	Comando de habilitação para potência ativa em um componente genérico da MR
CQX	Comando de habilitação para potência reativa em um componente genérico da MR
CSI	Current Source Inverter
DBS	DC Bus Signaling
DP	Dispositivos de Proteção
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
EASE	European Association for Storage of Energy
ECC	Equipamentos de Comunicação e de Controle
EES	Electrical Energy Storage
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
FACTS	Flexible AC Transmission Systems

GD	Geração Distribuída
HVDC	High Voltage Direct Current
ICT	Information and Communication Technologies
IM	Instrumentos de Monitoramento
IoT	Internet of Things
LD	Linhas de Distribuição
Li-Ion	Lithium Ion
Li-IonP	Lithium Ion Polimero
MAS	Multi Agent System
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MR	Microrrede
NaS	Sodium-Sulfur
NiCd	Níquel Cádmio
NiMh	Níquel Metal Hidreto
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PCC	Point of Common Coupling
PCC	Ponto de Conexão Comum
PI	Proporcional - Integral
PLC	Power Line Communication
PLL	Phase-Locked Loop
PLS	Power Line Signaling
PWM	Phase Wide Modulation
p.u	per unit
RUL	Remaining Useful Life
SG	Smart Grid
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOC	State of Charge
SoH	State of Health
THD	Threshold Harmonic Distortion
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Eletricity
u.u	unidade de utilidade

VRB	Redox Vanadium Battery
VSIs	Voltage Source Inverter
VRT	Voltage Ride-Through

LISTA DE SÍMBOLOS

@	Arroba
%	Porcento
°C	Graus Celsius
H+	Valor da banda de histerese para valores máximos
H-	Valor da banda de histerese para valores mínimos
f	frequência
f_{PCC}	Frequência no PCC
f_{max}	Frequência máxima
f_{min}	Frequência mínima
$f_{nominal}$	Frequência nominal
fRede	Frequência da rede
F*	Frequência de referência
f*pu	Frequência de referência em pu
$f$pu	Frequência no barramento em pu
Fr	Frequência da rede
F.P.	Fator de potência
i	Corrente instantânea
i*	Corrente de referência
Li	Indutância no elemento "i"
IBat	Módulo de corrente do banco de baterias
Icarga	Corrente na carga
Iin	Módulo de corrente de entrada
I_L	Módulo de corrente no indutor
IL	Fasor de corrente da Carga
ILmax	Corrente máxima de carga
iLoad	Corrente instantânea da carga
Imed	Corrente rms da carga
Iout	Módulo de corrente de saída
Irush	Corrente de irush
IR	Componente da corrente que circula em fase com a tensão

IX	Componente da corrente que circula em quadratura com a tensão
Lcarga	Indutância da carga
X_{LD}	Indutância de linha de distribuição
m	Índice de decaimento para o controle por droop da potência ativa
n	Índice de decaimento para o controle por droop da potência reativa
P	Potência ativa
P*	Potência ativa de referência
Pcarga	Potência ativa absorvida pela carga
P	Potência ativa calculada para a bateria
P_{Bat}	Potência ativa de referência para a bateria
P_{max}	Potência ativa máxima
P_{min}	Potência ativa mínima
$p	Preço da energia ativa instantâneo
$P	Preço da energia ativa
$$P_{max}$	Preço máximo da energia ativa
$$P_{min}$	Preço mínimo da energia ativa
$$P_{nominal}$	Preço da energia ativa na tensão nominal
$$q_a$	Preço instantâneo da energia reativa (conectado)
$$q_f$	Preço instantâneo da energia reativa (ilhado)
$$Q$	Preço da energia reativa
$$Q_{max}$	Preço máximo da energia reativa
$$Q_{min}$	Preço mínimo da energia reativa
$$Q_{nominal}$	Preço da energia reativa na condição nominal
X$	Preço da energia
$X$$_{max}$	Preço máximo da energia
$X$$_{min}$	Preço mínimo da energia
Q	Potência reativa
Q_{Bat}	Potência reativa de referência para o banco de baterias
Qcarga	Potência reativa absorvida pela carga
Q_{max}	Potência reativa máxima
Q_{min}	Potência reativa mínima

$P_{nominal}$	Potência ativa nominal do banco de baterias
$Q_{nominal}$	Potência reativa nominal do banco de baterias
Ri	Resistência de conexão do "i"ézimo elemento
R_{LD}	Resistência da linha de distribuição
t	Tempo
α	Taxa de conversão de tensão em preço
β	Taxa de conversão de ângulo em preço
γ	Taxa de conversão de frequência em preço
V	Amplitude de tensão
V*	Tensão de referência
v	Tensão instantânea
VG	Módulo de tensão da rede
VBat	Módulo de tensão do banco de baterias
Vbca	Módulo de tensão do barramento CA
Vin	Módulo de tensão de entrada
V_{PCC}	Tensão no PCC
V_{max}	Tensão máxima
V_{min}	Tensão mínima
$V_{nominal}$	Tensão nominal
V_{pcc}	Fasor de tensão do PCC
VPCC	Módulo de tensão do PCC
V_{PCC}	Tensão no PCC
XLinha	Reatância de linha
Zcarga	Impedância da carga
Z	Impedância
Zld	Impedância da linha de distribuição
X_{LD}	Reatância da linha de distribuição
β_1	Coeficiente de segurança
α	Coeficiente linear da equação do preço da potência ativa
β	Coeficiente linear da equação do preço da potência reativa (conectado)
γ	Coeficiente linear da equação do preço da potência reativa (desconectado)

δ f	Desvio de frequência
δ_{PCC}	Ângulo de defasagem do PCC
δ_{max}	Ângulo máximo
δ_{min}	Ângulo mínimo
δ E	Desvio de amplitude de tensão
δ	Ângulo de defasagem do barramento em relação ao da rede
δ V	Diferença entre valores de tensão
δ P	Diferença entre valores de potência ativa
δ f	Diferença entre valores de frequência
δ Q	Diferença entre valores de potência reativa
δ VCA	Variação de tensão no barramento CA
δ fca	Variação de frequência no barramento CA
δf	Variação da frequência
δ\$	Diferença entre preços no barramento
δ IL	Variação da corrente na carga
δ Vout	Queda de tensão de saída (regulação)
φ	Ângulo de defasagem entre tensão e corrente
ω	Velocidade angular
$\omega*$	Velocidade angular de referência
ϕ	Ângulo de defasamento da corrente (F.P.)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 23
2 MICRORREDES DE ENERGIA 31
2.1 CLASSIFICAÇÃO DAS MICRORREDE 32
2.1.1 Microrrede de Corrente Alternada 33
2.1.2 Microrrede em Corrente Contínua 34
2.1.3 Microrrede Mista 34
2.2 COMPONENTES DA MICRORREDE 35
2.2.1 As Cargas 35
2.2.2 As Fontes 36
2.2.2.1 Energia Fotovoltaica 37
2.2.2.2 Energia Eólica 39
2.2.3 Armazenadores 41
2.2.3.1 Banco de Supercapacitores 42
2.2.3.2 Banco de Baterias 43
2.2.4 Conversores Utilizados no Processamento de Energia em Microrredes . 45
2.3 ESTRUTURA DE CONTROLE 49
2.4 OPERAÇÃO DAS CARGAS E FONTES 55
2.4.1 Considerações sobre a operação das Cargas 55
2.4.2 Considerações para a operação das Fontes 56
2.4.2.1 Fontes em MPPT 57
2.4.2.2 Fontes CA operando em Controle por Droop 59
2.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO 63
3 CONCEITOS BÁSICOS DA TEORIA MICROECONÔMICA PARA EQUILIBRAR OFERTA E DEMANDA 64
3.1 A TEORIA ECONÔMICA 64
3.1.1 A Lei da Demanda 65
3.1.2 A Lei da Oferta 66
3.1.3 O equilíbrio entre a Oferta e a Demanda 66
3.1.4 O desequilíbrio entre a Oferta e a Demanda 67
3.1.4.1 O Desequilíbrio da Demanda 68
3.1.4.2 O Desequilíbrio da Oferta 69
3.1.4.3 Movimento de Oferta e Demanda 69
3.1.4.4 Deslocamento da Oferta e Demanda 71
3.1.5 O Conceito de Utilidade 72
3.2 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO 73

4 CONTROLE DE UMA MR PELA TEORIA DO EQUILÍBRIO DE MERCADO 74
4.1 MODELO TEÓRICO PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA ESTRATÉGIA . . 74
4.2 MODELAGEM DA CONVERSÃO DOS PARÂMETROS DO BARRAMENTO EM PREÇOS 76
4.2.1 Conversão de parâmetros numa MR conectada 76
4.2.2 Conversão de parâmetros para a situação de MR ilhada 80
4.3 PROPOSTA DE GERENCIAMENTO PARA MICRORREDES 83
4.4 ESPECIFICAÇÕES DA MICRORREDE PARA OS EXPERIMENTOS . . 87
4.4.1 Especificações da Microrrede 87
4.4.2 Cálculos dos parâmetros da microrrede CA 90
4.4.2.1 Parâmetros para o preço da energia ativa 90
4.4.2.2 Parâmetros para o preço da energia reativa 92
4.4.2.3 Parâmetros para linha de distribuição 93
4.4.2.4 Parâmetros para a carga principal 94
4.4.2.5 Cálculo dos parâmetros do controle por Droop para o Banco de Baterias . . 94
4.4.2.6 Melhorias na operação da microrrede 97
4.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO 99
5 ESTUDO DE CASO 101
5.1 DESCRIÇÃO DA MICRORREDE 101
5.2 DESCRIÇÃO DAS CARGAS 102
5.3 DESCRIÇÃO DAS FONTES 104
5.4 DESCRIÇÃO DO CONTROLADOR 108
5.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO 113
6 RESULTADOS 114
6.1 PRIMEIRO CENÁRIO 115
6.2 SEGUNDO CENÁRIO 119
6.3 TERCEIRO CENÁRIO 122
6.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO 125
7 CONCLUSÃO GERAL E CONTRIBUIÇÕES 126
7.1 RESUMO DAS CARACTERÍSTICAS DA ESTRATÉGIA APRESENTADA 129
7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 130
REFERÊNCIAS 132
GLOSSÁRIO 137
ANEXO A – RESULTADOS DE SIMULAÇÃO (PSIM) 138
ANEXO B – TABELA DE PREÇOS 143
ÍNDICE 144

1 INTRODUÇÃO

As demandas ambientais estão a cada dia mais apertadas, com critérios que se concretizam através de políticas para mudança climática e créditos de carbono, para citar apenas duas áreas de relevância. Essas demandas aliadas a obtenção de energia com baixa emissão de carbono e pequeno impacto no meio ambiente estão direcionando as pesquisas para a busca de novos e eficientes métodos de obtenção de energia, que assim possam garantir melhores resultados ambientais. Equipamentos como células fotovoltaicas, geradores eólicos, baterias, dentre outros estão cada vez mais presentes na realidade das comunidades, principalmente pelo aumento da eficiência e redução dos custos de implantação.

Essas mudanças estão impactando os Sistemas Elétricos de Potência (SEP), mudando os conceitos e a sua forma de planejamento, gerenciamento e operação. A partir dos anos 2000 (BASAK et al., 2012) começaram pesquisas em laboratórios para a uma atualização das operações desses sistemas. O novo sistema muda de planejamento, comando e geração de energia centralizados para descentralizados, de fluxo de potência unidirecional para bidirecional (multidirecional), de distribuição de eletricidade passiva para ativa e para uma redução da importância da demanda na operação do sistema. Muda uma característica marcante do antigo sistema que era o uso de capital intensivo e flexibiliza o uso (rede CC e/ou CA), conectadas ou ilhada da rede principal.

As Microrredes trazem uma abordagem promissora para muitos sistemas elétricos de potência, a fim de alcançar melhor eficiência e confiabilidade. Uma microrrede (MR) pode ser definida como um sistema integrado, composto de recursos múltiplos e distribuídos (fontes e cargas), operando como um único sistema que pode operar conectado ou ilhado a partir da rede principal (TAHIM, 2015)(BASAK et al., 2012)(HARTONO; BUDIYANTO; SETIABUDY, 2013)(AL., 2014).

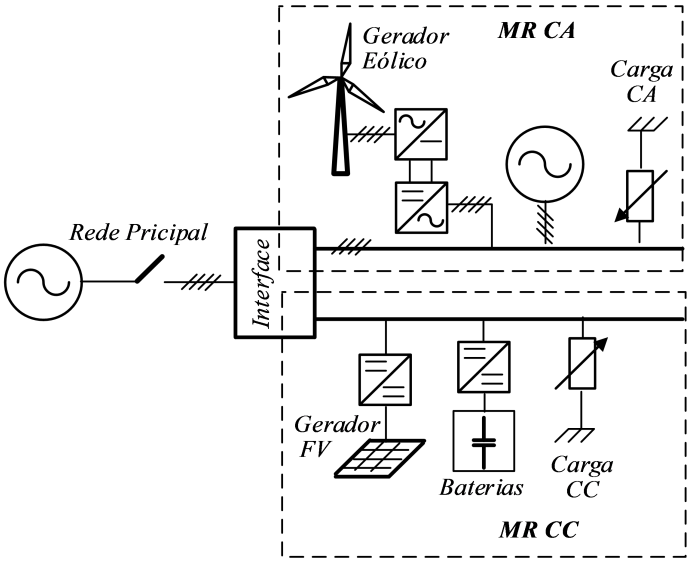
A geração distribuída é considerada um componente chave do conceito emergente de microrrede (MG), que permite a integração de fontes (renováveis e despacháveis) em uma rede distribuída. A MG é o padrão aceito globalmente como uma nova abordagem que fornece uma solução flexível, confiável, sustentável e econômica para a geração de energia limpa e verde. A MR é constituída por fontes de energia distribuída (Distribute Energy Resources - DERs) e é uma combinação delas, conectadas em paralelo e equipadas com um esquema de controle e proteção adequado para a operação.

Isso possibilita mais integração entre os sistemas de geração e distribuição, possibilitando melhoras no atendimento dos consumidores (qualidade, confiabilidade, custo) e alívio do estresse dos atuais sistemas, e que segundo (ROCABERT et al., 2012) apresentam uma maior capacidade de controle e operacionalidade frente aos geradores convencionais, com melhora da estabilidade das redes elétricas no futuro.

Diferentes tipos de barramento de tensão (CC, CA ou Mista)(PLANAS et al., 2013)(JIANG; DOUGAL, 2008a), conforme apresentado na (Fig.1), podem ser adotados para uma MR.

A MR CC pode ser composta por cargas CC, os geradores fotovoltaicos, bancos de baterias, bancos de capacitores, dentre outras possibilidades. A MR CA pode ser composta por geradores eólicos, motogeradores, micro turbinas, cargas CA, dentre outros. Entre o barramento CC e o CA pode existir um conversor de interconexão que faz a equalização de potências entre eles.

Figura 1 – Microrrede Mista



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

A topologia com barramento CC centralizado tem se mostrado vantajosa, devido à sua modularidade, com a desvantagem do custo dos desafios de controle e indesejável interação dinâmica entre conversores (TAHIM, 2015). As microrredes CC tem (PLANAS et al., 2013) vantagens, as quais podemos destacar:

a) As energias renováveis com crescimento rápido de utilização (fotovoltaica / Baterias) alimentam os sistemas de potência em CC sem necessidade do uso de conversores;
b) Alta confiabilidade pelo uso de sistemas de armazenamento;
c) Ausência de cargas reativas o que possibilita um aumento na capacidade de transmissão de potência;
d) Nenhuma sincronização necessária já que a frequência é nula e não requer uso de controladores para a conexão ou desconexão;
e) Muitas cargas alimentadas em CC, tais como PC's, carregadores de baterias e muitas outras que requerem um estágio de retificação e que poderiam ser alimentadas diretamente;
f) Preserva a exposição humana às frequências o que é sempre percebido com muita atenção.

As MR CA tem como vantagens, além da maturidade de seus equipamentos, a conversibilidade das tensões, circuitos de proteção mais eficazes e com destaque para a facilidade de integração com o atual sistema elétrico de potência CA, que tudo indica que ainda será predominante

num horizonte de longo prazo. Entretanto, segundo (PLANAS et al., 2013)(QUINTANA et al., 2013)(LIDULA; RAJAPAKSE, 2011), as MR CC possuem o maior número de estudos disponíveis no mundo e com a maior bibliografia disponível. A principal preocupação em MR (ca e cc) é a estabilidade (TAHIM, 2015) (CORREA, 2018), porém há estudos mostrando diferentes estratégias de controle para este tipo de aplicação (PLANAS et al., 2013)(QUINTANA et al., 2013).

As MR apresentam também desafios, que requerem novas técnicas para a segurança, proteção, coordenação de suprimento da demanda entre as fontes, estabilidade de frequência e tensão, dentre outras.

O mapa da rota de novos desafios para MR pode ser agrupado em três principais áreas (ROCABERT et al., 2012), intimamente ligadas entre si: 1) integração de sistemas elétricos de armazenamento ("electrical energy storage- EES) em microrredes e instalações de geração de energia, 2) gerenciamento ativo de demanda e 3) melhoria da controlabilidade e monitoramento de microrredes. Sendo que (ROCABERT et al., 2012) duas áreas também importante são a de armazenamento de energia, e gestão ativa de demanda e da oferta. Espera-se uma coordenação ativa de consumidores e geradores distribuídos para otimizar o uso de energia e os fluxos de energia.

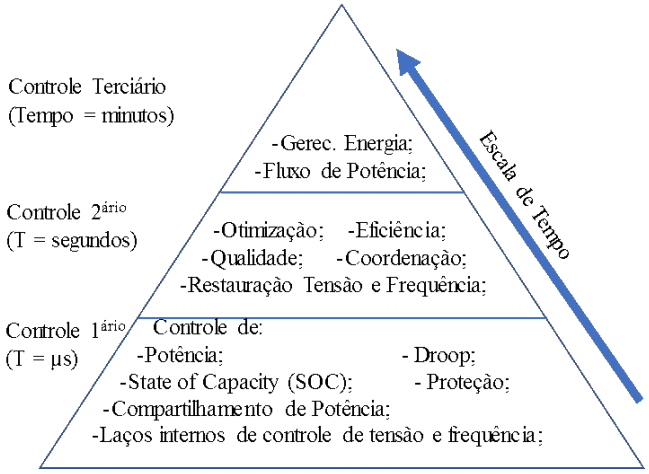
Outros pesquisadores (SCHöNBERGER; DUKE; ROUND, 2006) fazem considerações importantes para a busca de maior eficiência da MR em diferentes níveis de tensão, a frequência de operação mais adequada (DC / 50 Hz / 500 Hz / 20 kHz), a manutenção dos mesmos níveis de confiabilidade e estabilidade em microrredes CC (TAHIM, 2015), as diferentes formas de gerenciamento da demanda (GUERRERO et al., 2013), assim como as questões de proteção e segurança, dentre outras.

Outras questões precisam ser abordadas, como confiabilidade e estabilidade em MR (TAHIM, 2015), diferentes formas de gerenciamento de demanda (GUERRERO et al., 2013), questões de segurança e proteção (J. et al., 2013). Questões relevantes na gestão de MR precisam de melhores soluções, como equilíbrio de potência entre as fontes e cargas, estabilidade, compartilhamento de demanda, segurança e qualidade da energia.

Dando foco nas questões de gerenciamento de uma MR, as mais avançadas técnicas de gestão de MR cobrem uma gama de funções (GUERRERO et al., 2013), que segundo a “União para a Coordenação da Transmissão de Eletricidade” (UCTE) na Europa, conforme apresentado na Fig. 2) devem ser divididas em três níveis o primário, o secundário e o terciário.

As muitas possibilidades de controle de uma MR (AL., 2014)(VANDOORN et al., 2013)(VICUNA, 2010) atuam nestes três níveis hierárquicos (GUERRERO et al., 2011)(VICUNA, 2010). O nível primário é para controle interno do conversor, o secundário é sobre as referências e o terciário é para gerenciamento de energia entre a rede e a MR (BIDRAM; DAVOUDI, 2012)(Mohammed et al., 2019). Existem outros modos de classificação equivalentes do controle de uma MR CA e CC. (BASAK et al., 2012)(PLANAS et al., 2013). Considera-se que as técnicas de controle dentro de cada um desses níveis podem ser classificadas de diferentes

Figura 2 – Controle hierárquico de microrredes



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

maneiras.

Antes da proposta de hierarquia para os controles, como em (SCHöNBERGER; DUKE; ROUND, 2006), as classificações eram de cinco tipos: Centralizado; Descentralizado; Distribuído; Híbrido Central; Híbrido Distribuído. Independente da classificação, muitos trabalhos propõem o controle centralizado, segundo (PLANAS et al., 2013), por facilidade para a tomada de decisões, facilidade de operação e desempenho superior. Por outro lado, a complexidade do controle, o investimento em um sistema de comunicação, a menor tolerância ao erro com mais robustez, a flexibilidade e modularidade indicam sistemas com controle descentralizado como mais adequados.

Quando considerando os níveis hierárquicos, as técnicas para os níveis secundário e terciário também podem geralmente ser classificados em centralizado, descentralizado e híbrido (AL., 2014). O controle centralizado usa links de comunicação para obter informações relevantes de todas as unidades da MR e enviá-las a uma unidade de gerenciamento central para atender a determinado desempenho. O controle descentralizado visa resolver problemas de gerenciamento de energia, distribuindo o máximo de decisões possível entre seus componentes.

Alguns artigos citados em (BIDRAM; DAVOUDI, 2012) reveem e comparam as estratégias de controle hierárquico disponíveis aplicadas à MR e tentam combinar diferentes métodos de controle para cada hierarquia de controle e abordar as tendências futuras.

Além desses dois extremos apresentados, não existe uma unanimidade entre os pesquisadores para uma classificação de todas as diferentes estratégias de controle. Teria o controle mestre escravo que também requer comunicação, mas apenas entre o mestre e cada um dos escravos. Dentre as estratégias de controle (lógica distribuída), uma que se destaca é o Sistema Multiagente (Multi Agent System – MAS) que é apresentado em (GLAVIC, 2006) e (Al-Issaei et al., 2019). Outra estratégia de controle de lógica distribuída que se destaca, apresentada em (SAFDARIAN M. FOTUHI-FIRUZABAD, 2014), é a abordagem de resposta da demanda (Demand Response – DR). Em (NUNNA; DOOLLA, 2014) é apresentado uma abordagem para o gerenciamento

pelo lado da demanda (Demand Side Management – DSM). Por fim um exemplo de estratégia sem comunicação (BRABANDERE et al., 2004) já bem conhecida seria a de "droop control", conforme apresentado em (MARYAMA, 2016). Um elemento-chave do projeto do controle distribuído é que cada controlador deve ser capaz de responder de forma eficaz às alterações do sistema sem requerer dados de outras fontes ou locais.

O artigo de (MORSTYN; HREDZAK; AGELIDIS, 2018) apresenta uma visão geral do estado da arte em estratégias de controle projetadas para coordenar sistemas distribuído de armazenamento de energia em microrredes que podem fornecer uma variedade de serviços, especialmente quando distribuídos por toda a rede. A introdução de armazenamento distribuído de energia representa uma mudança fundamental para redes de energia, aumentando o problema de controle da MR e adicionando uma dinâmica de longo tempo associada ao estado dos níveis de carga dos sistemas de armazenamento. O gerenciamento de microrredes com muitos pequenos sistemas distribuídos de armazenamento de energia que requer novas estratégias de controle escalonáveis e robustas para perturbação das redes de energia e de comunicação. O documento analisa a gama de serviços que os sistemas de armazenamento de energia distribuída podem fornecer e os desafios de controle que eles apresentam. O foco do artigo é uma apresentação das mais recentes estratégias de controle multiagente descentralizadas, centralizadas e distribuídas projetadas para coordenar sistemas de armazenamento de energia de microrrede distribuída. Finalmente, o controle multiagente com agentes que satisfaçam a definição de inteligência de Wooldridge é proposto como uma direção promissora para pesquisas futuras.

Outras estratégias propõem (Al-Issaei et al., 2019) um sistema de gerenciamento de energia baseado em multiagentes (EMS) para monitoramento e controle de sistema otimizado com vários recursos de energia renovável (FERs) e cargas controláveis. A abordagem multiagente visa reduzir a complexidade do sistema (Al-Issaei et al., 2019). É uma estratégia de controle distribuído (DIMEAS; HATZIARGYRIOU, 2005)(GLAVIC, 2006)(GUERRERO;, 1 October 2017) em que os componentes da MR se comunicam para alcançar o equilíbrio de potência. A presença de muitos micro agentes aumenta a robustez do sistema, tornando-o mais confiável do que seria dentro de uma única fonte.

Uma revisão abrangente da literatura e das técnicas de controle em microrrede CA são apresentadas em (SINGH et al., 2021). O estado da arte progredindo nas técnicas mais recentes de controle de microrredes AC é apresentada, considerando vários aspectos importantes como as DERs, as técnicas de controle hierárquico, as estratégias de gerenciamento, com os desafios técnicos e suas tendências futuras. Foi apresentada uma análise comparativa de desempenho da revisão proposta no artigo com pesquisas existentes de técnicas de controle de CA com seus méritos e deméritos individuais. Esta investigação de diferentes técnicas de controle de potência aplicadas em MR é comparada e classificada em termos de várias características importantes, destacando as vantagens potenciais e as diferentes aplicações. O objetivo principal foi apresentar todas as técnicas de AC-MG e sua classificação. Esta revisão apresentada também cobriu vários aspectos importantes, como; Arquiteturas de MG, DERs, abordagens de controle

junto com méritos e deméritos, sistema de gerenciamento de MG, seus desafios técnicos e tendências futuras relacionadas ao controle de AC-MG. Dentre algumas considerações para futuros trabalhos, foi apresentado o desenvolvimento de MR híbridas e conectadas na rede, o uso de MAS, o desenvolvimento de processos de controle centralizados e descentralizados, os ataques cibernéticos, sistemas complexos e sua implementação, modos de operação ilhados e conectados à rede e seus desafios, tais como, estabilidade do sistema, proteção, problemas de qualidade de energia, etc.

Uma técnica de controle distribuído aplicada em uma MR (CA ou CC) é a Sinalização de Barramento que pode ser em CA (CA Bus Signaling - CABS) ou em CC (DC Bus Signaling - DBS). Esta técnica usa as mudanças do nível de tensão no barramento para se comunicar com os outros nós de controle (BELLINASO; SCHWERTNER; MICHELS, 2016) e (SCHöNBERGER; DUKE; ROUND, 2006). Uma metodologia de controle é a DBS conforme (SCHöNBERGER; DUKE; ROUND, 2006),(SUN et al., 2011),(BRYAN; DUKE; ROUND,),(BELLINASO; SCHWERTNER; MICHELS, 2016) e (BELLINASO, 2017) em que o nível de tensão do barramento sinaliza aos componentes em que modo devem operar.

Por fim, a MR quando somada à inteligência dos equipamentos de informática, os chamados Smart Grid, fornecerá energia elétrica aliada ao uso de tecnologia digital (internet das coisas - IoT) para controle de eletrodomésticos, máquinas e empresas.

Em termos de gerenciamento por preço, não se encontrou nenhum trabalho que aplique o próprio preço como estratégia de gerenciamento, e de modo descentralizado, e que salvo melhor juízo essa possibilidade se abre com o trabalho de (BELLINASO, 2017) em que unifica o controle e o gerenciamento da potência do barramento através da informação do preço pelo nível de tensão do mesmo. Em (SHARIFI et al., 2017) se apresenta de forma panorâmica o tema da tarifação, em que os sistemas de tarifação são apresentados e analisados, e um sistema é apresentado (matematicamente) como o mais adequado, que é o "real time pricing"(RTP).

Este trabalho propõe uma abordagem de gerenciamento de potência baseada na teoria microeconômica de equilíbrio de mercado (SCHILLER, 2008), para uma MR CA que pode ser estendido para uma CC ou mista. A técnica consiste no gerenciamento da energia das fontes e cargas distribuídas por sinalização de barramento CA (SCHöNBERGER; DUKE; ROUND, 2006)(SUN et al., 2011). O preço interno da energia é informado através dos parâmetros do barramento CA, relacionando o equilibro de potência ativa com a amplitude de tensão e o equilíbrio de potência reativa com a frequência (modo ilhado) ou o ângulo entre os fasores da rede e do barramento (modo conectado). O nível de tensão é usado para informar a potência ativa, uma vez que é considerada a aplicação para MG de baixa tensão concentrada em uma pequena área onde a impedância da rede é predominantemente resistiva. Com base nessas informações, foi apresentado um algoritmo de decisão no controlador que comanda as unidades (fontes e cargas) para se conectar ou desconectar.

Trata-se do gerenciamento de uma MR, usando uma abordagem descentralizada, para múltiplas unidades ("plug & play") e escalável, aplicável da mesma forma para qualquer unidade

da MR independentemente de ser fonte, carga, armazenamento ou com possibilidade de até mesmo outra MR, tanto para potência ativa quanto reativa, usando uma comunicação de baixa banda passante e com capacidade de continuar funcionando mesmo sem o link de comunicação.

As contribuições dessa abordagem estão centradas no gerenciamento de potência, usando um mesmo algoritmo para todos os elementos (Fontes, Cargas, Armazenamento, rede principal, etc) que compõe a MR. Usando uma estratégia robusta e de baixo custo capaz de equilibrar a potência da microrrede em diversas situações de carga e fornecimento, com mais liberdade para a precificação e dando mais autonomia aos usuários. Possibilita a complementação das demais abordagens em torno de uma estratégia de gerenciamento de potência que atua da mesma maneira em todos os níveis, assim como da melhora da interação das pesquisas de gerenciamento em MR com outras áreas de conhecimento (TI, IoT, Blockchain, Eletrônica, IA, Eletrônica de Potência, Economia, Finanças, ...).

As vantagens dessa estratégia são o uso de uma abordagem descomplicada, baseada em conhecimentos já consolidados pelo uso e em sintonia com os últimos trabalhos apresentados pela comunidade científica. Ela atende as questões de gestão entre geração e demanda, possibilitando uma maior autonomia para os usuários de um sistema descentralizado.

Analisando um pouco mais a fundo as origens da estratégia proposta, se verifica que as metodologias de gestão são inúmeras, sendo que as mais bem sucedidas [segundo os critérios dos prêmios de qualidade (<https://fnq.org.br/sobre-o-meg/>)] são aquelas que melhor atendem aos critérios de inovação, extensão e simplicidade. Nesse sentido a abordagem de solução de problemas por preço é muitas vezes usadas com sucesso, pois consegue unir as questões estratégicas e filosóficas da alta administração aos critérios técnicos do nível operacional, e com foco nos resultados possibilitar a melhor participação de todos. Essa abordagem é bem produtiva quando se possibilita o debate entre os usuários, de tal forma que eles se auxiliem mutuamente na busca da excelência de produtos e processos. Dessa forma as decisões recaem sobre os usuários (não sobre os técnicos, com uso de manuais, normas, critérios e parâmetros), fazendo que os técnicos busquem a melhor forma de atender aos objetivos dos usuários. Uma rede com uma administração central não consegue atender de forma adequada aos objetivos de cada usuário. Somente com a participação ativa de cada usuário, na defesa de seus interesses, é possível dizer que os interesses dos usuários foram atendidos de forma ótima.

Este trabalho apresenta no segundo capítulo os conceitos principais para o entendimento e classificação dos diferentes tipos de microrredes, os principais elementos que a compõem, com destaque para os diferentes modos de participação dos conversores. O terceiro capítulo trata da introdução aos conceitos básicos da teoria microeconômica para o equilíbrio de mercado, que é usado como base para implementar a técnica de gerenciamento da potência em uma microrrede. O capítulo quatro apresenta a estratégia proposta para o controle da MR estabelecendo uma modelamento para o barramento, o funcionamento e estruturas de controle das cargas e das fontes para o gerenciamento da potência. O capítulo quinto é a apresentação do estudo de caso em que se descreve a microrrede, as cargas, as fontes, os elementos de armazenamento e o controlador.

O capítulo seis se apresenta os resultados dos experimentos em Hardware in the loop (HIL), para três cenários. Os dois primeiros para a MR conectada sendo primeiro com a carga principal consumindo somente energia ativa e no segundo somente reativa. O terceiro cenário é para a MR desconectada. Finalmente no último capítulo são apresentadas as conclusões gerais.

2 MICRORREDES DE ENERGIA

Um novo conceito de rede de abastecimento de energia elétrica vem sendo pesquisado e proposto pela comunidade científica. As tecnologias de Geração Distribuída (GD) saíram dos laboratórios das universidades para o mercado a partir dos anos 2000 (BASAK et al., 2012) e os como modelos que apresentam algumas peculiaridades quando contrapostos aos até então vigentes.

O sistema de potência existente já dá sinais de esgotamento (BASAK et al., 2012), sendo o que o caracteriza é o planejamento, o comando e a geração de energia centralizados, o fluxo de potência é unidirecional, a distribuição de eletricidade é passiva e direcionada pela demanda. Essa concentração implica em grandes sistemas com uso de capital intensivo.

O surgimento dos novos conceitos de GD possibilitam novos horizontes, mesmo quando considerando somente uma interação desse com os sistemas de energia convencionais. Entretanto, eles estão baseados principalmente nas energias renováveis, e conforme apresentado em (J. et al., 2013) contam com avanços em outras áreas tais como o armazenamento de energia elétrica (Electrical Energy Storage - EES), sistemas de transmissão de corrente alternada flexível (Flexible AC Transmission Systems - FACTS), gerenciamento de demanda ativo (Active Demand Management - ADM), controle inteligente de MR (Smart Grid - SG) e gerenciamento baseado em tecnologias de informação / comunicação (Information and Communication Technologies - ICT). É claro que essas mudanças deverão ser acompanhadas também pelas leis e normas vigentes.

A evolução da GD está consolidando o conceito de Microrrede (MR) que segundo o U.S. Department of Energy tem como definição (DOE, 2012): "Uma microrrede é um grupo de fontes de energia e cargas distribuídas interligadas e dentro de limites elétricos bem definidos que atuam como um único sistema controlável em relação à rede principal. Uma microrrede pode se conectar e desconectar da rede para permitir que ela opere tanto conectada quanto ilhada."A adoção desses novos conceitos de MR também traz algumas questões de ordem técnica, como aquelas relativas a confiabilidade e estabilidade (TAHIM, 2015). Isso, em parte, é devido ao conceito de sistema de potência vigente no qual os geradores distribuídos (GD) devem ser desligados em caso de falta no sistema. Isso, quando adotado, impossibilita que a MR continue operando de modo isolado e impede o aproveitamento de uma das principais vantagens do sistema de geração distribuído.

Atualmente, na grande maioria dos países (ROCABERT, LUNA, et al., 2012), não é permitido às fontes distribuídas (Eólicas, FV, ...) continuar operando em caso de interrupção na rede (Anti Ilhamento). O que se quer evitar é qualquer tipo de risco nas operações de manutenção da rede, assim como a proteção dos sistemas elétricos contra possíveis danos. Entretanto, alguns países já estão começando a regulamentar de modo diferente a relação entre as fontes, a MR e a rede principal; de tal modo que a MR permaneça em funcionamento quando a rede principal estiver com problemas.

Hoje já existem normas para projeto (IEEE Standard for the Specification) e testes (IEEE Standard for the Testing) de MR que melhoram a integração entre as MR's e a rede principal, possibilitando um melhor atendimento dos consumidores, com mais qualidade, confiabilidade e baixo custo. Os modernos sistemas de GD apresentam uma maior capacidade de controle e operacionalidade do que os geradores convencionais, e isso permitirá que esses sistemas desempenhem um papel importante e decisivo na melhora da estabilidade das redes elétricas no futuro.

Espera-se um papel importante para as MR junto as redes elétricas, principalmente em redes de distribuição de baixa tensão (BT), onde a grande maioria dos sistemas GD estarão conectados.

As MR serão capazes de resolver os problemas de energia localmente, aumentando a flexibilidade desse fornecimento. Pode-se imaginar que no futuro a rede atue como uma série de MR's interligadas, em que cada usuário é responsável pela geração e armazenamento da energia que é consumida e que assim passa a compartilhar a energia com os vizinhos.

Essa rede, assim chamada de Smart Grid (Rede Inteligente), fornecerá eletricidade com base no uso de tecnologia digital para controlar eletrodomésticos em casas, máquinas em empresas e escritórios. Incorporando essas funcionalidades ela poderá ajudar na economia de energia, a otimizar os processos e reduzir custos, aumentando a confiabilidade e a transparência. Assim, esse novo sistema de potência será mais interativo, inteligente e distribuído.

Considerando o aumento da importância das MR na solução de problemas dos sistemas de potência, muitos estudos estão sendo direcionados no sentido de obter um melhor entendimento dos tipos de MR, dos elementos que a compõem e do papel de destaque desempenhado pelos conversores de energia.

2.1 CLASSIFICAÇÃO DAS MICRORREDE

A produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável, como a geração de energia solar ou eólica, é intermitente e depende das condições da fonte naquele momento, do sol ou do vento recebido por exemplo. Isso suscita preocupações sobre a qualidade da energia gerada, especialmente se microrrede não estiver conectada ao sistema da concessionária e sem sistema de armazenamento, como apresentado em (MAJUMDER et al., 2009). Este problema pode ser amenizado pela adição de outros sistemas de geração mais controlados (despacháveis), como a própria rede principal, os sistemas de armazenamento de energia (baterias, supercapacitores, dentre outros) ou a formação de um sistema híbrido, adicionando geradores a diesel ou micro-turbinas.

As microrredes são apresentadas com diferentes classificações nas diversas fontes bibliográficas, e que dependendo do propósito do trabalho, algumas fontes classificam quanto a conexão com a rede principal, quanto ao tamanho físico, quanto à capacidade de potência disponível, quanto ao nível de tensão, etc. Uma característica de classificação muito importante

das microrredes é que elas podem operar tanto conectada como desconectada da rede elétrica.

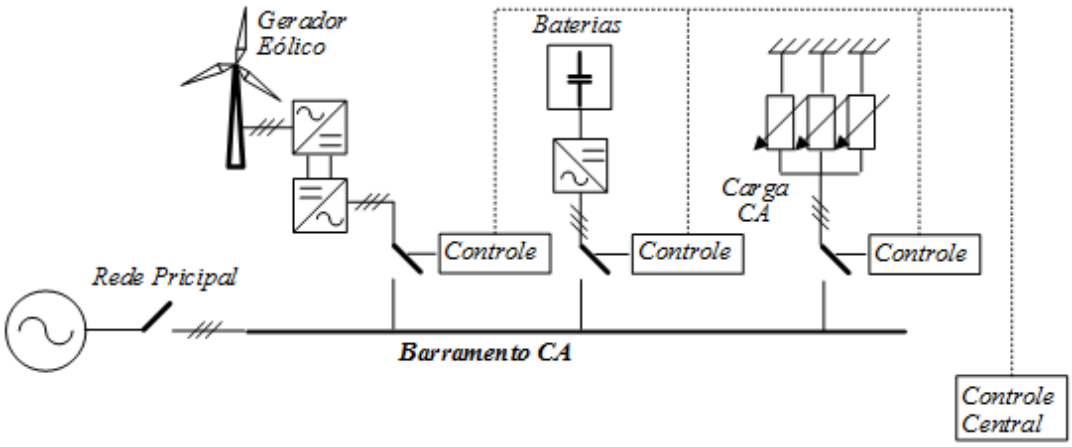
Nas próximas seções se apresenta os principais elementos que caracterizam esses tipos de MR, com uma visão mais genérica e preparatória para análises mais detalhadas nos itens subsequentes.

2.1.1 Microrrede de Corrente Alternada

Atualmente, segundo (PLANAS et al., 2015) a maioria das linhas de transmissão de energia são de corrente alternada (CA) e trifásicas. No entanto, nos últimos anos, a tecnologia de corrente contínua de alta tensão (High Voltage Direct Current - HVDC) se tornou mais popular para a transmissão de energia devido às vantagens que oferece, como alta densidade de potência, suporte de emergência controlado, nenhuma contribuição para o nível de curto-circuito (fica limitado pela potência nominal dos componentes eletrônicos) e mais estabilidade.

Um modelo genérico para uma MR CA é apresentado na (Fig.3), composto de barramento CA, fontes de GD, e as cargas. As fontes de GD podem ser conectadas diretamente ao barramento da MR, ou por meio de um transformador como interface. Por outro lado as fontes de GD ou sistemas de armazenamento em corrente contínua necessitam de um conversor como interface, e normalmente possuem um controle local que opera em conjunto com o controle central da MR, através de um canal de comunicação de baixa banda passante.

Figura 3 – Modelo genérico de MR CA



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

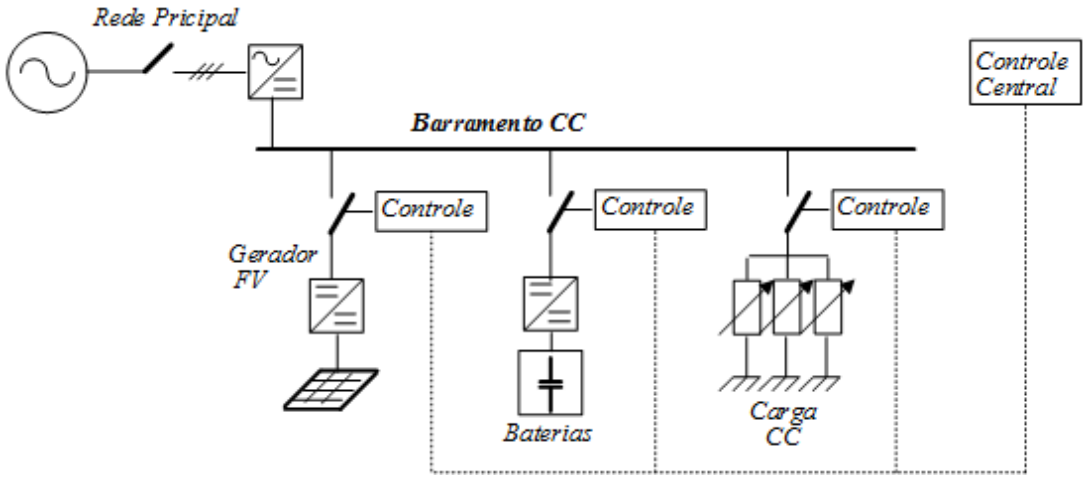
A MR CA se conecta com a rede da concessionária através por meio de uma chave seccionadora para executar a função de ilhamento da MR quando isso for necessário.

Um elemento também muito importante nas MRs são as cargas, que podem ser classificadas e agrupadas conforme a sua importância, visando a possibilidade de gerenciamento. É importante salientar que os sistemas armazenadores podem funcionar em dado momento como carga e em outro como fonte, mudança essa que é executada pelo sistema de gerenciamento da microrrede.

2.1.2 Microrrede em Corrente Contínua

Um modelo genérico para uma MR CC é apresentado Fig.4, e são formadas por um barramento CC, de geração distribuída CC ou CA, sistema de armazenamento e cargas. As fontes de geração distribuídas CC assim como os sistemas de armazenamento, dependendo dos níveis de tensão, podem estar conectados diretamente ao barramento, ou através de um conversor de interface. Já as fontes de geração distribuídas CA necessariamente precisam utilizar um conversor como interface e assim como na MR CA possuem um controle local que opera em conjunto com o controle central da MR, através de um canal de comunicação de baixa banda passante.

Figura 4 – Modelo genérico de MR CC



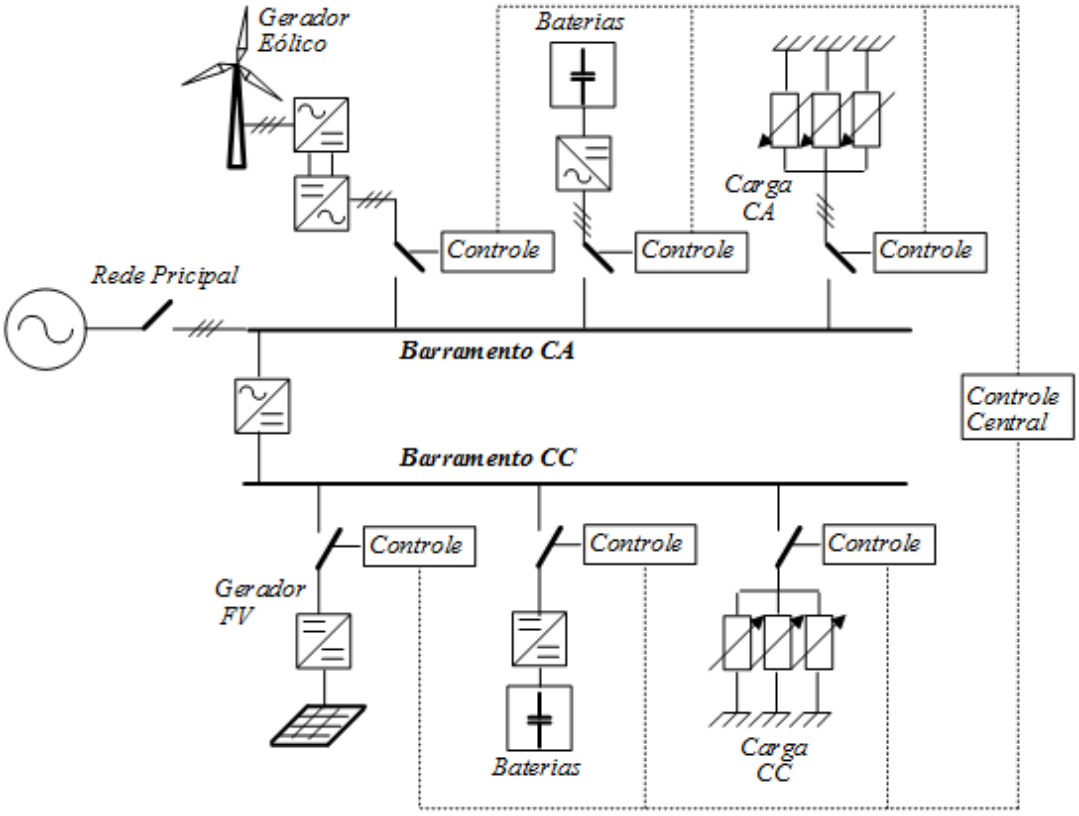
Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

2.1.3 Microrrede Mista

Um modelo genérico para uma MR mista pode ser observado na Fig.5. Essa MR mista é formada por um barramento CA e um barramento CC, que se interconectam através de um conversor CA/CC bidirecional.

A rede principal faz conexão com a MR pelo lado CA, assim como as fontes de geração distribuída. Uma chave de desligamento é colocada entre a rede principal o barramento CA da MR para possibilitar o ilhamento. Aqui como nas representações anteriores se faz necessário que todos os elementos que compõe a MR possuam um link de comunicação de baixa banda passante entre os controladores e o sistema controle central.

Figura 5 – Modelo genérico de MR Mista



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

2.2 COMPONENTES DA MICRORREDE

Considerando a definição de uma MR se pode dizer que ela é composta basicamente por GD, que podem ser de fontes renováveis ou despacháveis, sistemas de armazenamento de energia e cargas. Além desses elementos básicos são necessários aqueles relacionados com a infraestrutura, tais como, as linhas de distribuição (LD), dispositivos de proteção (DP), instrumentos de monitoramento (IM), conversores de potência (CP), equipamentos de comunicação e de controle (ECC).

As cargas, os elementos armazenadores e as fontes de energia são os elementos básicos, e é por eles que se começa a análise do que é mais relevante para o entendimento do funcionamento de uma MR, entretanto uma apresentação em mais detalhes é feita por (PLANAS et al., 2013).

2.2.1 As Cargas

As cargas, com a estratégia de controle proposta neste trabalho, para uma MR, acabam tendo uma relevância semelhante à das fontes. Considerando que os preços excursionam, e que as cargas se conectam somente quando o preço é adequado ao perfil de gastos do usuário, assim como as fontes, acabam por se equiparar a estas, que fisicamente são cargas consumindo uma potência com o sinal trocado.

Não foram considerados estudos de modelamento para as cargas, foram adotadas cargas de potência constante (Constant Power Load - CPL's), cargas de impedância constante ou eventualmente cargas mistas e em um perfil de consumo pré-determinado. Esse perfil programado foi escolhido de tal forma que possa representar uma curva de consumo típica e estatisticamente representativa.

As cargas dentro da MR deverão ser classificadas quanto a sua importância, dependendo da utilidade que está sendo disponibilizada ao usuário; entretanto essa classificação de importância é um padrão com uma parcela de subjetividade. Assim, uma carga de muita importância poderia ser aquela que não pode se desconectar da MR por nenhum motivo; alguns exemplos desse tipo de carga seriam os equipamentos hospitalares, sistemas de vigilância, as fontes de bancos de dados, o sistema de iluminação de regiões especiais, etc. Outro tipo de classificação que se posiciona no extremo oposto da primeira classificação seriam as de baixa importância, e essas seriam aquelas que podem ser desligadas da MR sem que cause nenhum problema para o usuário, ou até mesmo só serem ligadas se as condições forem muito favoráveis; e alguns exemplos seriam sistema de aquecimento, impressoras, cafeteiras, etc. Entre um extremo e o outro existem aquelas cargas classificadas como de média importância, que seriam as que não estão em nenhuma das anteriores.

2.2.2 As Fontes

Existem muitas fontes de energia disponíveis na natureza, que podem ser aproveitadas para facilitar a vida das comunidades. Entretanto, o uso dessas energias é atrelado ao tipo de tecnologia que torna possível o seu aproveitamento. Aqui foram caracterizadas as principais fontes encontradas em um MR.

O uso das fontes se torna possível depois de solucionadas as questões impeditivas que podem ser de rendimento, acesso, método, mercado, etc. Esse é sempre um panorama dinâmico, mas as principais fontes de energia usadas já por longas décadas são petróleo e seus derivados, gás natural, carvão e hídricas; entretanto, outras fontes de energia apareceram e estão ganhando escala. A partir dos anos 50 aparece a energia nuclear, cujo princípio de funcionamento é a fissão do núcleo atômico; e que pelas características altamente poluentes é usada com muitas restrições e cuidados. Novas possibilidades estão se abrindo (BASAK et al., 2012) com tecnologias que permitem o uso de energias renováveis, que tem baixo impacto ambiental, baixo custo de produção, e dos quais aqui são destacadas as de origem solar e a eólica. Outras fontes também vêm ganhando relevância, tais como as biológicas (biomassa), as geotérmicas dentre outras, mas com perspectivas de uso de mais longo prazo.

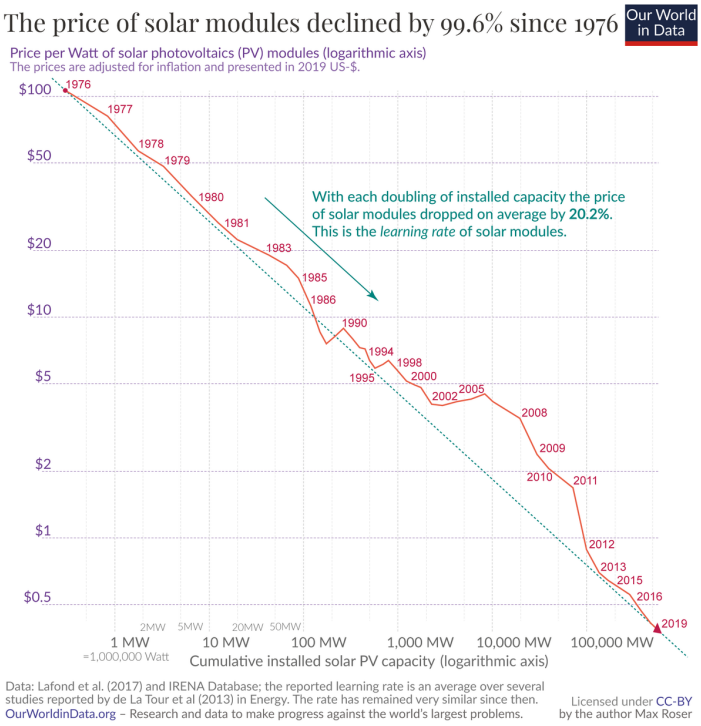
Um dos impulsionadores das microrredes é o aproveitamento e uso das energias renováveis, e que aqui são vistos com mais detalhes.

2.2.2.1 Energia Fotovoltaica

Fornecer energia com baixo custo é o principal apelo para o uso das fontes de energias renováveis. Os custos mais competitivos são os das fontes eólicas e fotovoltaicas.

Um artigo publicado no The Economist no final de 2012 apresentou uma informação sobre a evolução dos preços das células fotovoltaicas de silício cristalino que caíram de US$ 76,67 por watt em 1977 para US$ 0,36 por watt em 2014. Essa informação, desde então, foi tratada como a lei de Swanson, que pode ser vista na Fig.6, com dados mais atualizados. Richard Swanson, é o fundador da SunPower Corporation, um grande fabricante de painéis solares. A lei é a observação de que o preço dos módulos solares fotovoltaicos tende a diminuir 20 por cento para cada duplicação do volume acumulado e, portanto, os custos diminuem pela metade a cada 10 anos; e cujos argumentos podem ser vistos em estudos feitos por (GORIG e BREYER, 2009) mostrando cenários de evolução.

Figura 6 – Lei de Swanson

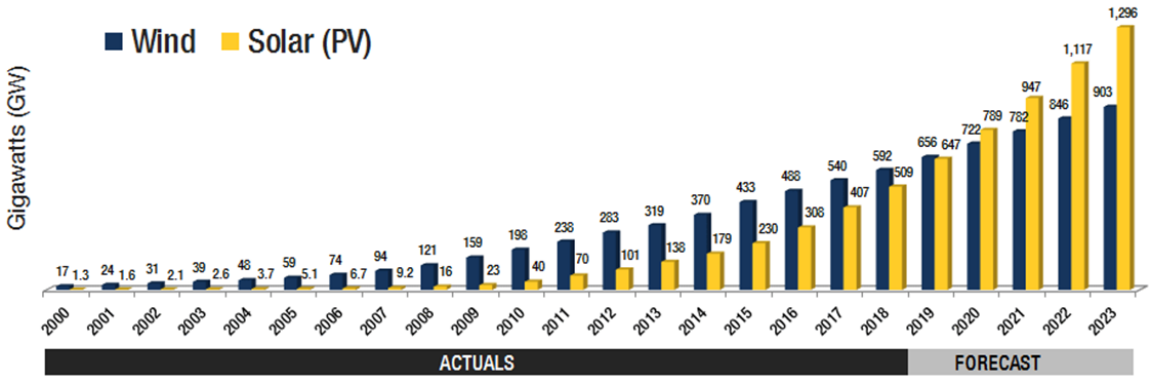


Fonte: OurWorldinData.org

Acompanhado da queda dos preços vem o aumento da demanda. Os números do crescimento da potência instalada mundial, de origem fotovoltaica, podem ser vistos da Fig.7. As informações de crescimento mostram um formato exponencial.

A operação de um painel fotovoltaico depende de fatores como quantidade de energia irradiada pelo sol, temperatura ambiente e carga. Os índices de irradiação diária, conforme observados na Fig.8, são afetados por alguns fatores tais como ângulo de inclinação solar, sombreamento, temperatura ambiente, hora do dia, estação do ano, etc.

Figura 7 – Potência mundial produzida

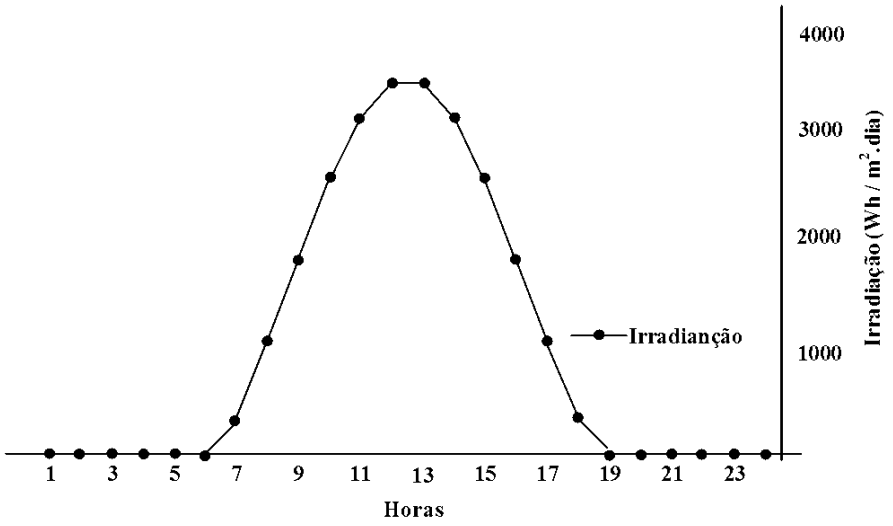


Fonte: fi-powerweb.com

A curva apresentada está baseada nas tabelas do LABREN do INPE (<http://labren.ccst.inpe.br/index.html>), obtido para a ID 3674 (Joinville - SC), com um valor médio anual de 3787 ($Wh/m^2.dia$) e serve para ilustrar a quantidade de energia irradiada em um dia típico, e que poderá ser absorvida pela célula fotovoltaica. Assim, são muitos os elementos que contribuem para que determinada energia seja fornecida.

Considerando que uma determinada irradiação esteja incidindo sobre um painel fotovoltaico, ele funciona como uma fonte de corrente. Essa corrente existe para uma boa parte da faixa de tensão, porém existe um ponto único dessa curva que apresenta a máxima extração de potência disponível para aquela condição ambiental, denominado ponto de máxima transferência de potência. Esse ponto como mostrado na Fig.9 ocorre geralmente quando tensão está entre 70% e 80% da tensão máxima de saída de circuito aberto para aquele nível de irradiação (Voc).

Figura 8 – Potência solar absorvida

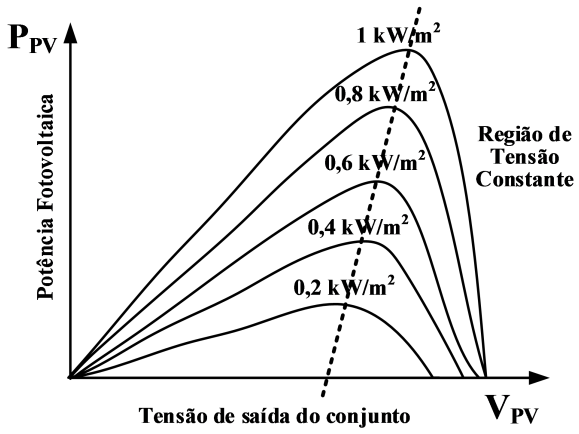


Fonte: LABREN (INPE).

Segundo (PLANAS, ANDREU, et al., 2015) a eficiência da conversão das fontes renováveis em energia elétrica é considerada baixa em relação aos combustíveis fósseis além de que a

capacidade de geração muda continuamente em função das condições ambientais. Isso significa que extrair a máxima potência disponível em cada momento é mandatório e em (NGAN; TAN, 2011) são apresentadas duas categorias de algoritmos chamados de métodos diretos e indiretos enquanto em (ESRAM; CHAPMAN, 2007) são apresentadas 19 técnicas para execução dessa função de MPPT.

Figura 9 – Curva de potência da célula FV



Fonte: (SUN et al., 2011)

A função de extrair a máxima potência de uma fonte pode ser feita através de várias abordagens (SUN et al., 2011), e é uma funcionalidade do controle do conversor que faz a interface da MR com a fonte renovável. Esta tarefa de extrair a máxima potência à partir das condições da fonte primária de energia chama-se MPPT ("Maximum Power Point Tracking").

Essa funcionalidade é usada para as fontes de energias renováveis como painéis fotovoltaicos, geradores eólicos, células de combustível, etc. O algoritmo que faz o rastreamento do ponto de máxima potência de operação de um conversor trabalha entre dois extremos. Um extremo é o de máxima tensão de operação (Voc) quando o conversor opera em vazio, e outro quando operando em curto circuito, com a máxima corrente de operação (Isc). Nestas duas condições extremas a potência extraída é nula.

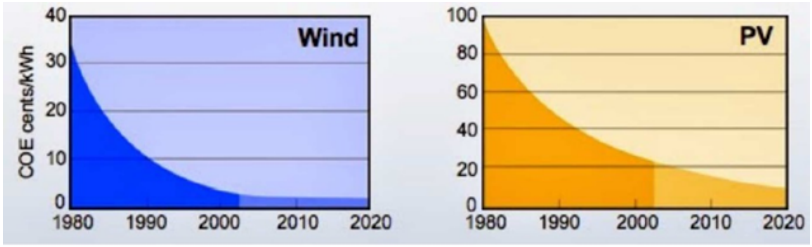
Dessa forma, as fontes de energia operando em MPPT são vistas pelo barramento de tensão como fontes de potência constante (constant power sources - CPSs), em que a variação da potência de entrada depende apenas das condições ambientais. Essas fontes operando em MPPT são modeladas aqui como CPSs. É importante ressaltar que CPSs sempre injetam energia na rede.

2.2.2.2 Energia Eólica

Dentre as energias renováveis, uma que apresenta menor custo é a eólica. Isso torna esse tipo de energia muito mais apelativa para fazendas produtoras produzirem mais e também aumentar os investimentos em geração. Certamente a redução dos preços é acompanhada de um aumento na demanda, que possibilita ganhos de escala, que reduzem os preços mais ainda e

assim impulsionam essa indústria cada vez mais para frente. A Fig.10 mostra a evolução dos preços ao longo dos anos, desde os primeiros esforços para o estabelecimento desse tipo de tecnologia.

Figura 10 – Estimativa de preços das energias renováveis

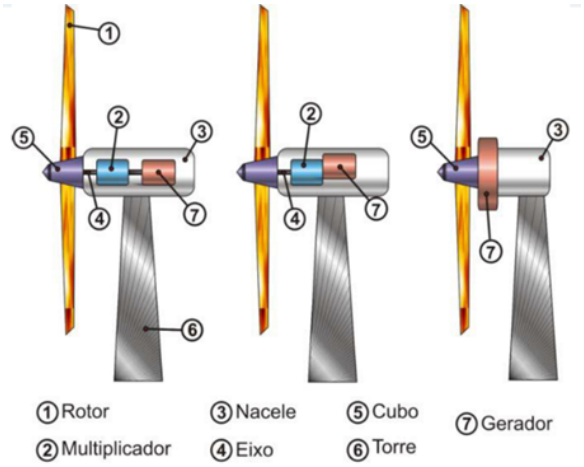


Fonte: National Renewable Energy Laboratory (USA)

A energia eólica é transformada em energia elétrica através de vários estágios de transformação, conforme mostrado em (TEODORESCU R., 2011), e esses estágios podem ser observados através dos componentes de uma turbina eólica, como mostrada na Fig.11. Os elementos que mais impactam na capacidade de uma turbina são três, a saber, a quantidade de pás, o tamanho das pás, e a altura da torre.

Inicialmente o próprio movimento retilíneo do vento é transformado em movimento circular pelas pás da turbina. A quantidade de pás da turbina determina o quanto poderá ser transformado em potência. Um aumento de duas para três pás aumenta a potência em menos de 10%, um aumento bem inferior ocorre para o acréscimo de mais uma pá, segundo (SPERA, 2009); levando invariavelmente a escolha de turbinas horizontais com três pás, que é a melhor relação entre custo e benefício.

Figura 11 – Componentes de uma turbina eólica

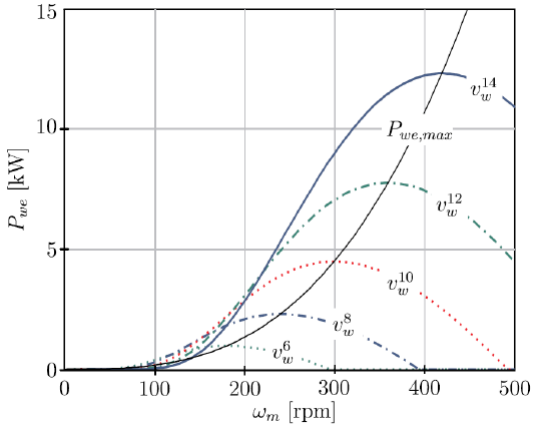


Fonte: (TIBOLA, 2009)

O outro elemento importante para a extração de potência de uma turbina eólica é o tamanho das pás; que tem a ver com direção de ataque do vento em relação ao perfil da pá, e isso determina as componentes de força resultantes dessa interação.

Existem várias curvas de potência para as diferentes velocidades dos ventos, conforme pode ser observado na Fig.12, o que obriga ao sistema que opera a turbina se a ajustar buscando a velocidade de rotação mais adequada de tal modo que a potência captada seja máxima.

Figura 12 – Curvas de potência para turbina eólica



Fonte: ((COLLIER, 2011)

A busca por extrair a máxima potência (MPPT), conforme foi visto nas fontes de energia fotovoltaicas e destacado por (KOUTROULIS; KALAITZAKIS, 2006) também têm a mesma relevância para as fontes de energia eólica. Assim como nas fontes fotovoltaicas se ajustava a tensão do conjunto de células, para cada velocidade do vento é ajustada um ângulo de pá e consequentemente a rotação mais adequada, de tal forma que a potência extraída seja máxima.

2.2.3 Armazenadores

A medida que os sistemas de potência se utilizam de uma maior quantidade de geração distribuída, devido a contribuição das fontes de energia renováveis, aumenta a necessidade do uso de dispositivos armazenadores de energia.

A característica intermitente das fontes renováveis reforça a necessidade de uma função complementar de armazenamento para esses dispositivos.

Um dispositivo de armazenamento já disponível é a própria rede, que pode armazenar o excesso de produção de energia para disponibilizar em momentos de escassez. A rede funciona como o banco central em um sistema financeiro; recebendo o excesso de energia da MR nos momentos de abundância e entregando nos momentos de escassez. Entretanto, isso por si só não basta pois condições de ilhamento podem ocorrer e o armazenamento também é necessário para os momentos individuais de sazonalidade de cada fonte, ou até mesmo da MR, ou do conjunto de outras MR‘s.

Uma aplicação de ordem econômica e técnica conhecida é o “load leveling”, que envolve o carregamento de um dispositivo de armazenamento quando o custo da energia é baixo (baixa demanda) para utilizá-la quando necessário (alta demanda). Essa operação além de ser vantajosa

economicamente evita que correntes de alta magnitude trafeguem na linha de transmissão (redução de perdas) durante os horários de pico e flutuações de carga vista pela rede principal.

As plantas de geração de energia são dimensionadas para a demanda nos horários de pico e a essa capacidade denomina-se “demanda contratada”. Existem situações em que a demanda em determinados horários é muito maior do que a média diária, e os sistemas de armazenamento de energia é que poderão suprir o que falta. Assim, eles permitem que a capacidade de novas plantas a serem integradas ao sistema seja reduzida ou até mesmo evitadas (STENCLIK; DENHOLM; CHALAMALA, 2017). A energia excedente durante os horários de baixo consumo é armazenada para utilização nas horas de pico. Em tais aplicações, os dispositivos devem possuir alta densidade de energia, ou seja, quantidade de energia que o dispositivo pode armazenar para manter o sistema abastecido por longos períodos de déficit na geração.

Existem inúmera possibilidades de armazenamento de energia e abaixo é apresentada uma lista de famílias classificadas de acordo com a European Association for Storage of Energy (EASE): Química; Elétrica; Eletroquímica; Mecânica; Térmico de água quente.

Alguns parâmetros ajudam a orientar na escolha do tipo de armazenamento, e dentre eles, abaixo são apresentados: Capacidade de armazenamento [Wh]; Energia específica [Wh/kg]; Potência específica [W/kg]; Densidade de energia [Wh/m³]; Eficiência; Tempo de recarga; Auto descarga; Vida útil; Ciclos de carga e descarga; Investimento; Custo específico [R$/kg]; Custo de armazenamento [R$/ Wh].

Considerando algumas questões como disponibilidade no mercado, questões de adequação ao uso, dentre outras os dois modos de armazenamentos usados nesse estudo de caso são bancos de supercapacitores e baterias.

2.2.3.1 Banco de Supercapacitores

Os capacitores são dispositivos usados em circuitos elétricos e eletrônicos cujo princípio de funcionamento é do armazenamento de energia na forma de campo elétrico. O princípio de construção é o de duas placas metálicas com um material dielétrico entre elas. Os supercapacitores usam o mesmo princípio dos capacitores sendo que o dielétrico é feito de material poroso, obtendo daí um aumento considerável na capacidade de armazenar energia elétrica.

Uma importante diferença entre um supercapacitor e uma bateria é que este vai diminuído a tensão de saída à medida que vai perdendo a carga, enquanto que a tensão na bateria se mantém praticamente constante.

Os supercapacitores são capacitores com alta densidade de energia armazenada, e são capazes de prover uma alta potência instantânea de saída ao sistema, todavia, geralmente não possuem grande capacidade de armazenamento.

Os supercapacitores também são fontes ideais de energia de reserva e fornecem disponibilidade no curto prazo, permitindo que informações e funções críticas permaneçam disponíveis durante mergulhos, “sags” e interrupções em uma fonte de alimentação ou até mesmo na troca de baterias. Segundo (DE C.FILHO, 2015) tal armazenamento de energia tem várias vantagens

em relação a baterias:

- Taxas muito altas de carga e descarga;
- Vida útil independentemente do número de ciclos;
- Alta potência específica;
- Alta eficiência;
- Alta confiabilidade;
- Operação em extensa faixa de temperatur;
- Recarga simples e rápida e menor peso.

As desvantagens são:

- Baixa energia específica;
- Auto descarga relativamente alta;
- Variação de tensão com a energia armazenada;
- Muitos elementos em série para altas tensões;
- Nocivo ao meio ambiente e custo elevado.

2.2.3.2 Banco de Baterias

O assunto sobre baterias é muito vasto e com um conteúdo técnico denso, e aqui não se pretende esgotar todo o tema, mas apenas ressaltar aqueles que são importantes do ponto de vista do gerenciamento de uma MR. Alguns pontos relevantes para o adequado gerenciamento de MR são o conhecimento da natureza das baterias, os tipos de baterias, os métodos de gerenciamento, a estimação do estado da carga, a estimação da saúde e um alguns princípios apar os carregadores.

Entre as várias tecnologias disponíveis de baterias recarregáveis, quatro produtos químicos específicos (chumbo-ácido), sódio-enxofre (NaS), redox de vanádio e íon de lítio (Li-ion) são aquelas que compõem as mais avançadas. Baterias de chumbo-ácido comercialmente disponíveis podem satisfazer os requisitos para certas aplicações de armazenamento de energia de concessionárias e estão atualmente em uso em vários projetos de demonstração em todo o mundo. A tecnologia (NaS) é usada em aplicações de baterias para armazenamento de energia em larga escala. As baterias Redox de Vanádio (VRBs) podem ser dimensionadas para capacidades de armazenamento muito maiores e apresentam grande potencial para aplicações que requeiram vida útil mais longa e menores custos por ciclo do que as baterias convencionais que exigem a renovação dos eletrodos. Finalmente, as baterias de íons de lítio são usadas porque apresentam um potencial muito alto de armazenamento de energia em larga escala.

Embora as baterias de íons de lítio tenham eficácia para melhorar os limites das baterias, elas não são perfeitas. Por exemplo, todas as baterias de íons de lítio requerem circuitos complexos para evitar sobrecargas. A sobrecarga pode comprometer a estabilidade do cátodo, resultando em danos à bateria. Circuitos complexos incluem uma proteção para temperatura excessiva, abertura para alívio da pressão interna, e interrupção térmica para sobrecorrente e sobrecarga. Outra restrição importante é o custo de produção, que em média custa 40% a mais para fabricar do que uma bateria de níquel-cádmio.

Em (BARNES, 2011) se apresenta tipos de baterias, tais como NiCd (Níquel Cádmio), NiMh (Níquel Metal Hidreto), Li-Ion (Lithium Ion), Li-IonP (Lithium Ion Polimero), Chumbo-ácido, as Não Recarregáveis, etc. Como apresentado na Tabela 1, cada um desses tipos tem características específicas de aplicação recomendada, modo de carregamento e descarregamento, comportamento frente à perfis de carga, etc. Esse é um tema com um progresso muito rápido, devido ao grande interesse econômico decorrente do domínio das novas tecnologias, e não se pretende aqui esgotar a demonstração de todos os progressos alcançados. A título de atualização se acrescentou uma última linha para a tabela abaixo com resultados de desenvolvimentos de tipos de baterias mais recentes (<https://batteryuniversity.com/>).

Tabela 1 – Alguns tipos e características de baterias

Tipo	Wh/kg	W/kg	Ciclo Vida	Descarga
Chumbo Ácido	10 a 35	35 a 50	200 a 700	Plana
NaS	133 a 202	36 a 60	2,5k a 4,5k	Plana
Íon de Lítio	150	80 a 130	1k	Inclinada
Vanádio Redox	20 a 30	110	12k	Plana
Lithium-sulfur	500	550	50k	Plana

Fonte: (BARNES e LEVINE, 2011

Os desequilíbrios de tensão que ocorrem durante o carregamento / descarregamento de células de bateria baseadas em lítio conectadas em série causam a degradação da bateria conforme apresentado em (CHENG et al., 2011). Os sistemas de gerenciamento de bateria também podem incluir a capacidade de equilíbrio, para remover as diferentes taxas de carga entre as células devido a imperfeições da estrutura química e propriedades elétricas. Os métodos de balanceamento passivo e ativo eliminam esse problema, aumentam o desempenho da bateria e a quantidade de capacidade disponível.

Os valores SoH (State of Health), que é o estado em que está a bateria quanto a durabilidade da carga, quando comparada com a situação original de fábrica e RUL (Remaining Useful Life) são duas determinações importantes das baterias, e com base nesses valores é possível estimar a expectativa de vida da bateria e as falhas de células. Dependendo disso, pode se determinar que célula da bateria deve ser substituída e estender a vida útil da bateria. Para uma célula de bateria que tem SoH menor, a resistência interna é relativamente alta, e esta situação faz com que a bateria atinja rapidamente o limite de proteção de sobretensão durante o carregamento e de subtensão durante a descarga, e que neste caso, a quantidade de capacidade disponível é significativamente reduzida.

Aqui não se fará considerações sobre as abordagens usadas para a estimação do SOC (State of Capacity) que é a situação em que se encontra o carregamento da bateria, e nem do SOH. O gerenciamento do carregamento, conforme (REMES, 2016), além de estar associado com o tipo de bateria usado também deve considerar questões como o estado da (s) carga (s), tempo

de carregamento (lento, rápido, ...) geração de gases nas reações eletroquímicas, temperatura ambiente, quantidades de células, desequilíbrio entre as células, dentre outras.

O gerenciamento da vida útil, do carregamento e descarregamento de uma bateria depende da adequada execução da função de estimação do estado de carga. A correta estimação do estado de carga é uma tarefa desafiadora, pois além da não linearidade da relação entre a tensão e o State of Charge (SOC) e outros fatores também afetam a correta estimação. Fatores como resistência interna, características capacitivas, efeitos do envelhecimento e temperatura também alteram os valores obtidos nas medições.

Segundo (AYDIN; USTUN, 2017) o termo sistema de gerenciamento de bateria (BMS) refere-se a uma estrutura que permite que uma bateria seja mantida em uma área de operação segura. Um sistema de gerenciamento de bateria avançado deve conter as seguintes funções:

- Manter a bateria entre certos valores de tensão, evitando sobrecarga e descarga;
- Manter a bateria dentro de certos limites de temperatura e para intervir no sistema para fornecer esses limites quando necessário;
- Medição e limitação da corrente de carga e descarga;
- Reduzir os desequilíbrios de tensão entre as células para aumentar a capacidade de uso efetivo da bateria;
- Estimar o restante da vida útil (Remaining Useful Life - RUL), estado de carga (State of Charge - SoC) e estado da saúde (State of Health - SoH);
- Igualdade de envelhecimento da bateria e prolongamento da vida útil das células;
- Enviar dados para um servidor remoto e receber comandos do servidor.

Os projetos com baterias podem eliminar ou minimizar gastos com linhas de transmissão, aumentar a estabilidade, melhorar a regulação dentre outros, e em (BARNES, 2011), (DURYEA; ISLAM; LAWRANCE, 2001), (HAASE et al., 2017) e (LINDEN; REDDY, 2001) são apresentados com detalhes os conceitos e princípios básicos, o projeto e seleção de baterias, bem como toda uma gama de tipos existentes.

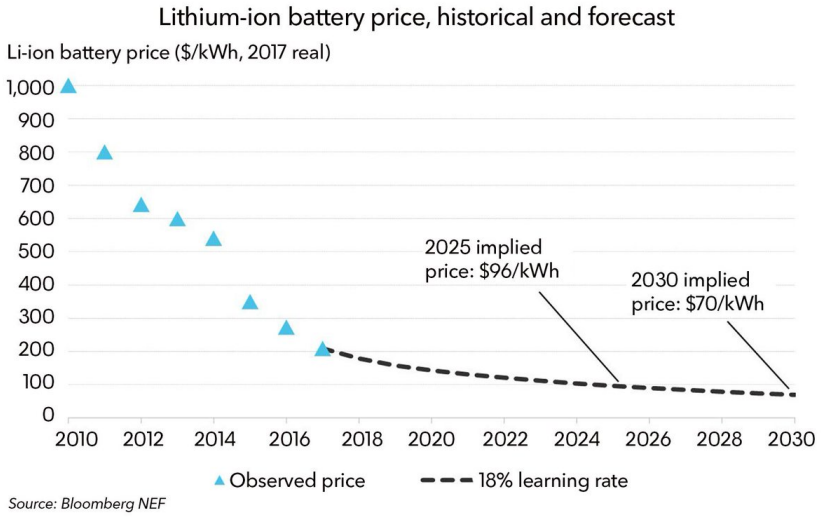
Os preços das baterias estão caindo a cada ano que passa, conforme pode ser visto na Fig.13, custavam em torno de U$ 1.000,00/ kWh em 2010 e evoluíram para aproximadamente U$ 200,00/ kWh no ano de 2017. Esses preços já começam a justificar muitos investimentos em projetos que no passado não eram viáveis.

As reduções nos preços das baterias estão possibilitando, por exemplo, um projeto de uso de baterias para suprir a demanda de pico de energia entre os horários das 15h às 20h, conforme relatado por (WAGMAN, 2018). Uma empresa privada que irá investir, construir e operar o projeto de equipamentos fotovoltaicos para alimentar um banco de baterias de íons de Lítio, em um contrato de 15 anos com uma empresa pública dos USA.

2.2.4 Conversores Utilizados no Processamento de Energia em Microrredes

A eletrônica de potência desempenha um papel relevante na composição de uma MR. Os elementos que compõem a MR (cargas, fontes, etc.) majoritariamente se conectam através de

Figura 13 – Evolução dos preços das Baterias de ion lítio



Fonte: Bloomberg - NFE

conversores. As fontes de energia primária podem ser das mais variadas, mas a interconexão com o barramento é feita através de um conversor eletrônico de energia. Uma grande variedade de topologias pode ser encontrada para as mais diversas situações e aplicações.

Essa preponderância dos conversores de energia justifica uma análise detalhada, dos principais modos de operação e estruturas de controle deles em uma MR, com foco principalmente em configurações como conversor formador, alimentador e suporte de rede.

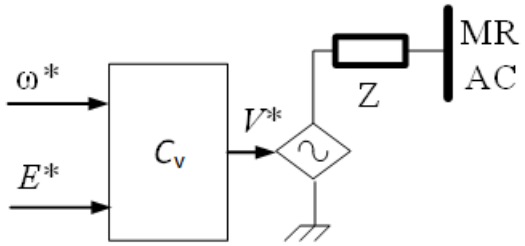
Os diversos conversores de energia usados em uma MR, com diversas funções e topologias podem aumentar consideravelmente a complexidade do estudo daqueles que se interessam por esse tema, e em (ROCABERT et al., 2012) se pode encontrar uma visão mais fundamental e elevada, apresentando uma classificação para eles (em MR CA) em categorias. Eles foram considerados quanto as funções junto às fontes de energia e à MR, e classificados dentro de três categorias, que são: Conversores Formadores (GFC); Alimentadores (GFdC); e de Suporte de rede (GSC).

Os conversores formadores de rede são representados como uma fonte de tensão CA ideal com baixa impedância de saída. A amplitude de tensão e a frequência da rede local podem ser ajustadas usando um circuito de controle apropriado, conforme ilustrado na Fig.14.

Esse tipo de conversor vai atuar impondo a forma de tensão conforme estabelecido pela referência, e não importando o que ocorra na rede ele tem o compromisso de manter a forma de onda de tensão conforme o estabelecido pela referência. Desde que exista uma fonte de energia disponível.

Os conversores formadores de rede são controlados em laço fechado, para funcionar como fontes de tensão CA ideais com uma dada amplitude E* e frequência ω^*. Atuando como fontes de tensão, eles apresentam uma baixa impedância de saída, precisando de um sistema de sincronização extremamente preciso para operar em paralelo com os outros conversores da rede,

Figura 14 – Conversor Formador



Fonte: (ROCABERT, LUNA, et al., 2012

e que podem ser vistos em (FREIJEDO et al., 2009). O compartilhamento de energia entre os conversores formadores de rede conectados em paralelo é uma função do valor das impedâncias de saída deles.

Segundo (GUERRERO et al., 2013) o uso de interfaces de energia inteligentes entre as fontes de geração elétrica e a MR é obrigatório, e essas interfaces possuem uma etapa final consistindo de inversores dc / ac que, dependendo da natureza da fonte de energia, podem ser classificados como inversores de fonte de corrente (CSIs), ou inversores de fonte de tensão VSIs. Uma MR flexível, isto é, capaz de operar no modo conectado ou ilhado, precisa dos VSIs para controlar através da tensão do barramento da MR a energia exportada ou importada da MR (quando conectado) e para estabilizá-la (quando no modo ilhado).

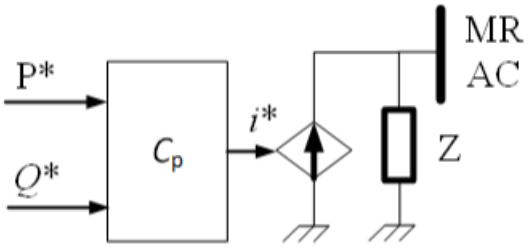
Devido à importância do controle de uma MR sob condições genéricas da rede, a malha de captura de fase (Phase Locked Loop - PLL) usada como sistema de sincronização deve ser capaz de garantir um comportamento adequado em condições de tensão desequilibrada e distorcida. Apesar do bom comportamento do PLL em condições de rede equilibrada, seu desempenho deteriora quando o sinal de entrada de três fases fica desequilibrado ou distorcido (ROCABERT et al., 2012), e para superar esta desvantagem, se propõem algumas técnicas avançadas de sincronização.

Os conversores alimentadores de rede são projetados para operação em modo conectado. Eles podem ser representados como uma fonte de corrente ideal conectada à rede em paralelo com uma alta impedância. O esquema simplificado do conversor alimentador de rede é apresentado na Fig.15, onde P* e Q* representam respectivamente as referências a serem entregues de potência ativa e reativa. Nesta configuração, é importante salientar que a fonte deve ser perfeitamente sincronizada com a tensão CA no ponto de acoplamento comum (Point of common coupling - PCC), para regular com precisão a potência ativa e reativa trocada com a rede.

O trabalho de (GUERRERO et al., 2013) apresenta que os inversores podem cooperar juntos em uma MR. Os inversores formadores geralmente são conectados a dispositivos de armazenamento de energia, determinando a frequência e tensão dentro da MR. Os inversores alimentadores geralmente são conectados a pequenas turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos ou fontes que requerem algoritmos de rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT).

Os inversores de suporte de rede podem ser representados como uma fonte de corrente

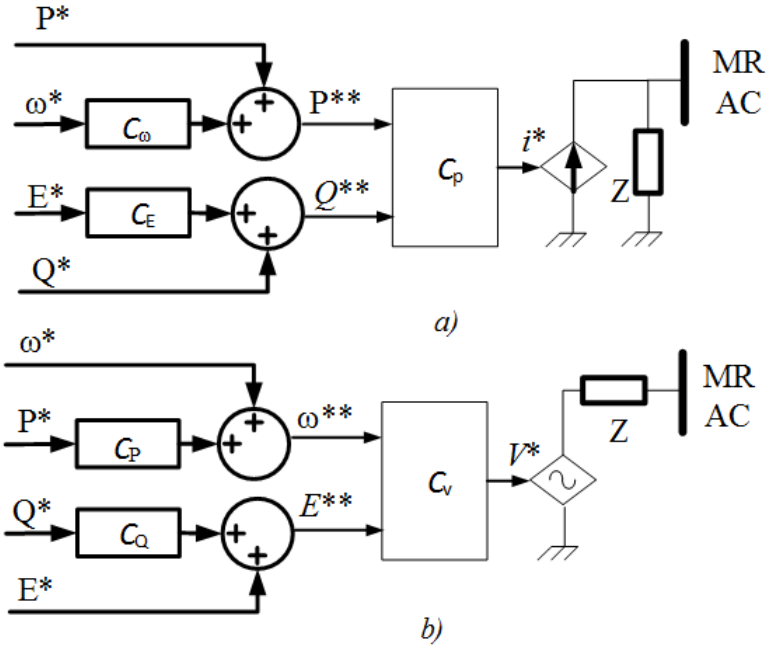
Figura 15 – Conversor Alimentador



Fonte: (ROCABERT, LUNA, et al., 2012

controlada de forma ideal e em paralelo com uma impedância de derivação ou como uma fonte de tensão CA ideal em série com a impedância de ligação, como mostrado na Fig.16 (a) e (b), respectivamente.

Figura 16 – Conversor de Suporte



Fonte: (ROCABERT, LUNA, et al., 2012

Esses conversores regulam sua corrente / tensão de saída para manter o valor da frequência e da amplitude da tensão da rede em seus valores nominais. No caso de um conversor de suporte de rede funcionar como fonte de tensão, o efeito da impedância de ligação geralmente é emulado pelo circuito de controle interno.

Um conversor de suporte de rede pode trabalhar em dois modos distintos, como um alimentador ou como formador de rede, como mostrado na Fig.16.

O seu principal objetivo é entregar valores adequados de potência ativa e reativa para contribuir com a regulação da frequência e/ou da tensão da rede. No caso de implementá-lo como fonte de corrente, como mostrado na Fig.16 (a), ele precisa de pelo menos um formador de rede para operar. Entretanto, se for controlado como uma fonte de tensão com impedância de

ligação, conforme detalhado na Fig.16 (b), ele pode operar em modo conectado à rede ou no modo ilhado, assim como um gerador síncrono em uma rede convencional.

As técnicas para controlar o compartilhamento de energia dos conversores de suporte em microrredes foram já usadas anteriormente em aplicações com UPS em paralelo conforme apresentado em (GUERRERO et al., 2013). Diferentes estratégias de compartilhamento de corrente foram propostas como controladores centralizados, mestre-escravo, compartilhamento de carga média ou controles de cadeia circular. No entanto, essas soluções são concebidas para sistemas em paralelo que estão próximos uns dos outros e interconectados através de canais de comunicação de alta largura de banda usados para fins de controle. Essas soluções baseadas em comunicação não são a escolha mais adequada para o controle de microrredes, uma vez que geradores distribuídos e cargas em microrredes podem estar separados por vários quilômetros. Para contornar este problema, algoritmos de controle de droop são usados para controlar o compartilhamento de energia em microrredes sem o uso de canais de comunicação, eliminando assim os limites impostos pela localização física e melhorando o desempenho da microrrede. As técnicas de regulação de droop são implementadas em conversores de energia de suporte à rede para regular a troca de potências ativa e reativa com a rede, a fim de manter a frequência e amplitude da tensão da rede sob controle.

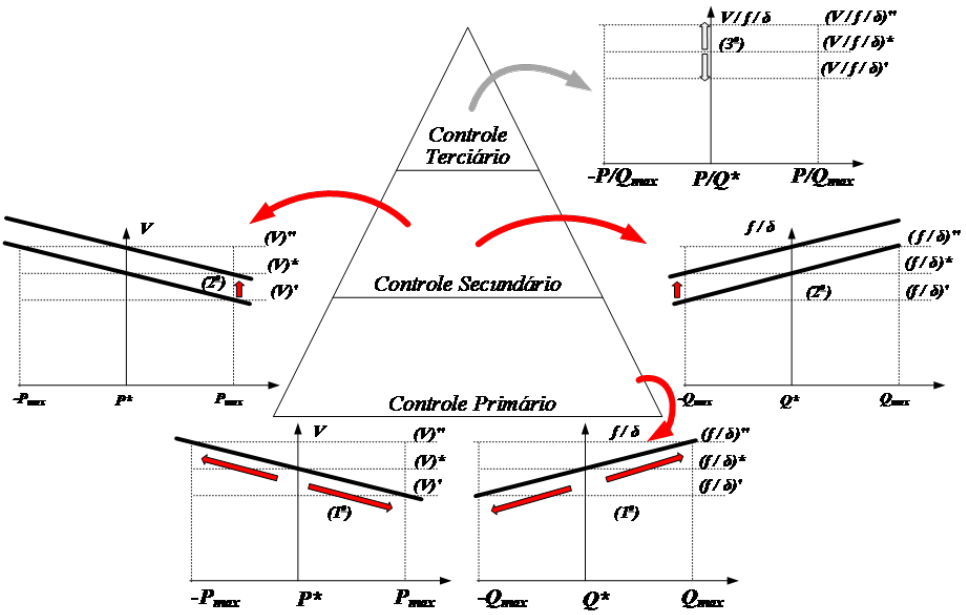
2.3 ESTRUTURA DE CONTROLE

Operar uma microrrede adequadamente significa em primeiro lugar ofertar qualidade a todos os usuários mantendo ou melhorando o padrão de atendimento oferecido pela rede principal. Existem diferentes estratégias para o gerenciamento de uma microrrede, algumas já baseada em soluções que serviram para antigas tecnologias e outras inovadoras com a intenção de solucionar todos ou os principais problemas desse gerenciamento.

As tarefas de controle de uma microrrede apresentadas pela bibliografia cobrem uma gama de funções, e segundo (GUERRERO et al., 2013), por solicitação da “Union for the Coordination of Transmission of Eletricity” (UCTE) na europa, são divididas em três níveis (Fig. 17), que segundo (PLANAS et al., 2013) seriam o nível terciário / ou da Rede, um secundário / ou de gerenciamento e um nível primário / ou do campo, sendo que cada um desses níveis de controle tem funções específicas a serem desempenhadas. Em uma rede com impedância predominantemente resistiva a energia ativa está relacionada a tensão e a energia reativa associada a frequência. O controle primário causa alterações na tensão e frequência ao longo da curva de decaimento (seta inclinada) da potência ativa a esquerda e da reativa a direita da figura. O controle secundário reestabelece os parâmetros (V’, f’, δ’) para valores de referência (V", f", δ") mostrado na seta vertical para cima. O controle terciário faz a correção dos parâmetros de referência em função da troca de potência especificada entre a rede e a MR (seta vertical para cima e para baixo), sendo que o mesmo princípio é usado para as potências ativa e reativa.

O estado da arte para cada um desses níveis é apresentado em (CONTROL, 2014) e

Figura 17 – Estrutura de Controle - UCTE



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

(SINGH et al., 2021), cada um à seu tempo, partindo de uma visão geral sobre o controle hierárquico e avaliando cada um dos níveis individualmente. Essas funções são tratadas de forma hierarquizada por alguns trabalhos (JIANG; DOUGAL, 2008b), (GUERRERO et al., 2013), (BIDRAM; DAVOUDI, 2012), (GUERRERO et al., 2013) dentre outros.

O Controle Primário tem como funções ((BIDRAM; DAVOUDI, 2012)) dar estabilidade de tensão e frequência, dar condição de Plug & Play e evitar corrente de circulação. Está incluído no controle do conversor os laços de controle que fazem a saída das fontes seguirem as referências de tensão e corrente, do controle de potência gerada, da detecção de ilhamento, e em última instância estabelecer o compartilhamento entre as fontes.

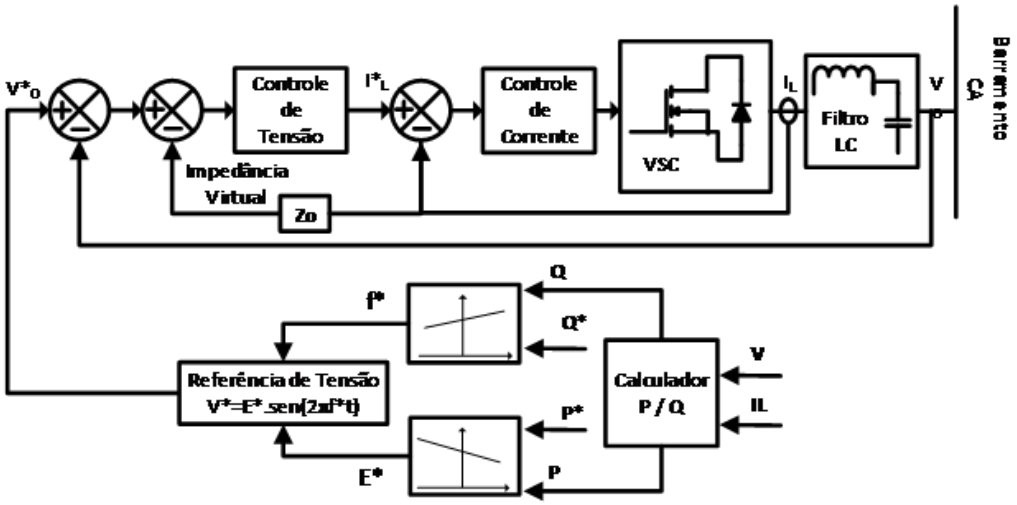
A estratégia de controle geralmente usada para a manutenção da frequência e da tensão, segundo (PLANAS, DE MURO, et al., 2013), é por controle cascata, conforme mostrado na (Fig.18). O controle de frequência e tensão da MR com muitos inversores em paralelo pode ser obtido pelo Droop Control, que possui uma confiabilidade superior, mesmo sem um link de comunicação de alta largura de banda (TAHIM, 2015).

Onde V e I_L são respectivamente os valores de tensão e corrente na saída da fonte, P e Q são respectivamente os valores de potência ativa e reativa calculados, E^* e f* são os valores de referência de tensão e frequência impostas ao conversor, e Zo é o valor da impedância virtual quando utilizada.

Exemplos de técnicas para o controle primário são citadas em (SINGH et al., 2021) mostrando dentre elas o Droop Control, VPD/FQB Droop Control, Voltage-based Droop, Mestre Escravo (AZEVEDO, 2011), Controle Circular, dentre outras.

Assim, a MR quando no modo conectado à rede, tem sua dinâmica estabelecida pelas

Figura 18 – Exemplo de estrutura de controle primário



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

unidades (GSC e GFdC). As unidades GSC e GFdC operam respondendo às variações de (V) e (ω), ajustando suas potências ativa e reativa de acordo. Em uma eventual operação em modo ilhado, a MR é formada de modo compartilhado pelos conversores de suporte (GSC) existentes com controle por droop. A tensão e a frequência ficam definidas pelas especificações de curva de decaimento das fontes que compartilham a demanda e operam por droop. Os valores de tensão e frequência precisam ser ajustados em função dos limites estabelecidos pelas especificações da MR e isso pode ser feito por uma malha de controle proporcional integral. O papel do Controle Secundário é esse, de restaurar a tensão e a frequência da fonte em relação à valores de referência interna da MR.

O aparecimento desses desvios requer o estabelecimento de um controle que reconduza esses parâmetros para os valores de referência. O controle secundário garante que os desvios de frequência e amplitude de tensão sejam conduzidos em direção aos valores nominais após cada alteração de consumo ou geração dentro da MR. Consiste em um controlador que pode ser do tipo proporcional-integral (PI), também chamado de controle de frequência de carga na Europa ou controlador de ganho automático nos EUA. Ele envia um sinal de referência em baixa banda passante para cada uma das fontes da MR.

Os níveis de frequência e amplitude são medidos na MR e comparados com as referências, sendo esses desvios (δf e δE) processados por controladores, compensados e enviados a todas as unidades para restaurar a frequência e amplitude de tensão de saída, de tal forma que a proporção do compartilhamento de potência se mantenha.

Exemplos de técnicas de controle para secundário são citadas em (SINGH et al., 2021) mostrando dentre elas o Multi Agent System (MAS), Centralized Control, Decentralized Control dentre outras. Além disso, segundo (BIDRAM e DAVOUDI, 2012), o controle secundário também cuida das funções de otimização da operação da MR como um todo, e da manutenção do sincronismo entre a rede e a MR. Essa última função se utiliza de métodos específicos

dentre os quais são citadas as técnicas de PLL (Phase-Locked Loop), as de passagem por zero (zero-crossing), e Filtragem (filtering of grid voltages).

O Controle Terciário regula o fluxo de potência entre a rede principal e a MR e faz a otimização da operação da MR em ambos os modos, atuando na referência de tensão e frequência interna, de tal forma que esta siga o plano operacional estabelecido pelo administrador da MR. Esses três níveis de controle podem ser observados na (Fig.17). Alguns autores (GUERRERO et al., 2013) consideram para o controle terciário, funções mais específicas, como a troca de energia entre as MR e a rede, controle de harmônicas, etc. Entretanto, outras funcionalidades são apresentadas, para uma MR mais flexível e inteligente (smart) tais como: Queda de tensão (Voltage Ride-Through) / Qualidade de energia; Operação de religamento; Estimação de impedância / detecção de ilhamento; Gerenciamento e controle do armazenamento de energia. Exemplos de técnicas de controle para terciário são citadas em (SINGH et al., 2021) mostrando dentre elas o Energy Management System, Optimization System e o Power Flow Operation.

Uma visão dinâmica desses três níveis mostra que o nível primário está sempre ajustando o compartilhamento da potência de cada fonte em relação às demais e à demanda no barramento da MR, e como consequência disso gerando desvios nos valores de tensão e frequência frente aos valores de referência da MR. O nível secundário se encarrega de trazer de volta os valores de tensão e frequência do barramento aos valores de referência da MR. O nível terciário altera os valores de referência de funcionamento da MR para ajustar o fluxo de potência entre ela e a rede principal, conforme o especificado pelo administrador da microrrede. Uma vez que cabe a este determinar o quanto de potência poderá ser disponibilizado ou terá que ser absorvido.

Outras funcionalidades são apresentadas (BIDRAM; DAVOUDI, 2012), para uma MR mais flexível e inteligente (smart) tais como: Queda de tensão (Voltage Ride-Through) / Qualidade de energia; Operação de religamento; Estimação de impedância / detecção de ilhamento; Gerenciamento e controle do armazenamento de energia.

Em (AHMED et al., 2020) uma revisão sobre MR é apresentada, classificando-as em três tipos com base em suas características de tensão e arquitetura de sistema; 1) microgrids AC, 2) microgrids DC e 3) microgrids AC / DC híbridos. O trabalho apresenta uma revisão abrangente das estratégias de estabilidade, controle, gerenciamento de energia e eliminação de falhas (fault ride-through - FRT) para as MR CA, CC e híbridas CA / CC. As estratégias de controle para cada arquitetura de microrrede são revisadas em termos de seu princípio de operação e desempenho. Esta revisão mostra que os esquemas de controle hierárquico, como controle primário, secundário e terciário são muito populares entre os três tipos de microrredes. As questões críticas de controle e os desafios futuros da pesquisa de microrredes também são discutidos neste trabalho.

Algumas pesquisas direcionadas para a busca de soluções em estruturas de sistemas de potência como (DURYEA; ISLAM; LAWRANCE, 2001) indicaram possibilidades de soluções para desafios além dos básicos preconizados, como em (GUERRERO et al., 2013), (DIMEAS; HATZIARGYRIOU, 2005) e (SCHöNBERGER; DUKE; ROUND, 2006). Abaixo se pode

verificar alguns dos desafios apontados por trabalhos como (BIDRAM; DAVOUDI, 2012), dentre outros relacionados ao controle de MR:

a) Controle de tensão e frequência para ambos os modos de operação (Conectado ou Ilhado);
b) Compartilhamento adequado da carga e coordenação das fontes distribuídas;
c) Ressincronização da microrrede com a rede principal;
d) Controle de fluxo de potência entre a MR e a rede principal;
e) Otimização do custo operacional da microrrede;
f) Abastecimento ininterrupto;
g) Capacidade de reinicialização (Black Start);
h) Capacidade de sincronização entre a rede principal e MR;
i) Funcionalidade de conexão "Plug and Play";
j) Ausência de corrente de circulação entre as fontes;
k) Otimização da operação.

A técnica de controle distribuído é uma espécie de evolução do sistema de controle Central na qual é utilizado um barramento comum de tráfego de dados entre as unidades, porém não há um controle central para processamento das informações (SHAFIEE; GUERRERO; VASQUEZ, 2013).

Através do barramento de dados, cada conversor envia dados do seu ponto de operação e recebe dados dos pontos de operação dos demais conversores em paralelo. As informações obtidas em cada conversor são utilizadas pelo controle da unidade responsável pelo compartilhamento entre os conversores da potência demandada pela carga. O sistema de controle próprio de cada unidade possibilita a independência entre os inversores, o que faz com que a falha ou desligamento não prejudique o funcionamento dos demais, aumentando o grau de redundância desta topologia. Como desvantagem desta técnica, deve-se apontar o alto fluxo de informações entre as unidades e a necessidade do barramento de dados que, se danificado, torna o sistema inoperante.

Uma outra maneira de implementar um controle distribuído é pelo Sistema Multiagente (Multi Agent System – MAS) que melhor definido por (GLAVIC, 2006) diz que: "É uma rede de entes autônomos, que em conjunto resolvem problemas os quais individualmente não conseguiriam. " Essa abordagem pode, e é usada de múltiplas maneiras, e em diferentes sistemas, acrescentando um grau de inteligência ao mesmo. Um tipo de aplicação para o gerenciamento de uma MR é mostrado pela primeira vez em (DIMEAS; HATZIARGYRIOU, 2005), seguido depois por outros autores. Ele também apresenta uma comparação entre uma abordagem mais centralizada e uma descentralizada, concluindo que a grande diferença está no número muito grande de informações processadas no caso da centralizada, e que o mesmo nível de desempenho de um sistema descentralizado é obtido por um sistema centralizado com aumento considerável das dificuldades técnicas e dos custos.

Considerando os diferentes tipos de controle para uma MR, o melhor desempenho é obtido pelo controle centralizado (SCHöNBERGER; DUKE; ROUND, 2006), porém com implicações em custo e complexidade de operação; e a maneira de vencer isso é buscando alternativas descentralizadas que emulem um controle central. Um aperfeiçoamento desse tipo de controle é o híbrido-distribuído, em que cada unidade tem seu próprio controlador e as funções do controle central são distribuídas entre os controladores das unidades. As vantagens desse controle são as mesmas do controle distribuído mais as do descentralizado (Simples, barato e confiável), com pouca desvantagem.

Uma estratégia de controle distribuído para coordenação de uma MR autônoma de baixa tensão em CC é aquela baseada em sinalização através da linha de força (Power Line Signaling - PLS) conforme mostrada em (QUINTANA et al., 2013) e apresentada por (QUINTANA; ILANGO; NAGAMANI, 2013). Outra estratégia precursora e já há muito usada pelas concessionárias é a de comunicação através da linha (Power Line Communication - PLC).

A PLS é uma estratégia de controle distribuído, em que as unidades que compõem a microrrede injetam no barramento comum sinais sinusoidais de frequência específica, como forma de comunicação entre elas. As linhas de energia são usadas também como portadoras de sinais lógicos em onda senoidal, cujo conceito foi proposto como uma extensão mais flexível que o de sinalização por barramento CC (DC Bus Signaling – DBS), mantendo ainda a robustez desse.

Se uma nova fonte for conectada ao sistema, deverá ser tratada da mesma forma que as unidades existentes, do ponto de vista do controle de nível superior. Nesse sentido, uma capacidade de “plug-and-play” pode ser facilmente alcançada se a nova fonte adotar a estrutura de controle idêntica à dos seus precursores.

Uma outra estratégia de controle distribuído baseada na sinalização de barramento CC (DBS) para sistemas de geração de energia fotovoltaica modular com armazenamento de energia em bateria é proposta em (SUN et al., 2011). A estratégia proposta é de o sistema atuar em quatro modos, sendo cada um deles indicado por um nível de tensão no barramento CC, e esse trabalho usa somente o nível de tensão do barramento como informação.

Ele estabelece uma correlação unívoca entre o nível de tensão e o modo de operação. O modo I (modo ilhado com bateria descarregada), o modo II (modo conectado à rede como retificação), o modo III (modo conectado à rede como inversor) e modo IV (modo ilhado com regulagem de tensão do barramento CC pela fonte PV). Estes quatro modos de operação são identificados por diferentes níveis de tensão do barramento CC, o que significa que a tensão do barramento CC é usada como transmissor da informação. A alternância entre diferentes modos e as correspondentes mudanças de métodos de controle para conversores pode ser feita pelas mudanças de tensão do barramento CC sem links de comunicação adicionais.

Usando esta mesma técnica de sinalização no barramento CC e com outra estratégia (SCHöNBERGER; DUKE; ROUND, 2006) apresenta uma proposta de controle híbrido distribuído para uma “Nanogrid” com algumas fontes renováveis. O controle circular foi projetado

para priorizar o fornecimento das fontes renováveis, o qual estabelece uma sequência prévia de entrada que permite que as fontes sejam usadas até ao máximo de potência disponível, para só depois de ultrapassado o limite daquela fonte acionar a próxima. O caminho de retorno também funciona assim, só que de modo reverso; as fontes de maior custo vão sendo desligadas primeiro e por último as renováveis. A funcionalidade de Plug & Play não é permitida, ou seja, necessariamente o administrador deverá ser informado previamente à entrada do novo pretendente, para então estabelecer em que etapa é permitida a entrada daquela fonte. Usando essa mesma técnica de controle (BRYAN; DUKE; ROUND,) mostram que ela pode ser aplicada para muitas fontes.

A abordagem aqui proposta é de um gerenciamento para estabelece o equilíbrio entre demanda e oferta de potência ativa para uma MR, usando a amplitude da tensão do barramento (CC ou CA) como sinalização do preço, emulando o funcionamento do livre mercado e integrando as questões técnicas com as econômicas; e usando este mesmo princípio para o controle da potência reativa, através da variação da defasagem angular entre a tensão da rede principal e o barramento da microrrede, quando conectada e pela frequência quando ilhada.

Essa estratégia reúne como características: O controle distribuído; Capacidade de simples conexão, com poucas regras para os participantes (Plug and Play); Uso de DBS e Droop control; Princípio de funcionamento descomplicado; Baixo custo de operação.

2.4 OPERAÇÃO DAS CARGAS E FONTES

A operação de uma MR é influenciada pela estrutura e pela estratégia de controle adotada e dependendo da primeira se faz ajustes na segunda. A operação de microrredes deve estabelecer as regras de entrada e saída para cada um dos elementos que a compõem, como fonte, ou como carga. As cargas estão sendo consideradas conforme apresentado em (TER-GAZARIAN, 2011) como tendo o comportamento característico de uma cidade e executando o perfil que é uma combinação entre cargas domésticas e industriais, em escala reduzida.

As fontes por outro lado, são os componentes que devem garantir o atendimento da demanda em uma microrrede, que com o droop control a formação de rede ocorre de modo compartilhado entre os conversores, fornecendo a referência de tensão e frequência, e permitindo que as outras fontes funcionem como suporte ou alimentadoras de rede. A rede principal funcionará como formadora, quando a microrredes estiver funcionando no modo conectado.

2.4.1 Considerações sobre a operação das Cargas

O controle do comportamento da potência do lado da demanda é um aspecto importante a ser considerado no projeto das futuras microrredes ou das redes inteligentes. Esse tema é complementar ao tema das fontes e dispositivos de armazenamento, e se ajusta bem ao gerenciamento das energias renováveis com sua característica variável de fornecimento de energia.

Existem muitos estudos que consideram o controle do desempenho de uma rede atuando do lado da demanda (NUNNA; DOOLLA, 2014), e para tal são usados modelos estatísticos e ferramentas de análise apropriadas para este tipo de situação, bem como no uso de modelos matemáticos (NEVES, 2008).

Um bom gerenciamento de demanda segundo eles é capaz de atenuar as reações do mercado em relação a preços. Essa atuação na demanda modifica os valores de pico de consumo, e altera a forma de operar as fontes. Um adequado gerenciamento da demanda possibilita o adiamento das necessidades de reforço nas fontes evitando pesados investimentos de capital ou mesmo a operação de fontes de alto custo e / ou impactos ambientais.

O gerenciamento da demanda pode até ser utilizado como ferramenta para o controle da tensão em tempo real. Ele pode ser usado também como base para estudos de modelamento de carga para reduzir ou até mesmo evitar inconvenientes em momentos críticos de funcionamento.

Alguns exemplos de gerenciamento de demanda que são usados nos atuais sistemas de potência são as tarifas sazonais, os preços diferenciados para as horas de pico de demanda, a diferenciação de preços para o fornecimento de energia reativa, dentre outros. Existem outros exemplos mais sofisticados que estão sendo implementados com as redes inteligentes (smart grids) e que se utilizam de medidores e links de comunicação e que precisam ser avaliados quanto aos custos e benefícios.

Alguns trabalhos como o de (SAFDARIAN M. FOTUHI-FIRUZABAD, 2014) apresentam abordagens mais sofisticadas e complexas de gerenciamento de demanda, onde um modelo distribuído de gerenciamento de demanda é apresentado com o objetivo de coordenar a demanda fornecida por clientes residenciais. Um resumo dessa abordagem seria a implantação de um sistema de previsão e gerenciamento de demanda semelhante ao que é feito nas cadeias de logística das indústrias, apenas com adaptações específicas para o gerenciamento da energia elétrica.

Uma característica comum a todas essas regras é que elas, em maior ou menor grau, são impostas a partir de um planejador central e que as aplica indistintamente, sem levar em consideração as questões específicas das diferentes regiões, cidades, bairros, unidades consumidoras, cargas e muito menos as preferências individuais de quem paga a conta.

O gerenciamento central substitui o controle individual por um controle coletivo, pretensamente mais inteligente, e claro que em algumas situações existe conflito entre os objetivos de otimização do coletivo e daquele de cada indivíduo que participa da microrrede. Nestes casos é adequado que se tenha algum mecanismo que ajude no alcance de um melhor equilíbrio entre esses interesses antagônicos.

2.4.2 Considerações para a operação das Fontes

Considerando as técnicas de controle usadas e as hierarquias de controle, aqui são apresentados alguns esquemas de controle para os conversores utilizados em microrredes. Segundo (PLANAS et al., 2013) elas fazem parte do nível hierárquico local, ou primário, e tem como

função principal: O controle interno das fontes de geração distribuídas para seguir a tensão e a frequência de referências; o controle da geração de energia, a atuação em modos de corrente e tensão para garantir o desempenho satisfatório do sistema; a detecção de ilhamento, sendo capaz de funcionar tanto conectado quando desconectado da rede principal.

O controle primário fornece os pontos de referência para os controles de tensão e corrente das fontes distribuídas e conforme (BIDRAM; DAVOUDI, 2012) são designados como controle de nível zero, como já apresentado em 2.3.

O controle interno das fontes distribuídas depende principalmente do tipo de fonte a ser controlada, e dentre alguns usados se pode citar o regulador de tensão automático (Automatic Voltage Regulator - AVR), para controle das fontes controláveis, o controle de passo da turbina, para as fontes eólicas, etc.

Para o caso das fontes não controláveis, os algoritmos de rastreamento de ponto máximo de potência (MPPT) podem ser destacados entre as técnicas existentes e para unidades de armazenamento, a escolha do tipo de controle dependerá do tempo de armazenamento.

Outras situações de controle de potência podem surgir da combinação (CC ou CA) entre tipo de fonte ou carga e o tipo de barramento ao qual esse componente está conectado. Não é intensão de cobrir aqui todos os casos, mas somente aqueles que esclarecem as questões da topologia que foi adotada.

2.4.2.1 Fontes em MPPT

As técnicas de controle da potência a ser fornecida dependem do tipo de fonte, se renovável ou despachável, em que as fontes renováveis se utilizam de algoritmos de busca de máxima potência e dependendo do tipo de fonte renovável existem técnicas específicas para a extração de energia. As fontes fotovoltaicas, como já referido, contam com estágios de elevação da tensão em CC para níveis maiores e antes de entregar a energia à MR um ajuste para o nível de tensão CC ou uma conversão com ajuste para a tensão CA.

Conforme apresentado em (DENIZAR C. M., 2011), o conversor de interface de uma fonte fotovoltaica possui funções básicas, específicas e auxiliares. As funções básicas, desempenhadas por conversores de interface entre o arranjo fotovoltaico e a MR, são: Controle da tensão do barramento; sincronização com a rede; controle da corrente.

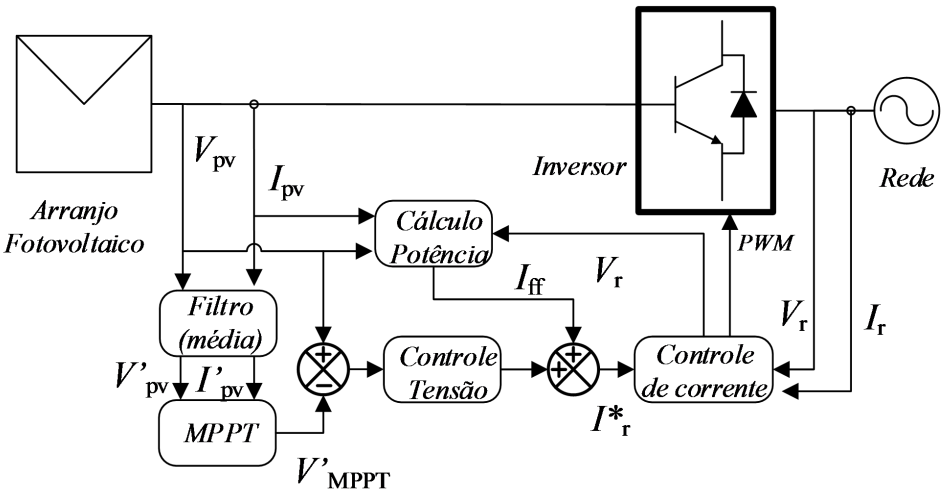
O controle da corrente injetada na rede deve garantir o cumprimento dos limites de distorção da corrente (THD) definidos pelas normas, da estabilidade quando na ocorrência de grandes variações de impedância na rede, e da capacidade de se manter conectado durante distúrbios. As funções específicas são de: Busca do máximo ponto de potência; proteção anti-ilhamento; monitoramento da rede e do conjunto de painéis fotovoltaicos.

O rastreamento de máxima potência (MPPT) deve apresentar uma alta eficiência em regime permanente (tipicamente > 99%), um rápido rastreamento quando da ocorrência de mudanças abruptas de irradiação, e operação estável sob baixos níveis de irradiação. O monitoramento da rede diz respeito a sincronização e a rápida detecção de tensão e frequência,

e o monitoramento da planta trata do diagnóstico dos arranjos fotovoltaicos e da detecção de sombreamento parcial.

O ilhamento ocorre quando por algum motivo a Microrrede se desconecta da rede principal, e as concessionárias apontam “n” motivos para que isso não ocorra, sendo os mais significativos as questões de segurança para os trabalhadores e usuários, a perda do controle da frequência e tensão mesmo sendo responsável pela qualidade dos serviços, descoordenação do sistema de proteção, danos no religamento, dentre outros. Quando isso ocorre a fonte tem que cessar sua operação, pois a continuidade desse serviço ainda não é permitida por norma, apesar da possibilidade desse sistema de geração distribuída ser capaz de ainda continuar alimentando o sistema, e essa função é chamada de anti-ilhamento. A ocorrências dessas situações recomendam a importância do uso de algoritmos de anti-ilhamento no sistema de controle dos conversores usados nas microrredes com geração distribuída. Além dessas funções apresentadas também pode ter algumas funções auxiliares, tais como: Filtro de controle ativo, na compensação de harmônicos; controle local da tensão da MR; suporte a rede (V,f,Q,P) na compensação de reativos.

Figura 19 – Diagrama típico de conversor PV



Fonte: (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011)

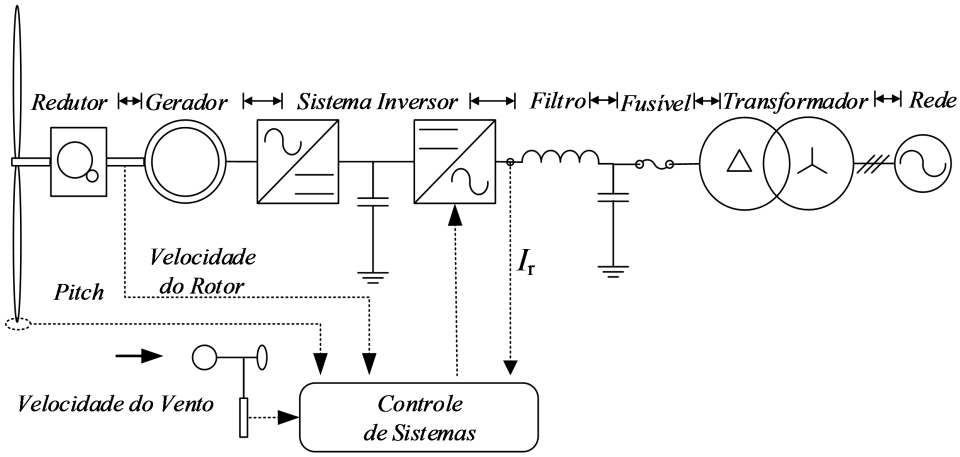
Um diagrama típico de controle de um conversor que atua junto a um arranjo fotovoltaico é mostrado no esquema da (Fig.19).

Os controles empregados em uma fonte eólica também são semelhantes àqueles apresentados para a fotovoltaica, conforme apresentado em (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011). Outras tecnologias de aerogeradores (CS, DFIG, etc) e topologias para a operação dos geradores eólicos e dos sistemas de armazenamento também são apresentados. As funções de controle específicas variam um pouco e apresentam funcionalidades tais como emulação de inércia.

Um diagrama típico de funcionamento de um controlador de gerador eólico é mostrado na (Fig.20), em que a partir dos dados coletados, de velocidade do vento, velocidade angular

do rotor se controla a velocidade de giro das pás, sempre na busca da extração da máxima potência (MPPT). A operação desses sistemas pode ser feita em conjunto com o do sistema de armazenamento de energia que pode estar presente já no barramento de CC, assim como pode estar em local separado do gerador ou até mesmo da fazenda de geradores.

Figura 20 – Diagrama típico de gerador eólico



Fonte: (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011)

2.4.2.2 Fontes CA operando em Controle por Droop

Segundo (PLANAS et al., 2013) no conceito de microrrede dado pelo Consórcio para Soluções de Tecnologia de Confiabilidade Elétrica (Consortium for Electrical Reliability Technology Solutions - CERTS) um elemento-chave do projeto do controle de uma microrrede, é não necessitar de comunicação entre as fontes distribuídas na sua operação mais básica. Cada controlador da microrrede deve ser capaz de responder de forma eficaz às alterações do sistema sem requerer dados de outras fontes ou locais. Os métodos Droop são apresentados como técnicas de controle sem fio que satisfazem esta característica, e segundo ele, muitas publicações sugerem que o método droop é a melhor opção para controlar as fontes distribuídas em uma microrrede. Algumas estratégias empregadas em Droop Control são apresentadas em (BIDRAM; DAVOUDI, 2012), mostrando que quase todas as microrredes experimentais até então implementadas utilizam esse método.

As técnicas para controlar o compartilhamento de energia em microrrede já foram usadas em aplicações de UPSs (Uninterruptible Power Supply) em paralelo (GUERRERO et al., 2005), e diferentes estratégias de compartilhamento de corrente para inversores paralelos de baixa potência já foram propostas, como controladores centralizados, mestre escravo, compartilhamento de carga média ou controles de cadeia circular (ROCABERT et al., 2012); no entanto, essas soluções são concebidas para sistemas paralelos cujos componentes estão próximos uns dos outros e interligados através de canais de comunicação de alta banda passante que são usados para fins de controle. Essas soluções baseadas em comunicação não são as escolhas mais adequadas para

o controle de uma MR, se for considerado que geradores e cargas distribuídas podem estar separados por vários quilômetros; e para superar este problema, os algoritmos de Droop Control (controle por inclinação) são usados para controlar o compartilhamento de energia em MR com um mínimo uso de canais de comunicação, eliminando os limites impostos pela localização física e melhorando o desempenho da mesma segundo (ROCABERT et al., 2012), (PLANAS et al., 2013), (GUERRERO et al., 2011) e (BIDRAM; DAVOUDI, 2012).

A ideia de usar o Droop Control vem de imitar a capacidade de auto regulação do gerador síncrono no modo de conexão com a rede (AZEVEDO, 2011), alterando a potência ativa fornecida quando a frequência da rede muda e fazendo o mesmo para a potência reativa injetada quando a amplitude da tensão se altera. Isso quando se considera sistemas de potência interligados por linhas de transmissão em uma rede com característica predominantemente indutiva.

O método de droop convencional tem várias desvantagens que limitam sua aplicação, tais como: resposta transitória lenta, desvios de frequência e amplitude, compartilhamento de corrente harmônica e de desequilíbrio e alta dependência da impedância de saída do inversor.

A operação de fontes de tensão em paralelo só é possível se existir alguma impedância entre elas, caso contrário vai circular uma corrente de valor elevado de uma para a outra, conforme detalhamento feito em (TAHIM, 2015). A colocação de uma impedância entre as fontes e o barramento é feita fisicamente, pela escolha de uma resistência ou uma reatância, ou ambas, ou virtualmente através de uma realimentação na referência de tensão que simula uma impedância. Essa realimentação, fazendo a função da impedância, reduz a tensão de referência num valor proporcional ao tamanho da carga. O barramento de uma MR é normalmente alimentado por mais de uma fonte, e quando existem muitas fontes, elas operam em um esquema de controle distribuído, pois estão atuando cooperativamente para regular a tensão do barramento, e se faz necessário que algum método de compartilhamento de carga seja implementado para evitar sobrecargas em alguma delas.

As técnicas de Droop Control são implementadas em conversores que atuam como suporte de rede para regular a troca de potências ativas e reativas com a microrrede, de modo a manter a frequência e a amplitude de tensão sob controle. As fontes que operam em droop são as despacháveis, sendo que aquelas que contam com elementos armazenadores podem atuar ora como fonte e ora com carga. O esquema básico de controle para um inversor trabalhando em droop foi apresentado em 2.3, é composto de elementos semicondutores acionados por uma função PWM, contendo um laço interno de realimentação de corrente com uma resposta rápida em alta banda passante, um laço externo de realimentação de tensão com resposta mais lenta, que pode ter ou não uma impedância virtual, um algoritmo de cálculo de potência ativa e reativa que servem de entrada para determinar o decaimento e finalmente na geração de um sinal senoidal que é a referência de tensão para todo o esquema de controle.

O controle das potências ativa e reativa entregues pela fonte ocorre a partir das referências (P^* e Q^*), ou seja, variações nas referências vão ocasionar alterações na amplitude de tensão

e frequência de oscilação, e a função dos controladores é entregar para a rede os valores de referência.

São aspectos relevantes no controle das fontes a impedância característica da rede e as questões de estabilidade. A impedância característica da rede é dada pela relação entre a resistência e a reatância (R/X) que informa a predominância de uma sobre a outra, o que servem de base para o modelamento matemático e na escolha das equações que são usadas, conforme mostrado em (TABATABAEE et al., 2011). O outro aspecto relevante são as questões de estabilidade apresentado em (ARIYASINGHE; VILATHGAMUWA, 2008), (VENKATARAMANAN; ILLINDALA, 2007) e (CORREA, 2018) em cujos trabalhos se pode buscar orientação na delimitação dos parâmetros (ganhos dos controladores, decaimento de tensão, decaimento de frequência, impedância virtual e impedância do filtro,) e limites de funcionamento da fonte (potência nominal, tensão e frequência de operação).

Avaliando a MR do ponto de vista de operação e controle, (GUERRERO et al., 2013) as classifica de três formas, conforme a impedância característica. As redes muito dispersas e que cobrem grandes distâncias têm impedâncias predominantemente indutivas, assim como valores grandes de magnitude da tensão e ângulo de fase em diferentes interligações de fontes. Em redes espalhadas por uma área intermediária, as impedâncias são ainda indutivas, mas também possuem um componente resistivo significativo. A magnitude da tensão não difere muito, mas os ângulos de fase podem ser diferentes para diferentes fontes. As redes em áreas muito restritas, tem uma impedância elevada e com características predominantemente resistiva. Nem a magnitude nem as diferenças de ângulo de fase são significativas em qualquer ponto. Em todos os casos, a quantidade comum principal é a frequência de estado estacionário que deve ser a mesma para todas as fontes. Quando no modo conectado à rede principal, a frequência da microrrede é imposta por essa e no modo isolado, a frequência é imposta pelo controle da microrrede, ou pelo arranjo das frequências das fontes que compartilham as cargas por droop.

A teoria de controle de fluxo de carga em sistemas de potência, indica que entre dois barramentos o fluxo das potências ativa e reativa ocorrem segundo as equações (1) e (2); onde P_{GB} e Q_{GB} são as potências ativa e reativa respectivamente transmitida entre a rede e o barramento, V_G é o módulo da tensão eficaz da rede, V_B é o módulo da tensão eficaz no barramento CA, Z_{LD} é o módulo da impedância da linha de distribuição, δ é o ângulo formado entre o fasor de tensão dos dois barramentos, ϕ é o ângulo da impedância da linha de distribuição.

$$P_{GB} = \frac{V_G.V_B}{Z_{LD}} \cos(\delta - \phi) - \frac{V_G^2}{Z_{LD}} \cos(\delta) \tag{1}$$

$$Q_{GB} = \frac{V_G.V_B}{Z_{LD}} \sin(\delta - \phi) - \frac{V_G^2}{Z_{LD}} \sin(\delta) \tag{2}$$

Quando a impedância da linha de conexão entre as duas fontes é composta de apenas características resistivas, a transferência de energia ativa está relacionada à tensão e a transferência

de energia reativa está relacionada ao ângulo, e na sua forma simplificada mostra que a tensão, a frequência e a transferência de energia ativa e reativa são dadas pelas equações (3) e (4), onde R_{LD} é a resistência da linha de distribuição.

$$P_{GB} = \frac{V_B}{R_{LD}}.(V_G - V_B) \tag{3}$$

$$Q_{GB} = -\frac{V_G.V_B}{R_{LD}}.\sin(\delta) \tag{4}$$

O esquema de controle por droop para uma rede com predominância resistiva, estabelece uma correlação direta da variação de potência ativa com o módulo de tensão e da variação de potência reativa com a frequência e tudo isso expresso pelas equações (5) e (6).

$$m = \frac{\Delta V}{\Delta P} \tag{5}$$

$$n = -\frac{\Delta f}{\Delta Q} \tag{6}$$

ou de outra forma, pelas equações (7) e (8).

$$m = \frac{V - V^*}{P - P^*} \quad onde \quad V = V^* - m.(P - P^*) \tag{7}$$

$$n = \frac{\omega - \omega^*}{Q - Q^*} \quad onde \quad \omega = \omega^* + n.(Q - Q^*) \tag{8}$$

Onde V^* significa o valor de referência para o módulo de tensão, V a tensão para o conversor, P^* é o valor de referência para o módulo de potência ativa, P é o módulo de potência ativa fornecido pela fonte, ω é o valor nominal do módulo de velocidade angular, ω^* é o módulo de velocidade angular para a referência do conversor, Q^* é o valor nominal do módulo de potência reativa, Q é o módulo de potência reativa fornecido pela fonte, n e m são os coeficientes de queda (Droop).

Essas relações são mostradas graficamente e com mais detalhes em 4.2, onde a tensão e a frequência da fonte são dadas por uma relação linear com a potências ativa e reativa respectivamente, mostrando que quando a potência ativa fornecida é máxima a tensão da fonte é a mínima e que quando a fonte está absorvendo a potência máxima a tensão é a máxima.

A situação mostrada é para aqueles casos em que a potência de referência escolhida é nula, ou seja, outras potências de referência poderiam ser escolhidas e a relação seria a mesma

apenas o eixo das ordenadas estaria deslocado e posicionado sobre o respectivo valor estabelecido de referência.

Existem modelos teóricos específicos usados para tratar redes com diferentes impedância característica, como podem ser vistos em (WU et al., 2016), (LI; KAO, 2009), (ROCABERT et al., 2012), (PLANAS et al., 2013), (GUERRERO et al., 2005), (GUERRERO et al., 2011), (VANDOORN et al., 2013), (GUERRERO et al., 2013) e (MAJUMDER et al., 2009). Quando a rede já se enquadra dentro de determinada característica, de pequena ou grande, ou seja, com impedância característica predominantemente resistiva ou indutiva respectivamente, basta adotar o modelo de equações adequado àquela situação. Quando a rede tem características intermediárias ou até mesmo variável, quando se considera a possibilidade de ramos da mesma que podem ser conectados ou desconectados, outras providências para o modelamento e controle podem ser tomadas. Uma delas é o uso de funções que fazem estimação desses parâmetros, com realimentação dos parâmetros para o controlador. Outra possibilidade é a inclusão de impedância virtual. Naturalmente essas técnicas tem recomendações para situações específicas, com suas vantagens e desvantagens próprias.

2.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Esse capítulo apresentou o conceito e os principais componentes para a implementação de uma microrrede e de modo destacado o conversor de energia. O objetivo é o correto entendimento daqueles elementos que compõem uma MR e importantes para a apresentação dos demais capítulos.

Inicialmente se apresentou as classificações de uma MR que podem ser do tipo CC, CA ou mista. As fontes são um dos componentes de destaque, por ser a base do funcionamento de uma microrrede. Foram apresentadas as diferentes fontes que podem ser usadas em uma microrrede, as renováveis e as despacháveis, bem como detalhes de funcionamento. As cargas foram apresentadas de um ponto de vista mais conceitual, mostrando possibilidades para os próximos trabalhos.

Os sistemas de armazenamento foram apresentados quanto aos seus diferentes princípios de funcionamento, os métodos de gerenciamento, a estimação da capacidade (SOC) e do estado de integridade (SOH) assim como alguns princípios dos carregadores.

Uma microrrede trabalha com muitos conceitos e conhecimentos técnicos específicos, o que faz dos trabalhos apresentados neste tema um desafio para diferentes áreas. A inter-disciplinaridade dos trabalhos em microrrede afeta áreas do conhecimento como Sistemas de Potência, Eletrônica, Eletrônica de Potência, Telecomunicações, Proteção, Automação, Controle, etc. Sendo de fundamental importância a busca pela simplicidade no trato e na proposição de soluções.

3 CONCEITOS BÁSICOS DA TEORIA MICROECONÔMICA PARA EQUILIBRAR OFERTA E DEMANDA

A economia é um campo de estudo que se torna cada vez mais relevante em nossa sociedade globalizada e baseada nas finanças. Ela tem um significado muito profundo em cada indivíduo sendo aquele tema comum que une as finanças pessoais às das grandes empresas e às dos negócios comerciais internacionais. É uma prática do estado da arte entre as grandes corporações a busca da solução de grandes problemas por uma abordagem com dupla composição (técnica e econômica).

Quanto melhor for o espelhamento da técnica na econômica, maior a chance de resolução efetiva do problema, pois poderá ser entendido por uma ampla maioria, com a simplicidade do modelo ajudando muito na efetividade da solução. Assim, as questões econômicas que afetam os usuários podem também ser usadas como ferramenta de comunicação na solução de problemas.

Esta seção apresenta os fundamentos de microeconomia, com objetivo de dar um embasamento teórico, o qual pode ser adquirido e aprofundado nas obras de Microeconomia adotadas pela maioria das ementas de graduação em uma faculdade de economia. Aqui são apresentados alguns conceitos com base no livro texto de (SCHILLER, 2008).

Esta forma de controle foi adotada por se entender a mais adequada para um tema que congrega pessoas das mais diversas áreas de conhecimento, como é de se esperar no gerenciamento de uma MR. As bases desse trabalho também foram fundadas no trabalho apresentado por (BELLINASO, 2017) para controle de inversores fotovoltaicos multifuncionais.

3.1 A TEORIA ECONÔMICA

A organização americana "The Heritage Foundation" publica anualmente o "Index of Economic Freedom" que através de critérios bem estabelecidos apresenta uma classificação de 186 países quanto ao grau de liberdade econômica. A liberdade econômica é muito associada ao avanço social e inovação tecnológica, e tem como premissa o livre mercado que se regula com muita autonomia através do preço.

Esquema de preços dinâmicos, também conhecido como preços em tempo real (Real-Time Pricing), pode ser tecnicamente mais eficiente e benéfico do que outros esquemas baseados em preços, como preço fixo ou tempo de uso (Time of Use), para permitir ações de resposta à demanda (Demand Response), conforme apresentado em (SHARIFI et al., 2017). Nos últimos anos, as vantagens dos esquemas baseados em RTP foram amplamente discutidas para fins de DR nos mercados de eletricidade; no entanto, eles não foram comprovados matematicamente de acordo com um modelo válido com base na economia. Em vez disso, a maior parte da literatura relacionada baseou-se apenas em observações e experiências nos mercados de outras mercadorias. Assim, para fornecer um ponto de referência confiável com base em modelos matemáticos (SHARIFI et al., 2017) utiliza as teorias econômicas e formulações matemáticas bem conhecidas para provar o impacto da RTP na verdadeira viabilização de ações de DR nos

mercados de eletricidade. Com base na teoria da economia sob incerteza, é mostrado que o uso de preços dinâmicos pode levar a uma maior disposição dos consumidores em participar de programas de DR que, por sua vez, melhoram o funcionamento dos mercados liberalizados de eletricidade.

Como uma introdução ao tema alguns temas básicos de microeconomia são apresentados a seguir.

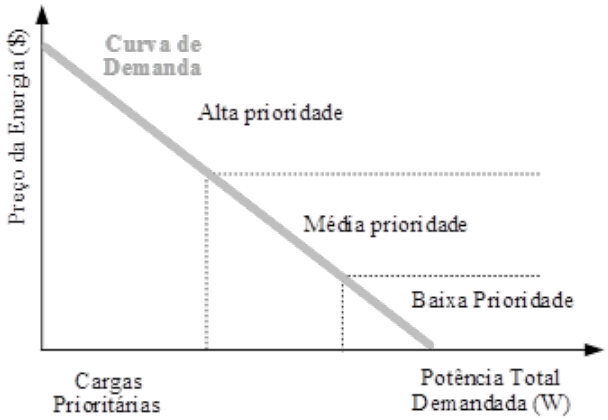
3.1.1 A Lei da Demanda

A lei da demanda estabelece que, se todos os outros fatores permanecerem iguais, quanto maior o preço de um bem, menor a quantidade de pessoas que estarão dispostas a comprar este bem. Em outras palavras, quanto maior o preço, menor é a quantidade demandada. A quantidade de um bem adquirido por compradores a um preço mais alto é menor, a exemplo dos produtos de luxo. Quando se considera que as pessoas têm um ganho constante, é decorrente disso que existirá uma priorização dos gastos.

O resultado disso é um constante ajuste da compra dos produtos, principalmente daqueles muito consumidos e com ônus para as reservas dos consumidores. As renúncias, que sempre ocorrem, poderão ser em prol do consumo de algo que se valoriza mais ou da economia para gastos futuros.

O ato da comprar carrega consigo toda uma hierarquia de valores que está sendo constantemente reavaliada. Existe uma constante avaliação entre os poucos recursos que devem ser gastos na aquisição de determinado bem, ou devem ser guardados para aquisição de outros no futuro. A curva da demanda mostra uma inclinação descendente e sabe-se por experiência que cada produto guarda uma determinada relação entre o preço e a demanda, produzindo uma inclinação própria.

Figura 21 – Relação entre preço e demanda para a energia



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Neste caso apresentado a curva é para a relação entre a demanda de energia elétrica e os preços cobrados. À medida que o preço da energia aumenta as cargas consideradas menos

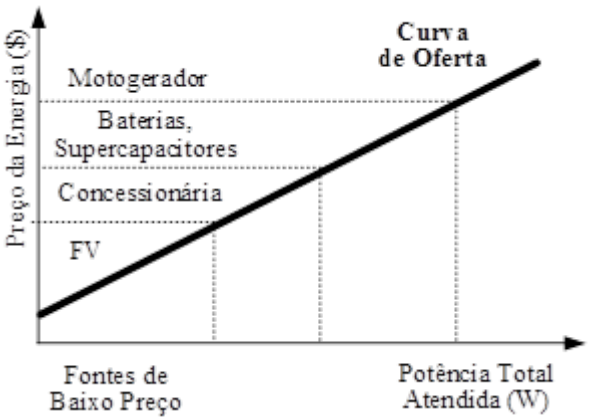
prioritárias são desligadas.

3.1.2 A Lei da Oferta

De maneira similar as mesmas questões aplicadas a um comprador na procura de um bem, também podem ser aplicadas para o vendedor na oferta desse mesmo bem. Fazendo-se as mesmas considerações que foram postas para a procura com a lei da demanda, se conclui que para a lei da oferta, uma determinada quantidade de produtos é vendida e se ajusta conforme o preço.

Mas ao contrário da lei da demanda, a relação de oferta mostra uma inclinação ascendente que na (Fig.22) mostra as fontes de menor até as de maior preço. O interesse dos produtores em fornecer aumenta na razão direta dos preços, porque viabiliza o lucro e aumento da receita. Isto significa que quanto maior o preço, maior a quantidade que poderá ser fornecida.

Figura 22 – Relação entre preço e oferta para a energia



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Assim, existe necessariamente uma relação direta entre preço e oferta, ou seja, quanto maior o preço maior a oferta.

As fontes vão sendo ligadas à medida que o preço da energia aumenta e que se considera aquele preço superior aos custos, portanto, lucrativo. Esta relação apresentada (Fig.23) é para as fontes que estão sendo consideradas em nosso estudo.

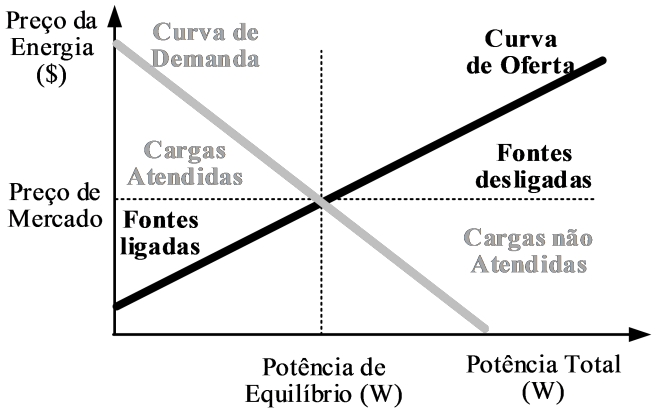
3.1.3 O equilíbrio entre a Oferta e a Demanda

O mercado tende naturalmente ao equilíbrio (quantidade) entre a demanda e a oferta através da escolha do preço adequado. Este ponto é conhecido como ponto de equilíbrio. Assim, quando existe aumento da demanda e a oferta não acompanha, os preços tendem a subir e quando a demanda diminui e a oferta continua a mesma os preços tendem a baixar. É uma relação dinâmica, que está constantemente se ajustando às novas situações. Esse ajuste é feito através do preço, que como sinalizador, deve variar livremente. Um bom observatório é a Bolsa de Valores

com o movimento dos preços ao longo de um período (pregão). Ali se percebe quão dinâmica é a situação de equilíbrio. Além dos fatores internos existem os fatores externos ao processo que também causam movimento nos preços e no equilíbrio.

A (Fig.23) mostra a relação entre a oferta e a demanda, e se pode pensar que a demanda aumenta quando existe maior número de pessoas decididas em alocar certa quantidade de capital na aquisição de determinado bem.

Figura 23 – Equilíbrio entre oferta e demanda



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Ocorre que se a oferta por algum motivo não acompanhar o interesse do público, aparecerá um cenário de maior quantidade de capital para a mesma quantidade de produtos. O resultado desta relação aponta necessariamente para uma escalada de preços. Se por outro lado o preço é atrativo para os fornecedores e uma maior quantidade deles se decide por fornecer determinado bem, a oferta vai aumentar. Considerando que o público da demanda permanece o mesmo, a divisão da mesma quantidade de capital entre maior quantidade de produtos vai levar a preços menores.

Em qualquer ponto de equilíbrio do mercado sempre existirão produtores e consumidores fora dele. Existirá sempre uma determinada quantidade de produtores que não estão interessados em fornecer, a menos que o preço suba. Por outro lado, existem consumidores que não estarão dispostos a comprar a menos que o preço caia a determinado valor considerado adequado.

Considerando essa situação para uma MR significa que respectivamente algumas cargas não são atendidas e algumas fontes permanecerão desligadas.

3.1.4 O desequilíbrio entre a Oferta e a Demanda

O preço de equilíbrio não é determinado por um único indivíduo. Em vez disso, é determinado pelo comportamento coletivo de muitos compradores e vendedores, cada um agindo de acordo com sua própria demanda ou programação de fornecimento. É esse tipo de determinação impessoal de preço que deu origem à caracterização de Adam Smith do mecanismo de mercado como "a mão invisível". Ao tentar explicar como funciona o mecanismo de mercado,

o famoso economista do século XVIII observou uma característica notável dos preços de mercado. O mercado se comporta como se alguma força invisível (a mão invisível) estivesse examinando a oferta ou programação de demanda de cada indivíduo e, em seguida, selecionando um preço que garantisse um equilíbrio. Na prática, o processo de determinação de preço não é tão misterioso: é um processo simples de tentativa e erro.

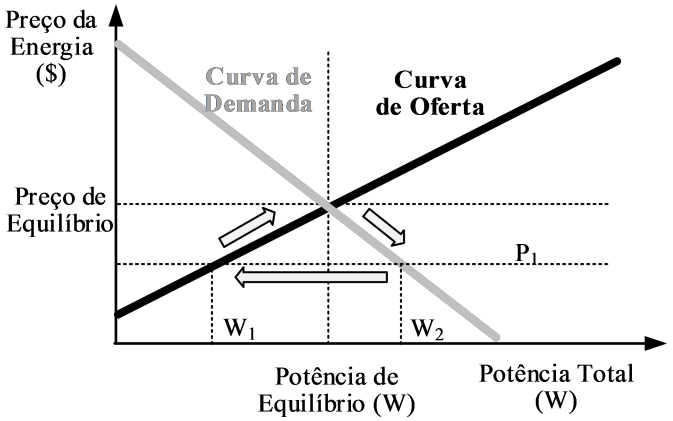
Os desequilíbrios entre oferta e demanda podem ocorrer de modo provisório ou em processos de transição entre um determinado estado de equilíbrio e outro. Variações artificiais no preço, numa economia de mercado, tendem a causar desequilíbrios que não se sustentam por si mesmos.

3.1.4.1 O Desequilíbrio da Demanda

O desequilíbrio entre a oferta e a demanda vai ocorrer sempre que o preço for diferente daquele dos valores de equilíbrio (Fig.24), devido a um deslocamento da curva de demanda. Assim, o preço P_1, menor que o preço de equilíbrio, produzirá um excesso de demanda W_2. O preço menor atrai mais compradores, e faz com que os que já compraram queiram ainda comprar mais e em maiores quantidades.

A quantidade demandada seguindo a reta da demanda sai do ponto de equilíbrio e vai para um ponto de maior potência W_2, e isso por si só, já produz uma força de retorno para o ponto de equilíbrio, pois a oferta não varia só porque aumentou a procura. Então, de um lado uma quantidade maior de capital está sendo dividida pela mesma quantidade de mercadorias. O que produzirá uma pressão de alta nos preços, com tendência de que o preço retorne aos valores iniciais.

Figura 24 – Desequilíbrio da demanda



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Por outro lado, o preço não afeta somente a demanda. Ato contínuo à redução do preço alguns fornecedores param de produzir, ou reduzem as quantidades produzidas por entender que este novo preço não é lucrativo. Olhando na reta de oferta a quantidade produzida andará do

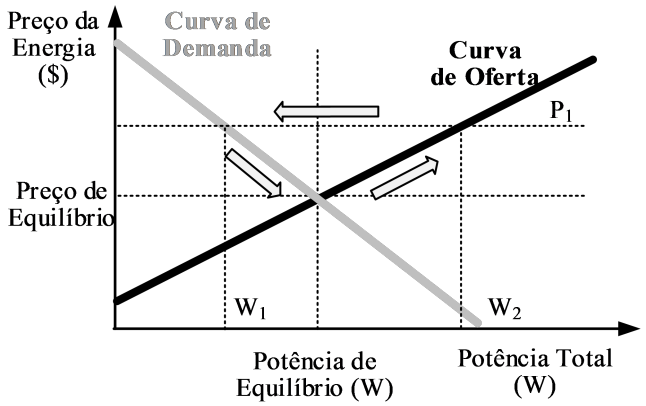
ponto de equilibro em direção ao ponto W_1. A situação dos preços fica duplamente pressionada, com uma pressão de alta devido ao aumento da demanda e outra pela redução da oferta.

3.1.4.2 O Desequilíbrio da Oferta

O excesso de oferta é criado quando o preço é estabelecido acima do preço de equilíbrio. O preço sendo mais alto, atrairá muitos produtores e conforme pode ser observado na (Fig.25), o preço maior atrai mais produtores (W_2), e faz com que os que já fornecem queiram produzir mais.

A quantidade produzida seguindo na mesma reta da oferta sai do ponto de equilíbrio e vai para o ponto W_2. Isso por si só já produz uma força de retorno para o ponto de equilíbrio, pois agora uma quantidade maior de mercadorias está sendo dividida pela mesma quantidade de capital e isso irá produzir uma pressão de baixa nos preços.

Figura 25 – Desequilíbrio da oferta



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Este novo preço não afeta somente a oferta. O aumento dos preços fará que alguns consumidores parem de comprar por entender que este novo preço não é adequado. Olhando na reta de demanda a quantidade produzida andará do ponto de equilibro em direção ao ponto W1. A situação dos preços fica mais pressionada ainda. Uma pressão de baixa devido ao aumento da oferta e outra pela redução da demanda.

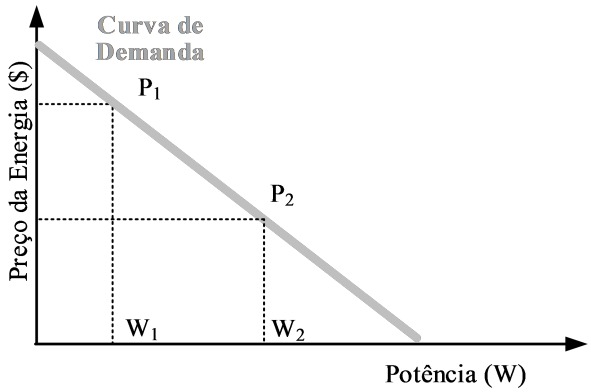
Assim, num cenário normal, sempre ocorrerá uma situação de menor quantidade de produtos produzidos para satisfazer uma grande demanda de muitos consumidores. Entretanto, em uma situação de livre mercado, como os fornecedores têm que competir uns com os outros para vender o bem por menor preço (produtividade), a oferta sempre tende a diminuir os preços no longo prazo. Esta nova situação fará com que os preços alcancem um novo ponto de equilíbrio.

3.1.4.3 Movimento de Oferta e Demanda

O mercado apresenta dois tipos de mudanças que são chamadas de “movimento” e “deslocamento”. O movimento é o que ocorre quando preços e demanda fazem uma mudança ao

longo da mesma reta. Na curva de demanda, mostrada na (Fig.26), um movimento indica uma mudança de preço (P_1 para P_2) com variação em preço e quantidade, de um ponto para outro na curva.

Figura 26 – Movimento da demanda

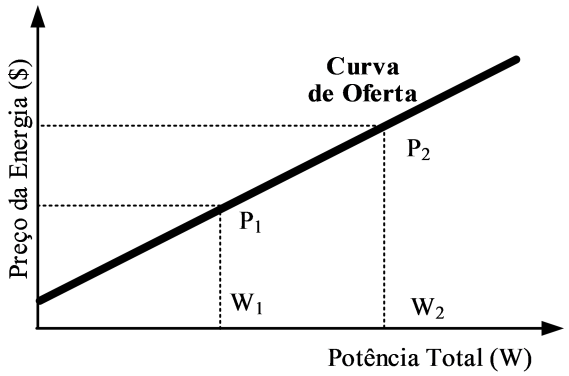


Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

O movimento implica que a relação de demanda permanece consistente. Portanto, um movimento ao longo da curva de demanda ocorrerá quando os preços dos bens mudam e a quantidade demandada muda de acordo com a relação de demanda original. Em outras palavras, ocorre um movimento quando uma mudança na quantidade exigida é causada apenas por uma mudança de preço e vice-versa.

Assim como o movimento ao longo da curva de demanda, um movimento ao longo da curva de oferta significa que a relação de suprimento permanece consistente. Portanto, um movimento ao longo da curva de oferta ocorrerá quando os preços dos bens mudam e a quantidade fornecida muda de acordo com a relação de fornecimento original. Em outras palavras, e conforme pode ser observado na (Fig.27), ocorre um movimento quando uma mudança na quantidade fornecida (W_1 para W_2) é causada somente por uma mudança de preço e vice-versa.

Figura 27 – Movimento da oferta

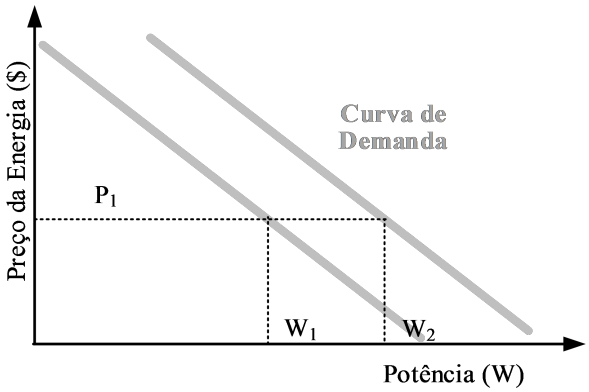


Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

3.1.4.4 Deslocamento da Oferta e Demanda

O deslocamento de curva de demanda ou de oferta ocorre quando a quantidade de um bem exigido ou fornecido muda, mantendo-se o preço. As mudanças entre curvas de demanda implicam que a relação de demanda original mudou, e que a demanda por quantidade é afetada por um fator diferente do preço.

Figura 28 – Deslocamento da demanda

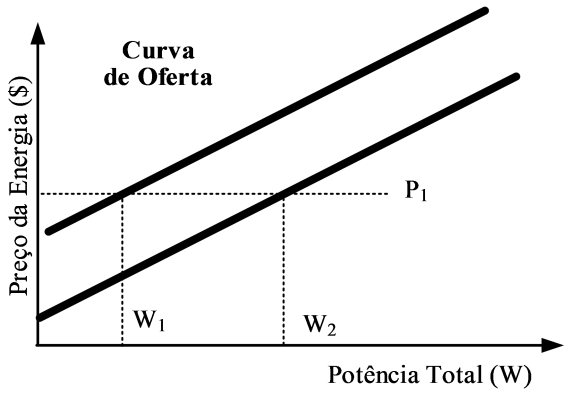


Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Um deslocamento na relação de demanda ocorreria por aumento ou diminuição do consumo de forma sazonal. A demanda se desloca (aumenta ou diminui), causando impacto na quantidade sem causar impacto na relação preço versus quantidade (Fig.28).

Por outro lado, mantendo o preço variando a quantidade fornecida de W_1 para W_2 (Fig.29), haveria um deslocamento na oferta desse bem. Assim como na demanda, um deslocamento na curva de oferta implica mudança na curva original de oferta, o que significa que a quantidade fornecida está em nova relação entre quantidade e preço.

Figura 29 – Deslocamento da oferta



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Um exemplo de mudança seria quando uma empresa descobre uma nova tecnologia para produção de energia elétrica que lhe permite produzir a um custo menor, a curva de oferta se

deslocará para a direita. Quando ocorre uma escassez a curva se movimenta para a esquerda, quando os fornecedores tenderiam a fornecer menos pelo mesmo preço.

3.1.5 O Conceito de Utilidade

O foco primário das ciências econômicas é o estudo da escassez: O problema de satisfazer as necessidades ilimitadas de uma população com recursos sempre limitados ou escassos. Subjacente às leis de demanda e da oferta existe o conceito de utilidade, que representa subjetivamente a satisfação que uma pessoa tem de obter ou consumir um bem ou serviço.

A utilidade é usada para explicar como e porque indivíduos e economias buscam obter uma satisfação ótima ao lidar com a escassez. A ideia de utilidade foi estabelecida nos anos 1700 e 1800, graças a pensadores como Adam Smith, John Stuart Mill e Jeremy Bentham, que acreditavam que as pessoas são levadas a encontrar prazer e evitar a dor. O ponto de vista de que as pessoas maximizam a utilidade, conhecido como utilitarismo, tem sido assumido pelas ciências econômicas. Existe controvérsia se são somente esse que importam.

A utilidade é um conceito subjetivo ao invés de uma quantidade concreta, observável. As unidades às quais atribuímos uma quantidade de utilidade, portanto, são arbitrárias, representando um valor relativo. A utilidade total é a soma agregada de satisfação ou benefício que um indivíduo ganha por consumir uma determinada quantidade de bens ou serviços em uma economia. A quantidade de utilidade total de uma pessoa corresponde assim ao nível de consumo da pessoa. Normalmente, quanto mais uma pessoa consome, maior a sua utilidade total, e o excesso também é ruim. A utilidade marginal é o adicional de satisfação, ou quantidade de utilidade, obtida de cada unidade extra de consumo. Seria a utilidade de consumir apenas mais um produto.

Embora a quantidade total de utilidade adquirida geralmente cresça à medida que aumenta o consumo, podendo começar a diminuir depois de determinada quantidade, a utilidade marginal geralmente diminui com cada aumento adicional no consumo de um bem. Esta diminuição demonstra a lei da diminuição da utilidade marginal. Uma vez que existe um certo limiar máximo de satisfação, o consumidor não terá mais o mesmo prazer do consumo quando esse limite for cruzado. Em outras palavras, a utilidade total aumentará a um ritmo mais lento à medida que um indivíduo aumenta a quantidade consumida. Por exemplo, o prazer de tomar o primeiro copo de água é muito maior do que o sentido pelo segundo ou o terceiro.

A lei da diminuição da utilidade marginal ajuda os economistas a entender a lei da demanda e a curva de demanda inclinada negativa. Quanto menos de algo que você tiver, mais satisfação você ganha de cada unidade adicional que você consome. A utilidade marginal que você ganha com esse produto é, portanto, mais alta, dando-lhe maior disposição para pagar mais por isso. Os preços são mais baixos em uma quantidade maior exigida porque sua satisfação adicional diminui à medida que você exige mais.

Para determinar a utilidade de um consumidor e a utilidade total, os economistas se voltam para a teoria da demanda do consumidor, que estuda o comportamento e a satisfação do consumidor. Os economistas assumem que o consumidor é racional e, portanto, maximizará

sua utilidade total comprando uma combinação de diferentes produtos em vez de mais de um produto específico. Essa questão pode ser melhor entendida considerando que um consumidor pode comprar um mesmo item várias vezes, mas cada vez que ele compra e consome aquele bem o valor em unidades de utilidade (u.u.) diminui. Assim um proprietário de um veículo elétrico para abastecer o banco de baterias quando ele está vazio estaria disposto a pagar uma determinado valor, mas a medida que o banco de baterias vai enchendo esse proprietário vai se tornando cada vez menos favorável a abastecer no mesmo preço e sim num valor cada vez menor. Assim, por exemplo, a energia elétrica poderia valer 80 u.u. para a carregar o banco de baterias até a metade (SOC= 50%), 30 u.u para carregar até 75% e 10 u.u para carregar até 100%. Assim, em vez de gastar todo o seu dinheiro para carregar o banco de baterias, que teria uma utilidade total de 120 unidades de utilidade (u.u.), ele prefere carregar o banco até a metade, que tem uma utilidade de 80 u.u., e talvez um outro banco de baterias menor, que tem uma utilidade de 40 u.u. Esta combinação lhe dará uma utilidade total maximizada de 120, mas ao mesmo custo que as etapas de carregamento do banco de baterias.

Outros conceitos importantes são apresentados, para o completo entendimento dos fenômenos econômicos financeiros. Seriam temas como elasticidade da oferta e da demanda, categorias de domínio de mercado pelos fornecedores, tais como Monopólio, Oligopólio etc. Aqui não são tratados todos esses outros assuntos considerados de menor impacto para o entendimento da estratégia de controle adotada.

3.2 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Esse capítulo apresentou os princípios teóricos da teoria microeconômica, do qual se usa o conceito de equilíbrio de mercado para propor uma estratégia para o gerenciamento de potência em uma microrrede CA.

O princípio de livre mercado possibilita o autoajuste entre a oferta e a demanda de produtos através do preço adequado, e se pretende que o mesmo efeito se reproduza na gestão da potência em uma MR.

Alguns conceitos básicos foram apresentados, para um melhor entendimento dos assuntos que são relevantes para o bom entendimento do funcionamento dessa estratégia.

4 CONTROLE DE UMA MR PELA TEORIA DO EQUILÍBRIO DE MERCADO

Este trabalho está baseado na adaptação da técnica apresentada em (BELLINASO; SCHWERTNER; MICHELS, 2016) para o controle de conversores fotovoltaicos multifuncionais, que com base em princípios de livre mercado fornece o controle do barramento CC com um conversor multifuncional.

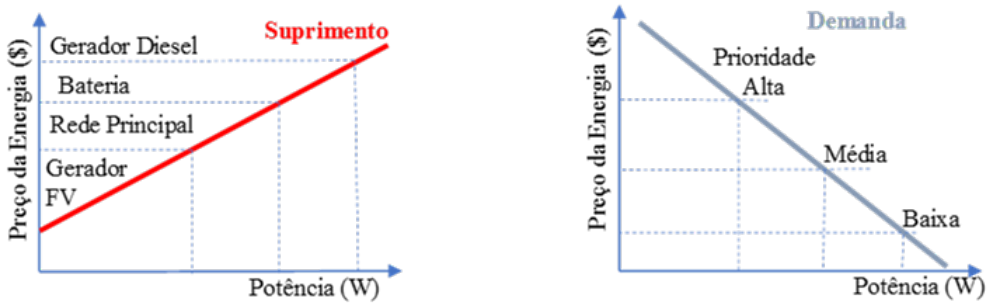
O princípio a ser apresentado é fazer o barramento da MR CA funcionar como o livre mercado, onde quem precisa de energia compra e quem produz vende. Fazendo as devidas considerações para aqueles elementos essenciais da técnica empregada, no trabalho citado, sendo agora aplicadas para o gerenciamento de uma MR.

São as considerações para garantir a operação adequada da MR CA. O primeiro ponto é fazer o compartilhamento das cargas entre as fontes pelo uso da técnica mais adequada, o segundo é modelar corretamente os parâmetros do barramento e o terceiro é fazer o efetivo gerenciamento da potência na MR.

4.1 MODELO TEÓRICO PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA ESTRATÉGIA

Um produto no mercado, considerando o conceito de utilidade, tende a um preço mais baixo quando é abundante e mais alto quando é escasso.

Figura 30 – a) Preço versus Suprimento b) Preço versus Demanda

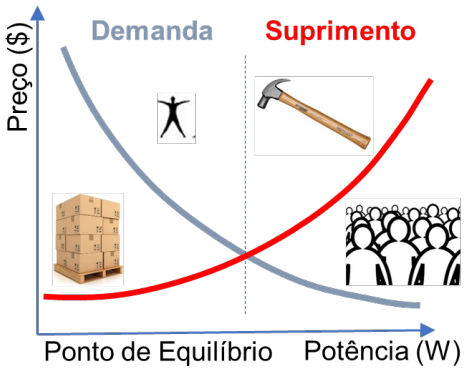


Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

A conexão de qualquer fonte a uma MR conforme proposto neste trabalho é baseada no preço. Uma fonte só é capaz de fornecer energia se o preço for superior ao mínimo estabelecido para ela. O preço estabelecido para cada fonte depende dos fatores de custo que irão compor o preço e mais um excedente para o lucro da operação, que varia para cada caso. As fontes crescem em valor de acordo com os custos envolvidos como se pode ver na Fig. 30a. Inicialmente a fonte de fotovoltaico, com o menor custo, depois a rede principal, e assim sucessivamente. Considerando todas as fontes que participam da MR, quanto mais alto o preço, mais potência estará disponível no barramento, pois maior será o número de fornecedores. Por outro lado, a carga se conecta ao barramento somente se o preço for inferior ao máximo definido para ela, conforme mostrado na Fig.30b. O preço é estabelecido pelo consumidor de acordo com

o conceito de utilidade marginal, apresentado em 3.1.5. Portanto, quanto menor o preço, mais energia é demandada no barramento.

Figura 31 – Curva de Demanda versus Suprimento

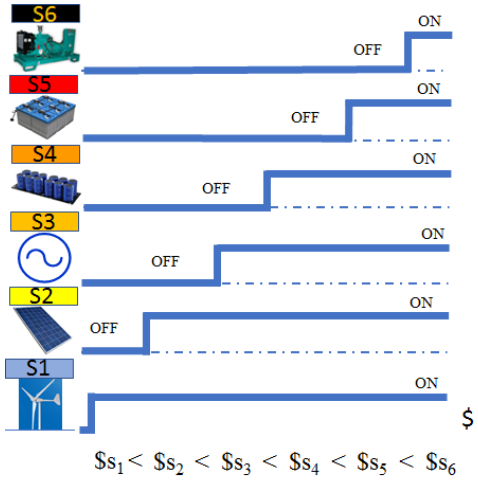


Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

As curvas da Fig. 31 mostram que a demanda do mercado tende a encontrar a oferta e vice-versa, e ambas se encontram num ponto de equilíbrio. Seguindo a lei de livre mercado, onde a oferta e as demandas ficam equilibradas em determinado preço e potência.

Considerando as seis fontes representadas na Fig.32 e que o eixo das abscissas representa os preços, o gerador eólico (S1) só opera se o preço do barramento for maior ou igual a $\$s_1$. O mesmo acontece para S2 e $\$s_2$, S3 e $\$s_3$ e assim por diante, seguindo informações do site (<https://revistas.ufpr.br/rber/article/download/48124/pdf>) que fornece um comparativo entre os preços para as diferentes fontes de energia.

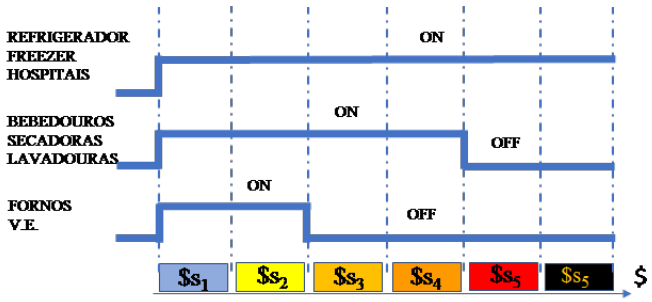
Figura 32 – Relação entre Fontes e Preços



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

As cargas podem ser programadas pelos consumidores para operar no momento mais conveniente, considerando o preço e a importância da carga. Existem muitas possibilidades de agendamento do uso das cargas pelos consumidores conforme mostrado na Fig. 33.

Figura 33 – Ciclos de Operação das Cargas



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

A informação do preço é passada através dos parâmetros (Tensão, ângulo δ, frequência) do barramento (SHARIFI et al., 2017). A tensão é inversamente proporcional ao preço da potência ativa e o ângulo / frequência diretamente ao preço da potência reativa.

4.2 MODELAGEM DA CONVERSÃO DOS PARÂMETROS DO BARRAMENTO EM PREÇOS

A implementação da estratégia de gerenciamento da potência em uma MR pela teoria microeconômica de equilíbrio entre a oferta e a demanda começa pelo adequado modelamento do barramento, de tal modo que os parâmetros lidos nele sejam transformados adequadamente em preços da potência ativa e reativa, tanto para a MR conectada como ilhada. Aqui são analisados os dois modos sendo o primeiro para a MR conectada e o segundo para o modo ilhado. Os parâmetros do barramento são determinados a partir da consideração do equilíbrio de potências no barramento CA (demanda e oferta), quando a MR estiver operando em ambos os modos.

4.2.1 Conversão de parâmetros numa MR conectada

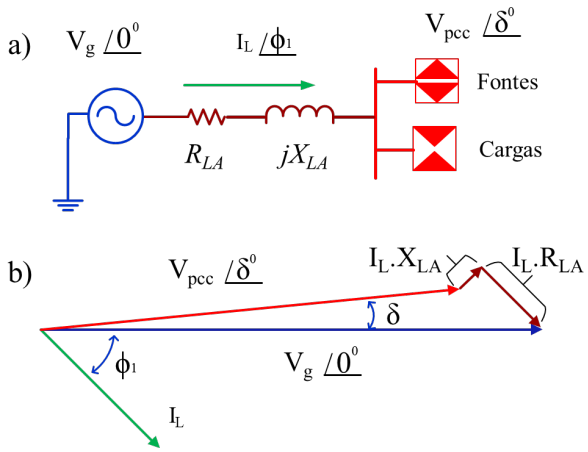
Para esse estudo de caso a impedância de conexão entre a microrrede e a rede da concessionária está sendo considerada predominantemente resistiva, assim sendo, a tensão se relaciona com a potência ativa e o ângulo para a potência reativa. No modo de operação conectado, os parâmetros que permitem a leitura do preço são o nível de tensão para a potência ativa e o ângulo δ entre os fasores da Rede Principal e da tensão da MR, para a potência reativa.

Do ponto de vista da MR, a Rede Principal funciona como um barramento infinito e opera em tensão e frequência nominais. A rede principal é aqui representada por um modelo teórico composto por uma fonte de tensão alternada e uma impedância de conexão. A impedância de conexão representa um modelo equivalente de todas as impedâncias que estão entre a rede e a MR.

Essa interação da Rede com a MR ocorre por meio dessa impedância equivalente de conexão, que é influenciada predominantemente pela impedância da rede de distribuição. São as cargas e as fontes conectadas ao barramento, que através desta impedância conectada ao

barramento infinito, conforme mostrado na Fig.34, irão causar uma variação nos parâmetros (tensão e ângulo), influenciando em sua regulação.

Figura 34 – Modelo de Conexão MR / Rede. (a) Circuito Equivalente. (b) Diagrama Fasorial.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Onde V_g significa o módulo de tensão da rede cujo fasor é o V_g, V_{pcc} é o módulo de tensão do barramento cujo fasor é o V_{PCC}, δ é o ângulo entre V_G e V_{PCC}, I_l é o módulo do fasor da corrente I_L, ϕ é o ângulo entre V_g e I_L, R_{LD} é a resistência equivalente da linha de alimentação, X_{LD} é a reatância equivalente da linha de alimentação. Os valores limites e típicos da reatância de linha são parâmetros que pode ser obtido da própria concessionária, e que variam dependendo do ponto de localização solicitado.

O modelo para a interação entre as potências da rede principal e da MR considera uma rede fraca de baixa tensão com predominância resistiva (CORREA, 2018) (ZIMANN, 2016), ou seja, conforme (5) e (6), a transferência de energia ativa está relacionada com o módulo das tensões e a reativa com o ângulo entre as tensões da rede principal e do barramento (rede conectada) ou frequência do barramento (rede ilhada) (AZEVEDO, 2011) (MARYAMA, 2016). As equações para transferência de potência ativa e reativa aplicadas a MR são

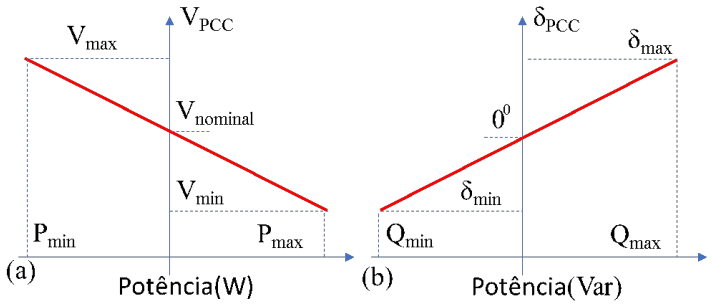
$$P_{linha} = \frac{V_{pcc}}{R_{LD}} \cdot (V_{pcc} - V_g) \tag{9}$$

$$Q_{linha} = -\frac{V_{pcc} \cdot V_g}{R_{LD}} \cdot |\delta|. \tag{10}$$

Onde P_{linha} significa a capacidade de transferência de potência ativa, Q_{linha} é a capacidade de transferência de potência reativa, através da linha de alimentação.

Quando a demanda de potência ativa na MR está crescendo ($P_{demand} - P_{supply} > 0$) a tensão no barramento diminui ficando abaixo de seu valor nominal conforme mostrado na Fig.35(a).

Figura 35 – Relação entre potência (P, Q) e medições no barramento. (a) Relação entre potência ativa e tensão no barramento. (b) Relação entre potência reativa e ângulo no barramento.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Quando a demanda de potência ativa na MR é menor que a oferta, o excedente de energia é exportado e a tensão no barramento aumenta, ficando acima de seu valor nominal. O consumo de potência reativa (carga indutiva) aumenta o ângulo entre o barramento e a rede conforme mostrado na Fig.34(b), e o contrário diminui.

A relação entre o preço da energia ativa e o nível de tensão rms do barramento pode ser apresentada pela equação

$$\$_p = \$P_{max} - \alpha \cdot (V_{pcc} - V^*) \tag{11}$$

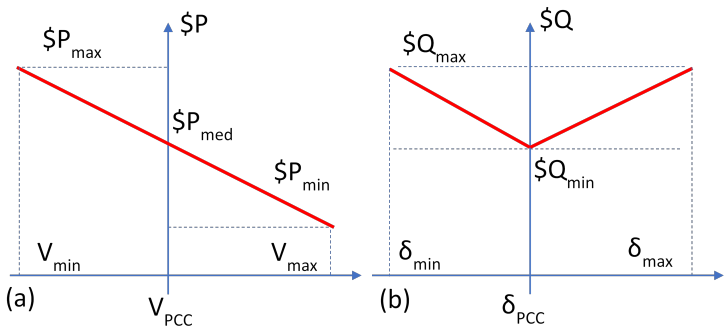
com os respectivos coeficientes lineares e angulares, e também entre o preço da potência reativa com o ângulo

$$\$q_a = \$Q_{min} + \beta \cdot |\delta_{pcc}| \tag{12}$$

Onde $\$_p$ significa o preço da potência ativa instantânea, $\$q_a$ significa o preço da potência reativa instantânea, o V_{pcc} a tensão rms do barramento (pu), V^* a tensão de referência da MR, δpcc o atraso ou avanço angular entre a rede e a MR, $\$P_{max}$ o preço máximo da potência ativa, $\$Q_{min}$ o preço inicial da potência reativa, α e β são coeficientes lineares das equações que estabelecem a relação entre o respectivo parâmetro e o preço da energia (moeda). Essas equações funcionam como uma relação de troca entre os parâmetros da MR e o preço da energia como visto na Fig.36.

Uma análise mais detalhada precisa ser feita para a compra e venda da energia reativa. Em primeiro lugar se considera que tanto a energia reativa indutiva quanto a capacitiva pode ser identificada como carga. Em segundo que a relação entre o fornecimento e o consumo é estabelecido pela parte comercial, ou seja, o primeiro deve pagar e o segundo cobrar. Assim, sempre que alguma unidade requisitar energia reativa no barramento uma outra unidade irá suprir essa energia, desconsiderando se é indutiva ou capacitiva. Sempre que qualquer componente da MR demandar potência reativa, isso é considerado e cobrado como carga. Assim, aquele componente da MR que suprir essa carga é considerado e pago como fonte. As fontes não

Figura 36 – Relação entre parâmetros no barramento e Preço de Energia. (a) Relação entre a tensão do barramento e o preço. (b) Relação entre ângulo e preço.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

terão como fornecer potência (ativa ou reativa) sem demanda, pois o próprio controlador fará a desconexão, por incompatibilidade entre o preço estabelecido e o preço informado pela MR. Essa regra vale tanto para o modo conectado como ilhado.

Por ser uma questão bem específica decorrente da estratégia apresentada, se apresenta abaixo alguns cenários cobrindo algumas situações, apenas para um maior enriquecimento do que foi afirmado nos parágrafos anteriores.

Um primeiro cenário é quando uma carga passiva indutiva é conectada ao barramento. Nesse caso uma alteração no parâmetro do barramento vai ocorrer. O ângulo do barramento em relação a rede vai aumentar (quando a MR opera conectada) ou uma variação na frequência (quando a MR opera ilhada). Essa variação vai indicar que o preço da potência reativa aumentou e alguma fonte vai se conectar para suprir essa demanda, suprindo potência capacitiva. A primeira vai se conectar pagando e a segunda cobrando.

Um segundo cenário é quando uma carga passiva capacitiva é conectada ao barramento. Será a mesma situação descrita acima, com a diferença de que a fonte vai suprir potência indutiva.

Um terceiro cenário poderia ser quando duas cargas se conectam ao barramento, sendo que uma é capacitiva e uma é indutiva. Nessa situação uma vai compensar a outra, caso as duas sejam de mesma magnitude. Ambas vão se conectar pagando, mas como não ocorreu variação no parâmetro do barramento, o preço é zero. Ou quando uma é maior que a outra, vai ocorrer uma variação no parâmetro do barramento e a fonte vai se conectar para suprir somente a diferença (ou como no primeiro cenário ou como no segundo), a maior se beneficia da parte que está sendo suprida pela outra carga e ambas repartem o custo da diferença proporcionalmente a carga de cada uma.

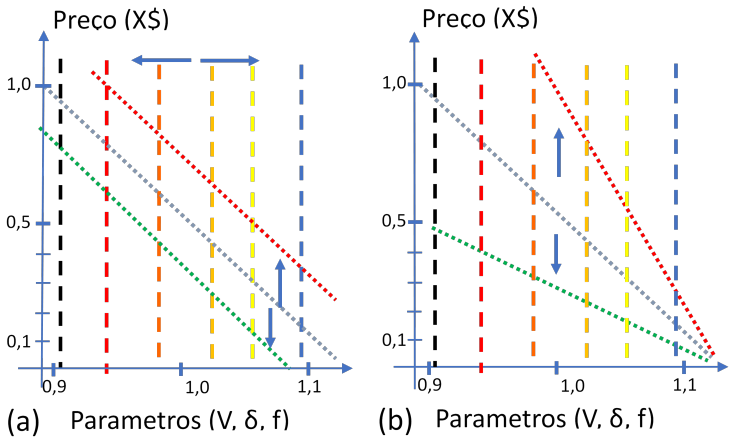
Quando a MR opera conectada o ângulo formado entre o barramento e a rede é usado como parâmetro para o estabelecimento do preço da energia reativa. Nessa situação esse ângulo deve ser informado por um medidor que disponibiliza essa leitura para todas as unidades que compõem a rede. Existe uma técnica que usa o ângulo de defasamento entre fasores de um mesmo SEP que é conhecida como "Medição Fasorial"conforme apresentado em (SANTOS,

2010),(TOCHETTO, 2014), ou em inglês como "Sincronized Phasor Measurements"conforme (PHADKE, 1993), (REE et al., 2010) e(HOJABRI et al., 2019).

O ângulo entre a rede principal e a MR pode ser obtido em um sistema elétrico de potência através de equipamentos especialmente projetados para essa finalidade, conforme apresentado nos sites (<https://enip2.ru/en/production/metering/enip-2_pmu/>) de comercialização desse produto.

É possível mudar a relação linear entre os parâmetros de preço e do barramento como mostrado na Fig.37, e essa mudança produz uma resposta em todo o sistema (MR). A variação neste nível de relação (preço x tensão) é uma forma de enviesar toda a MR e o principal motivo para esse controle seria a otimização no consumo da energia ou redução de custos na MR. Outras possibilidades podem ser estudadas para dar diferentes relações entre preço e tensão, como exponencial, saturada, sigmoide, tangente hiperbólica, etc.

Figura 37 – Relação entre parâmetros e preços. (a) Coeficiente linear. (b) Coeficiente angular.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Aqui é usado um preço interno, considerando que a contabilidade da MR tem usuários diferentes, que pagam (cargas) ou recebem (fontes) com base naquele preço. Esquemas de preços dinâmicos também são usados, uma vez que podem ser mais eficientes do que outros esquemas baseados em preços (como preço fixo ou tempo de uso (Time of use - TOU)) para permitir ações de resposta à demanda (DR) (SHARIFI et al., 2017). A MR precisa de uma operadora central que comunique essa nova taxa, sempre que ela for alterada. Essa comunicação de mudança pode ocorrer algumas poucas vezes ao dia e deve estar vinculada a todos os dispositivos controladores para a coordenação das informações de preço, porém, mesmo sem a operadora (em caso de falha) o sistema pode continuar operando. E nada impede o funcionamento da MR mantendo a mesma taxa, mesmo que por alguns dias.

4.2.2 Conversão de parâmetros para a situação de MR ilhada

O modelamento do comportamento da MR quando em modo ilhado vai ser obtido pela operação dos conversores de suporte que vão sustentar a rede durante o tempo que ela permanecer

nessa condição.

O conversor de suporte de rede, como já visto, é controlado como uma fonte de tensão com uma impedância de conexão, como mostrado na Fig.37(b), ou alternativamente, como uma fonte de corrente com uma impedância paralela, como mostrado na Fig.38(a). O conversor controlado por tensão atua como modelo simplificado de um gerador síncrono. Em qualquer caso, seu principal objetivo é participar da regulação da amplitude de tensão CA da rede (E) e da frequência (ω) controlando a potência ativa e reativa entregue à rede (ROCABERT et al., 2012). Dois tipos principais de conversores de energia podem ser encontrados no grupo de suporte à rede. O conversor de potência que é controlado como fonte de corrente tem como objetivo não só alimentar as cargas conectadas à MR, mas adicionalmente deve ser ajustado para contribuir para regular a amplitude da tensão e frequência, através do fornecimento de potência ativa ou reativa. A impedância de conexão neste conversor de energia pode ser física, através de um componente conectado entre o VSI e a MR, ou um componente virtual, emulado dentro do loop de controle. Este tipo de conversores pode participar na regulação sem necessidade de ligar qualquer conversor formador de rede à micro-rede. Assim, os parâmetros que permitem a leitura do preço são o nível de tensão para a potência ativa e a frequência f, para a potência reativa.

As fontes de geração distribuídas da MR e que atendem a demanda nessa situação, repartindo a carga conforme a curva de droop estabelecida para cada fornecedor, como pode ser visto na Fig.38. Cada fonte (1,2, ...) assume uma parcela da demanda total o que resulta desse novo arranjo em uma outra tensão/ frequência de operação para o barramento, que depende das inclinações das curvas de droop estabelecidas para cada uma delas. Na Fig.38 (c) e (d) se observa que duas fontes repartem uma demanda de potência ativa e reativa, com as respectivas alterações na tensão e frequência do barramento.

O esquema de controle por Droop para uma rede predominantemente resistiva se baseia nas equações (13) e (14) em que se estabelece uma correlação entre a tensão e a potência ativa e a frequência e a potência reativa.

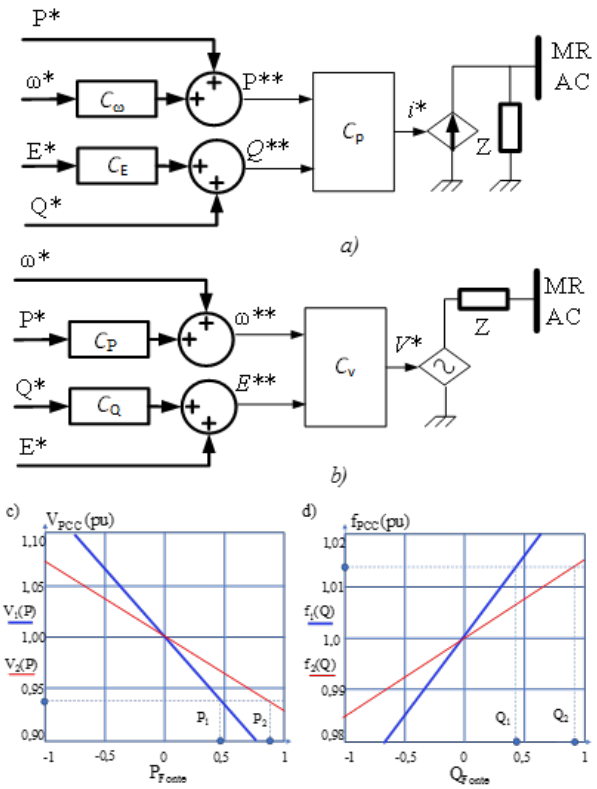
$$P_{fi} = m_i \cdot (V_{pcc} - V^*) \tag{13}$$

$$Q_{fi} = -n_i \cdot (f_{pcc} - f^*) \tag{14}$$

Onde P_{fi} significa a potência ativa que é entregue ao barramento pela "i-ézima"fonte da MR, m_i é o coeficiente de decaimento desta fonte, V_{pcc} é a módulo da tensão eficaz do barramento, V^* é a tensão de referência da MR, Q_{fi} é a potência reativa entregue pela "i-ézima"fonte da MR, n_i é o coeficiente de decaimento desta fonte, f_{pcc} é a módulo da frequência do barramento, f^* é a frequência de referência da MR.

Assim como no modo conectado, quando a demanda de potência ativa na MR está crescendo ($P_{demand} - P_{supply} > 0$) a tensão no barramento diminui ficando abaixo de seu valor

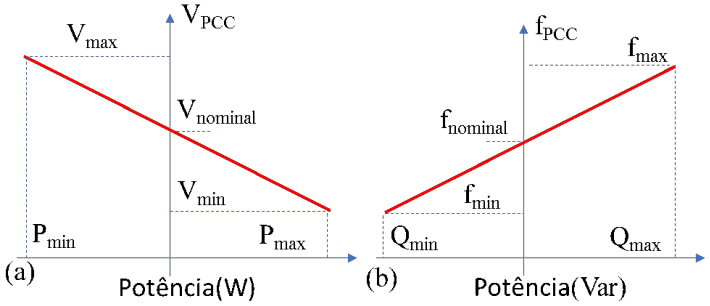
Figura 38 – Modelo para Operação Ilhada. (a) GSC fonte de corrente. (b) GSC fonte de tensão. (c) Droop potência ativa. (d) Droop potência reativa.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

nominal conforme mostrado na Fig.38(a). Quando a demanda de potência ativa na MR é menor que a oferta, o excedente de energia é exportado e a tensão no barramento aumenta, ficando acima de seu valor nominal. Quando o consumo de potência indutiva aumenta no barramento da MR os controles por droop tem um resultado que aumenta a frequência e quando aumenta o consumo de potência capacitiva a frequência diminui, conforme mostrado na Fig.39(b).

Figura 39 – Relação entre potência (P, Q) e medições no barramento. (a) Relação entre potência ativa e tensão no barramento. (b) Relação entre potência reativa e frequência no barramento.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

A relação, decorrente do comportamento dos controles por droop, entre o preço da energia

ativa e o nível de tensão rms do barramento pode ser apresentada pela equação

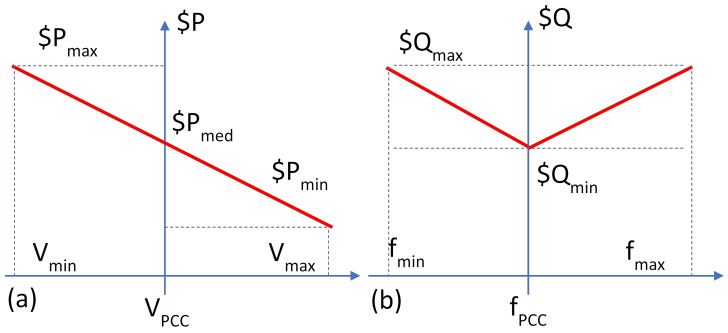
$$\$_p = \$P_{max} - \alpha \cdot (V_{pcc} - V^*) \tag{15}$$

com os respectivos coeficientes lineares e angulares, e a equação que relaciona o preço da potência reativa com o a frequência pela equação

$$\$q_f = \$Q_{min} + \gamma \cdot |F_{pcc} - F^*| \tag{16}$$

Onde $\$_p$ significa o preço da potência ativa instantânea, $\$q_f$ significa o preço da potência reativa instantânea, para a MR ilhada, o V_{pcc} a tensão do barramento, V^* a tensão de referência da MR, F_{pcc} a frequência no barramento, F^* a frequência de referência da MR, $\$P_{max}$ o preço máximo da potência ativa, $\$Q_{min}$ o preço inicial da potência reativa, α, γ são coeficientes lineares das equações que estabelecem a relação entre o respectivo parâmetro e o preço da energia (moeda). Essas equações, conforme Fig.40, funcionam como uma relação de troca entre os parâmetros da MR e o preço da energia.

Figura 40 – Relação entre parâmetros no barramento e Preço de Energia. (a) Relação entre a tensão do barramento e o preço. (b) Relação entre frequência de barramento e preço.



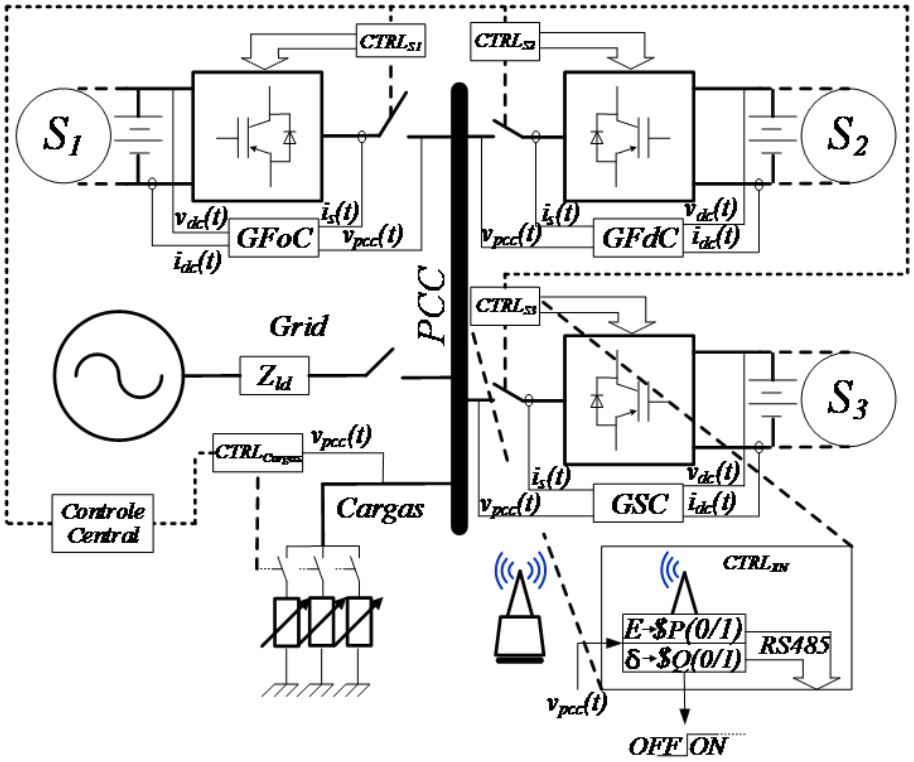
Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Assim como no modo conectado, é possível mudar a relação linear entre os parâmetros de preço e do barramento como mostrado na Fig.37, e também adotado o esquema de preços dinâmicos.

4.3 PROPOSTA DE GERENCIAMENTO PARA MICRORREDES

Um modelo genérico da MR CA está sendo apresentado na Fig.41 e pode ser formado por vários componentes, interfaceados por conversores ou não. A eletrônica de potência desempenha um papel relevante na composição de uma MR. Os elementos que compõem a MR (cargas, fontes, etc.) majoritariamente se conectam através de conversores. Os conversores que compõem a MR são classificados (ROCABERT et al., 2012) em formadores de rede (GFoC), alimentadores de rede (GFdC) ou suporte de rede (GSC).

Figura 41 – Esquema de conexão e controle de uma unidade da MR



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

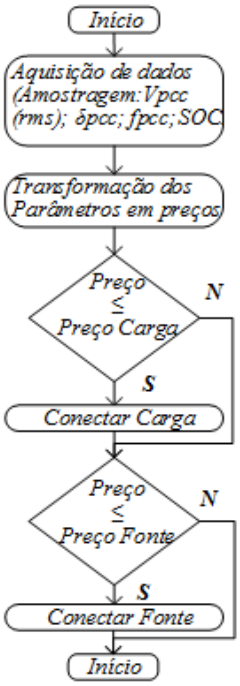
O gerenciamento de Potência da MR nesta estratégia é feito através de uma modelagem adequada do barramento, do controle de suas unidades, do uso de ACBS com um dispositivo de controle de conexão e com regras administrativas, como em um condomínio, que podem variar de acordo com os interesses dos seus participantes.

Cada unidade da MR possui um controlador, que atua ligando ou desligando esta unidade dependendo do preço cobrado pela energia e que é informado pelo barramento na leitura daquela amostra. No esquema apresentado (Fig.41), no qual um sensor amostra o sinal de tensão senoidal do barramento (V, δ, f) e no controlador o código transforma esse sinal em preços ($ P, $ Q).

O preço calculado para essa amostragem é comparado com os preços de venda das fontes, de compra para as cargas e ambos para as unidades de armazenamento. Se o preço for maior que o da venda (fonte), menor que o da compra (carga) ou ambos (armazenamento) o controle de conexão envia um sinal de comando para conectar a unidade ao barramento, caso contrário permanece desconectado. Essa conexão ocorre através de uma chave que liga a unidade ao barramento. A lógica de conexão do código está sendo mostrada na Fig.42 de forma simplificada.

Existe também uma comunicação do controlador com o conversor que habilita (0/1) ou não aquela unidade para fornecer energia, e além de fechar a chave um comando precisa ser enviado para o conversor iniciar a geração. O fornecimento deve ser especificado para cada unidade, que pode ser de energia ativa, reativa ou ambas. A lógica interna desta unidade estabelece o quanto de um e / ou do outro deve ser fornecido, desde que não exceda a capacidade

Figura 42 – Fluxograma do código do controlador



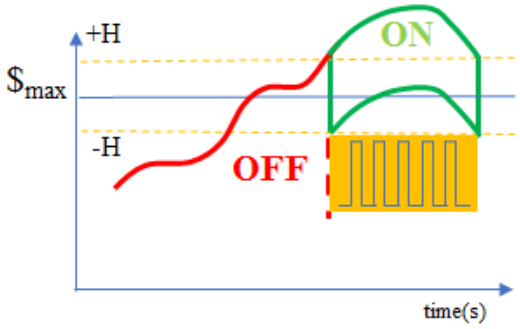
Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

nominal dessa unidade. Um registro da tensão deve ser mantido para efeito de contabilização dos preços cobrados.

O controlador após a inicialização do sistema e das variáveis executa uma rotina que inicia com a amostragem das grandezas elétricas medidas no barramento da MR, em seguida, transforma esses valores lidos em preços, através do cálculo de uma média móvel entre os valores amostrados, compara o preço calculado com o preços de comercialização da unidade e emite um comando que habilita a conexão ou não. Como última tarefa desta rotina, o controlador calcula a potência consumida ou produzida em cada uma das unidades da MR, que é a base para a contabilidade financeira das trocas efetuadas. A potência fornecida por determinado tempo configura uma quantidade de energia comprada ou fornecida. O produto dessa quantidade de energia e preço registrado resulta no valor financeiro que deve ser pago (carga) ou recebido (fonte) e no caso das unidades de armazenamento a diferença entre o comprado e o vendido.

Um efeito indesejável deste sistema de controle de conexão é o "chattering". Quando uma carga (fonte) se conecta ao barramento, e considerando a regulação do barramento, a potência consumida (produzida) afeta seus parâmetros, com a potência ativa alterando o nível de tensão e a potência reativa o ângulo ou frequência. A dinâmica de conexão ocorre após o preço informado pelo barramento atingir o valor especificado de compra para cargas ou venda para fontes, o que possibilita o ingresso desta unidade na MR. Nesta entrada da unidade há uma mudança repentina de preço, para cima quando uma carga ou para baixo quando fonte. Essa mudança informa ao controlador para desconectar a unidade, retornando o preço ao valor inicial e assim permanecendo nesta oscilação (chattering) indefinidamente como apresentado na Fig. 43.

Figura 43 – Evolução do Preço, conexão e chattering



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Para eliminar essa intermitência, uma banda de histerese foi estabelecida no código de controle da conexão de forma que o sistema não ligue e desligue indefinidamente. Outros métodos de "debouncing"também podem ser utilizados, como retardo na resposta do controlador, filtro passa-baixo, estratégias de software, entre outros. Entretanto o mais efetivo dentre esses citados é o de banda de histerese. Não são considerados aqui problemas intrínsecos de interruptores de circuitos elétricos, como interrupção de circuitos em alta tensão, ou cargas puramente indutivas, ou salto de contato de interruptores mecânicos, entre outros.

O valor da histerese (em Volts) pode ser aproximado pela equação (6).

$$Histeresis = |Z_{LD}| \cdot \frac{Psource}{Vin} \cdot \beta_1 \tag{17}$$

Onde P_{fonte} é a potência nominal da fonte, Zld é a impedância equivalente da linha de conexão, Vin é o valor da tensão de entrada (Volts) no preço de entrada e β_1 é um fator de segurança (≈ 1.1). Quando a impedância da linha é desconhecida, ela pode ser estimada (calibração) a partir dos efeitos produzidos por uma carga conhecida no barramento. A histerese (Eq.6) deve garantir que a fonte continue fornecendo energia mesmo se a unidade recuperar o nível de tensão de entrada. O preço da energia pago pela MR para essa fonte é o preço de entrada, independentemente da tensão ter se recuperado e o preço cair drasticamente. Desta forma, existe um compromisso do fornecedor em controlar o preço mesmo que a tensão aumente. O mesmo princípio é usado para calcular a histerese para potência reativa. A histerese por um lado auxilia na manutenção da estabilidade da MR ao mesmo tempo que é um incentivo a uma entrada mais suave por parte da unidade (fonte ou carga). Assim, se a unidade entrar demandando ou fornecendo muita potência o preço vai ser reposicionado em contraposição aos objetivos da unidade.

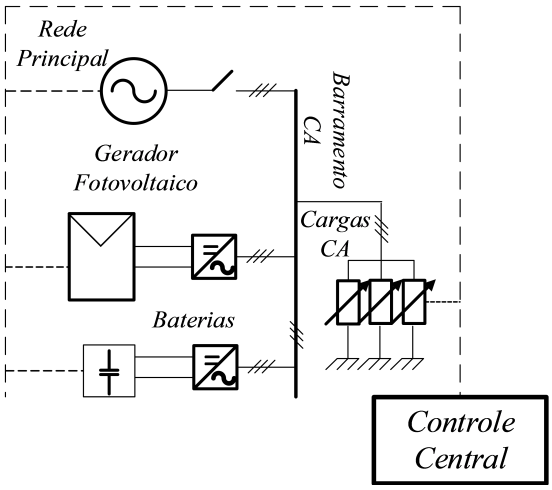
Uma outra possibilidade é fazer uma entrada mais suave, usando como referência uma rampa de crescimento de potência (fornecida ou consumida). Essa certamente seria uma forma mais adequada, uma vez que evita as variações bruscas de corrente nos conversores ao mesmo tempo que possibilita um controle mais preciso do preço resultante desse evento. Então inicial-

mente a unidade se conecta ao barramento sem consumo ou fornecimento de potência e nessa situação não vai ocorrer variação do preço. Na sequência, e através de uma estratégia de controle a potência vai crescendo gradualmente, respeitando os limites físicos do conversor e atingindo os objetivos de variação no preço. Essa variação poderia ser um crescimento suave do preço, sem que ele seja inferior ao do valor de entrada, evitando assim que ocorra o chattering. Pois desse modo o preço ganha uma trajetória, não regride, e sai do valor de entrada até um valor objetivo. Outra possibilidade é fazer um ajuste automático de banda de histerese, de tal forma que a unidade começa com uma banda padrão de histerese e um controle vai ajustando quando necessário. Existe também a possibilidade de mesclar essas alternativas.

4.4 ESPECIFICAÇÕES DA MICRORREDE PARA OS EXPERIMENTOS

O objetivo principal desta seção é mostrar as especificações e os cálculos preparatórios para a implementação da estratégia proposta para o gerenciamento de potência. A microrrede considerada para esse trabalho é composta de um barramentos CA, conforme apresentado na Fig.44, através de um esquema em diagrama unifilar.

Figura 44 – Modelo simplificado de uma MR CA



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

4.4.1 Especificações da Microrrede

O barramento principal em CA está fazendo a conexão de todos os elementos que compõem ou poderão fazer parte da microrrede. Dentre todos os elementos que pertencem ao barramento CA é possível ter outros barramentos que irão compor essa microrrede. Caso exista um outro barramento CC, essa interconexão deverá ser feita da mesma forma e tomando os mesmos cuidados para fazer a interconexão entre uma fonte CC e o barramento CA.

A microrrede possui uma fonte de energia renovável (Painéis Fotovoltaicos) uma fonte de energia despachável (Rede principal) e alguns bancos de armazenamento (Baterias) que podem

funcionar hora como carga e hora como fonte despachável. Normalmente a microrrede opera no modo conectado, podendo operar também no modo ilhado. A presença do banco de baterias é necessária para que a MR tenha uma fonte não intermitente de energia quando trabalhando no modo ilhado.

A microrrede quando funcionando no modo conectado, terá a própria rede de distribuição do sistema elétrico de potência (concessionária) atuando como formadora, para todas as outras fontes que se conectarem ao barramento. Algumas fontes e cargas poderão estar conectadas ao barramento CA. As fontes renováveis poderão estar conectadas ao barramento CA através de conversores com função de busca da máxima potência (Maximum Power Point Tracking - MPPT). O Banco de baterias, que também está ligado ao barramento CA, atua por decaimento de tensão de referência (Droop Control).

A fonte renovável operando em MPPT com os seus respectivos conversores foi modelada como fonte de potência constante (Constant Power Source – CPS) e o ponto de carga principal como carga de potência constante (Constante Power Load – CPL). Algumas cargas resistivas também foram consideradas.

A fontes renovável, na MR, atua como alimentadora e assim são modeladas como uma fonte de corrente que fornecem a maior quantidade de potência possível (MPPT), variando dentro de um perfil pré estabelecido a potência fornecida, para assim simular a condição intermitente desse tipo de fonte. Nesse estudo de caso se considera apenas um gerador fotovoltaico, devido as restrições de capacidade do HIL utilizado. Os elementos armazenadores, assim como as fontes renováveis, podem eventualmente assumir a condição de formador de rede e compartilhando as cargas por droop. Nesse estudo de caso, pelas mesmas razões das fontes controláveis, é considerado apenas um banco de baterias.

Um componente importante da MR é a rede principal (Concessionária) ao qual esta está conectada. Os parâmetros da microrrede usados para esse estudo de caso estão apresentados na Tabela (2). Os valores apresentados são para uma fase e se baseiam na rede já existente no laboratório atualmente. É uma rede trifásica que se considera como equilibrada e sem a presença de distorções harmônicas.

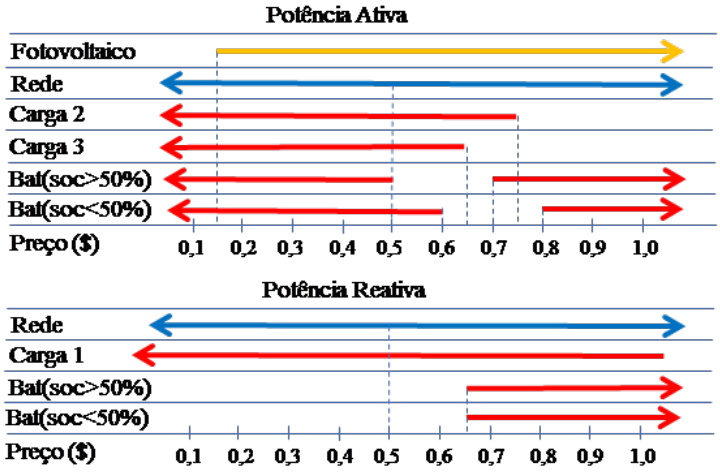
Mesmo considerando que a precisão dos preços adotados não causa impacto significativo nas conclusões do trabalho, eles foram baseados no leilão de energia da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), cujos resultados são publicados no site da agência (http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes - 30/05/2018) e para as fontes renováveis foram majorados considerando custos aproximados de produção em escala reduzida, a Fig.45 mostra os valores de potência e preços de compra / venda, definidos para cada um dos componentes da microrrede. As setas coloridas, cujas cores representam as diferentes unidades da MR, conforme mostrado na coluna da esquerda, estão posicionadas representando os preços operacionais. O preço cobrado pela energia é mostrado no eixo de abcissas e a seta para a direita significa uma fonte de venda de energia, a seta para a esquerda uma carga comprando e operando em ambas as situações, como vendedores e como compradores, o armazenamento.

Tabela 2 – Parâmetros usados na MR

Descrição	Valores
Carga 1 / Potência nominal da rede	$P_{L1} = P_G$ = 12 kVA
Carga 2 / 3 (Potência nominal)	P_{L2} = 1 kW / 0,5 kW
Armazenamento (Potência nominal)	P_{Bat} = 10 kVA
Potência nominal fotovoltaica	P_{PV} = 10 kW
Tensão CA rms nominal de fase	V_{MR} = 220 V
Faixa de tensão permitida da MR	Δ VCA = ±10%
Frequência nominal da rede	F_{Grid} = 60 Hz
Faixa de frequência permitida da MR	Δ F = ±0,02 pu
Faixa de ângulo permitido na MR	$\Delta\delta = \pm 8^0$
Indutância da linha de distribuição	L_{LD} = 858,9 µF
Reatância da linha de distribuição	X_{LD} = 0,32 Ω
Resistência da linha de distribuição	R_{LD} = 0,77 Ω
Impedância da linha de distribuição	Z_{LD} = 0,84 Ω

Fonte: Do próprio autor.

Figura 45 – Preços de compra e venda especificados para cada unidade da MR.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

As fontes apresentam somente preços de vendas e as cargas somente preços de compra, enquanto os sistemas armazenadores apresentam preços para compra e para a venda. Os preços apresentados no eixo das abscissas são todos em moeda própria. As considerações de preços de aquisição dos sistemas de armazenamento ajudaram a estabelecer os preços da energia das baterias, e considerando os conceitos de oferta e demanda se pode dizer que os preços para compra de energia dos armazenadores quando estão com capacidade máxima (maior oferta) são menores que quando estão na capacidade mínima. Os preços das cargas indicam que existe um grau de prioridade, e cujos preços são estabelecidos pelo nível de tensão para potência ativa e para potência reativa o ângulo no modo conectado e a frequência para o modo ilhado. A potência

ativa foi toda ela considerada para um sistema monofásico e a reativa das cargas foi estabelecida em cima de um fator de potência de 0,85. Todos esses preços apresentados poderão ser melhor estimados ao longo do processo de implementação das fontes.

Considerando uma microrrede com muitos participantes (fontes e cargas) a oferta de energia é custeada de forma diferente para cada tipo de tecnologia (Fotovoltaica, eólica, etc.), portanto, gerando energia a preços diferentes. Considerando que uma mesma tecnologia é usada, mesmo assim os preços podem ser diferentes, em função do perfil e das necessidades do administrador daquela fonte.

4.4.2 Cálculos dos parâmetros da microrrede CA

A estratégia de gerenciamento aqui proposta tem como componente importante o comportamento da MR que depende de seus parâmetros. As respostas de tensão, ângulo e frequência são função das variações no consumo e fornecimento de potência (ativa e reativa) no barramento da MR e das especificações de projeto dela, os quais podem ser escolhidos quando ainda em implantação, ou medidos para uma MR já existente. A seguir são apresentados os cálculos dos parâmetros para o equacionamento do preço da potência ativa e reativa, os valores de resistência e reatância da linha de distribuição e finalmente das cargas.

4.4.2.1 Parâmetros para o preço da energia ativa

Considerando que a microrrede irá operar entre as tensões estabelecidas por norma, que a rede projetada tenha tensão eficaz de 220 V (1 p.u.), que os limites de tensão de trabalho definidos para a microrrede ficam entre mais ou menos 10%, tem-se uma especificação de tensão entre 198 V e 242 V.

Os preços de mercado aproximados para as diferentes fontes podem ser avaliados conforme Fig.45, e que se baseia em pesquisa feita em entidades que trabalham com este tipo de produto e conforme apresentado em (ANEEL, 2018). Esses preços poderão ser ajustados conforme a evolução dos custos ou conveniências na implementação.

Este trabalho se baseia na codificação do preço das diferentes fontes de energia em diferentes níveis de tensão no barramento. Assim, à partir da equação (18) que relaciona tensão do barramento com os preços e das equações (20) e (21) que especificam as taxas de conversão dos parâmetros em preços, obtém-se as equações de preço para cada situação. Essas equações servem para acomodar os preços de todas as fontes consideradas, desde o menor até o maior dentro de uma faixa de tensão e ângulo adotada para a microrrede, sendo respectivamente que $P é o preço de energia ativa, $Pmax é o valor máximo para os preços da energia ativa e α é a taxa de relação entre tensão em p.u. e preços. Os cálculos para a equação do preço da energia ativa começam pelo cálculo da taxa de conversão de tensão em preço, conforme mostrado na

Equação (18).

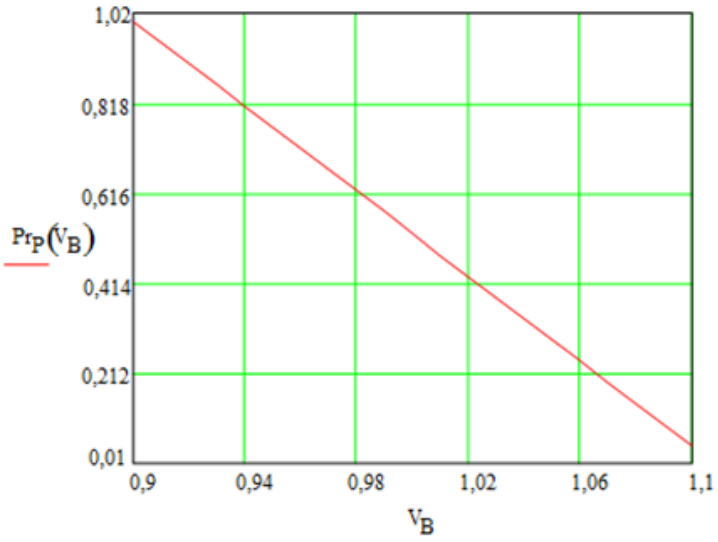
$$\alpha = \frac{\$_{pmax} - \$_{pmin}}{V_{max} - V_{min}} = \frac{1 - 0.05}{1,1 - 0,9} = 4,75(\$/pu) \quad (18)$$

Assim se obtém a equação de conversão de tensão (pu) em preço que é mostrada pela equação (19).

$$\$_p = 1,0 - 4,75 \cdot (V_{pcc}) + 4,275 \ \ (\$) \quad (19)$$

O gráfico da correlação entre preço e tensão, conforme apresentado na Fig.45, com a tensão em p.u. no eixo da abscissa e o preço no eixo das ordenadas.

Figura 46 – Relação entre preço e tensão



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Como pode ser observado, quando o nível de tensão no barramento CA está em 198 V (0,9 pu) significa que o preço máximo da energia vendida para aquele instante é de $ 1,00 / kW.h e no outro lado quando o nível é de 242 V (1,1 pu) o preço está em $ 0,05 / kW.h.

Os preços estão estabelecidos em níveis diferentes para as várias fontes, sendo possível precificar a energia vendida de acordo com o custo marginal mais adequado a cada situação. Algumas fontes de mesma natureza poderão ser custeadas de forma diferente, ou seja, duas fontes fotovoltaicas podem ter custo diferente por estar localizada em sites diferentes. A tensão abaixo de 242 V habilitaria as fontes fotovoltaicas a operarem. Aquelas que querem fornecer energia ao preço de $ 0,10 estarão habilitadas a fazê-lo, basta que ela seja “programada” para este preço. A tensão abaixo de 230 V habilita as fontes Fotovoltaicas a operarem. A tensão de 224 V habilita a concessionária a fornecer e assim sucessivamente.

4.4.2.2 Parâmetros para o preço da energia reativa

O preço da energia reativa usa como parâmetro o ângulo de defasagem entre a tensão da rede principal e a do barramento da microrrede. Essa defasagem é obtida através da técnica já apresentada (Sincronized Phasor Measurement) em que por meio de equipamento especial é possível informar esse defasamento que é disponibilizado à todas as unidades da MR. Por questões prática, foi usado o método de medição do ângulo disponibilizado no HIL.

Os cálculos para a equação de preço referentes a energia reativa começam pelo da taxa de conversão de ângulo em preço, conforme mostrado na Equação (20) e pela taxa de conversão da frequência em preço, conforme mostrado na Equação (21) para o modo ilhado.

$$\beta = \frac{\$_{qamax} - \$_{qamin}}{\delta_{max} - \delta_{min}} = \frac{1 - 0.05}{8 - 0} = 0,11875 \quad (\$/grau) \tag{20}$$

$$\gamma = \frac{\$_{qfmax} - \$_{qfmin}}{f_{max} - f_{min}} = \frac{1 - 0.05}{1 - 0,98} = 47,5 \quad (\$/pu) \tag{21}$$

Onde β significa a taxa de conversão de graus em moeda, γ significa a taxa de conversão de frequência em moeda, $\$_{qamax}$ é o preço máximo pago em função do ângulo, $\$_{qamin}$ é o menor preço em função do ângulo, δ_{max} é o ângulo máximo de defasagem, δ_{min} é o ângulo mínimo, $\$_{qfmax}$ é o preço máximo pago em função da frequência, $\$_{qfmin}$ é o menor preço em função da frequência, δ_{max} é o ângulo máximo de defasagem, δ_{min} é o ângulo mínimo em função da frequência. O ângulo máximo foi obtido por simulação para a condição de máxima potência do perfil da carga principal. Os valores de frequência podem ser considerados os do semiplano positivo ou do negativo, que é onde o preço excursiona do mínimo ao máximo e que para a equação 21 foi usado o lado negativo.

Assim se obtém a equação de conversão do ângulo (graus) em preço que é mostrada pela equação (22) e de conversão do frequência (pu) em preço que é mostrada pela equação (23). Onde $\$_{qa}$ significa o preço da energia reativa quando a MR está conectada, δ_{pcc} é a defasagem medida entre o barramento e a rede principal, $\$_{qf}$ é o preço da energia reativa quando a MR está ilhada e f_{pcc} é a frequência medida no barramento.

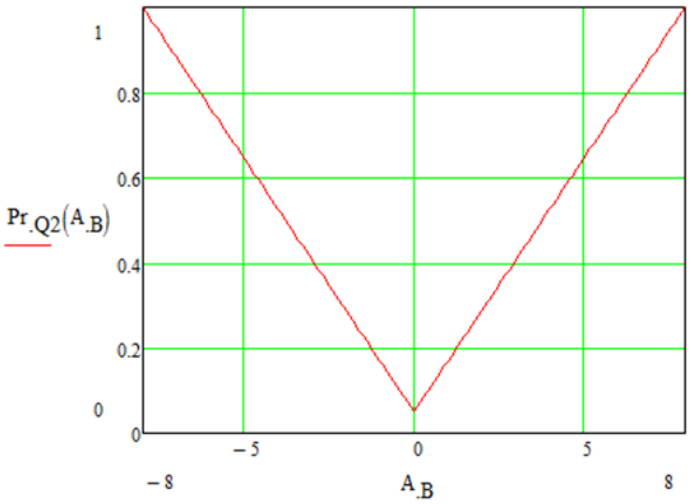
$$\$_{qa} = 0,05 + 0,11875 \cdot |\delta_{pcc}| \quad (\$) \tag{22}$$

$$\$_{qf} = 0,05 + 47,5 \cdot |f_{pcc}| \quad (\$) \tag{23}$$

O gráfico da correlação entre preço e ângulo é apresentado na Fig.47, onde o ângulo em graus está no eixo das abscissas e o preço no eixo das ordenadas, e como pode ser observado, quando o ângulo de defasamento no barramento CA está em $\pm$ 8 graus significa que o preço

máximo da energia reativa vendida naquele instante é de $ 1,00 / kvar, quando ângulo está em 0 graus o preço está em $ 0,05 / kvar. O ângulo de referência é o barramento da rede principal que na equação (20) é igual zero. A fim de facilitar a análise e por questões didáticas os preços praticados para energia ativa e reativa são os mesmos (1PU), evitando muitas variações simultâneas. O mesmo gráfico vale para os preços em função da frequência, apenas substituindo os valores limites nas abscissas pelos de frequência em pu, ficando ± 0,02 pu.

Figura 47 – Relação entre preço e ângulo



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Os preços estão estabelecidos em diferentes ângulos para cada uma das fontes. A fontes renováveis não estão sendo consideradas para o fornecimento de potência reativa, por uma questão administrativa, apesar da NBR 16149 estabelecer que inversores com potência superior a 3 kW tenham a possibilidade de ajustar seu fator de potência (indutivo ou capacitivo) quando a tensão da rede for superior a 104% da nominal. Além disso, permite que inversores com potência superior a 6 kW possam injetar potência reativa fixa e apresentarem controle externo da potência ativa / reativa dando a concessionária a possibilidade para fornecer tanta potência reativa indutiva quanto capacitiva.

4.4.2.3 Parâmetros para linha de distribuição

As especificações do projeto a ser executado são obtidas da Tabela 2, e a partir destes dados se calcula os valores dos componentes que irão compor o circuito do sistema de controle da tensão para o modo conectado. O valor da impedância de base é dado pela Equação (22).

$$Z_{Base} = \frac{V_{fase}^2}{S_c} \tag{24}$$

Os valores de impedância para a linha de distribuição são adotados a partir de valores típicos dessas linhas em baixa tensão conforme apresentado em (RODRIGUEZ, 2012) e com

uma relação de 4x entre a resistência e reatância ficando os valores de resistência e indutância da linha de distribuição calculados a partir dos dados de entrada conforme as equações a seguir

$$Z_{linha} = 9\%\ (pu) = 0,09 \cdot Z_{Base} = 0,36\ \ \Omega \tag{25}$$

$$R_{linha} = \sqrt{\frac{16}{17} \cdot Z_{linha}} = 0,3492\ \ \Omega \tag{26}$$

$$X_{linha} = \frac{R_{linha}}{4} = j0,087 \quad \Omega \tag{27}$$

4.4.2.4 Parâmetros para a carga principal

A carga é materializada através de uma fonte de corrente controlada por tensão, entretanto aqui se apresenta os valores considerados apenas para auxiliar no entendimento dos resultados obtidos, e é feito a partir da corrente máxima na carga que é dada por

$$I_{Lmax} = \frac{S_c}{V_{fasemin}} = \frac{12kVA}{198V} = 60,60\ \ A \tag{28}$$

A confirmação do cálculo da impedância de regulação é dada por

$$I_{Lmax} = \frac{\Delta V}{I_{Lmax}} = \frac{22V}{60,60A} = 0,3630\ \ \Omega. \tag{29}$$

que com um fator de potência de 0,85 fica determinada com um atraso de um ângulo de

$$\varphi = \arccos(FP) = \arccos(85^o) = 31,788^o \tag{30}$$

e a partir destes valores se obtém as componentes ativa e reativa de corrente como mostrado nas equações

$$I_R = I_{Lmax} \cdot \cos(\varphi) = 60,60 \cdot \cos(31,788^o) = 51,51\ \ A \tag{31}$$

$$I_X = I_{Lmax} \cdot \sin(\varphi) = 60,60 \cdot \sin(31,788^o) = 31,92\ \ A \tag{32}$$

4.4.2.5 Cálculo dos parâmetros do controle por Droop para o Banco de Baterias

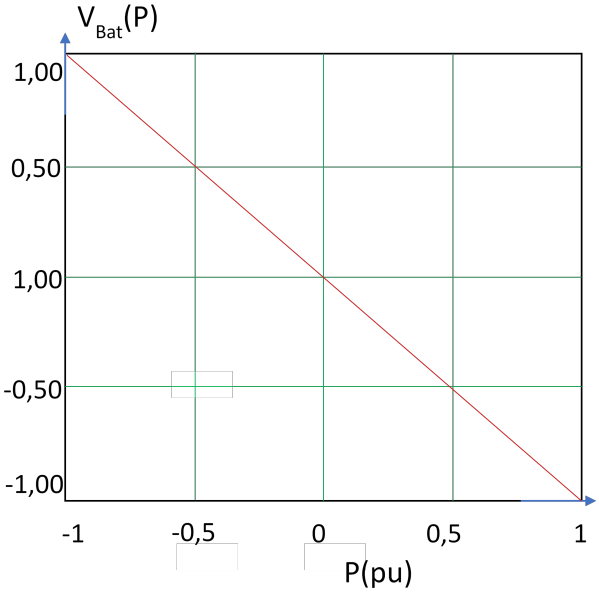
O cálculo do Droop usa como parâmetros os limites da curva de decaimento, que são as tensões, as frequências e as potências nominais em seus limites, outras questões importantes devem ser consideradas conforme apresentadas em (BARKLUND et al., 2008) e que aqui foram simplificadas por critério de escopo do trabalho.

A partir dessas informações de parâmetros se calcula os índices de decaimento de cada fonte, que neste caso seria o índice para o banco de baterias (m_{bat}), e para os demais componentes da MR que por acaso estejam nessa forma de controle. O cálculo do índice de decaimento para o banco de baterias, apresentado na Equação (33) leva em consideração a potência máxima fornecida pelo conversor do banco de baterias e uma tensão mínima de decaimento de 0,90 pu (198 V), o mesmo valendo para o cálculo do índice de decaimento dos demais componentes, se participando da MR.

$$m_{bat} = \frac{V_{Ref} - V_{min}}{P_{Bat}} = \frac{1,0 - 0,90}{10kW} = \quad 10e-6 \ \ (pu/kW) \tag{33}$$

Onde os índices de decaimento para o banco de baterias, assim como os de outros componentes da MR, são obtidos pelos valores de tensão de referência e os mínimos estabelecidos para a microrrede, sendo que esses valores podem ser observados nas tabelas (2). A potência entregue em pu pode ser visto na Fig.48 enquanto que o seu valor máximo é o nominal da fonte.

Figura 48 – Curvas de decaimento da tensão para as fontes despacháveis



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Quando existirem outras fontes elas podem compartilhar a carga a medida que entrarem, e sendo conectadas em sequência, seguindo os critérios de preço. Ao mesmo tempo se considera que as fontes de energia renováveis atuam como alimentadores de rede e que podem ou não estar fornecendo potência, conforme as possibilidades de abundância ou escassez de energia.

O princípio de habilitação da entrada de qualquer fonte que está conectada a microrrede é pelo preço, que é sinalizado pelo nível de tensão. Uma fonte só está habilitada a fornecer se o preço for igual ou superior ao estabelecido pelo administrador. Uma ou mais fontes, que estejam operando por Droop, podem se conectar ao mesmo tempo e neste sistema vão compartilhar uma parcela do fornecimento de potência.

A rede da concessionária fornecerá potência sempre com o mesmo preço, seguindo o regime de tarifação vigente e além dessa outras fontes internas da MR poderão compartilhar a demanda. As fontes de energia renováveis fornecerão continuamente a máxima potência possível, enquanto as fontes despacháveis entrarão fornecendo potência pela ordem de menor para o maior custo. Uma MR poderia contar também com um moto gerador para entra na maior parte das vezes em caráter emergencial, e antes da entrada dele entraria o banco de supercapacitores e de baterias em modo preparatório.

O banco de baterias deverá ser gerenciado de modo apropriado pelo Battery Management System (BMS). Este tipo de gerenciamento monitora o nível mínimo e máximo de energia, bem como desequilíbrio entre os submódulos internos de armazenamento, a corrente / tempo de carregamento e descarregamento, entre outras funcionalidades que ajudam a aumentar a sua vida útil. Todas essas funcionalidades são importantes para o aumento da vida útil de um sistema de armazenamento e devem ser considerados na prática, porém nesse caso se considera apenas as questões de estado de carga devido ao seu impacto nos preços.

Os cálculos do Droop Control para o compartilhamento da potência reativa, feito através do controle da frequência, são semelhantes aos da potência ativa já apresentado nos da seção acima. O conversor deve ter um controle interno para controlar o quanto de potência reativa pode ser fornecido, de tal forma a não exceder a capacidade máxima. A potência máxima para o conversor do banco de baterias é de 10 kVA e a potência reativa deverá ser fornecida diretamente no barramento CA. O fornecimento de potência reativa, teoricamente não tem custos variáveis, que são apenas o consumo de uma pequena quantidade de potência ativa relativa as perdas, que para efeitos de experimentação e por serem pequenas na prática não estão sendo aqui consideradas. Entretanto ainda incidem os custos do investimento e manutenção.

A partir dessas informações de parâmetros se calcula os índices de decaimento de cada fonte, conforme apresentado na Equação (38) que são os cálculos para as fontes conectadas no barramento CA. O cálculo para o banco de baterias considera uma máxima potência reativa ($Qmax_{Bat}$) fornecida de 10 kvar e uma frequência mínima ($fmin_{Bat}$) de decaimento de 0,98... pu (58,8 Hz), o mesmo valendo para o cálculo do índice de decaimento de outras fontes, quando existirem.

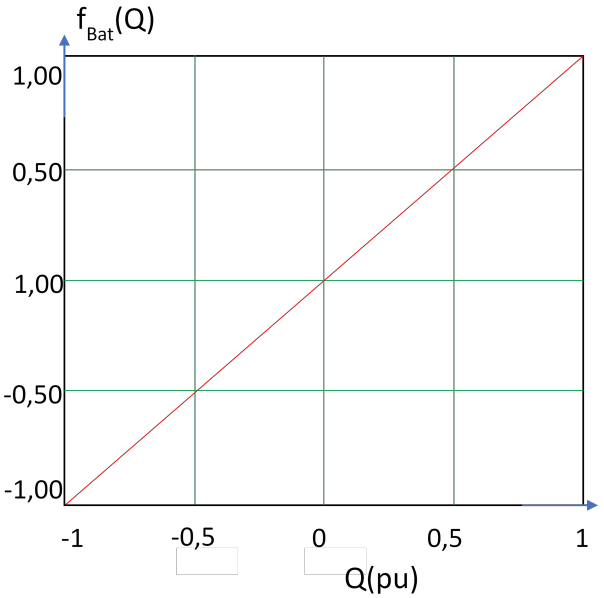
$$n_{bat} = \frac{f_{Ref} - f_{min}}{Q_{Bat}} = \frac{1,0 - 0,98}{10kVar} = \quad 2e-6 \ \ (pu/kVar) \tag{34}$$

Onde os índices de decaimento para o banco de baterias é n_{bat} onde f_{Ref} é a referência de frequências da microrrede (p.u.), sendo que esses valores foram retirados da tabela (2). Como pode ser observado nessa tabela os valores de potência ativa e, portanto, de potência reativa para o banco de baterias.

A rede principal atua como a principal fonte de reativos para as necessidades da MR, entretanto quando a demanda cresce além dos valores permitidos pela concessionária (fp = 0,92), elevando o ângulo de defasagem do barramento em relação a rede principal, as fontes

disponíveis na MR podem ser acionados para fornecer o complemento. Quando a microrrede está operando no modo desconectado a regra é a do monitoramento da frequência da microrrede e do fornecimento da potência reativa pelas fontes de menor preço com um aumento de preço à medida que fontes mais caras forem sendo acionadas, e assim como no fornecimento da potência ativa, a reativa pode ser compartilhada entre uma ou mais fontes que estejam operando como suporte e em droop. As retas que representam as equações de decaimento são mostradas na Fig.49, valem para o modo desconectado e se considera os valores de referência de potência reativa igual a zero.

Figura 49 – Curvas de decaimento para a frequência das fontes despacháveis



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

O princípio de habilitação da entrada das fontes conectadas a microrrede é pelo preço, que para a potência reativa, quando desconectada, é sinalizado pelo nível de frequência. Uma fonte só é habilitada a fornecer potência reativa se o nível de preço pago pelo reativo for igual ou superior ao nível estabelecido pelo administrador para aquela fonte. A contabilização seria da mesma forma já proposta, a saber seria o fornecimento da potência pelo tempo fornecido pelo preço. Uma ou mais fontes podem entrar ao mesmo tempo e neste sistema vão compartilhar por Droop uma parcela do fornecimento dessa potência.

4.4.2.6 Melhorias na operação da microrrede

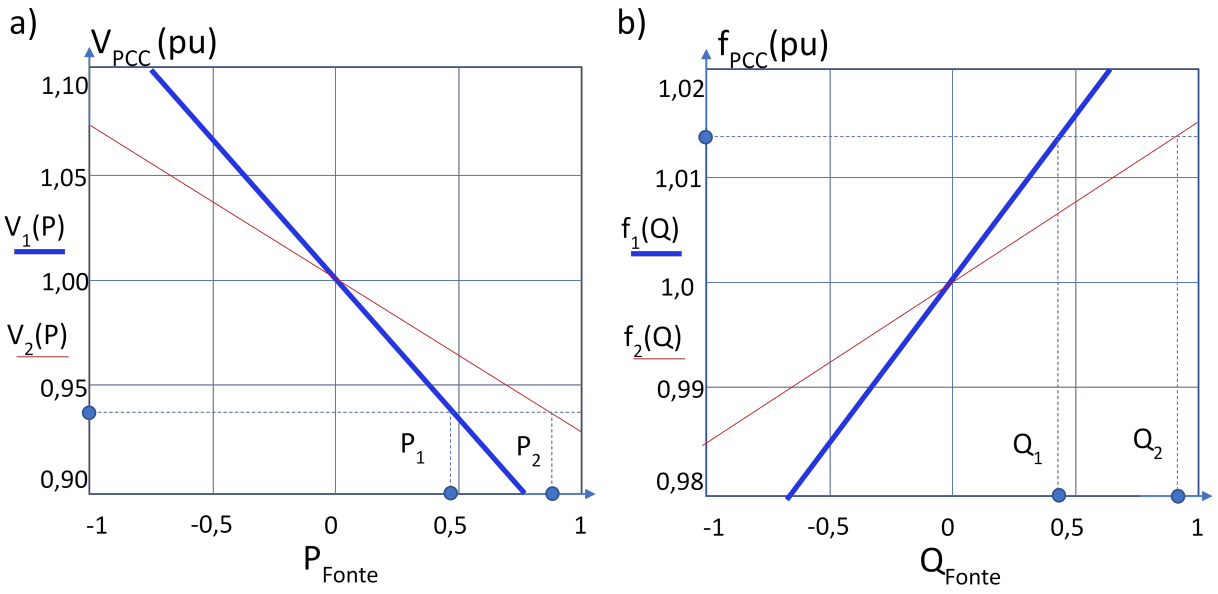
A melhoria na operação de uma microrrede pode ser feita pelo administrador que deseja reduzir os custos de fornecimento de potência, assim, quando duas ou mais fontes estão compartilhando o fornecimento e uma tem preço maior do que a outra o administrador pode manobrar esse compartilhamento buscando um ponto de operação mais adequado.

Existem algumas possibilidades de ajustes para melhorar o desempenho da microrrede como um todo, com ajustes no conversor e na rede. Sobre ajustes na rede já foram apresentados no item 4.2.1 as possibilidades de adoção de outras configurações, ou o ajuste da curva de preço pela mudança da taxa de conversão ($/potência), ou do coeficiente linear da reta.

Uma maneira tradicional de fazer esse ajuste é pelo despacho de carga através do ajuste das referências de potências dos controles por droop, o que seria uma função do controle primário. A quantidade de potência fornecida pela fonte também pode ser ajustada pelo nível de decaimento estabelecido, alterando a proporção desse compartilhamento com as outras fontes, através do parâmetro de inclinação da curva da potência ativa conforme pode ser visto na Fig.48, e para a potência reativa na Fig.49, numa manobra pouco usual e que provoca impacto no sistema podendo levá-lo a instabilidade.

Essa alteração de parâmetro pode ser pensada para duas situações, sendo uma primeira, a usual, em que as fontes têm uma mesma reta de decaimento e preços diferentes e uma segunda em que muda os preços e o decaimento.

Figura 50 – Curvas de decaimento (m) diferente



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

A segunda situação pode ser vista na Fig.50 a) para a potência ativa e na Fig.50 b) para a potência reativa, com as fontes compartilhando potência com diferentes quantidades, quando as fontes conectadas possuem preços diferentes e são conectadas sem ajustes, o que pode não ser a melhor opção. Quando se considera que a fonte de maior preço é a de maior potência, isso requer ajustes para a otimização dos custos. Uma possibilidade é levar dessa primeira situação para a segunda mudando a inclinação da curva de droop de uma das fontes, conforme mostrado na Fig.50 onde a fonte f2 fica com predominância do fornecimento sobre a fonte f1. Essa predominância pode ser conduzida até uma condição de operação mais adequada, reduzindo o custo operacional, reduzindo o fornecimento da fonte mais dispendiosa e aproveitando o menor

custo da outra fonte, cuidando sempre para estar dentro de uma zona de estabilidade para o sistema.

Essa mesma manobra feita com a potência ativa pode ser feita com as fontes quando fornecendo potência reativa, através do ajuste do coeficiente de decaimento da potência reativa versus a frequência do sistema. Como apresentado anteriormente alterações nas retas de decaimento são preferíveis ou no despacho de carga é preferível sobre alteração na taxa de conversão de parâmetro (ângulo ou frequência) em preço, pois alterações na taxa de preços geram preços artificiais, que levam a situações artificiais de operação para as cargas.

4.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Esse capítulo desenvolveu o principal tema desse trabalho que é a apresentação de uma estratégia para o gerenciamento de potência em uma microrrede CA, usando a teoria microeconômica para o equilíbrio de mercado.

A implementação dessa estratégia, precisa de um modelamento do barramento, do correto compartilhamento da potência das cargas pelas fontes e um modo de controle dos parâmetros do barramento (tensão, ângulo de defasagem e frequência) que possibilite o gerenciamento da oferta e da demanda.

O gerenciamento apresentado estabelece o equilíbrio entre a demanda e a oferta da potência usando parâmetros como sinalização do preço. Emulando o funcionamento do livre mercado, integrando as questões técnicas com as econômicas.

O consumo de potência ativa pelas cargas, implica em queda na tensão do barramento, que influencia diretamente na regulação da tensão do barramento, que é usada como informação do preço da energia ativa. O consumo de potência reativa, defasa o ângulo da tensão do barramento em relação à rede principal, devido à reatância da linha de distribuição, e isso é usado como informação do preço da energia reativa. Quando operando no modo ilhado o parâmetro usado é a frequência.

Um elemento-chave do projeto de controle de uma microrrede é que para a operação das suas fontes não seja necessária a comunicação entre as fontes distribuídas, e desta forma cada controlador do componente da microrrede deve ser capaz de responder de forma eficaz às alterações do sistema sem requerer dados de outras fontes ou locais. Os métodos Droop são apresentados como técnicas de controle sem fio que satisfazem esta característica e garantem a regulação da tensão e frequência assim como o compartilhamento da potência demandada. Essa técnica de controle é adequada para inversores com GD de longa distância para garantir o compartilhamento adequado de potência e, ao mesmo tempo, alcançar uma boa regulação de tensão.

A estratégia proposta é que cada unidade que participa da MR opere com um algoritmo de controle. Esse algoritmo estabelece uma relação entre preço e parâmetros (tensão / ângulo / frequência), que pode ser alterada periodicamente para permitir o melhor funcionamento da

microrrede e permite a cada participante (fonte, carga ou armazenamento) tomar a decisão de se conectar ou desconectar da MR, com base no preço que está sendo cobrado para a energia naquele momento.

Essa alteração do preço versus o parâmetro produz uma resposta em toda a microrrede, ao mesmo tempo pode funcionar como um meio de otimização dela como um todo. Um outro motivador desse controle além da otimização de energia / custos da microrrede seria o controle no perfil de tensão do barramento.

Essa estratégia tem como características: O controle distribuído; Capacidade de fácil conexão, com poucas regras para os participantes (Plug and Play); Uso de ABS e Droop Control; Simplicidade de princípios e de funcionamento; Baixo custo de operação.

Apresenta como vantagens, o uso de uma abordagem descomplicada, baseada em conhecimentos já consolidados pelo uso, e em sintonia com os últimos trabalhos apresentados pela comunidade científica.

5 ESTUDO DE CASO

A MR apresentada neste trabalho é projetada como um sistema monofásico de baixa tensão, confinado a uma área restrita, com parâmetros elétricos modelados como concentrados, com o circuito implementado em Hardware in the Loop (HIL), composto por cinco unidades, três cargas e duas fontes conectadas ao barramento CA, que pode operar conectado ou ilhado da rede principal.

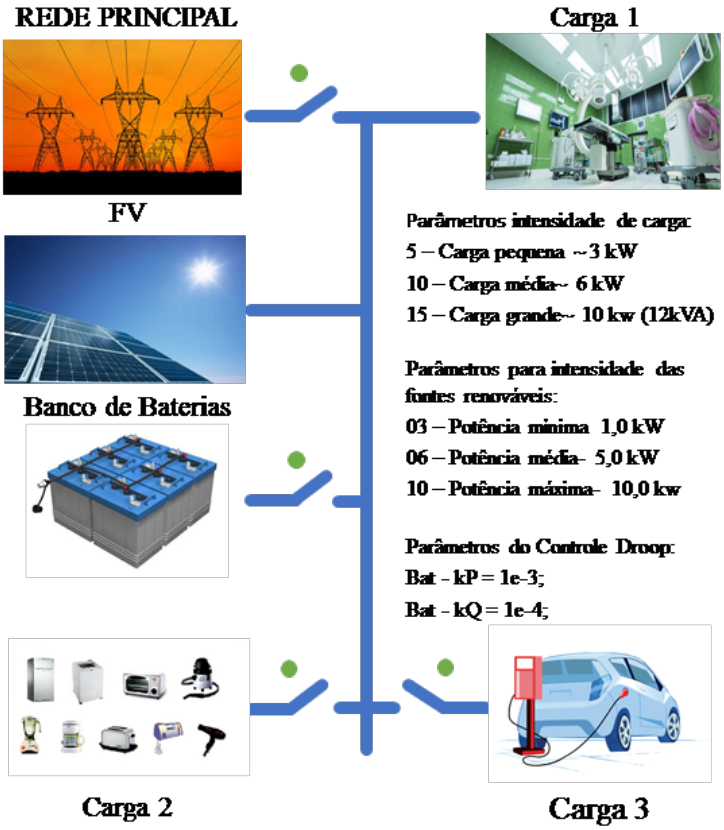
5.1 DESCRIÇÃO DA MICRORREDE

A MR foi implementada no Typhoon HIL 600, um hardware emulador de eletrônica de potência em tempo real com processador de 6 núcleos (Xilinx Virtex-6 FPGA) para processamento de até 6 conversores de potência, construído a partir de placas FPGA (Field Programmable Gate Arrays) e com uma extensa biblioteca de componentes e exemplos prontos.

Possui um controlador de interface com 16 saídas analógicas (DAC de 12 bits), 8 entradas analógicas (ADC de 12 bits), 32 entradas digitais e 32 saídas digitais, conectadas ao PC host via Ethernet ou USB 2.0. A interface para realizar uma operação de supervisão em uma variedade de unidades para MR, visualizando medições e equipamentos, é feita através de um sistema de Controle de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA), com uma interface montada conforme apresentado na Fig.51.

A Fig.51 apresenta uma visão geral do circuito usado para a experimentação, que foi todo executado em sistema monofásico devido à limitação do processamento disponível no HIL. Ele é composta por uma fonte de tensão em corrente alternada na frequência de 60 Hz e com tensão eficaz de 220 V, simulando a rede principal, uma carga em CA variável e que segue o perfil apresentado (Fig.52), uma fonte de corrente controlada por tensão para o gerador fotovoltaico, uma fonte de tensão comandada por tensão para o banco de Baterias e dois resistores pra as duas cargas secundárias. Os parâmetros apresentados são ajustes que devem ser feitos na interface do SCADA para estabelecer a intensidade da carga principal (Carga 1), a intensidade do gerador fotovoltaico (FV) e os parâmetros do controle Droop (Bat-kP e Bat-KQ), respectivamente para os valores dos coeficientes m e n. Foram usados para os ajustes iniciais para obter a estabilidade e especificações de decaimento da MR e posteriormente para a obtenção dos cenários que serão apresentados, através da variação das intensidades das cargas e de geração fotovoltaica. Aqueles componentes da MR gerenciáveis quanto ao equilíbrio de potência são identificados com o símbolo de uma chave de conexão, exceção feita a rede principal que deve ser ligada ou desligada por comando individual para experimentos da MR conectada ou ilhada respectivamente.

Figura 51 – Interface SCADA do usuário da MR



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

5.2 DESCRIÇÃO DAS CARGAS

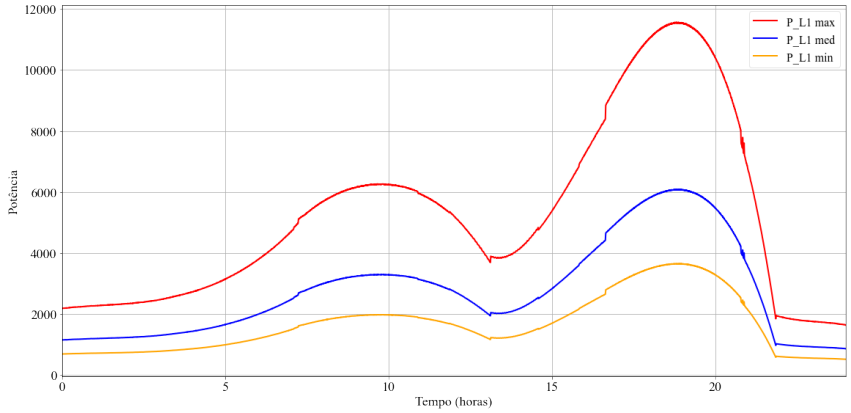
As cargas deverão seguir os padrões técnicos e normativos estabelecidos pelo administrador da microrrede, e através do algoritmo de conexão poderão ser ligadas e desligadas do barramento como melhor convier ao administrador. Quando se considera as questões administrativas um cenário possível para a conexão das cargas na microrrede é que elas não necessitem ser cadastradas pelo administrador, entretanto, outras formas de proceder são possíveis, tais como um monitoramento do consumo dentro de cada janela de preço para efeitos tarifários ou de estratificação do consumo.

A Fig.52 mostra o perfil de carga utilizado no experimento. Essa curva de demanda é o resultado de uma soma de eventos aleatórios cuja probabilidade estatística conforme a lei dos grandes números se consolida em uma curva de demanda com um perfil predefinido conforme a que foi apresentada.

A demanda considerada para a experimentação foi feita com base em uma curva típica de consumo, conforme já apresentada, e num tempo total de experimentação de aproximadamente uma hora, para representar o ciclo de um dia (24h). Ao longo do dia a carga se altera, simulando assim um perfil específico da potência consumida. A demanda é menor no período noturno e vai subindo até às 10h, no início da tarde a carga decresce um pouco e logo vai crescendo até atingir

seu valor de pico no final da tarde (18h).

Figura 52 – Curva de demanda da carga principal



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

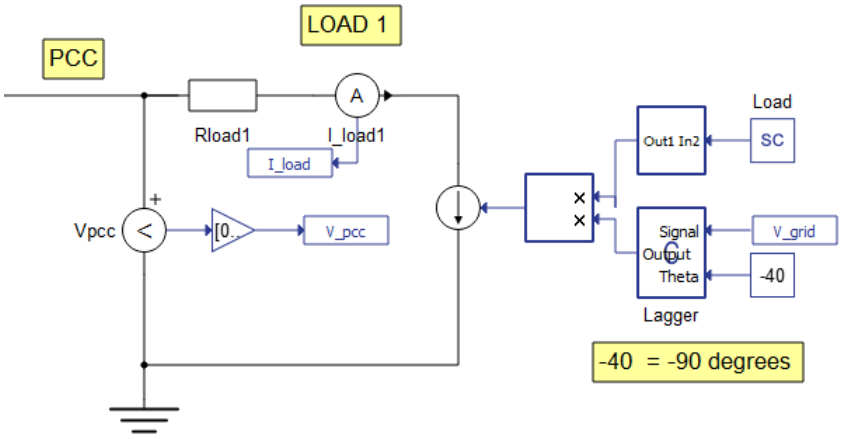
As cargas são conectadas em função do preço. A potência ativa demandada pelas cargas é suprida pelas fontes conectadas. A escolha de quais cargas podem ser conectadas dependerá da sua importância e do custo operacional e essa classificação deverá ser feita pelo consumidor ou administrador da microrrede conforme o caso, gerando uma demanda que é função do preço e da conveniência. O faturamento do que foi consumido pelo usuário é determinado pelo somatório dos instantâneos de potência consumida pelo preço informado nos parâmetros do barramento (Tensão, ângulo ou frequência).

As cargas são divididas em três categorias, sendo que a mais importante (L1) opera sempre conectada, com um perfil de consumo definido pela curva de demanda apresentada e que emula o consumo médio de uma pequena comunidade. Esta carga tem o consumo de potência ativa e reativa ajustado por meio de um parâmetro de fator de potência (Theta). Este consumo pode ser estabelecido como nível mínimo, médio ou máximo (Carga - SC), dependendo do cenário a ser estudado.

O circuito de execução do experimento para a carga principal (L1), apresentado na Fig.53, é uma fonte de corrente controlável operando dentro do perfil estabelecido imposto por um bloco programável em linguagem de codificação C (defasador). Com baixa resistência (Rload1 = 5 m Ω) modelando uma fiação de entrada e dois medidores para tensão (Vpcc) e corrente (I_load1).

Essa fonte de corrente é comandada por tensão, proveniente de um bloco multiplicador, que mistura dois sinais sendo um sinal pré-programado que emula a curva de demanda apresentada e outro senoidal. Quando operando em CA essa demanda pode ser só de potência ativa (θ=0), quando a curva senoidal gerada está em fase com a tensão do barramento, ou só de potência reativa ($\theta = \pm 90^0$), ou situações intermediárias com diferentes possibilidades de fator de potência (θ>0 - Capacitiva e θ<0 - Indutiva), feitas pela alteração do ângulo de defasagem da fonte, o que será mostrado nos resultados apresentados no próximo capítulo. As duas cargas restantes apresentadas na Fig.54 operam apenas comprando potência ativa, quando o preço está abaixo do preço-alvo. Com dois elementos de resistências puras (Rl2 = 45 Ω e Rl3 = 90

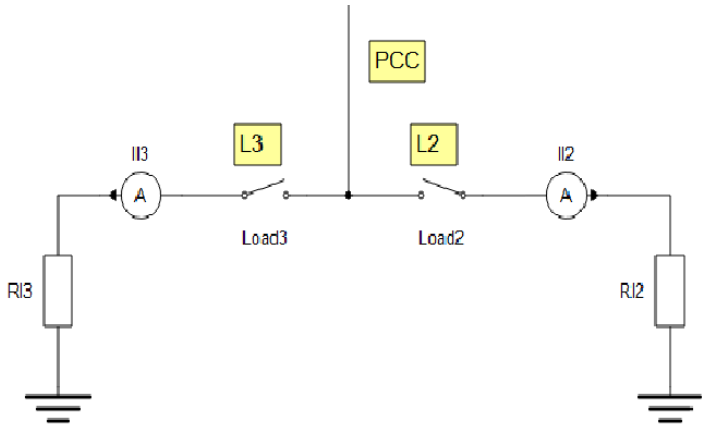
Figura 53 – Circuito de experimentação da Carga Principal



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Ω) conectados ao barramento através de um interruptor (L2 e L3) ativado pelo controlador de conexão e dois medidores de corrente (Il2 e Il3)

Figura 54 – Circuito de experimentação das Cargas de Baixa Prioridade



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

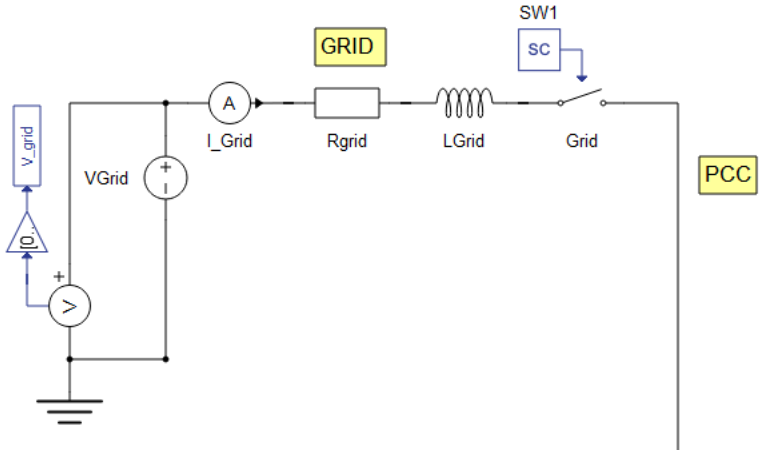
5.3 DESCRIÇÃO DAS FONTES

A MR possui dois tipos de fontes, as despacháveis para abastecer a MR com sua potência nominal e as renováveis com potência intermitente e relacionada aos fenômenos da natureza (eólica ou solar).

As unidades de fontes da MR são a rede principal (fonte "Swing", conforme termo usado em SEP), o banco de baterias (suporte de rede) e o gerador fotovoltaico (alimentador de rede).

A rede principal mostrada na Fig.55 é uma fonte de tensão operando em onda senoidal (CA) com uma impedância (Rgrid = 0,7746 Ω, LGrid = 858,9 mH) emulando a rede de distribuição, conforme apresentado na pag. 44 de (ZIMANN, 2016), dois medidores (I_Grid e VGrid) e uma chave de conexão (SW1).

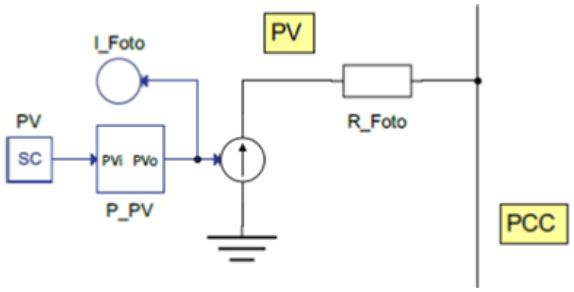
Figura 55 – Circuito de experimentação da Rede Principal



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

A normatização de sistemas de geração distribuída obriga que os sistemas sejam capazes de injetar e absorver reativos, inclusive no caso dos fotovoltaicos, no qual existem regras de acordo com a potência.

Figura 56 – Circuito de experimentação do Gerador FV

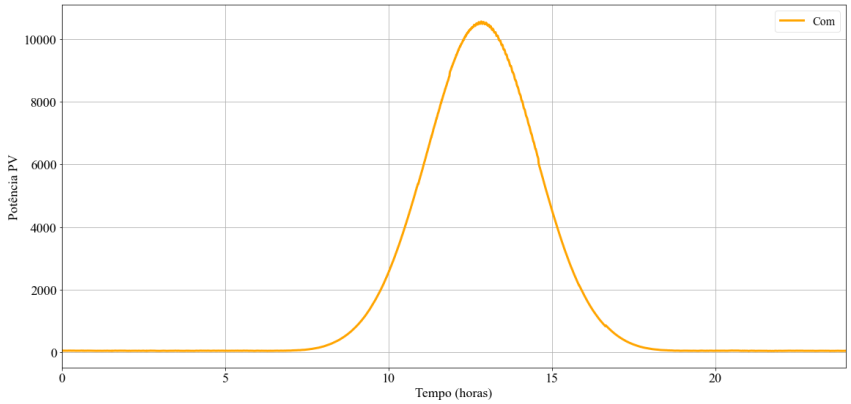


Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

O gerador fotovoltaico, conforme apresentado na Fig.56, opera sempre conectado através de uma resistência de saída (R_{pv} = 5 mΩ), é modelado por uma fonte de corrente (CA) controlável por uma fonte de tensão e que fornece corrente em fase com a tensão do barramento. O sinal de comando é oriundo de um bloco com um perfil pré-estabelecido para simular essa variação de fornecimento ao longo de um dia. Esse perfil, semelhante a uma curva de Gauss, codificado em um "Bloco C"(P_PV), pode assumir diferentes níveis (PV-SC), conforme entrada fornecida pelo SCADA, e que depende do cenário escolhido. I_{PV} é o valor instantâneo medido de corrente alternada que sai do gerador, Vfase é uma onda senoidal em fase com a tensão do barramento que é multiplicada pela função que delimita os contornos de módulo da tensão e representa a

quantidade de potência gerada. Esse sinal é a entrada de uma fonte de corrente controlada por tensão e com um ganho ajustado para fornecer o valor de potência especificado. Este circuito está emulando um gerador fotovoltaico de 10,7 kWp, com duas séries de 16 painéis com o inversor operando em MPPT. Os módulos possuem potência de pico de 335 W, tensão de circuito aberto de 46,7 V, tensão de MPPT de 37,83 V, corrente de curto-circuito de 9,35 A e MMPT de 8,87 A.

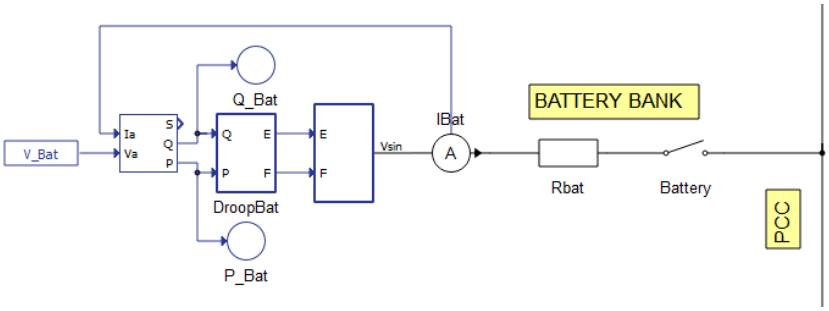
Figura 57 – Curva de potência do gerador fotovoltaico



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Os valores injetados de potência no barramento estão apresentados na Fig.57, e estão distribuídos ao longo de 24h. A curva de geração diária característica foi modelada com base em dados de um gerador real, no qual a potência máxima é obtida em torno do meio dia. Os dados estão baseados no Atlas da ANEEL (<www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-energia_solar(3).pdf>) para a região sul, para valores médios anuais, com uma radiação média 14 MJ/m2.ano, e para efeito de experimentação, com uma potência eficaz máxima de 10,7 kW. A corrente injetada pelo sistema é sincronizada com a tensão do barramento CA através de um sinal do PLL para que não haja transferência de potência reativa.

Figura 58 – Circuito de experimentação do Banco de Baterias



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

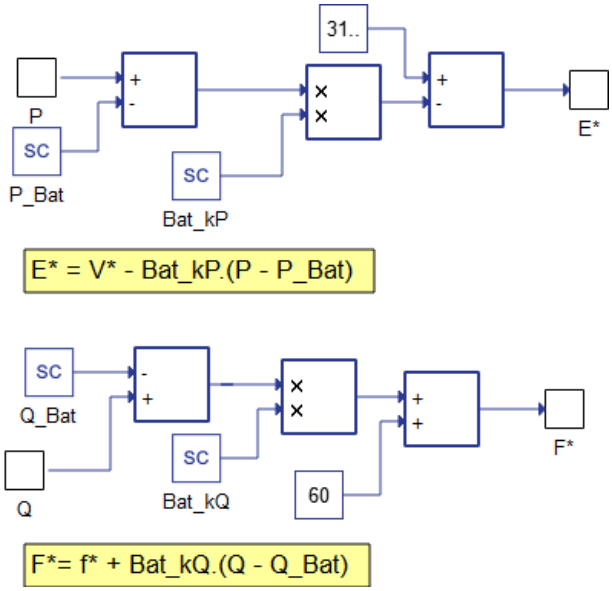
O circuito de armazenamento de energia está emulando um banco de baterias de Lítio de 35kW/35kWh, composto por 18 pacotes de baterias, cada pacote consistindo de 6 células de baterias de íon de lítio, conectadas em série, uma Unidade de Gerenciamento de Bateria (UGB),

uma unidade UGB Master que supervisiona todos os pacotes, operando na tensão nominal de 399,6 V e corrente de descarga de 90 A.

O armazenamento é representado na Fig.58 como um banco de baterias, composto por um conversor e um controlador (droop). É formado por três blocos, o primeiro responsável pelo cálculo das potências ativa e reativa fornecidas ou absorvidas pelo banco, o segundo responsável pela implementação do controle droop e o último contendo o modelo simplificado de circuito do conversor de potência.

O cálculo da potência (P = ativa e Q = reativa) é feito por meio das entradas (V_Bat e IBat) provenientes dos terminais de saída do conversor de potência, por um bloco do HIL com função específica de medição. O controle por droop, conforme mostrado na Fig.59, implementa as equações de droop mostradas na figura, para o controle da tensão e da frequência.

Figura 59 – Circuito de experimentação do Controle por Droop



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Neste circuito de experimentação, o primeiro bloco calcula a diferença entre duas entradas (P e Q versus P _Bat e Q _Bat). Onde P e Q são os valores de potência ativa e reativa calculados a partir dos valores medidos nos terminais da bateria e P _Bat e Q _Bat são os valores de referência. O segundo é um bloco de multiplicação entre os valores do painel SCADA (Bat _KP e Bat _kQ) e a saída do primeiro bloco. Finalmente a adição das respectivas referências de tensão e frequência. A partir das informações dos parâmetros da curva (ver Fig.48 e Fig.49), o índice para a curva de decaimento do conversor responsável pelo processamento do banco de baterias é obtido, conforme apresentado na equação (35) e (36).

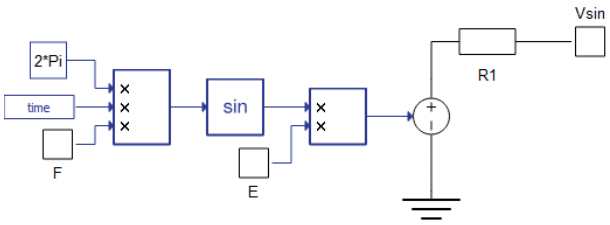
$$m_{Bat} = \frac{V^* - Vpcc}{P_{nominal}} = \frac{1 - 0.9}{10kW} \geq 0.00001\ pu/W \tag{35}$$

$$n_{Bat} = \frac{F^* - F\,pcc}{Q_{nominal}} = \frac{1 - 0.98}{10kVar} \geq 0.000002\ pu/Vars \tag{36}$$

Onde V^* significa o nível de tensão (pu) de referência da MR, $V\,pcc$ o nível de tensão (pu) do barramento, $P_{nominal}$ a potência ativa nominal do conversor, F^* a frequência de referência da MR (pu), F_{pcc} a frequência barramento (pu), $Q_{nominal}$ a potência reativa nominal do conversor.

O conversor de potência é um componente importante de qualquer MR, sendo o terceiro elemento do sistema de processamento, que de forma simplificada é executado como apresentado na Fig.60 por uma fonte de tensão controlável, gerando uma onda senoidal de tensão, programada por entradas de amplitude de tensão (E), de frequência (F) e tempo (time).

Figura 60 – Circuito de experimentação do Conversor



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Com as entradas F (frequência), t (taxa de tempo) e E (valor de amplitude). A saída deste bloco fornece um sinal senoidal para uma fonte de tensão controlada por tensão.

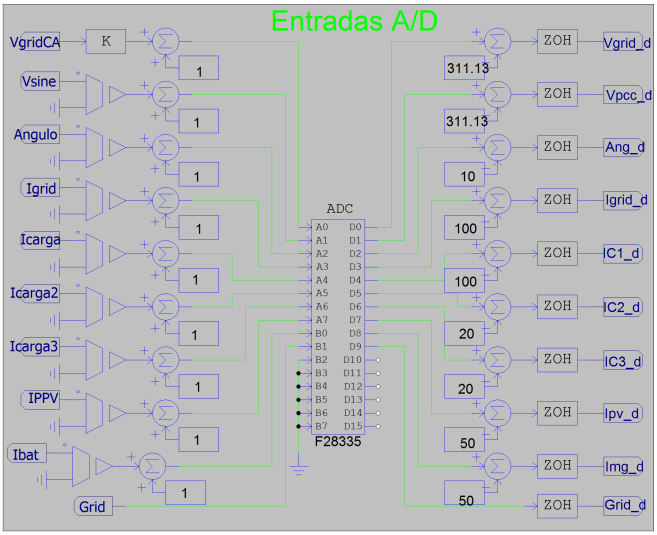
O assunto sobre baterias é muito vasto e com muitos detalhes importantes, e aqui não se pretende esgotar todo o tema, mas apenas ressaltar aqueles que são importantes do ponto de vista do gerenciamento de uma MR. Alguns pontos relevantes para o adequado gerenciamento de MR são o conhecimento da natureza das baterias, os tipos de baterias, os métodos de gerenciamento, a estimação do estado da carga, a estimação da saúde e um pouco sobre carregadores. Em (BENNETT, 2011), que trata de sistemas de armazenamento, estes temas são apresentados para muitos tipos de baterias, tais como NiCd (Níquel Cádmio), NiMh (Níquel Metal Hidreto), Li-Ion (Lithium Ion), Li-IonP (Lithium Ion Polimero), Chumbo-ácido, as não Recarregáveis, conforme Tabela 1, assim como as características específicas recomendadas de aplicação, modo de carregamento e descarregamento, comportamento frente à perfis de carga, etc.

5.4 DESCRIÇÃO DO CONTROLADOR

O algoritmo de conexão (Controlador) operacionaliza a estratégia de gerenciamento de potência da microrrede, fazendo a conexão de qualquer elemento que compõe a microrrede conforme o apresentado. Considerando que os parâmetros amostrados no barramento, mais o ângulo, contém a informação do preço naquele momento, e que atendendo aos valores especificados de preço, esse circuito vai habilitar a conexão ao barramento. Cada unidade da MR

deve ser equipada com um controlador, que com base nas variáveis amostradas e nas entradas de preços, decide se enviará um sinal de conexão à chave de conexão que conectará efetivamente esta unidade ao barramento ou não. Essa chave de conexão pode ser um simples disjuntor, desde que considerando que todas as condições de sincronismo são atendidas. Para operação de compra ou venda a unidade se conecta ao barramento, e isto para potência ativa ou reativa, para a MR conectada ou ilhada. O código do controlador possui conforme a Fig.42 um comparador e uma histerese com valor máximo e mínimo para evitar a intermitência.

Figura 61 – Conversor de Entrada AD



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Considerando que cada unidade que integra a MR deve possuir seu próprio controlador, neste estudo de caso, por uma questão de conveniência, todas as rotinas de controle de todas as unidades da MR foram unificadas em um único controlador. Assim, cada uma das rotinas de cada uma das unidades está concentrada em um único código, que inicialmente lê todas as amostras, executa os cálculos de potências, depois faz os testes e finalmente entrega os sinais resultantes nas portas de saída.

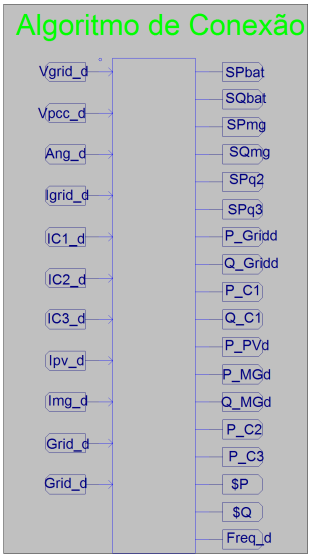
O controlador opera externamente ao HIL por meio de uma interface que pode ser vista na Fig.64, recebendo os sinais de saída do HIL em tempo real e conforme programação devolvendo um sinal de conexão das unidades ao barramento da MR para as entradas do HIL. A lógica de conexão é implementada originalmente no PSim, num bloco próprio de programação em linguagem "C", fornecendo o código, é exportado (“download”), através de um link de comunicação (RS 232), do computador para o micro controlador Texas TMS 320F28335 (via RS 232), que está conectado na placa de interface do HIL. É através desse link de comunicação que alterações no código são baixadas do computador para o micro controlador e que os resultados gerados nele são acessados pelo computador através do Code Composer Studio, software recomendado pela Texas.

Esse controlador, conforme foi implementado no HIL, é composto por três partes, sendo a primeira para a entrada de sinais, para o devido tratamento dos dados, e conversão de sinais analógicos para digital, que pode ser visto na Fig.61. Os sinais lidos na entrada do bloco são a tensão da rede (VgridCA), a tensão do barramento (Vsine), o Ângulo entre a rede e o barramento (Ângulo), a corrente da rede (Igrid), a corrente da carga principal (Icarga), as correntes das cargas secundárias (Icarga2 e Icarga3), a corrente do gerador fotovoltaico (IPPV), a corrente do banco de baterias (IBat) e o sinal de situação de conexão da MR à Rede principal (Grid).

A segunda parte é o bloco com o código em "C"onde a lógica de conexão foi implementada, e pode ser visto na Fig.62. As entradas devidamente tratadas estão à esquerda do bloco e as saídas (que se conectam ao bloco D/A de saída visto na Fig.63), com as informações de potência e comandos de conexão posicionados à direita. Essas entradas servem de base para os cálculos e decisões no código implementado, na seguinte sequência, primeiro para a rede principal, depois para carga principal, para o gerador fotovoltaico, para o sistema de armazenamento, carga 2 e finalmente carga 3. Depois de processados os dados de entrada o bloco tem como saída os comandos de conexão para aquelas unidades que tem essa opção (SPbat, SQbat, SPc2 e SPc3), os valores calculados de potência (P_Gridd, Q_Gridd, P_C1, Q_C1, P_PVd, P_C2, P_C3) e os preços ($P e $Q).

A terceira parte é o bloco de saídas, conforme pode ser visto na Fig.63. Nesse bloco as saídas são declaradas para efetivamente atuar no HIL.

Figura 62 – Bloco C com o Código de Conexão

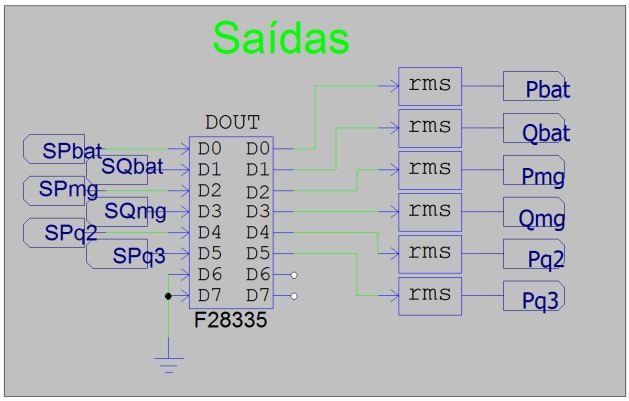


Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Após a inicialização do sistema, o controlador executa uma rotina codificada em linguagem C conforme apresentada na Fig.42, que inicia com a amostragem dos valores de nível de tensão, ângulo e frequência do barramento, numa frequência de 21,6 KHz. Calcula o preço, compara este preço calculado com os preços de comercialização da energia (compra e / ou venda)

desta unidade e emite um comando habilitando a conexão da unidade.

Figura 63 – Saída de Dados



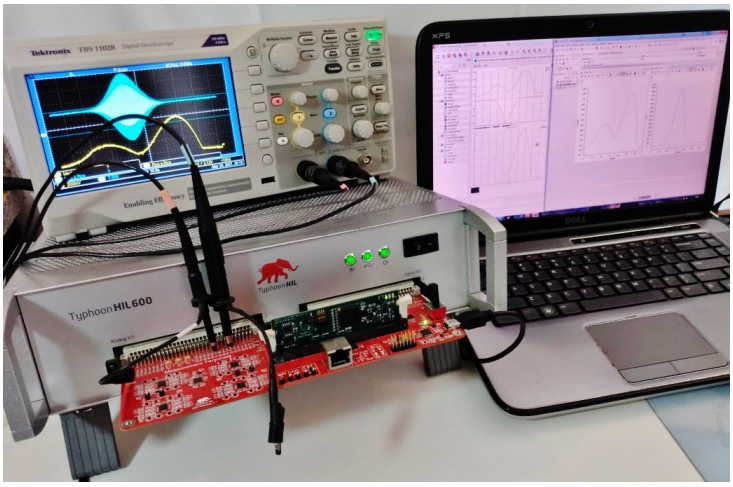
Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

A lógica interna de decisão é feita toda conforme o parâmetro em questão ($V, \delta ouf$), à partir da leitura de tensão do barramento se obtém o nível de tensão e a frequência, sendo que o ângulo é fornecido como uma entrada. Os valores estabelecidos de preços (compra e venda) são calculados e substituídos pelos seus equivalentes em tensão, ângulo ou frequência com base na taxa de conversão de preços para cada parâmetro (α, β, γ) que é disponibilizada pelo sistema de comunicação para todos os participantes da microrrede. Os valores lidos são comparados diretamente aos valores de preço transformados para a tomada de decisão. A programação feita em C apresenta duas bandas de histerese independentes para cada limite, uma para o parâmetro equivalente ao preço de venda e outra para o de compra, podendo usar sensibilidade diferente nos dois limites. O diagrama de blocos da lógica, conforme já apresentado, mostra uma comparação entre os valores dos parâmetros lidos e os de referência superior que é a tradução do preço de compra e inferior para o preço de venda.

O mesmo algoritmo que opera a conexão dos componentes da rede quando gerenciando a potência ativa também opera para o gerenciamento da potência reativa. O ângulo é fornecido pela leitura que compara o sinal lido da onda de tensão da rede principal e o da onda de tensão do barramento da microrrede. A frequência é calculada a partir das amostras da onda de tensão medida no barramento e usada para o cálculo do período. O sinal de entrada que informa se a MR está conectada ou ilhada permite que a lógica se altere de ângulo para frequência e vice-versa.

Quando o barramento estiver operando com excesso de potência, o preço vai aumentar, funcionando como gatilho para que o sistema de armazenamento se conecte comprando energia para acumular e vendendo energia quando em escassez. Isso faz com que essas unidades tenham preços de compra e venda. Ele comprará energia ativa quando o preço estiver baixo e venderá energia ativa ou reativa (indutiva ou capacitiva) quando estiver alto. Este preço de compra e venda de armazenamento de energia ativa pode ser alterado sempre que o Estado de Carga (SOC) for inferior a 50 %, quando duas categorias de SOC forem estabelecidas. Outras formas de

Figura 64 – Equipamento HIL, com placa de interface e microcontrolador acoplado.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

precificação são possíveis, quando aumentando o número dessas categorias.

Neste estudo de caso, uma vez habilitada a conexão da unidade de armazenamento, caberá ao controle de droop da unidade estabelecer quanta potência ativa e reativa deve ser disponibilizada. A quantidade de potência ativa e reativa produzida ou consumida exclusivamente ou em conjunto, não pode exceder a capacidade de potência aparente desta unidade e o tipo de curva crescente de potência também é outro critério de controle.

Todos os preços internos utilizados são apresentados na Fig.45 e foram desta forma implementados como uma base interna do controlador para comparação. Os preços de comercialização da unidade de armazenamento de energia são classificados em duas categorias, uma para quando o Estado de Carga (SOC) estiver na metade superior de 50 % e outra se a capacidade estiver na metade inferior.

A tarefa do controlador de cada unidade da MR é realizada internamente no código do controlador de modo individual, mas por uma questão dos meios disponíveis, pelo mesmo controlador, assim como o cálculo da potência (consumida ou produzida). Este cálculo é feito por software a partir das medidas amostradas de cada unidade da MR, por meio dos valores instantâneos de tensão e corrente, disponíveis na interface HIL e amostrados pelo controlador. As medidas de tensão e corrente amostradas são multiplicadas, sendo que para a reativa ainda existe uma defasagem na tensão e através de uma média móvel se calculada as potências (ativa e reativa).

A partir deste projeto de MR, é possível estudar e experimentar o seu desempenho para diferentes cenários, alterando as condições externas que afetam as fontes renováveis, as regras administrativas, as tecnologias utilizadas, adicionando ou alterando unidades, adicionar outra, etc.

5.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Esse capítulo apresenta as possibilidades de funcionamento de uma microrrede tanto no aspecto técnico quanto gerencial, isso tudo feito através de experimentação em equipamento "Hardware in the Loop"(HIL) e considerando sempre as especificações dos equipamentos que estarão sendo escolhidos para um futuro projeto de implementação em laboratório.

Todos os componentes da microrrede foram apresentados em seu aspecto técnico e construtivo mostrando aquelas características fundamentais para o bom funcionamento.

O componente mais importante da experimentação, e que possibilita a operacionalização da estratégia proposta é o controlador com o algoritmo de conexão (código). As apresentações dos componentes da microrrede foram feitas mostrando as especificações do que está sendo considerado nos experimentos, o conceito e o circuitos usados.

Fica claro que é possível aplicar experimentalmente a estratégia proposta em um ambiente de HIL, e cujos resultados apresentados estão baseados em um "solver"FPGA que emulam os circuitos propostos em tempo real.

A devida escolha do tamanho de passo, e os cuidados específicos para o bom funcionamento do hardware trazem esses resultados bem próximo da realidade de implementação de uma MR. Entretanto o entendimento é que esse é mais um passo na direção da implementação de uma rede interna ao laboratório.

6 RESULTADOS

Os conceitos apresentados ao longo dos capítulos anteriores foram agora validados através de experimentos, fazendo considerações sobre o que precisa ser melhor analisado e propondo novos desafios para questões que devem ser melhor respondidas. Os resultados apresentados foram todos obtidos por experimentos em HIL, o passo de cálculo foi configurado para 200 μs e o tempo total de simulação é de aproximadamente 1 hora, o que representa em uma escala reduzida o período de 24h de funcionamento da microrrede, através de modelos simplificados dos elementos que compõem a MR, conforme já apresentados.

Os experimentos foram feitos também para mostrar a atuação da estratégia adotada sobre a MR sendo que inicialmente para cargas que consomem potência ativa. Os perfis das curvas foram mantidos, variando as intensidades da carga principal e da geração fotovoltaica ao longo dos três cenários, para possibilitar uma melhor comparação das respostas do controlador em diferentes situações.

A estratégia apresentada foi testada para três diferentes cenários, sendo que nos dois primeiros cenários a microrrede opera no modo conectado, no primeiro cenário com abundância de potência renovável no barramento, um baixo consumo de potência ativa e o abastecimento ocorrendo pela rede principal e pelo banco de armazenamento. O segundo cenário é para uma MR com alto consumo de potência reativa pela carga principal, potência reduzida gerada por fontes renováveis, com o abastecimento ocorrendo pela rede principal e pelo banco de armazenamento quando o preço atende o nível de venda por ele estabelecido. O último cenário é para uma MR ilhada, a carga principal em um consumo intermediário de potência ativa, uma baixa geração fotovoltaica sendo que a MR ficou abastecida basicamente pelo banco de armazenamento.

As escolhas dos cenários foram para diferentes níveis de potência no barramento, escolhidos a partir de diferentes níveis de consumo de potência da carga principal e fornecimento pela fonte renovável. O nível de potência, de preço e os comandos podem ser vistos para cada situação e para cada componente da MR nos gráficos a seguir. Os valores de potência e preços apresentados refletem uma resultante das quantidades de geração, consumo, compra e venda, para fontes e cargas por um período de 24 horas. Outras simulações com carga mista (ativa e reativa) não foram realizadas considerando que a MR opera de modo semelhante e apenas em intensidades diferentes dos cenários já apresentados. Essas simulações já mostram os detalhes e peculiaridades das questões relativas ao controle da microrrede quando atuando com cargas que consomem potência puramente reativa e quando em situações mais próximas da operação real de uma microrrede.

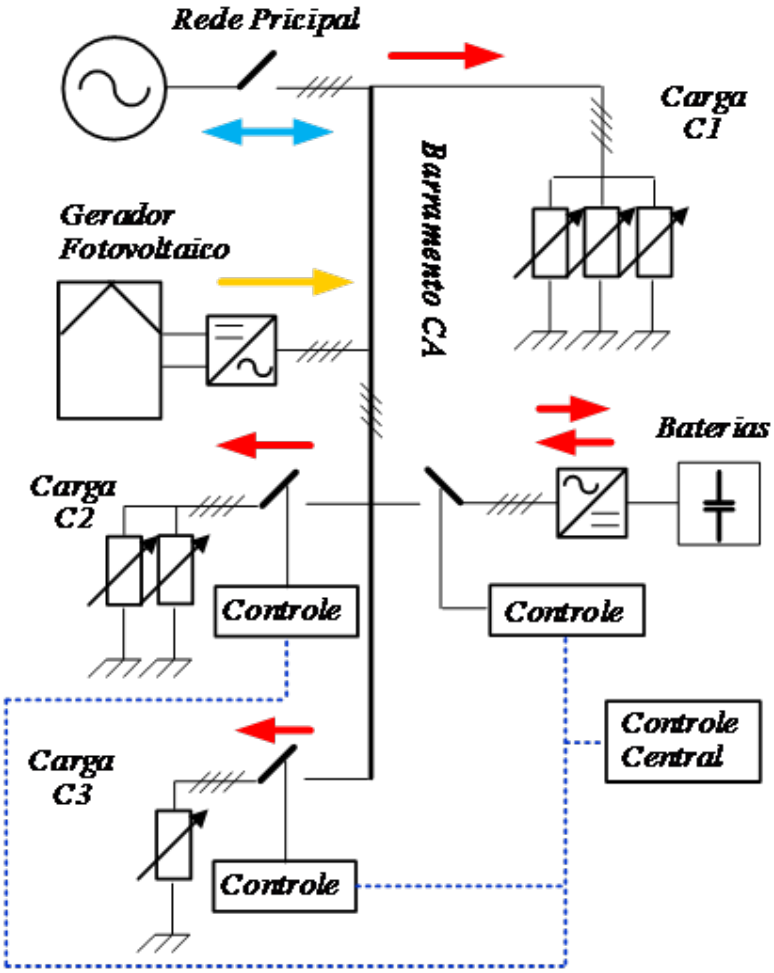
Para todas as simulações realizadas, a carga principal e a fonte renovável são consideradas variáveis independentes, pois elas se ajustam estabelecendo as diferentes situações propostas. Todos os outros componentes da microrrede vão atuar conforme a lógica de conexão / desconexão do algoritmo de conexão de cada um deles, sempre seguindo os parâmetros (de compra e venda) estabelecidos pelo administrador.

6.1 PRIMEIRO CENÁRIO

O primeiro cenário mostra os resultados da microrrede conectada à rede principal e com abundância de potência ativa proveniente das fontes renováveis.

As setas mostradas na Fig.65 apresentam os sentidos do fluxo de potência entre os componentes da microrrede, sendo que neste cenário as fontes renováveis ofertam na potência máxima projetada para elas, os bancos de armazenamento se abastecem da energia abundante e a rede principal, quando conectada, opera fazendo o equilíbrio das potências entre as cargas e as fontes.

Figura 65 – Fluxo de potência para os cenários



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Com relação aos gráficos de comandos, os eixos dos primeiros resultados são apresentados em quantidades amostradas com período de menos de meio segundo cada, por uma questão de registro do tempo real decorrido de execução do experimento, enquanto os demais são apresentados em escala equivalente de horas.

A situação, mostrada na Fig.66, emula um perfil de carga de potência ativa pré-estabelecido como consumo ao longo de um dia. A curva de consumo de potência ativa da carga principal (P_g)

é a primeira mostrada na Fig.66 (a) e representa a operação diária normal típica de uma pequena comunidade.

Observa-se que a rede principal (P_{L1}), cujo perfil é mostrado na Fig.66 (b), está sempre conectada e opera auxiliando no equilíbrio entre a geração e o consumo de potência ativa na MR, como um banco de armazenamento que também colabora no equilíbrio entre demanda e geração, assim como os elementos armazenadores.

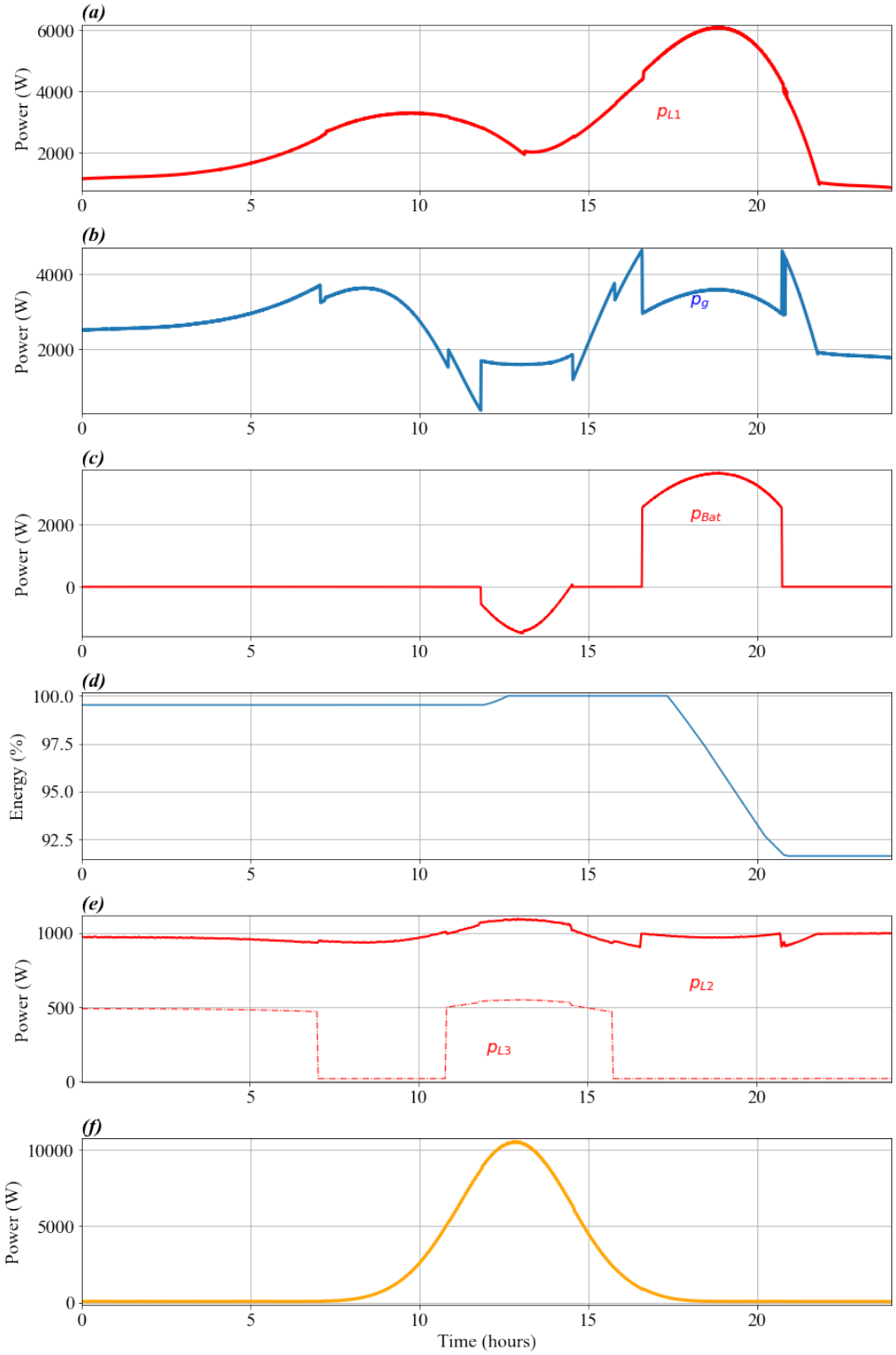
O banco de armazenamento (P_{Bat}) opera em modo de compra em tempo parcial (12h até às 14:30h) e vendendo depois das 16h até próximo das 20h, conforme mostrado na Fig.66 (c) e na Fig.66 (d) é mostrado o acumulado de energia nesse banco. Observa-se que as reservas de energia do banco não sofreram mudanças significativas. As cargas secundárias ($P_{L2} e P_{L3}$) conforme mostrado na Fig.66 (e) se conectam apenas quando o preço é favorável e o gerador fotovoltaico mostrado na Fig.66 (f), com abundância de potência e seguindo o perfil de curva estabelecido para ele, fornece potência ativa até ao limite máximo de sua capacidade nominal.

Os resultados mostrados na Fig.67 são do preço, da tensão no barramento e dos estados de cada um dos componentes da microrrede, começando pelo gráfico de preço da energia ativa ($P), acompanhado das retas limite de preços de compra e venda para o banco de baterias, para as cargas L2 e L3.

Os gráficos que mostram os estados dos demais componentes da MR apresentam a situação dos comandos de cada um deles, se conectados ou não, levando em consideração o preço e os limites estabelecidos de compra e venda. A conexão não se dá exatamente quando ultrapassa o limite de preço pois existem as bandas de histerese que fazem com que ocorra um atraso na conexão / desconexão.

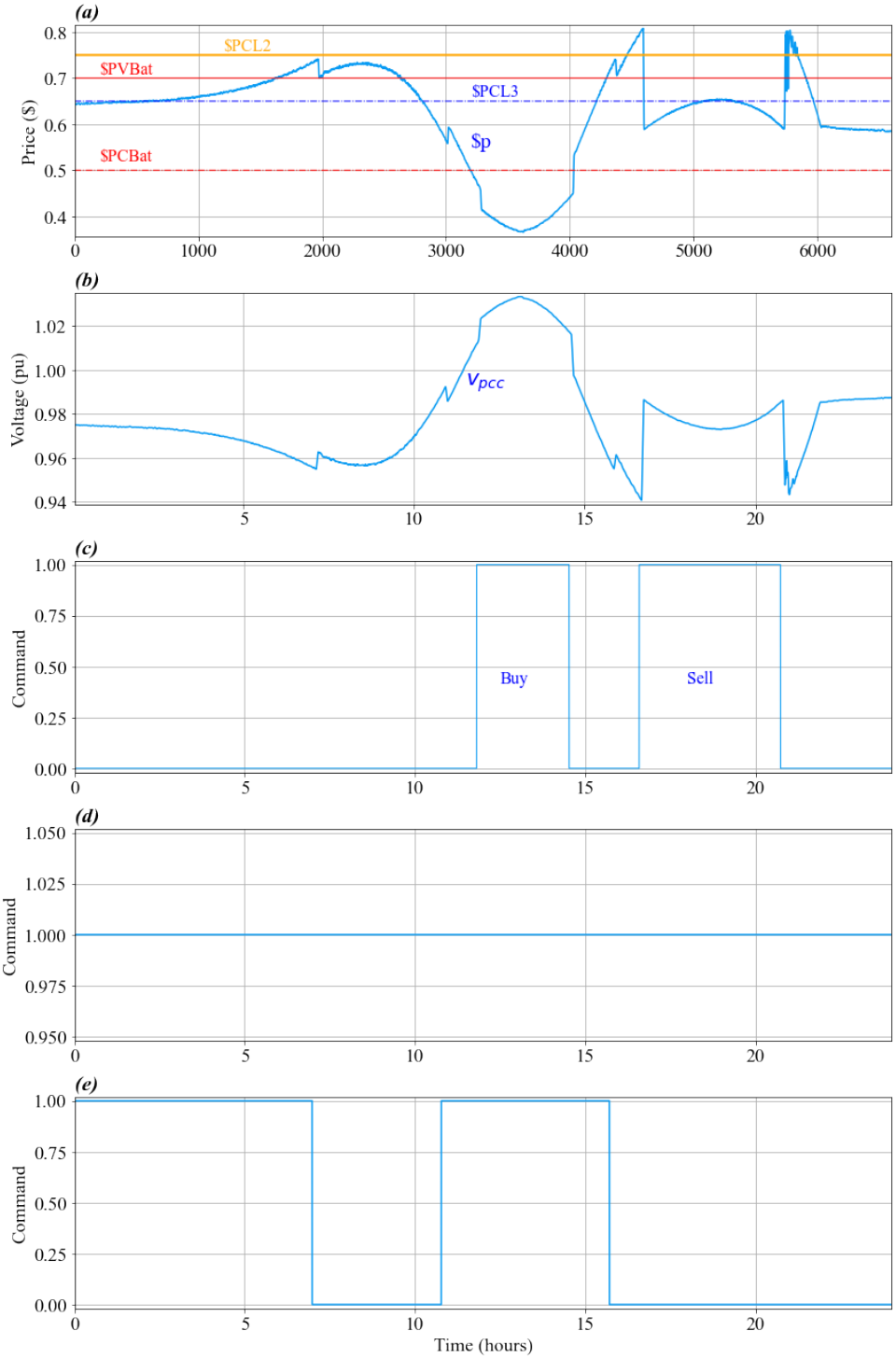
Os cenários determinam os valores para o nível de tensão no barramento conforme mostrado na Fig.67 (b) e como resultante, os preços de compra e venda da energia na Fig.67 (a). Onde $p significa o preço da energia. $SPVBat o preço de venda para o banco de Baterias, $SPCBat o preço de compra, $PCL2 o preço de compra da carga 2 e $PCL3 o preço de compra da carga 3. Pode-se observar também os sinais de comando enviados do controlador às chaves, fazendo a conexão / desconexão das unidades ao barramento, que na Fig.67 (c) é para o banco de baterias, na Fig.67 (d) é da carga L2 e na Fig.67 (e) da carga L3. Assim, quando o preço vai acima de $ 0,70 ou abaixo de $ 0,50 o banco de baterias se conecta a MR e respectivamente comprando a energia excedente ou vendendo o que falta. O funcionamento dele como carga ou fonte ocorre naturalmente, uma vez que a tensão do barramento (V_pcc) está acima da tensão de referência (1 pu) na compra, o que faz fluir energia do barramento para o banco e o contrário na venda. As referências de potência do droop atuam impondo o quanto de potência (ativa / reativa) deve ser transferida. A carga L2 somente se conecta para comprar energia quando o preço for inferior a $ 0,75 e a carga L3 quando inferior a $ 0,65. As respostas desses comandos podem ser também observadas nas variações produzidas nos resultados mostrados na Fig.66 onde se apresenta o consumo e produção de potência ativa para todos os equipamentos conectados aos barramentos da MR.

Figura 66 – Valores de potência na MR, operando no modo conectado com potência ativa em nível alto no barramento: (a) Potência ativa da carga principal; (b) Potência ativa da rede principal; (c) Potência ativa do banco de baterias; (d) Nível de armazenamento da bateria - SOC; (e) Potência ativa nas Cargas 2 e 3; (f) Potência ativa gerador FV.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Figura 67 – Preços, tensão e comandos para comutar unidades da MR, operando em modo conectado e em potência ativa barramento de alto nível: (a) Preço da energia; (b) Tensão do barramento; (c) Comando do banco de baterias; (d) Comando Carga 2; (e) Comando Carga 3.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

6.2 SEGUNDO CENÁRIO

O segundo cenário mostra os resultados da microrrede conectada à rede principal, com menos fornecimento de potência ativa no barramento pela fonte renovável e um consumo de potência reativa pela carga principal. Esse experimento feito com cargas puramente indutiva serve para mostrar o comportamento da estratégia de gerenciamento quando operando com potência reativa.

A situação, mostrada na Fig.68, emula o mesmo perfil de carga, em menor nível e agora ajustada para um consumo de potência puramente reativa. A primeira curva mostrada na Fig.68 (a) é o consumo de potência reativa da carga principal (P_{L1}) e na Fig.68 (f) o gerador fotovoltaico com fornecimento de potência ativa em metade da capacidade nominal.

A rede principal, cujo perfil é mostrado na Fig.68 (b), está sempre conectada e opera auxiliando no equilíbrio entre a geração ($p_G(W) eq_G(Var)$) e o consumo de potência ativa e reativa na MR, colaborando no equilíbrio entre demanda e geração. O banco de armazenamento, na Fig.68 (c), opera em modo de compra de energia ativa e reativa (11h até às 15h) e de venda das 17h até depois das 20h. Opera vendendo energia reativa indutiva na primeira conexão e capacitiva na segunda ($p_{Bat}(W) eq_{Bat}(Var)$). A venda de energia reativa indutiva na primeira conexão ocorre por não haver um controle seletivo de fornecimento de potência reativa, ou seja, como ocorreu a conexão para fornecer potência ativa, a potência reativa foi fornecida simultaneamente, mas não necessariamente deve ser assim. Caso não existisse o interesse em fornecer potência reativa bastaria atuar no controle do despacho de carga reativa.

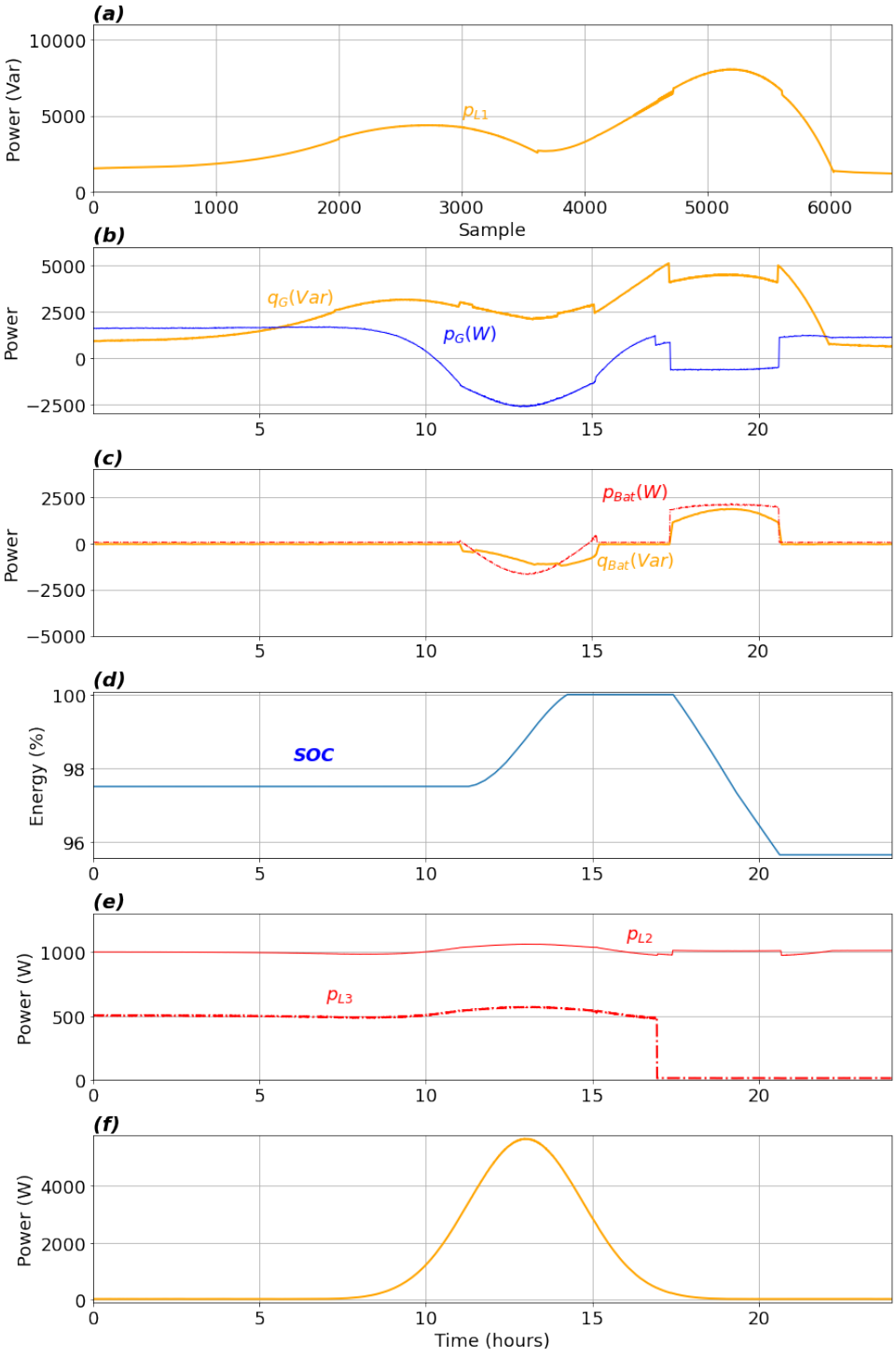
O estado de carga do banco de armazenamento, é mostrado na Fig.68 (d), e opera com toda a carga sem muito consumo enquanto as cargas L2 e L3, mostradas na Fig.68 (e), consomem sempre desde que os preços estejam dentro dos valores estabelecido.

Os resultados mostrados na Fig.69 são do preço da energia reativa ($q), do ângulo entre a rede principal e o barramento, do preço da energia ativa, da tensão no barramento e dos estados de cada um dos componentes da microrrede. Começando na Fig.69 (a) pelo gráfico do preço da energia reativa ($q), acompanhado das retas limite de preços de venda para o banco de baterias ($QVBat). Os valores são da transformação do ângulo do barramento em preço da energia reativa, acompanhado da reta de preços de venda para o banco de baterias. O próximo gráfico é o do ângulo (δ) entre a rede principal e o barramento, que está na Fig.69 (b) .

Os resultados mostrados nas Fig.69 (c) são do preço da potência ativa, da tensão no barramento (d) e na sequência (e) e (f) dos estados de cada um dos componentes da MR.

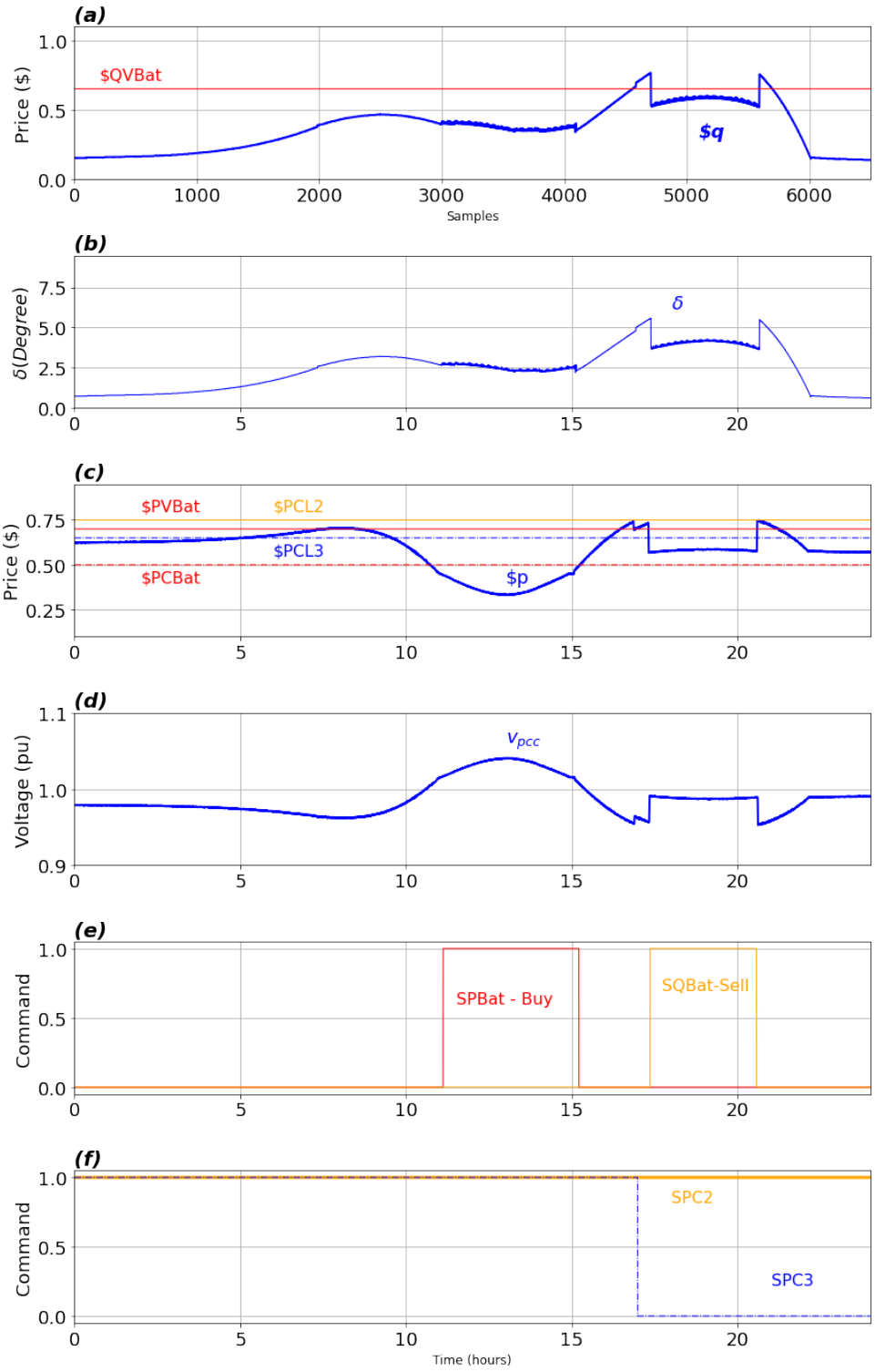
Pode-se observar os sinais de comando enviados do controlador às chaves, fazendo a conexão / desconexão das unidades ao barramento, que na Fig.69 (e) é o do banco de baterias, na Fig.69 (f) é da carga L2 (SPC2) e da carga L3 (SPC3). Assim, como no primeiro cenário, quando o preço vai acima de $ 0,70 ou abaixo de $ 0,50 o banco de baterias se conecta à MR, respectivamente comprando a energia excedente ou vendendo o que falta. A carga L2 se conecta para comprar energia com preço inferior a $ 0,75 e a carga L3 quando inferior a $ 0,65.

Figura 68 – Valores de potência da MR, operando no modo conectado e fornecendo potência reativa para a carga principal: (a) Potência reativa da carga principal; (b) Potência da rede principal; (c) Potência do banco de baterias; (d) Nível de armazenamento da bateria; (e) Carga 2 e 3 de potência ativa; (f) Potência ativa FV.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Figura 69 – Preços, ângulo, tensão e comandos das unidades da MR, operando no modo conectado e fornecendo potência reativa para a carga principal: (a) Preço da energia reativa; (b) Ângulo entre rede principal e barramento (c) Preço da energia ativa; (d) Tensão do barramento; (e) Comando banco de baterias; (f) Comandos cargas 2 e 3.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

6.3 TERCEIRO CENÁRIO

O terceiro cenário mostra os resultados da microrrede desconectada da rede principal, com a capacidade de geração fotovoltaica próximo do mínimo e um valor intermediário de consumo de potência ativa pela carga principal.

A carga principal reproduz o mesmo perfil estabelecido para os cenários anteriores e num nível de consumo de potência ativa intermediário. Deve-se tomar o cuidando para que a capacidade de fornecimento do banco de armazenamento seja compatível com a demanda nessa situação.

A MR está ilhada conforme mostrado na Fig.70 (b) em que a potência da rede principal (P_g) se mantém nula durante todo o período do experimento, a fonte renovável está em nível próximo do mínimo (f), o barramento está com o balanço de potência ativa negativo, fazendo que o banco de armazenamento (c) tenha que operar conectado durante todo o experimento.

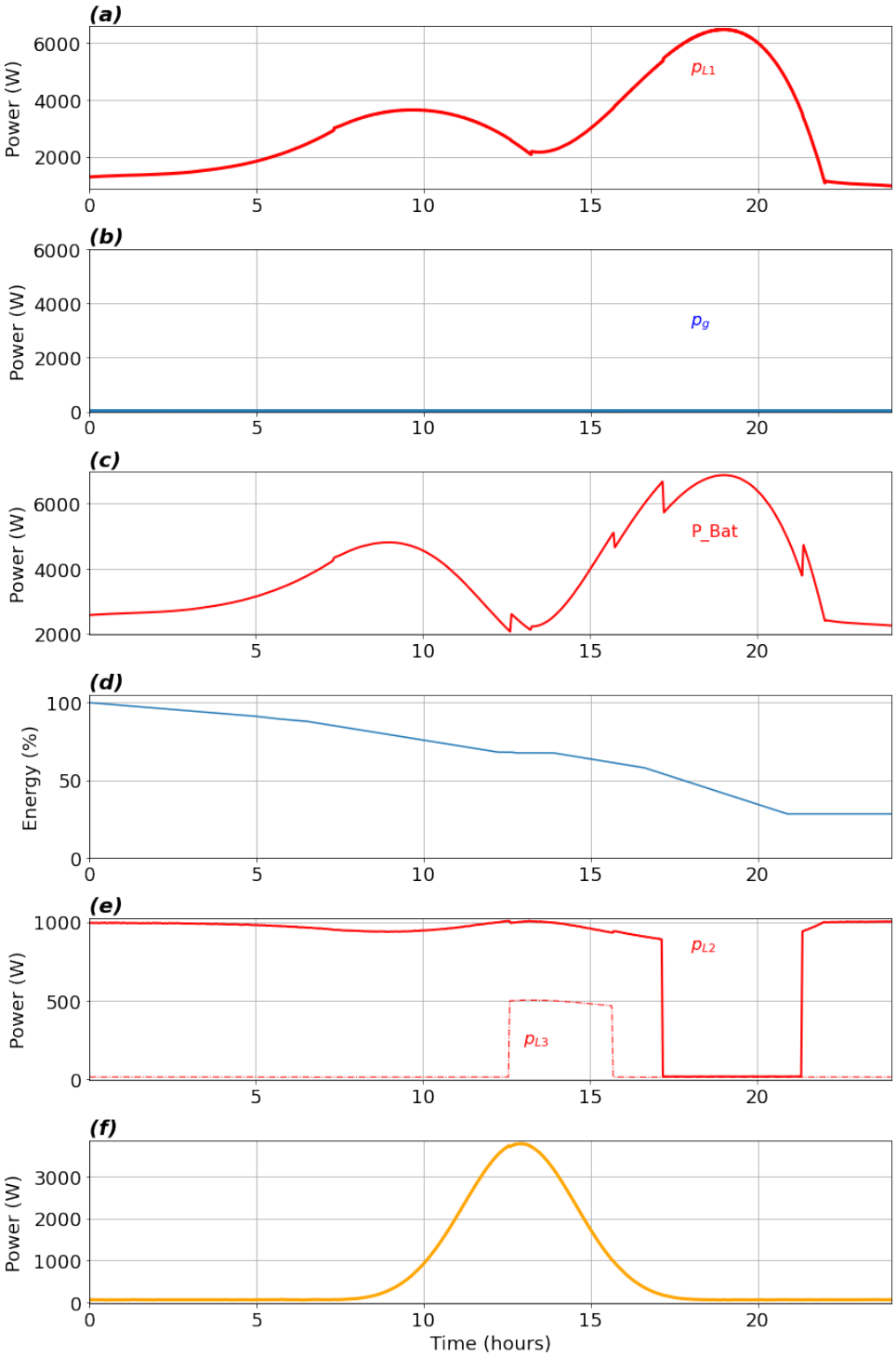
A potência consumida pela carga principal (P_{L1}) foi quase que totalmente suprida pelo banco de armazenamento de energia (P_{Bat}). As potências consumidas pelas cargas e mostradas na Fig.70 (e) seguem as especificações de conexão conforme o nível de preços praticados naquele momento. Devido a escassez, a carga de média prioridade desliga por determinado tempo, o que não ocorreu nos cenários anteriores, e a carga menos prioritária permanece desligada durante quase todo o experimento.

Os resultados mostrados na Fig.71, semelhante aos do primeiro cenário, são do preço da energia ativa, da tensão no barramento, e dos estados dos comandos de conexão de cada um dos componentes da microrrede. Começando na Fig.71 (a) pelo gráfico do preço da energia ativa ($p), acompanhado das retas limite de preços de compra e venda para o banco de baterias e de preços de compra das cargas. O próximo gráfico é o da tensão do barramento (V_{pcc}), que está na Fig.71 (b).

Observar-se que os sinais de comando enviados do controlador às chaves, fazendo a conexão / desconexão das unidades ao barramento, mostrados na Fig.71 (c) é o do banco de baterias, na Fig.71 (d) é da carga L2 e na Fig.71 (e) da carga L3.

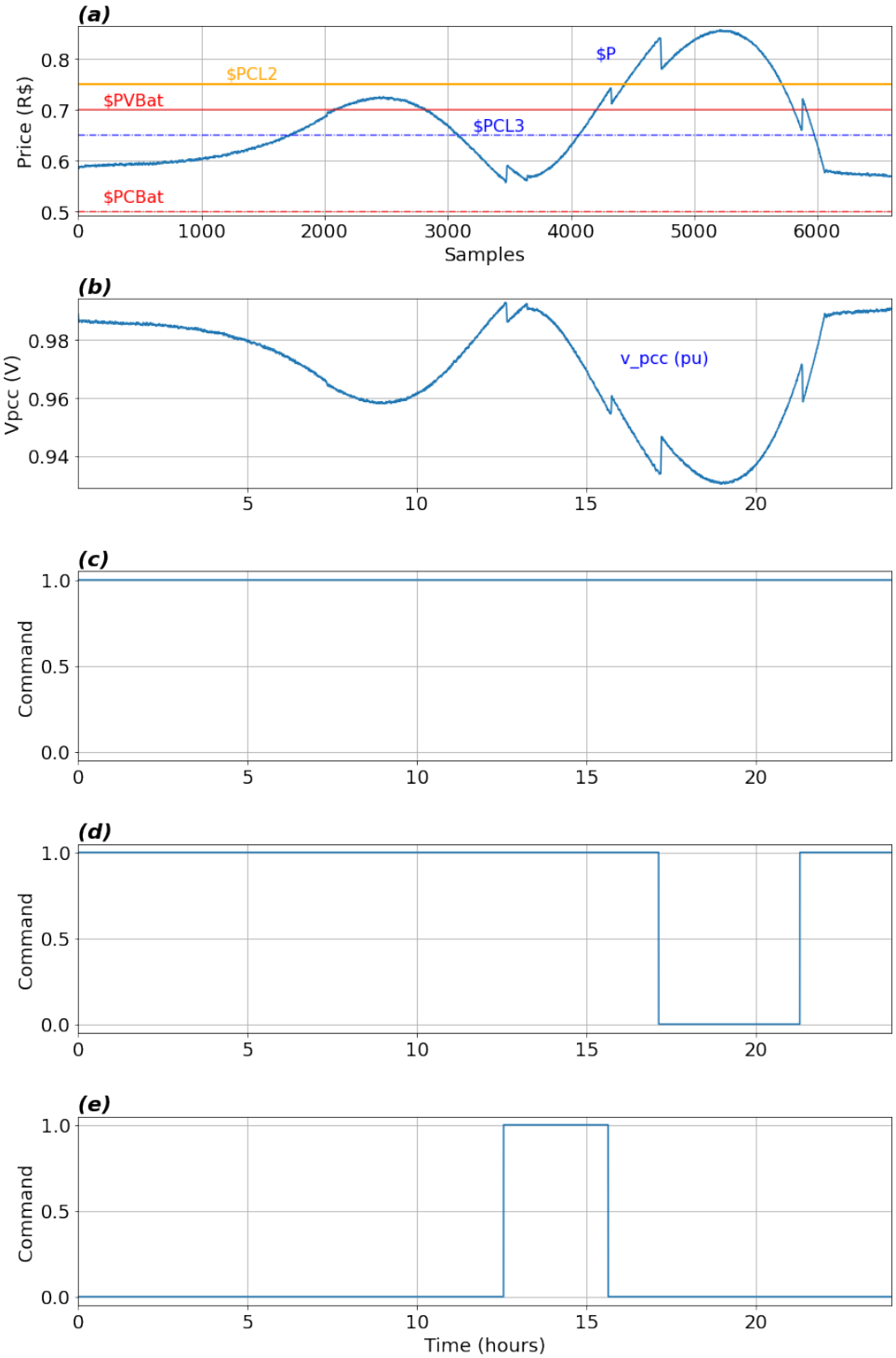
Agora, diferente dos outros cenários, o banco de baterias opera conectado durante todo o experimento, sempre vendendo. Semelhante aos cenários anteriores a carga L2 somente se conecta para comprar energia quando o preço for inferior a $ 0,75 e a carga L3 quando inferior a $ 0,65.

Figura 70 – Valores de potência da MR, operando em modo ilhado e fornecendo potência ativa para a carga principal: (a) Potência ativa da carga principal; (b) Potência da rede principal; (c) Potência ativa do banco de baterias; (d) Nível de armazenamento da bateria; (e) Carga 2 e 3 de potência ativa; (f) Potência ativa FV.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Figura 71 – Preços, tensão e comandos das unidades da MR, operando em modo ilhado e fornecendo potência ativa para a carga principal: (a) Preço da Energia; (b) Tensão do barramento; (c) Comando do Banco de Baterias; (d) Comando de Carga 2; (e) Comando de Carga 3.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

6.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram validados através de experimentos em equipamento em HIL os conceitos previamente apresentados, para uma rede monofásica, modelada com componentes a partir de especificações específicas.

Os testes foram feitos demonstrando que a estratégia proposta mantém o controle de tensão e frequência de uma MR sob condições normais de operação. A estratégia funcionou bem para uma situação normal de operação e que nenhuma condição de anomalia (mau funcionamento ou deficiência) foi encontrada.

O primeiro cenário experimentou a MR quanto ao consumo de potência ativa, com um balanço de potência positivo no barramento, em decorrência do gerador fotovoltaico operar em seu máximo. O segundo cenário apresentou a operação da MR para o consumo de potência reativa e no terceiro uma operação ilhada. Esse último sendo a condição mais severa com a MR ilhada e com pouca potência no barramento. Em todos os cenários a MR operou sem link de comunicação.

Os resultados validam a estratégia e respondem as questões iniciais colocadas pela literatura como as de especificações para o controle primário e secundário. Entretanto, como já citados, existem pontos para melhoria. O ponto de atenção dos experimentos foi sempre a manutenção da estabilidade e o “chattering”. Exemplos da área financeira podem ser também aplicados para a solução dessa última, no sentido de reduzir o ruído da informação. Essa questão vai perdendo importância à medida que a MR aumenta o número e a potência dos participantes.

Os experimentos também apontaram questões que devem ser melhor investigadas, tais como um maior conhecimento das regiões de operação com maior estabilidade, o uso de outros perfis de tarifação, a operação da MR com sistema desequilibrado, ou com presença de harmônicos, além de questões específicas da conexão como o sincronismo. Outro ponto que deve ser endereçado para trabalhos futuros é a variação instantânea de preços quando ocorre a conexão de uma carga ou fonte, a recomendação seria para uma estratégia de controle que segue uma trajetória e que evita o retorno do preço a valores inferiores ao de entrada. Depois de bem entendido o funcionamento da MR em cada um dos estados (conectado ou ilhado) se recomenda o aprofundamento dos estudos para o perfeito domínio da transição dos estados (conectado para ilhado, ilhado para conectado e black start).

7 CONCLUSÃO GERAL E CONTRIBUIÇÕES

Esta tese propôs uma abordagem de gerenciamento de potência para microrredes AC baseada na teoria microeconômica de equilíbrio de mercado. Foi utilizado um preço interno de energia na microrrede, considerando que as trocas de energia e dinheiro são realizadas com múltiplos usuários, que pagam (cargas) ou recebem (fontes) de acordo com esse preço. Um esquema de preços dinâmico é adotado, uma vez que pode ser mais eficiente do que outros esquemas baseados em preços (como preço fixo ou tempo de uso (Time of Use - TOU)) para permitir ações de resposta à demanda (Demand Response - DR). Quando a potência é abundante, o preço cai, e quando a potência é escassa, o preço aumenta.

Primeiramente foram apresentados, os principais componentes para a implementação de uma microrrede e de modo destacado o conversor de energia. O objetivo é o correto entendimento daqueles elementos que compõem uma MR e importantes para a apresentação dos demais capítulos. Foram apresentados dentre as possibilidades de implementação de uma MR quanto aos tipos de corrente (CA, CC ou Mista), assim como as diferentes fontes (renováveis e despacháveis), as cargas e os elementos de armazenamento de energia. Foi enfatizado que a operação de uma MR é possível à partir de uma soma de conhecimentos técnicos específicos, o que faz dos trabalhos apresentados neste tema um desafio para diferentes áreas. A interdisciplinaridade dos trabalhos em microrrede certamente afetam diferentes áreas do conhecimento (Sistemas de Potência, Eletrônica, Eletrônica de Potência, Telecomunicações, Proteção, Automação, Controle etc.), sendo de fundamental importância a busca pela simplicidade no trato e na proposição de soluções.

Na sequência foram apresentados os princípios teóricos da implementação técnica desse trabalho, que é a apresentação de uma estratégia para a abordagem do gerenciamento de uma microrrede (CA), usando a teoria microeconômica para o equilíbrio de mercado. O princípio de livre mercado possibilita o autoajuste entre a oferta e a demanda através do preço adequado, o que reproduziu na gestão de potência da MR resultados semelhantes aos já consagrados e com ampla utilização.

O principal tema desenvolvido nesta tese foi a apresentação de uma estratégia para a abordagem do gerenciamento de potência em uma microrrede CA. A implementação dessa estratégia, precisou de um modelamento do barramento, tanto para o modo conectado como ilhado, do correto compartilhamento da potência das cargas pelas fontes e um modo de controle dos parâmetros do barramento (tensão, ângulo de defasagem e frequência) que possibilite o gerenciamento da oferta e da demanda. A abordagem de gerenciamento apresentada foi para estabelecer o equilíbrio entre a demanda e a oferta da potência em uma microrrede CA usando esses parâmetros como sinalização do preço, emulando o funcionamento do livre mercado, integrando as questões técnicas com as econômicas. Os parâmetros variam em função do desequilíbrio entre a oferta e a demanda de potência, e são usados como informação do preço cobrado pela energia naquele momento. Esses parâmetros cobrem preços para energia ativa

e reativa, para a MR conectada ou ilhada. Uma questão importante no projeto do controle da operação de uma microrrede é que suas fontes distribuídas não necessitem de comunicação entre elas, e cada controlador de cada componente da microrrede seja capaz de responder de forma satisfatória às alterações do sistema sem requerer dados de outras fontes ou de outros locais. Os métodos Droop foram apresentados como a técnica que satisfaz esta característica e garantem a regulação da tensão e frequência assim como o compartilhamento da potência demandada.

A operação da microrrede foi proposta por um algoritmo de controle implementado no código usado de cada unidade que participa da microrrede. Esse algoritmo estabelece uma relação entre preço e parâmetros (tensão / ângulo / frequência), pode ser alterada periodicamente para permitir o melhor funcionamento da microrrede e permite a cada participante (fonte, carga ou armazenamento) tomar a decisão de se conectar ou desconectar da MR, com base no preço que está sendo cobrado para a energia naquele momento. Isso permite o gerenciamento automático de potência para fontes e cargas distribuídas por sinalização de barramento CA (ABS) e é válido para todos os tipos de conversores, suporte à rede (GSC), alimentação da rede (GFdC) e formação de rede (GFC), em um sistema de controle descentralizado.

Foi demonstrado o funcionamento de uma microrrede operando com a técnica abordando tanto o aspecto técnico quanto gerencial, isso tudo feito através de experimentação em equipamento "Hardware in the Loop"(HIL) e considerando sempre as especificações dos equipamentos que serão escolhidos para um futuro projeto de implementação em laboratório. Foi possível aplicar experimentalmente a estratégia proposta em um ambiente de HIL, e cujos resultados apresentados estão baseados em um "solver"FPGA (Field Programmable Gate Arrays) que emulam os circuitos em tempo real. Com os cuidados específicos para o bom funcionamento do hardware foram obtidos resultados próximos da realidade da implementação de uma MR.

Foi demonstrado com os experimentos que a estratégia aqui apresentada funciona sob condições normais de operação e cujos resultados foram mostrados em gráficos. Entretanto, alguns pontos podem ser melhor investigados como por exemplo o comportamento da estratégia versus estabilidade do sistema, outros perfis de tarifação, sistemas trifásicos desequilibrados, cargas não lineares e com presença de harmônicos, bem como questões de sincronismos e demais condições específicas para a conexão / desconexão das fontes e cargas. No primeiro cenário proposta foram feitos experimentos com a microrrede considerando somente o consumo de potência ativa, em condições de balanço positivo de potência ativa, para mostrar o modo de funcionamento da estratégia adotada, e na sequência foram usadas outras condições de funcionamento para complementar esse entendimento.

As condições de teste consideraram sempre uma situação desfavorável em que existe uma rede de comunicação de baixa banda passante e que por algum motivo não está operando. Essa condição foi aplicada primeiro para um cenário com o gerador fotovoltaico operado em máxima potência e consumo de potência ativa pelas cargas, em que a rede principal está conectada e com um balanço de potência positivo no barramento. O segundo cenário com a rede principal ainda conectada, a carga principal consumindo somente potência reativa e com a fonte renovável

em nível de produção mediano. Finalmente ainda um experimento para o último cenário em que a rede principal está desconectada, a fonte renovável opera em mínima potência e com isso gerando um balanço negativo no barramento.

Os resultados demonstram que a estratégia atende aos requisitos de controle estabelecidos pelos mais recentes trabalhos de pesquisa, gerenciando adequadamente a potência do barramento de uma MR, compartilhando o fornecimento entre as fontes, controlando a tensão e a frequência do barramento, para gerir o sistema como um todo de forma descentralizada.

A abordagem usada manteve o equilíbrio entre a demanda e oferta de potências na MR utilizando os parâmetros do barramento CA como a informação do preço, emulando o funcionamento do livre mercado, integrando questões técnicas e econômicas, utilizando a tensão para o gerenciamento da potência ativa e com este mesmo princípio controlou a potência reativa, pela defasagem do ângulo (modo conectado) e pela frequência (modo ilhado) do barramento. A abordagem descentralizada implementada, mesmo considerando condições adversas, manteve a microrrede operando e entregando potência aos usuários dentro dos padrões especificados de desempenho, dentro dos padrões de preço aceitáveis por eles, mesmo quando a rede de comunicação estivesse inoperante. Uma vez estabelecidas as condições de estabilidade na operação da microrrede, o gerenciamento foi tão eficaz para a potência ativa, tanto no modo conectado como ilhado, quanto para a potência reativa. Conceitualmente a abordagem não exige a prévia identificação dos participantes da microrrede para o bom funcionamento, apenas para as questões financeiras.

A principal contribuição deste trabalho foi o gerenciamento de potência, usando uma abordagem não centralizada, para muitas unidades ao modo “plug and play”, e escalável, pois quantas unidades a mais melhor é o desempenho (PLANAS et al., 2013), aplicável da mesma forma para qualquer unidade independentemente de ser fonte, carga, armazenamento ou outra MG, com possibilidade de continuar funcionando mesmo sem o link de comunicação, utilizando o mesmo princípio para gerenciar a potência ativa e reativa, recomendado para AC, DC ou MR mista, com robustez, baixo custo e dando mais autonomia ao usuário.

Considera-se que a função de comunicação de baixa largura de banda para informar a relação entre o parâmetro e o preço pode ser realizada de várias maneiras. O controlador de cada fonte é capaz de responder com eficácia às mudanças no sistema sem exigir dados de outras fontes ou locais. Além disso, existe as possibilidades de otimizar a energia / custos da MR , o perfil de tensão do barramento, além das características desejáveis tais como: Controle distribuído; Fácil conexão; Poucas regras para participantes (Plug and Play); Uso de ACBS e controle de Droop; Simplicidade de princípios e operação; Baixo custo operacional.

A estratégia apresentada contribui para a estrutura de controle hierárquico, com mais uma opção de implementação de um controle descentralizado para os níveis primário e secundário. Reduz a complexidade do modelo, aumentando a robustez do sistema, dando mais flexibilidade de operação, gerenciando a demanda da potência ativa e reativa, colaborando para uma melhor integração entre a MR e os sistemas de armazenamento e proporcionando escalabilidade para

esta solução.

7.1 RESUMO DAS CARACTERÍSTICAS DA ESTRATÉGIA APRESENTADA

Gerenciamento de potência -

A estratégia apresentada consegue gerenciar tanto a potência ativa quanto reativa em uma microrrede, estando ela conectada ou ilhada mesmo em cenários considerados como condições severas de operação.

Manutenção da estabilidade da tensão, ângulo e frequência -

A condição de busca de equilíbrio entre a demanda e a oferta pelos participantes da MR cria um viés para que as especificações técnicas de tensão, ângulo e frequência da MR sejam preservadas. Quando por um lado se acrescenta uma carga, que altera um parâmetro em um sentido, o preço torna-se mais atrativo para os fornecedores, atraindo uma fonte, que tende a retornar o parâmetros ao ponto de partida, e o contrário também é verdadeiro.

Abordagem não centralizada -

A abordagem não centralizada é sempre preferida, por suas características de custo, desburocratização e simplicidade. A forma de gerenciamento apresentada deve ficar residente em cada controlador de cada participante da MR, eliminando a necessidade de controles centralizados e mais complexos.

Para múltiplas unidades -

Muitas unidades podem fazer parte da MR, tantas quanto necessário, com um aumento do desempenho a cada unidade que entra na MR.

Plug and Play -

Conceitualmente nenhum requisito é imposto à unidade que deseja participar da MR, bastando para isso possuir um controlador, alimentá-lo com os preços de compra e venda e deixar que ele faça a sua função. Apenas deve ser feito periodicamente um acerto de contas para saber quem deve e quem paga.

Escalável -

Conceitualmente esse mesmo modelo usado para uma MR pode ser usado para MR maiores ou mesmo entre MR. Isso certamente deve fazer parte de uma questão para ser pesquisada em maior profundidade.

Melhora o desempenho com o aumento do número de participantes -

Assim com em um bolsa de valores, quanto mais participantes, menor é o impacto que cada um tem no desempenho (estabilidade) do sistema como um todo. Um participante que disponibiliza determinada potência comprando ou vendendo impacta muito menos quanto maior for a soma das potências de todos os participantes.

Aplicável a qualquer componente -

O controlador usado para conectar ou desconectar usa apenas os preços de compra e venda fornecidos pelo usuário. Esse controlador pode ser usado indistintamente por uma carga,

por uma fonte, por uma unidade de armazenamento, e com mais pesquisas talvez se mostre atrativo para os outros tipos de MR (CC, MR ou Mista). Extrapolando se pode pensar em usá-lo também entre microrredes, e entre a MR e a Rede da concessionaria.

Funcionamento mesmo sem link de comunicação -

A dependência de um link de comunicação, diferente de outras abordagens é apenas para fornecer as taxas de conversão de parâmetros em preços. Tanto que mantidas as taxas não seria necessário um link de comunicação.

O mesmo princípio para a gestão de uma MR CA, CC ou mista -

O controlador precisa dos preços de comercialização da energia e depende das leituras dos parâmetros feitas no barramento ou informado para o ângulo. Os preços são transformados em valores equivalentes aos dos parâmetros antes de serem comparados e em p.u. o que permite que esse mesmo princípio possa atender qualquer tipo de MR.

Baixo custo -

Uma decorrência da descentralização é a perda de complexidade e redução dos custos de investimento e operação.

Maior autonomia para os usuário -

Os usuários se beneficiam da simplicidade dessa estratégia já que seu princípio é conhecido e aplicado em muitas outras situação das suas rotinas diárias, conseguindo rapidamente interagir com o sistema da melhor forma.

.

7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Relação entre estabilidade estratégia aqui apresentada -

Uma consideração feita em todos os experimentos foi que a MR estava operando em uma condição estável e que mesmo as alterações produzidas pelas entradas e saídas de cargas e fontes não retiraram ela dessa condição. Assim sendo, se faz necessário um aprofundamento da interconexão de um tema com o outro. É preciso estabelecer as condições de estabilidade da MR a ser operada para que se saiba o comportamento dela nas diferentes condições, bem como os limites extremos para manter a estabilidade para o sistema.

Experimentar outros perfis de tarifação -

A forma adotada aqui para a tarifação foi uma reta com um coeficiente angular e um linear. Outros perfis de tarifação poderiam ser adotados, como um exponencial, ou uma sigmoide, etc. Esses perfis influenciam no comportamento geral do sistema fazendo que as unidades alterem os seus padrões de comportamento. Assim seria possível aconselhar determinados perfis para determinadas condições de operação da MR, como por exemplo quando aumentam muito as tarifas da concessionária, ou quando ao contrário diminuem muito, ou alguns participantes da MR apresentam algum comportamento que causa impacto negativo aos demais.

Aumentar os componentes da MR (Carga, Fonte, Armazenamento, outra MR CC, MR Mista, Rede da concessionaria, explorar o controle terciário) -

Conceitualmente se consegue mostrar que quanto mais participantes melhor, mas isso precisa ser avaliado na prática. Num extremo poderia ser testado a aplicação desse conceito para um controlador da MR frente a rede da concessionária, que dessa forma estaria fazendo o papel do controle terciário (que faz a gestão do intercâmbio de energia entre a Rede e a MR).

Desenvolver e detalhar melhor as regras contábeis e de convívio na MR -

Ao longo desse trabalho foram estabelecidas algumas poucas regras de cobrança e pagamento para os valores devidos e pagos por fontes e cargas respectivamente, para não abrir demais o escopo do trabalho. Mas entende-se que nesse tema existe muitas questões que podem ser melhor exploradas.

Estudar as questões técnicas para a presença e intercâmbio de harmônicos -

Um outra condição assumida como verdadeira foi a ausência de harmônicos, e no entanto sabe-se que isso é uma questão que cada vez mais preocupa os profissionais que trabalham em sistemas elétricos de potência, pois a presença de aparelhos eletrônicos aumenta consideravelmente a presença de harmônicos nas redes. A redução de harmônicos nos equipamentos eletrônicos aumenta os custos enquanto por outro lado os clientes buscam os menores preços, o que leva a adoção de diferentes escolhas pelos diferentes fabricantes.

Estudar as questões de proteção -

Em nenhum momento se avaliou o impacto que as conexões e desconexões causam nos equipamentos de proteção do sistema elétrico de potência, e isso precisa ser bem avaliado. O tema segurança por si só já é de extrema importância e que deve ser considerado.

Explorar também as muitas possibilidades de interação com outras áreas, como: Smart Grid, IoT, mercado financeiro; TI (algoritmos); Inteligência artificial; APP para smartphones; Blockchain e PCs -

Esses são diferentes temas que já estão presentes no mercado e que devem ser considerados. Por exemplo a tecnologia de blockchain para as questões de segurança de informações, que também poderia ser usado para os assuntos financeiros. Outro exemplo seria para a IoT que pode ser usada na administração e controle das múltiplas unidades que compõem a MR, dentre outros.

REFERÊNCIAS

AHMED, Moudud et al. Stability and control aspects of microgrid architectures–a comprehensive review. **IEEE Access**, v. 8, p. 144730–144766, 2020. Citado na página 52.

Al-Issaei, A. et al. Secondary control of microgrid using multi-agent systems. In: **2019 IEEE 28th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 171–176. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

AL., Nikos et. Trends in microgrid control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, VOL. 5, NO. 4,, p. 15, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 23, 25 e 26.

ARIYASINGHE, Duminda P.; VILATHGAMUWA, D. Mahinda. Stability analysis of microgrids with constant power loads. **IEEE**, 2008. Citado na página 61.

AYDIN; USTUN, O. A basic battery management system design with iot feature for lifepo4 batteries. **10th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)**, 2017. Citado na página 45.

AZEVEDO, G. M. de S. **Controle e Operação de Conversores em Microrredes**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Pernabuco, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 77.

BARKLUND, E. et al. Energy management in autonomous microgrid using stability-constrained droop control of inverters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 23, p. 2346–2352, 2008. Citado na página 94.

BARNES, Jonah G. Levine Frank S. **Large Energy Storage Systems Handbook**. [S.l.]: CRC Press, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.

BASAK, Prasenjit et al. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspectiveof control, protection and stability of microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 12, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 23, 25, 31 e 36.

BELLINASO, Lucas Vizzotto. **Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede com Armazenamento de Energia - Classificação, Recomendações Técnicas e Gerenciamento**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS - Brasil, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 64.

BELLINASO, Lucas Vizzotto; SCHWERTNER, Christoffer Daniel; MICHELS, Leandro. Price-based power management of off-grid photovoltaic systems with centralised dc bus. **IET Renewable Power Generation**, Vol. 10 Iss. 8, p. 8, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 74.

BENNETT, Frank S. Barnes Jonah G. Levine Porter. **Large Energy Storage Systems Handbook**. New York, London: CRC Press, 2011. Citado na página 108.

BIDRAM, Ali; DAVOUDI, Ali. Hierarchical structure of microgrids control system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Vol. 3, No. 4, p. 14, 2012. Citado 8 vezes nas páginas 25, 26, 50, 52, 53, 57, 59 e 60.

BRABANDERE, K. De et al. A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. **35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference**, 2004. Citado na página 27.

BRYAN, J.; DUKE, R.; ROUND, S. Decentralized generator scheduling in a nanogrid using dc bus signaling. **IEEE**. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 55.

CHENG, K. W. E. et al. Battery-management system (bms) and soc development for electrical vehicles. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, v. 60, p. 78–88, 2011. Citado na página 44.

CONTROL, IEEE-PES Task Force on Microgrid. Trends in microgrid control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, 2014. Citado na página 49.

CORREA, Everton Peres. **ESTUDO DE UM MODELO DE ORDEM REDUZIDA PARA A ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE MICRORREDES CA**. Dissertação (Mestrado) — UDESC, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 25, 61 e 77.

DIMEAS, Aris L.; HATZIARGYRIOU, N. D. Operation of a multiagent system for microgrid control. **IEEE TRansactions on Power Systems**, Vol. 20, No. 3, p. 9, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 27, 52 e 53.

DURYEA, S.; ISLAM, S.; LAWRANCE, W. A battery management system for stand-alone photovoltaic energy systems. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 7, n. 3, p. 67–72, Jun 2001. ISSN 1077-2618. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 52.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, p. 439–449, 2007. Citado na página 39.

FREIJEDO, F. D. et al. Grid-synchronization methods for power converters. **35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics**, 2009. Citado na página 47.

GLAVIC, Mevludin. **Agents and Multi-Agent Systems: A Short Introduction for Power Engineers**. Liege, BELGIUM, 2006. Citado 3 vezes nas páginas 26, 27 e 53.

GUERRERO;, Amjad Anvari-Moghaddam; Ashkan Rahimi-Kian; Maryam S. Mirian; Josep M. A multi-agent based energy management solution for integrated buildings and microgrid system. **Applied Energy**, Volume 203, p. Pages 41–56, 1 October 2017. Citado na página 27.

GUERRERO, Josep M. et al. Advanced control architectures for intelligent microgrids part i: Decentralized and hierarchical control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, VOL. 60, NO. 4, p. 9, 2013. Citado 7 vezes nas páginas 25, 47, 49, 50, 52, 61 e 63.

GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids: A general approach toward standardization. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, VOL. 58, NO. 1, p. 15, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 25, 60 e 63.

GUERRERO, J. M. et al. Output impedance design of parallel-connected ups inverters with wireless load-sharing control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, VOL. 52, NO. 4, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 63.

HAASE, J. et al. Analysis of batteries in the built environment an overview on types and applications. **43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**, 2017. Citado na página 45.

HARTONO, BS; BUDIYANTO; SETIABUDY, R. Review of microgrid technology. **Quality in Research 2013**, p. 6, 2013. Citado na página 23.

HOJABRI, Mojgan et al. A comprehensive survey on phasor measurement unit applications in distribution systems. **Energies Review**, v. 12, p. 4552, 2019. Citado na página 80.

J., Jackson J. et al. Ac-microgrids versus dc-microgrids with distributed energy resources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 19, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 31.

JIANG, Zhenhua; DOUGAL, Roger A. Hierarchical microgrid paradigm for integration of distributed energy resources. **IEEE**, p. 8, 2008. Citado na página 23.

JIANG, Zhenhua; DOUGAL, Roger A. Hierarchical microgrid paradigm for integration of distributed energy resources. **Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE**, 2008. Citado na página 50.

KOUTROULIS, E.; KALAITZAKIS, K. Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 53, p. 486–494, 2006. Citado na página 41.

LI, Yun Wei; KAO, Ching-Nan. An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid. **IEEE Transactions on Power Electronics**, VOL. 24, NO. 12, p. 12, 2009. Citado na página 63.

LIDULA, N.W.A.; RAJAPAKSE, A.D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 17, 2011. Citado na página 25.

LINDEN, David; REDDY, Thomas B. **Handbook of batteries**. [S.l.]: McGraw-Hill, 2001. Citado na página 45.

MAJUMDER, R. et al. Load sharing and power quality enhanced operation of a distributed microgrid. **IET Renewable Power Generation**, v. 3, p. 109–119, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 63.

MARYAMA. **Análise de Estratégia de Divisão de Carga Baseada em Droop para Microrredes**. Tese (Doutorado) — UFSC, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 77.

Mohammed, A. et al. Ac microgrid control and management strategies: Evaluation and review. **IEEE Power Electronics Magazine**, v. 6, n. 2, p. 18–31, June 2019. ISSN 2329-9207. Citado na página 25.

MORSTYN, Thomas; HREDZAK, Branislav; AGELIDIS, Vassilios G. Control strategies for microgrids with distributed energy storage systems: An overview. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 09, p. 01 – 15, 2018. Citado na página 27.

NEVES, Marcelo Sílva. **Modelagem de Carga em Sistema de Energia Elétrica: Modelo Matemático e sua validação com Testes de Campo**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juíz de Fora, 2008. Citado na página 56.

NGAN, M. S.; TAN, C. W. A study of maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. **IEEE Applied Power Electronics Colloquium (IAPEC)**, 2011. Citado na página 39.

NUNNA, K. H. S. V. S.; DOOLLA, S. Responsive end-user-based demand side management in multimicrogrid environment. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 10, n. 2, p. 1262–1272, May 2014. ISSN 1551-3203. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 56.

PHADKE, Arun G. Syncronized phasor mesurement in power system. **IEEE Computer Applications in Power**, 1993. Citado na página 80.

PLANAS, Estefanía et al. Ac and dc technology in microgrids: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 24, 2015. Citado na página 33.

PLANAS, Estefania et al. General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids:a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 13, 2013. Citado 11 vezes nas páginas 23, 24, 25, 26, 35, 49, 56, 59, 60, 63 e 128.

QUINTANA, Balasubramanian Indu; ILANGO, Ganesan Saravana; NAGAMANI, Chilakapati. Control strategy for power flow management in a pv system supplying dc loads. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Vol. 60, No. 8, 2013. Citado na página 54.

QUINTANA, P. J. et al. Control of single-phase islanded pv / battery street light cluster based on power-line signaling. **IEEE**, p. 6, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 54.

REE, Jaime De La et al. Synchronized phasor measurement applications in power systems. **IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID**, 2010. Citado na página 80.

ROCABERT, Joan et al. Control of power converters in ac microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, VOL. 27, NO. 11, p. 16, 2012. Citado 9 vezes nas páginas 23, 25, 46, 47, 59, 60, 63, 81 e 83.

RODRIGUEZ, Pedro. Grid interactive pv inverters. **Aalborg University**, 2012. Citado na página 93.

SAFDARIAN M. FOTUHI-FIRUZABAD, M. Lehtonen A. A distributed algorithm for managing residential demand response in smart grids. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 10, n. 4, p. 2385–2393, Nov 2014. ISSN 1551-3203. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 56.

SANTOS, André Fernandes Coelho Rezende dos. **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicações na Recomposição do Sistema Elétrico de Potência**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2010. Citado na página 80.

SCHILLER, Bradley. **The Micro Economy Today**. San Francisco, California - USA: McGraw-Hill, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 64.

SCHöNBERGER, John; DUKE, Richard; ROUND, Simon D. Dc-bus signaling: A distributed control strategy for a hybrid renewable nanogrid. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, VOL. 53, NO. 5, p. 8, 2006. Citado 5 vezes nas páginas 25, 26, 28, 52 e 54.

SHAFIEE, Qobad; GUERRERO, Josep M.; VASQUEZ, Juan C. Distributed secondary control for islanded microgrids - a novel approach. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 2013. Citado na página 53.

SHARIFI, Reza et al. Dynamic pricing: An efficient solution for true demand response enabling. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 28, 64, 76 e 80.

SINGH, Jaswant et al. Recent control techniques and management of ac microgrids: A critical review on issues, strategies, and future trends. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 00, p. 01 – 39, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 27, 50, 51 e 52.

STENCLIK, Derek; DENHOLM, Paul; CHALAMALA, Babu. Maintaining balance: The increasing role of energy storage for renewable integration. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, p. 31 – 39, 2017. Citado na página 42.

SUN, K. et al. A distributed control strategy based on dc bus signaling for modular photovoltaic generation systems with battery energy storage. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 10, p. 3032–3045, Oct 2011. ISSN 0885-8993. Citado 3 vezes nas páginas 28, 39 e 54.

TABATABAEE, S. et al. Investigation of droop characteristics and x/r ratio on small-signal stability of autonomous microgrid. **2011 2nd Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference**, 2011. Citado na página 61.

TAHIM, Andre Pires Nobrega. **CONTROLE DE MICRORREDES DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA EM CORRENTE CONTINUA**. Tese (Doutorado) — UFSC, 2015. Citado 6 vezes nas páginas 23, 24, 25, 31, 50 e 60.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **GRID CONVERTERS FOR PHOTOVOLTAIC AND WIND POWER SYSTEMS**. [S.l.: s.n.], 2011. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 59.

TOCHETTO, André Pagani. **UTILIZAÇÃO DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA NO MONITORAMENTO EM TEMPO REAL DA SEGURANÇA DA OPERAÇÃO DA UHE-ITAIPU 60Hz**. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, 2014. Citado na página 80.

VANDOORN, Tine L. et al. Microgrids. **IEEE industrial electronics magazine**, p. 14, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 63.

VENKATARAMANAN, G.; ILLINDALA, M. Small signal dynamics of inverter interfaced distributed generation in a chain-microgrid. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, 2007. Citado na página 61.

VICUNA, Juan C. Vasquez; Josep M. Guerrero; Jaume Miret; Miguel Castilha; Luis Garcia de. Hierarchical control of inteligent microgrids. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, 2010. Citado na página 25.

WAGMAN, David C. Arizona utility opts for solar and storage to meet peak demand. **IEEE Spectrum**, 2018. Citado na página 45.

WU, Teng et al. A unified virtual power decoupling method for droop-controlled parallel inverters in microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Vol. 31, No. 8, p. 17, 2016. Citado na página 63.

ZIMANN, FELIPE JOEL. **SISTEMA DE CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA PARA A REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**. Dissertação (Mestrado) — UDESC, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 77 e 105.

GLOSSÁRIO

Microrrede: Uma microrrede é um grupo de fontes de energia e cargas distribuídas interligadas, operando dentro de limites elétricos bem definidos que atuam como um único sistema controlável em relação à rede principal. Uma microrrede pode se conectar e desconectar da rede para permitir que ela opere tanto conectada quanto ilhada. (DOE - Departament Of Energy - USA)
Gerenciamento: Administração feita com o objetivo de resolver problemas e atingir metas pré estabelecidas. (JUSE - Union of Japanese Scientists and Engineers)
Controle: É a tarefa de manter determinada variável dentro de padrões especificados.

ANEXO A – RESULTADOS DE SIMULAÇÃO (PSIM)

Aqui se apresenta os resultados obtidos em simulações com o PSim para os mesmos três cenários apresentados em experimentos em HIL. O objetivo é possibilitar uma comparação entre os meios e os resultados previamente apresentados e os aqui apresentados no capítulo . O objetivo das simulações foram de uma primeira avaliação do comportamento da microrrede versus a estratégia de gerenciamento proposta frente aos componentes (cargas, fontes, armazenadores).

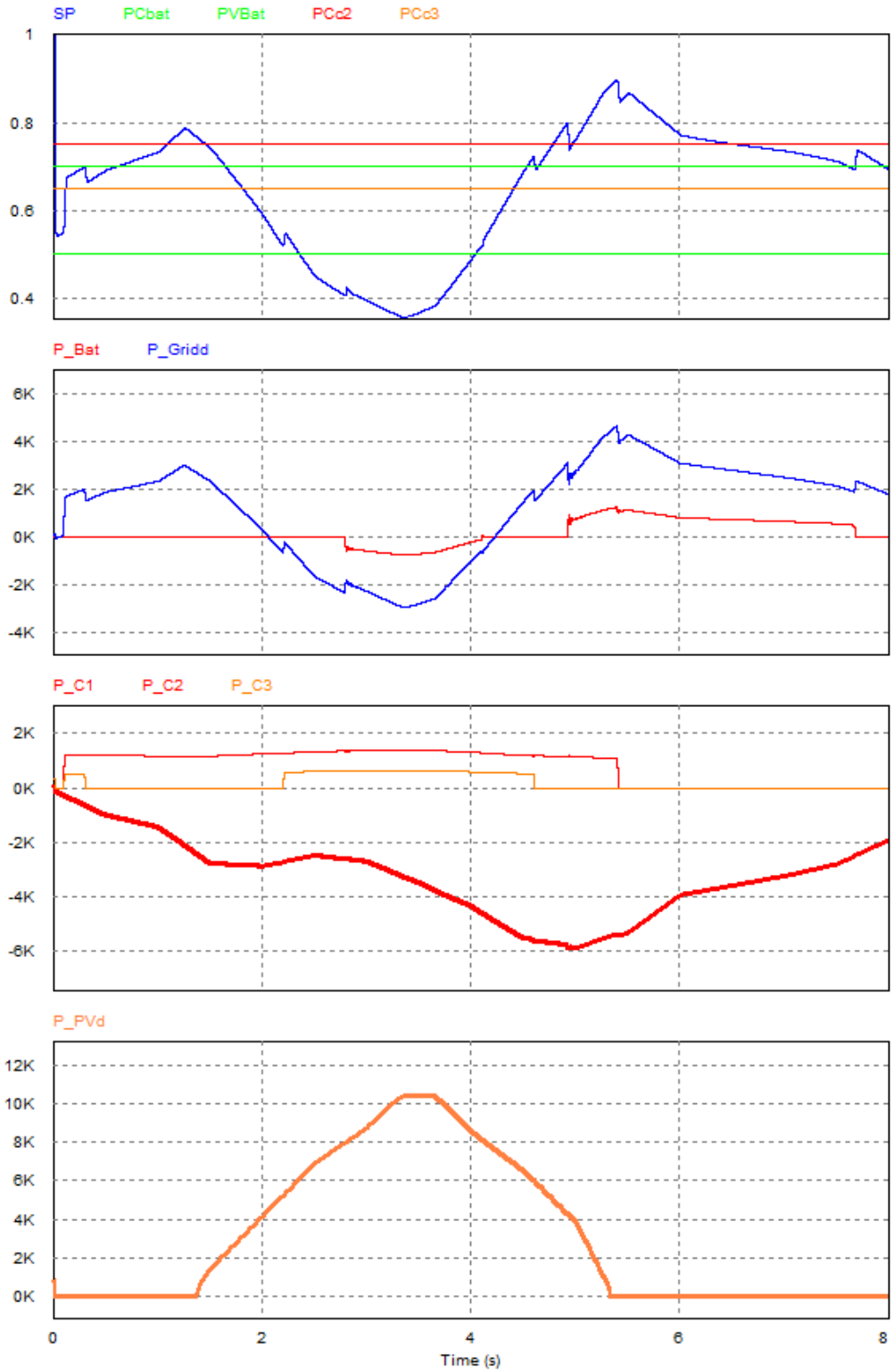
O HIL apresenta mais funcionalidades do que o PSim, tais como medidores de potência ativa e reativa incorporado entre as ferramentas do software, medidor de defasagem entre sinais senoidais, medidores fasoriais, maior facilidade de manipulação dos dados resultantes dos experimentos e simulações, etc. Apenas considerando os experimentos feitos, os resultados das simulações mostrados abaixo foram obtidos com base em condições semelhantes as obtidas nos experimentos com o HIL.

Os resultados abaixo apresentados foram todos obtidos por simulação em software PSim, o passo de cálculo foi configurado para 5,0 μs e o tempo total de simulação é de aproximadamente 10 minutos, o que representa em uma escala reduzida o período de 24h de funcionamento da microrrede, através de modelos simplificados dos elementos que compõem a microrrede, conforme já apresentados para os experimentos. As simulações foram feitas também para mostrar a atuação do gerenciamento da potência inicialmente sobre cargas ativas. A intensidade da carga principal foi alterada nas simulações, para possibilitar uma melhor comparação das respostas do gerenciamento nos três cenários.

Uma primeira observação é que as curvas geradas são mais anguladas, pois foram obtidas a partir de uma funcionalidade em que retas mais ou menos inclinadas são dispostas ao longo do tempo, e como consequência disso as respostas do sistema também seguem o mesmo padrão. Ainda sobre as curvas é que os perfiz tem diferenças em relação aos dos experimentos, como o do gerador FV levemente deslocado para esquerda, o que também foi um cuidado nos experimentos. Outro destaque é que o banco de baterias se conecta comprando ou vendendo sem uso de nenhum despacho de carga. Assim, as participações de fornecimento ou absorção de potência do barramento são inferiores aos dos experimentos com o HIL. Uma constatação foi que as bandas de histerese foram maiores nas simulações do que nos experimentos do HIL, para evitar intermitências. Assim, se observa uma degrau maior tanto no tempo entre o momento acionamento e a efetiva conexão quanto em potência. Uma consequência disso é que as curvas de preço, por exemplo, ficam com o perfil diferentes.

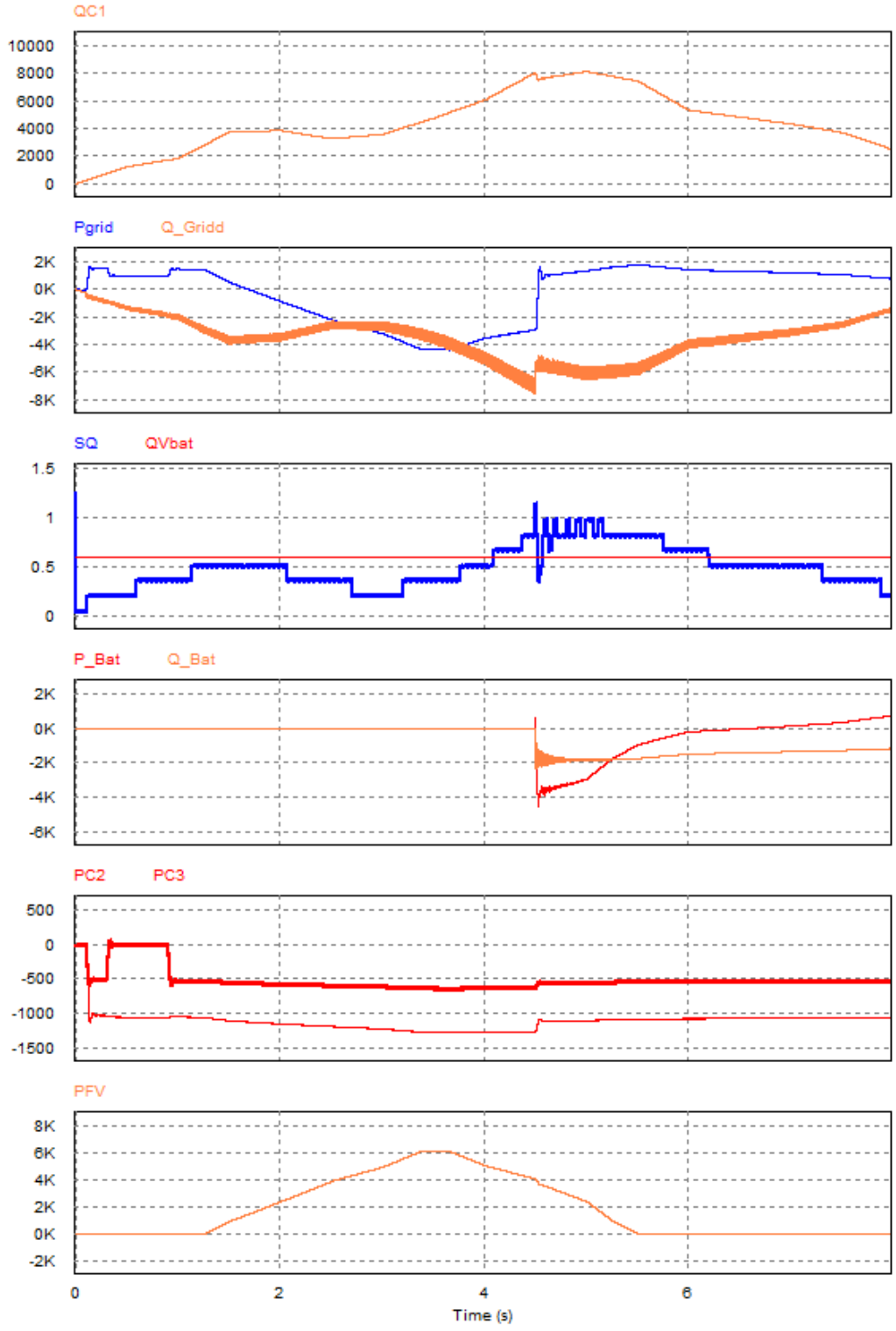
É possível observar uma coerência entre as simulações e os resultados experimentais do HIL. Considerando que os estímulos (Carga principal e geração fotovoltaica) foram semelhantes, às respostas (V, δ, f) também. Os níveis de preço os parâmetros dos barramentos, os níveis de potência envolvidos em cada cenário são muito semelhantes aos observados nos experimentos do HIL.

Figura 72 – Valores de potência preço na MR, operando no modo conectado com potência ativa em nível alto no barramento: (Bem em cima) Preço da energia ativa; (Segundo) Potência ativa da rede principal e do Banco de baterias; (Terceiro) Potência ativa da carga principal e secundárias; (Bem em baixo) Potência ativa gerador FV.



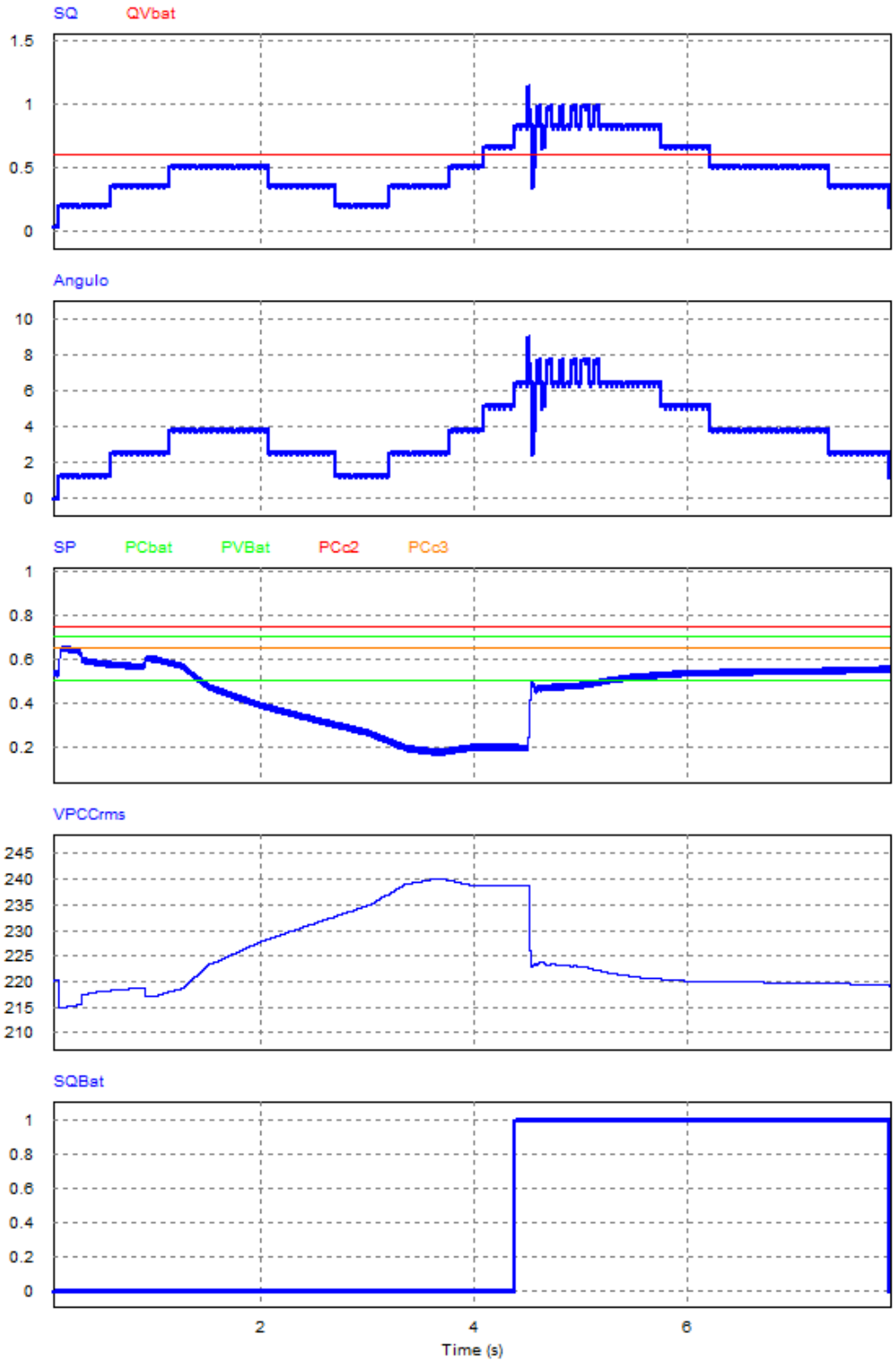
Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Figura 73 – Valores de potência da MR, operando no modo conectado e fornecendo potência reativa para a carga principal: (Bem em cima) Potência reativa da carga principal; (Segundo) Potência ativa e reativa da rede principal; (Terceiro) Preço da energia reativa; (Quarto) Potência ativa e reativa do Banco de Baterias; (Quinto) Potência ativa das cargas C2 e C3; (Bem em baixo) Potência ativa FV.



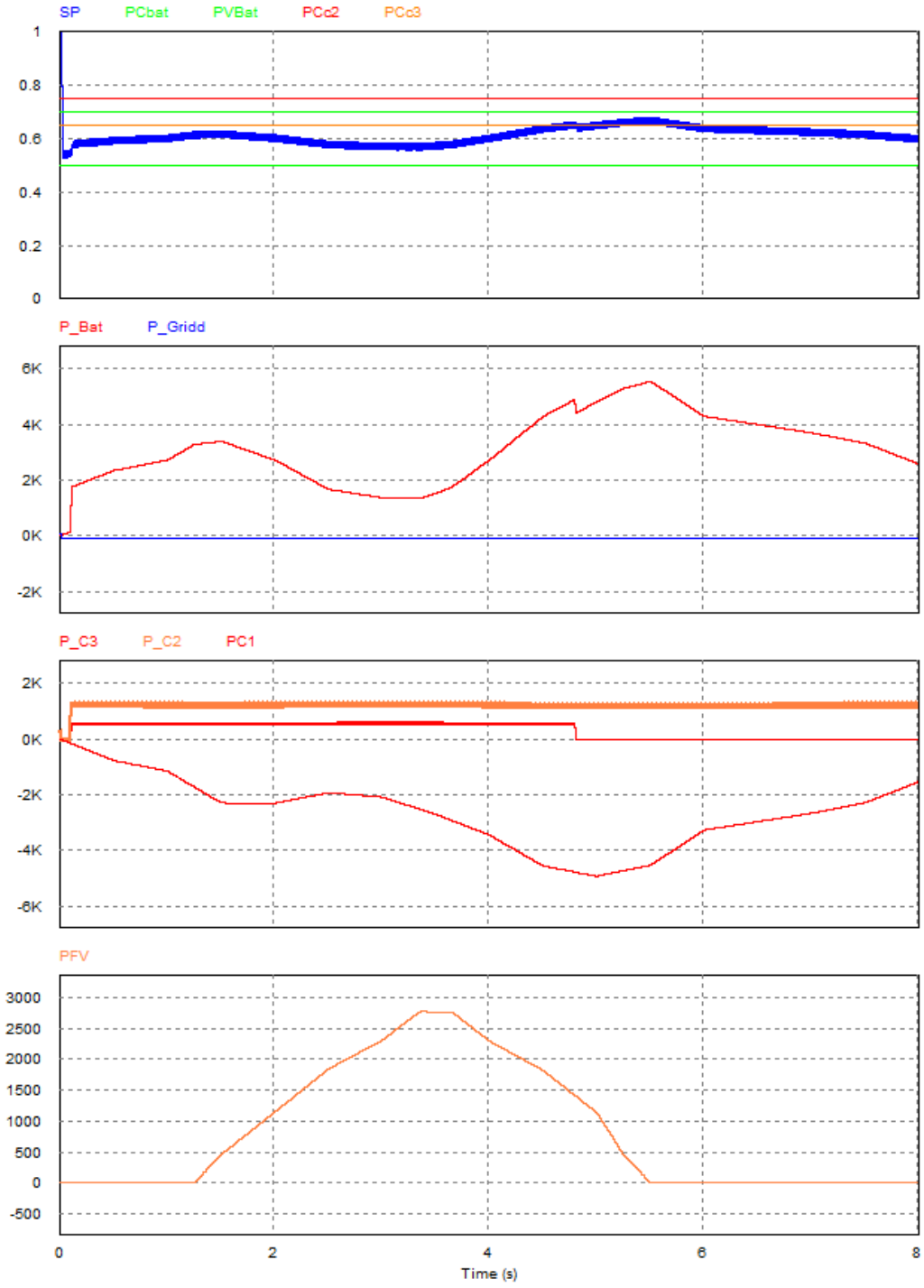
Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Figura 74 – Preços, ângulo, tensão e comandos das unidades da MR, operando no modo conectado e fornecendo energia reativa para a carga principal: (Bem em cima) Preço da energia reativa; (Segundo) Ângulo entre rede principal e barramento (Terceiro) Preço da energia ativa; (Quarto) Tensão do barramento; (Bem em baixo) Comando do banco de baterias.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Figura 75 – Valores de potência preço na MR, operando no modo desconectado com potência ativa em nível baixo no barramento: (Bem em cima) Preço da energia ativa; (Segundo) Potência ativa da rede principal e do Banco de baterias; (Terceiro) Potência ativa da carga principal e secundárias; (Bem em baixo) Potência ativa gerador FV.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

ANEXO B – TABELA DE PREÇOS

Abaixo está a tabela de preços usados nas simulações e experimentos. Na coluna da esquerda o componente que participa da MR, na segunda coluna a potência desse componente, e na sequência os preços de compra e venda estabelecidos para aquela unidade, para energia ativa e reativa respectivamente.

Tabela 3 – Valores de potências e preços definidos para testes

Tipo	KVA	Compra	Venda	kvar	Compra	Venda
G. PV	10	X	0,15	10	X	X
Rede	12	0,40	0,40	12	0,40	0,40
Bateria (soc > 50%)	10	0,50	0,70	10	X	0,65
Bateria (soc < 50%)	10	0,60	0,80	10	X	0,65
Carga C1	12	X	X	12	X	X
Carga C2	1	0,75	X	0,0	X	X
Carga C3	0,5	0,65	X	0,0	X	X

Fonte: Do próprio autor.

ÍNDICE REMISSIVO

Controle, 45
Controle por MPPT, 57
Controle por Droop, 59
Controle de uma MR pela teoria de equilíbrio de mercado, 75
Especificações da microrrede para os experimentos, 85
Estudo de Caso, 100
Estrutura de Controle, 49
Gerenciamento, 48, 49
Introdução, 25
Microrredes de Energia, 32
Microrrede Conceito, 53
Resultados, 114
Teoria Econômica, 65