UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DESENVOLVIMENTO E MODELAGEM DE UMA NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA EM BAIXA TENSÃO COM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

PEDRO FERREIRA TORRES

DM 36 / 2019

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PEDRO FERREIRA TORRES

DESENVOLVIMENTO E MODELAGEM DE UMA NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA EM BAIXA TENSÃO COM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

DM 36 / 2019

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PEDRO FERREIRA TORRES

DESENVOLVIMENTO E MODELAGEM DE UMA NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA EM BAIXA TENSÃO COM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

T693d Torres, Pedro Ferreira
Desenvolvimento e modelagem de uma nanorrede de distribuição em corrente contínua em baixa tensão com sistemas de geração distribuída / Pedro Ferreira Torres. — 2019.
xxiii, 115 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo
Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2019.

1. Nanorrede c.c.. 2. Geração distribuída. 3. Microrredes c.c.. 4. Geração fotovoltaica. 5. Armazenamento de Energia. I. Título.

CDD 621.3191

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

"DESENVOLVIMENTO E MODELAGEM DE UMA NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA EM BAIXA TENSÃO COM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDOS"

AUTOR: PEDRO FERREIRA TORRES

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 23/10/2019

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo
(Orientador – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. João Tavares Pinho
(Avaliador Externo - USP)

Prof. Dr. Luiz Antônio Correa Lopes
(Avaliador Externo - CONCORDIA)

Prof. Dr. Samuel James Willamson
(Avaliador Externo - BRISTOL)

VISTO:

Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes
(Coordenadora do PPGEE/ITEC/UFPA)

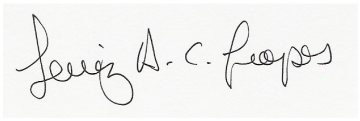
Université Concordia University
GINA CODY SCHOOL OF ENGINEERING AND COMPUTER SCIENCE
Department of Electrical and Computer Engineering

Montreal, November 12, 2019

TO WHOM IT MAY CONCERN:

I hereby declare that I participated, via teleconference, in the examining committee for the master's defense of Pedro Ferreira Torres, whose dissertation entitled "Desenvolvimento e modelagem de uma nanorrede de distribuição em corrente contínua em baixa tensão com sistemas de geração distribuída" was presented on 23/10/2019, being approved upon the corrections suggested by the examiners.

Sincerely,



Luiz A. C. Lopes, *ing*., Ph.D
Professor
Electrical and Computer Engineering Department
Voice: (514) 848-2424, Ext. 3080
E-mail: lalopes@ece.concordia.ca

University of Bristol
Department of Electrical and Electronic Engineering
Merchant Venturers Building
Woodland Road
Bristol
BS8 1UB
UK

Tel: 00 44 (0) 117 954 5177
Email: sam.williamson@bristol.ac.uk

13th November 2019

To whom it may concern,

Re: Examination board for Pedro Ferreira Torres

I hereby declare that I participated, via teleconference, in examining board for the master's defense of Pedro Ferreira Torres, whose dissertation entitled "Desenvolvimento e modelagem de uma nanorrede de distribuição em corrente contínua em baixa tensão com sistemas de geração distribuída" was presented on 23/10/2019, being approved upon the corrections suggested by the examiners.

Yours sincerely

Dr. Samuel J. Williamson *BEng, PhD*

Lecturer in Electrical Engineering

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por todas as oportunidades e pela beleza e harmonia da vida.

Aos meus pais, Amaury e Paula, pelo amor mais puro, carinho e apoio nesta caminhada.

Às minhas irmãs, Ana e Heloisa, pela compreensão, companheirismo e bons momentos de fraternidade.

À minha avó paterna, Vanda, e avós maternos, Otacílio e Joaquina, por serem fontes de amor e sabedoria.

À Rafaella, por toda a paciência e bons momentos compartilhados nestes anos.

Aos amigos do GEDAE, do presente e do passado, que fazem do ambiente de trabalho um lugar agradável e propício ao desenvolvimento das diversas atividades, e que foram fundamentais no desenvolvimento deste trabalho.

Ao orientador, Prof. Wilson Negrão Macêdo, pela paciência do dia a dia, sabedoria compartilhada e oportunidades concedidas.

À CAPES pela bolsa de estudos fundamental para a plena realização deste trabalho.

Ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia, INCT-EREEA, pelo apoio financeiro.

SUMÁRIO

FICHA CATALOGRAFICA 4
AGRADECIMENTOS 6
SUMÁRIO 7
LISTA DE ILUSTRAÇÕES 10
LISTA DE TABELAS 14
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS 15
LISTA DE SÍMBOLOS 17
RESUMO 22
ABSTRACT 23
INTRODUÇÃO 1
1.SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA EM BAIXA TENSÃO .. 5

1.1 Introdução 5
1.2 Esquema geral de uma MDCC 6
1.3 Topologias 7

1.3.1. Polaridade 7
1.3.2. Arquitetura 9

1.4 Aterramento e proteção 12

1.4.1. Aterramento 12
1.4.1.1. Isolado da terra 12
1.4.1.2. Aterramento com resistência 13
1.4.1.3. Aterramento franco 13
1.4.2. Dispositivos de proteção em uma MDCC 14

1.5 Problemas de qualidade da energia 15

1.5.1. Transitórios de tensão 15
1.5.2. Componentes espúrias (harmônicos) 16
1.5.3. Correntes de *Inrush* 17
1.5.4. Faltas no barramento c.c. 17
1.5.5. Assimetria de tensão em sistema bipolar 18
1.5.6. Correntes circulantes 18

1.6 Estratégias de controle 19
1.7 Comparativo de eficiência energética entre redes c.c. e c.a. 22

2.DESCRIÇÃO DA NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA AVALIADA 26

2.1 Introdução 26
2.2 Sistema de geração e armazenamento de energia (SGA) 27

2.2.1. Dimensionamento 27
2.2.2. Gerador Fotovoltaico (GFV) 29
2.2.3. Banco de baterias 30
2.2.4. Controlador de carga 36
2.2.5. Dispositivos de proteção 39

2.3 Banco de cargas (BC) 42
2.4 Rede de distribuição 43
2.5 Quadro geral de distribuição, medição e comando (QGD) 47

2.5.1. Monitoramento do sistema 47
2.5.2. Comando das cargas 49

3. CARACTERIZAÇÃO, MODELAGEM E VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS 50

3.1 Introdução 50
3.2 Caracterização e modelagem dos geradores fotovoltaicos 51

3.2.1 Modelo de circuito do diodo simples (modelo de cinco parâmetros) 51
3.2.2 Obtenção das resistências série R_s e paralelo R_p 53
3.2.3 Obtenção da temperatura da célula FV 54
3.2.4 Validação do modelo 54

3.3 Caracterização e modelagem do banco de baterias 58

3.3.1 Descrição do modelo utilizado 59
3.3.2 Validação do modelo 66

3.4 Caracterização e modelagem das cargas 69

3.4.1 Lâmpadas incandescentes 69
3.4.2 Ventilador c.c. 69

3.5 Caracterização e modelagem do controlador de carga 70
3.5.1 Cálculo da eficiência de conversão 73
3.5.2 Paralelismo de controladores de carga 75
3.5.3 Descrição do modelo utilizado 75
3.5.4 Validação do modelo 77
3.6 Caracterização e modelagem dos condutores 81
3.7 Simulação estática: método de Newton-Raphson para fluxo de potência em corrente contínua 82
3.7.1 Validação do modelo para fluxo de carga 87
3.8 Simulação dinâmica: modelagem do sistema na plataforma *Simulink* 88
4. ESTUDOS DE CASO DE DIFERENTES SITUAÇÕES OPERACIONAIS 90
4.1 Ensaio em condições normais de operação 90
4.1.1 Avaliação em termos de energia 95
4.1.2 Comparação com os resultados de simulação 96
4.2 Operação do controlador de carga sem bateria 103
4.3 Fluxo reverso de carregamento no controlador de carga 104
CONCLUSÃO 107
PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO 109
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 110
Anexo I 114
Anexo II 115

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Esquema geral de uma MDCC. 6
Figura 1.2 – MDCC (a) unipolar e (b) bipolar. 7
Figura 1.3 – MDCC com tensão variável: (a) conectada à rede c.a. e (b) isolada. 9
Figura 1.4 – Arquitetura de MDCC (a) radial, (b) em anel e (c) em anel em condição de falta. 10
Figura 1.5 – Arquitetura de MDCC interconectada (a) malhada e (b) zonal. 11
Figura 1.6 – Tensão nos terminais de um carga após falta polo-neutro em sistema com aterramento (a) com resistência, (b) franco e (c) com diodo. 14
Figura 1.7 – Surgimento de corrente *inrush* na entrada do conversor c.c. em uma MDCC. 17
Figura 1.8 – (a) Corrente circulante entre dois conversores c.c.-c.c. (b) circuito equivalente em regime permanente. 18
Figura 1.9 – Esquema de controle hierárquico em uma MDCC. 20
Figura 1.10 – Estruturas básicas de controle: (a) centralizado; (b) descentralizado; (c) distribuído e (d) hierárquico. 21
Figura 1.11 – Cenários de consumo mensal de energia de uma residência. 23
Figura 1.12 – Consumos mensais considerando redes de distribuição c.a. e c.c. para cada cenário. 24
Figura 2.1 – Diagrama unifilar simplificado da NDCC. 26
Figura 2.2 – Curva de carga de referência por banco de carga para dimensionamento do sistema. 27
Figura 2.3 – Posicionamento dos módulos FV no telhado de testes na área externa do laboratório. 30
Figura 2.4 – Comparativo da capacidade reserva em função do número de ciclos de carga e descarga entre a bateria utilizada e uma bateria convencional de chumbo-ácido. 31
Figura 2.5 – Esquema de conexões e medições utilizadas em ensaio de cada banco de baterias. 32
Figura 2.6 – Procedimento para realização de testes de carga e descarga. 32
Figura 2.7 - Ensaios de descarga dos bancos de baterias para uma corrente constante de 10 A (a) BB1, (b) BB2 e (c) BB3. 33
Figura 2.8 - Ensaios de descarga dos bancos de baterias para correntes constantes de 10 A e 6,6 A. 34
Figura 2.9 – Bancos de baterias dos SGAs. 35

Figura 2.10 – Irradiância, tensão do GFV3 e tensão e corrente no banco de baterias do SGA3 durante ensaio de carregamento. 38
Figura 2.11 – Tensão e corrente nos bancos de baterias da NDCC durante situação de corte de carga. 39
Figura 2.12 -Diagrama ilustrativo das proteções em cada SGA. Em vermelho, dispositivos de proteção contra surto ainda não instalados. 41
Figura 2.13 – Diagrama ilustrativo do banco de cargas. 43
Figura 2.14 – Instalação das cargas: lâmpadas e ventiladores. 43
Figura 2.15 – Condutor de alumínio multiplexado utilizado na rede de distribuição da NDCC. 44
Figura 2.16 – (a) Localização da NDCC e da MDCA na área externa do laboratório do GEDAE e (b) posicionamento dos sistemas de geração e bancos de cargas na NDCC. 44
Figura 2.17 – Posicionamento dos postes da NDCC e do centro de conexões. 45
Figura 2.18 – (a) Conector perfurante de derivação para cabos de alumínio e (b) conector de derivação bimetálico para conexão entre cobre e alumínio. 46
Figura 2.19 – Vista interna do QGD da NDCC. 47
Figura 2.20 – Diagrama geral do sistema de monitoramento da NDCC. 48
Figura 3.1 – Circuito utilizado no modelo de cinco parâmetros para célula fotovoltaica. 51
Figura 3.2 - Bloco desenvolvido para simulação do gerador FV. 55
Figura 3.3 – Comparativo entre curvas I-V obtidas a partir de ensaio experimental e modelo matemático, considerando operação em condições padrão. 55
Figura 3.4 - Comparativo entre curvas I-V obtidas a partir de ensaio experimental e modelo matemático, considerando operação a sol real. (a) GFV1, (b) GFV2 e (c) GFV3. 57
Figura 3.5 – Circuito fundamental do modelo de bateria. 60
Figura 3.6 – Regiões de operação de uma bateria. 61
Figura 3.7 – Circuito equivalente da bateria considerando corrente de auto-descarga. 66
Figura 3.8 – Bloco desenvolvido para simulação do banco de baterias. 66
Figura 3.9 – Comparativo entre ensaios experimentais e modelo para descarga da bateria. Corrente de descarga constante de (a) 6,6 A e (b) 10 A. 67
Figura 3.10 - Comparativo entre ensaios experimentais e modelo para carga da bateria com corrente constante de 10 A. 68
Figura 3.11 – Ensaio do ventilador c.c. 70
Figura 3.12 – Topologia do controlador de carga utilizado na NDCC. 71

Figura 3.13 – Malha de controle para obtenção do ciclo de trabalho no estágio de *bulk*.....72
Figura 3.14 – Obtenção da tensão do GFV no estágio de carregamento *bulk*.....73
Figura 3.15 - Malha de controle para obtenção do ciclo de trabalho nos estágios de absorção e flutuação. 73
Figura 3.16 – Fluxograma de simulação para obtenção da (a) tensão do GFV e (b) Corrente do BB.....76
Figura 3.17 – Implementação do SGA na plataforma *Simulink*.....77
Figura 3.18 – Tensão e corrente de carregamento da bateria com controlador de carga – comparativo entre valores experimentais e simulados: (a) SGA1, (b) SGA2 e (c) SGA3.....77
Figura 3.19 – Dados ambientais medidos e utilizados na simulação. 78
Figura 3.20 – Teste de descarga com controlador de carga para o BB2. 80
Figura 3.21 – Rede de distribuição implementada em ambiente *Simulink*.....82
Figura 3.22 – Rede de três barras para ilustrar exemplo de fluxo de carga c.c. 83
Figura 3.23 – Rede de 12 barras utilizada para modelagem da NDCC – considerando cargas de potência constante e tensão constante do banco de baterias.....85
Figura 3.24 – Comparativo entre valores medidos e obtidos em simulação para os testes (a) teste 1, (b) teste 2 e (c) teste 3. 87
Figura 4.1 – Dados medidos de irradiância e temperatura para o dia 23/10/2019. 90
Figura 4.2 – Tensão nos bancos de baterias medidos no dia 23/10/2019.....91
Figura 4.3 - Corrente nos bancos de baterias medidos no dia 23/10/2019.....91
Figura 4.4 – Potência dos GFVs medidos no dia 23/10/2019. 91
Figura 4.5 - Tensão nos bancos de cargas medidos no dia 23/10/2019. 92
Figura 4.6- Corrente nos bancos de cargas medidos no dia 23/10/2019. 92
Figura 4.7 – Detalhe da variação das tensões nos BBs no momento da reconexão à NDCC. .93
Figura 4.8 – Detalhe da variação de tensão e corrente nos BBs das 9:00 h as 14:00 h.....94
Figura 4.9 – Energia (a) gerada pelos GFVs, (b) consumida pelos BCs e (c) armazenada/extraída dos BBs.....95
Figura 4.10 – Comparativo dos valores de tensão e corrente simulados e medidos no (a) BB1, (b) BB2 e (c) BB3.....97
Figura 4.11 - Comparativo dos valores de tensão e corrente simulados e medidos no (a) BC1, (b) BC2 e (c) BC3.....98
Figura 4.12 - Comparativo dos valores de potência simulados e medidos no (a) GFV1, (b) GFV2 e (c) GFV3.....99

Figura 4.13 – Ocorrência de sombreamento nos GFVs.....101
Figura 4.14 – Valores simulados de energia (a) gerada pelos GFVs, (b) consumida pelos BCs e (c) armazenada/extraída dos BBs 101
Figura 4.15 – Procedimento para ensaio de operação do controlador de carga sem BB.....103
Figura 4.16 – Esquema de conexão da instrumentação para ensaio da operação do controlador de carga sem BB. 103
Figura 4.17 – Ensaio de operação com controlador de carga sem BB. 104
Figura 4.18 - Procedimento para ensaio de operação do fluxo reverso de carreamento no controlador de carga. 105
Figura 4.19 – Ensaio de operação do fluxo reverso de carregamento no controlador de carga. 105

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Características técnicas nas STC do módulo utilizado. 29
Tabela 2.2 – Características elétricas nas STC de cada GFV. 30
Tabela 2.3 – Capacidade (Ah) de cada banco de baterias para os ensaios com descarga de 6,6 e 10 A. 34
Tabela 2.4 – Especificações técnicas do controlador de carga *SCCM20-100R*. 36
Tabela 2.5 – Especificações técnicas dos disjuntores c.c. utilizados na proteção do SGA. 40
Tabela 2.6 – Especificações técnicas das cargas utilizadas em cada banco de cargas. 42
Tabela 2.7 – Especificações técnicas do condutor utilizado. 43
Tabela 2.8 – Distâncias entre os nós na NDCC. 46
Tabela 3.1 – Desvios obtidos entre valor simulado e valor experimental para testes a sol real dos geradores da NDCC. 58
Tabela 3.2 – Condições em cada região de operação da bateria. 61
Tabela 3.3 – Parâmetros utilizados no modelo da bateria. 64
Tabela 3.4 – Valores adotados para η_{wz} em função da região de operação permitida. 65
Tabela 3.5 – Parâmetros utilizados na simulação de perdas no controlador de carga. 75
Tabela 3.6 – Resistências do condutor para cada trecho da NDCC. 81

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ADC	*Analog-to-digital converter* (Conversor analógico-digital)
AM	*Air Mass* (Massa de ar)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BB	Banco de baterias
BC	Banco de cargas
BTU	*British thermal unit*
c.a.	Corrente alternada
c.c.	Corrente contínua
CCSA	*Chinese Communication Standards Association*
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
ETSI	*European Telecom Standard Institute*
FV	Fotovoltaico(a)
GD	Geração distribuída
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
GFV	Gerador fotovoltaico
HSP	Horas de sol pleno
HVDC	*High voltage Direct Current*
IEC	*International Eletrotechnical Comission*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronic Engineers*
IEEE-SA	*Institute of Electrical and Electronic Engineers Standard Association*
ITU	*International Telecommunication Union*
LED	*Light Emitting Diode* (Diodo emissor de luz)
LVD	*Low voltage directive*
LVDC	*Low voltage Direct Current*
MIGDI	Microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica
MOSFET	*Metal Oxide Sillicon Field Effect Transistor* (Transistor de efeito de campo metal óxido de silício)
MDCA	Microrrede em corrente alternada
MDCC	Minirrede em corrente contínua
NBR	Norma Técnica produzida pela Associação Brasileira de Normas Técnicas
NEC	*National Electrical Code*
NR	Algoritmo de Newton-Raphson
NDCC	Nanorrede de distribuição em corrente contínua
P&O	Algoritmo de perturbar e observar
PID	Proporcional integral e derivativo
PLC	*Power line communication*
PWM	*Pulse Width Modulation* (Modulação por largura de pulso)
QEE	Qualidade de energia elétrica

QGD	Quadro geral de distribuição, medição e comando
RC	*Reserve capacity*
SELV	*Separated extra-low voltage*
SGA	Sistema de geração e armazenamento de energia
SoC	*State of charge* (Estado de carga do banco de baterias)
SPI	*Serial peripheral interface*
SPMP	Seguimento de ponto de máxima potência
STC	*Standard Test Conditions* (Condições padrão de ensaio)
TNOC	Temperatura nominal de operação da célula
UFPA	Universidade Federal do Pará
UV	Ultravioleta
VB	*Voltage balancer*
Vcc	Volts em corrente contínua

LISTA DE SÍMBOLOS

A_{cap}, B_{cap}, $C_{t,coef}$	Constantes do modelo da bateria referentes à capacidade instantânea, em Ampére-hora
a_{cmt}, b_{cmt}	Constantes do modelo para constante de tempo do cálculo de eficiência de carregamento da bateria
A_{fonsc}, B_{fonsc}	Constantes do modelo da bateria relativas à tensão de saturação
A_{gas}, B_{gas}	Constantes do modelo da bateria relativas à tensão na região de gaseificação
A_n	Fator de idealidade do diodo do modelo da célula fotovoltaica
$A_{\tau sc}$, $B_{\tau sc}$, $C_{\tau sc}$	Constantes do modelo da bateria relativas à constante de tempo da tensão na região de sobrecarga
C	Capacidade da bateria, em Ampére-hora
C^*_B	Capacidade nominal do banco de baterias dada em watt-hora
C_{10}	Capacidade da bateria em um regime de descarga de 10 h, em Ampére-hora
C_n	capacidade máxima da bateria, em Ampére-hora
$C_{nominal}$	Capacidade nominal da bateria, em Ampére-hora
D	Ciclo de trabalho
D_{MP}	Desvio da entre modelo e medição de potência máxima
D_{OC}	Desvio da entre modelo e medição de tensão de circuito aberto
D_{SC}	Desvio da entre modelo e medição de corrente de curto circuito
E_{BB}	Energia diária líquida do banco de baterias
$E_{BB,SIM}$	Valor simulado da energia diária líquida nos bancos de baterias
E_{BC}	Energia diária consumida pelo banco de cargas
$E_{BC,SIM}$	Valor simulado da energia diária consumida nos bancos de cargas
$E_{c.a.,e}$	Consumo de energia em corrente alternada de equipamentos eletrônicos
$E_{c.a.,i}$	Consumo de energia em corrente alternada de ar-condicionado tipo *inverter*
$E_{c.a.,m}$	Consumo de energia em corrente alternada de cargas motrizes
$E_{c.c.,e}$	Consumo de energia em corrente contínua de equipamentos eletrônicos
$E_{c.c.,i}$	Consumo de energia em corrente contínua de ar-condicionado tipo *inverter*
$E_{c.c.,m}$	Consumo de energia em corrente contínua de cargas motrizes
E_g	Energia, em elétron-volt da banda proibida do diodo da célula fotovoltaica
E_{GFV}	Energia diária produzida pelo gerador fotovoltaico
$E_{GFV,SIM}$	Valor simulado da energia diária produzida pelos geradores fotovoltaicos
E_{PERDAS}	Energia diária dissipada na rede e nos processos de conversão
f_{sw}	frequência de chaveamento do conversor
G	Matriz condutância
G_i	Irradiância global incidente no plano do gerador fotovoltaico
$G_{i,STC}$	Irradiância global incidente no plano do gerador fotovoltaico nas STC

$G_{i,TNOC}$	Irradiância global incidente no plano do gerador fotovoltaico nas condições nominais de operação da célula
HSP_{min}	Média diária do número de horas de sol pleno para o mês de pior irradiação
I_{adc}	Corrente de auto descarga da bateria
I_{bat}	Corrente na bateria
I_{FV}	Corrente do módulo ou gerador fotovoltaico
I_{MP}	Corrente no ponto de máxima potência do módulo ou gerador fotovoltaico
$I_{nominal}$	Corrente da bateria para o regime de descarga nominal
I_o	Corrente de saída do conversor *buck*
$I_{o,ideal}$	Corrente de saída do conversor *buck* ideal
i_{ph}	Corrente fotogerada pela célula fotovoltaica
i_{Rp}	Corrente na resistência paralela da célula fotovoltaica
i_s	Corrente de saturação reversa do diodo do modelo da célula fotovoltaica
$i_{s,STC}$	Corrente de saturação reversa do diodo do modelo da célula fotovoltaica obtida em condições padrão de ensaio
I_{SC}	Corrente de curto circuito do módulo ou gerador fotovoltaico
$I_{SC,e}$	Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico obtida experimentalmente
$I_{SC,m}$	Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico obtida a partir do modelo
$I_{SC,STC}$	Corrente de curto circuito do módulo ou gerador fotovoltaico nas condições padrão de ensaio
$i_{sc,STC}$	Corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica em condições padrão de ensaio
I_δ	Corrente limite da bateria utilizada no modelo para entrar na região de transição entre carga e descarga
J	Matriz jacobiana
k	Constante de Boltzmann
k_{AJS}	Fator de segurança para dimensionamento de gerador fotovoltaico em sistema isolado
$L_{c.c.}$	Consumo diário de energia em corrente contínua
$L_{c.c.,cor}$	Consumo diário de energia corrigido pela eficiência de carga e descarga da bateria
L_{COND}	Comprimento do condutor
LoE	Nível de energia da bateria
n	Tempo, em horas, de descarga da bateria para obtenção da capacidade nominal
N	Número de barras da rede
N_D	Número de dias de autonomia do banco de baterias
N_s	Número de células associadas em série em um módulo fotovoltaico
P_{1c}, P_{2c}, P_{3c}, P_{4c}, P_{5c}	Constantes do modelo da bateria referentes à aspectos construtivos que influencia na resistência interna da bateria operando na região de carga
P_{1dc}, P_{2dc}, P_{3dc}, P_{4dc}, P_{5dc}	Constantes do modelo da bateria referentes à aspectos construtivos que influencia na resistência interna da bateria operando na região de descarga

P_{auto}	Potência de autoconsumo do controlador de carga
$P_{D,MAX}$	Profundidade máxima de descarga admissível do banco de baterias
P_{DT}	Potência dissipada por tempo morto
P_{FV}	Potência do módulo ou gerador fotovoltaico
P_{FV}^{*}	Potência de referência do gerador fotovoltaico, obtida por algoritmo de SPMP
P_{MP}	Potência no ponto de máxima potência do módulo ou gerador fotovoltaico
$P_{MP,e}$	Potência máxima do módulo fotovoltaico obtida experimentalmente
$P_{MP,m}$	Potência máxima do módulo fotovoltaico obtida a partir do modelo
$P_{MP,STC}$	Potência no ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico nas STC
P_{NOM}	Potência nominal do gerador fotovoltaico
$P_{nom,l}$	Potência nominal de operação da lâmpada
$P_{r,n}$	Potência na barra n da rede
P_{Rds_on}	Potência dissipada na resistência dreno-fonte do MOSFET
P_{RL}	Potência dissipada na resistência interna do indutor do controlador de carga
P_{SW}	Potência dissipada por chaveamento
q	Carga elétrica elementar
R_{bat}	Resistência interna da bateria no modelo equivalente de Thévenin
$r_{c.c.}$	Resistência por quilômetro de condutor
R_{ds_on}	Resistência dreno-fonte do MOSFET
R_G	Resistência equivalente de aterramento
R_L	Resistência interna do indutor do controlador de carga
R_{lamp}	Resistência da lâmpada
$R_{n,m}$	Resistência da linha entre os nós n e m da rede
R_P	Resistência paralela do modelo de cinco parâmetros da célula fotovoltaica
R_S	Resistência série do modelo de cinco parâmetros da célula fotovoltaica
R_{vent}	Resistência do ventilador
SoH	Estado de saúde da bateria
T_a	Temperatura ambiente
$T_{a,TNOC}$	Temperatura ambiente nas condições nominais de operação da célula fotovoltaica
T_{bat}	Temperatura de operação da bateria
T_c	Temperatura da célula fotovoltaica
$T_{c,k}$	Temperatura da célula fotovoltaica em valor absoluto (K)
$T_{c,STC}$	Temperatura da célula fotovoltaica nas STC
$T_{c,STC,k}$	Temperatura da célula fotovoltaica nas STC em valor absoluto (K)
T_{COND}	Temperatura do condutor
t_d	Tempo de descida de chaveamento do MOSFET
$T_{ref,s}$	Temperatura de referência para cálculo do fator de saúde da bateria
t_s	Tempo de subida de chaveamento do MOSFET
t_{tempo_morto}	Tempo morto do conversor
U_L	Coeficiente de perda térmica do módulo fotovoltaico na temperatura ambiente

$U_{L,TNOC}$	Coeficiente de perda térmica do módulo fotovoltaico na temperatura nominal de operação da célula
V_{abs}	Tensão da bateria no estágio de absorção, regulada pelo controlador de carga
V_{bat}	Tensão nos terminais da bateria
V_{boc}, K_{boc}	Constantes do modelo da bateria referentes à aspetos construtivos que influenciam na tensão interna da bateria operando na região de carga
V_{bodc}, K_{bodc}	Constantes do modelo da bateria referentes à aspetos construtivos que influenciam na tensão interna da bateria operando na região de descarga
V_c	Tensão da bateria na região de carga
V_{cdc}	Tensão da bateria na região de transição entre carga e descarga
v_d	Tensão de polarização do diodo do modelo da célula fotovoltaica
V_{dc}	Tensão da bateria nas regiões de descarga, descarga profunda e exaustão
V_{DESC}	Tensão de desconexão do controlador de carga por subtensão das baterias
V_{ec}	Tensão de saturação da bateria
V_{eq}	Tensão nos terminais do equipamento
V_{flt}	Tensão da bateria no estágio de flutuação, regulada pelo controlador de carga
V_{FV}	Tensão do módulo ou gerador fotovoltaico
V_g	Tensão de gaseificação da bateria
V_{int}	Tensão interna da bateria no modelo equivalente de Thévenin
V_{MP}	Tensão no ponto de máxima potência do módulo ou gerador fotovoltaico
$V_{MP,e}$	Tensão no ponto de potência máxima do módulo fotovoltaico obtida experimentalmente
$V_{MP,m}$	Tensão no ponto de potência máxima do módulo fotovoltaico obtida a partir do modelo
V_n	Tensão nominal da bateria
$V_{nom,l}$	Tensão nominal de operação da lâmpada
V_o	Tensão de saída do conversor *buck*
v_{OC}	Tensão de circuito aberto da célula fotovoltaica
V_{OC}	Tensão de circuito aberto do módulo ou gerador fotovoltaico
$V_{oc,bat}$	Tensão de circuito aberto da bateria
$V_{OC,e}$	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico obtida experimentalmente
$V_{OC,m}$	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico obtida a partir do modelo
$V_{r,n}$	Tensão na barra n da rede
V_{REC}	Tensão de reconexão do controlador de carga após recuperação de tensão das baterias
V_{sc}	Tensão da bateria nas regiões de saturação e sobrecarga
V_{th}	Tensão térmica do diodo
Y_{FV}	Produtividade diária do gerador fotovoltaico dada em kWh/kWp
α_c	Coeficiente de temperatura de primeira ordem relativo à capacidade da bateria
α_f	Coeficiente de absorção térmica da célula fotovoltaica
α_{fc}	Coeficiente térmico da variação da tensão da bateria no estado de saturação
α_{gas}	Coeficiente térmico da variação da tensão da bateria no estado de gaseificação

α_r	Coeficiente térmico de variação da resistência do condutor
α_{rc}	Coeficiente de temperatura para variação da resistência interna da bateria na região de carga
α_{rdc}	Coeficiente de temperatura para variação da resistência interna da bateria na região de descarga
α_{sc}	Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito
α_T, β_T	Coeficientes de temperatura para obtenção do fator de saúde
β_c	Coeficiente de temperatura de segunda ordem relativo à capacidade da bateria
β_{MP}	Coeficiente térmico de variação da tensão de potência máxima
ΔT_b	Variação de temperatura de operação da bateria em relação ao valor de referência
ΔT_f	Variação de temperatura de operação do módulo fotovoltaico em relação ao valor de referência
η_c	Eficiência energética da célula fotovoltaica
$\eta_{c.a\text{-}c.c.}$	Eficiência de retificação
$\eta_{c.c\text{-}c.a.}$	Eficiência de inversão
$\eta_{c.c\text{-}c.c.}$	Eficiência de conversão c.c.-c.c.
η_{c10}	Coeficiente de redução efetiva da capacidade da bateria
η_{cdc}	Eficiência global de carga e descarga da bateria
η_{ch}	Eficiência carregamento da bateria
η_{NDCC}	Eficiência energética de suprimento de energia para as cargas
η_q	Coeficiente de auto descarga da bateria
η_{SPMP}	Eficiência do algoritmo de seguimento de ponto de máxima potência
η_{Tf}	Fator de saúde da bateria em função da temperatura de operação
η_{wz}	Fator de saúde da bateria em função da zona de operação
ξ	Coeficiente de transmitância térmica do vidro
τ	Constante de tempo para transição entre as regiões de sobrecarga e exaustão

RESUMO

O conceito de minirredes de distribuição em corrente contínua (c.c.) vem ganhando espaço na academia e na indústria no que diz respeito ao desenvolvimento de aplicações de redes de distribuição com grande inserção de geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia. A adoção de um sistema de distribuição em corrente contínua facilita a integração de fontes como a geração fotovoltaica e a eólica e de sistemas de armazenamento, como baterias, uma vez que estas tecnologias em geral operam intrinsecamente em corrente contínua. Neste sentido, este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma nanorrede de distribuição em corrente contínua (NDCC) instalada no laboratório do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), da Universidade Federal do Pará. A rede desenvolvida é composta por três sistemas de geração fotovoltaica (FV) e armazenamento em bancos de baterias e três bancos de carga majoritariamente resistiva, distribuídos ao longo dos 200 m de rede de topologia em anel, em um barramento de 24 Vcc. Foram desenvolvidas duas metodologias de simulação capazes de reproduzir o comportamento operacional da nanorrede em condições estáticas e dinâmicas, possibilitando a avaliação do desempenho da rede ao longo de um dia de operação. Também foram realizados ensaios com medições em pontos estratégicos da rede, a fim de avaliar o comportamento do sistema mediante condições especificas de funcionamento, normais e em contingência. Os resultados obtidos atestam a capacidade da nanorrede em atender as cargas de maneira confiável, desde que respeitadas as limitações do sistema de geração e armazenamento de energia implementados. Além disso, verificou-se que as características relativas à topologia do controlador de carga comercial utilizado para compor a nanorrede de distribuição em corrente contínua são benéficas à qualidade da energia para o porte e topologia da rede desenvolvida.

Palavras-chave: Nanorrede c.c., geração distribuída, microrredes c.c., geração fotovoltaica, armazenamento de energia.

ABSTRACT

The concept of direct current distribution minigrids has been gaining ground in academia and industry regarding the development of distribution grid applications with high penetration of distributed energy sources and storage systems. The adoption of a direct current distribution system facilitates the integration of sources such as photovoltaic and wind generation and storage systems such as batteries, as these technologies in general operate intrinsically in direct current. This work presents the development of a direct current distribution nanogrid (DCDN) installed in the laboratory of the Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), of the Universidade Federal do Pará. The developed grid is composed of three photovoltaic generation and storage systems in battery banks and three load banks, distributed over the 200 m grid in a ring topology, with a 24 Vdc bus. Two simulation methodologies were developed and are capable of reproducing the nanogrid's operational behavior under static and dynamic conditions, allowing the evaluation of the grid performance over a day of operation. Tests are also presented with measurements at strategic points of the grid to evaluate the system behavior under specific operating conditions, being normal or under contingency. The results attest the nanogrid's ability to reliably supply the loads, as long as it respects the limitations of the implemented power generation and storage capacities. In addition, it was found that the characteristics related to the topology of the commercial charge controller that is used to form the DC distribution nanogrid benefits the power quality for the developed grid size and topology.

Palavras-chave: DC Nanogrid, distributed generation, DC Microgrids, photovoltaic generation, energy storage.

INTRODUÇÃO

A busca por sistemas de geração de energia elétrica menos agressivos ao meio ambiente, bem como os custos crescentes da energia proveniente da queima de combustíveis fósseis, vem proporcionando, a nível mundial e nacional, um crescimento no número de aplicações de geração de energia por fontes renováveis alternativas, com destaque para a fonte solar fotovoltaica (FV) e a eólica EPE (2018 e REN21 (2019). A inserção de fontes de geração intermitente ou com alta variabilidade em barras de distribuição, tradicionalmente projetadas para operar apenas como carga, é acompanhada de um aumento na complexidade do sistema. Impactos negativos relacionados ao aumento da participação da geração distribuída já vêm sendo investigados e seguidos por novas propostas de medidas mitigatórias Razavi et al. (2019 e Singh et al. (2015).

Neste contexto, o conceito de minirredes de distribuição propõe flexibilizar os sistemas de distribuição tradicionais. Partindo-se do princípio que a complexidade de um sistema está diretamente relacionada à quantidade de barras presentes no mesmo, a subdivisão de uma grande rede de distribuição por grupos menores independentes vem facilitar a adoção de estratégias de controle, proteção, dentre outros, tornando o sistema mais confiável e robusto. Em Ton & Smith (2012), uma minirrede é definida como "um grupo interconectado de cargas e fontes de energia distribuídas e com fronteiras elétricas claramente definidas, que funcionam para a rede como uma entidade controlável única e que podem se conectar ou desconectar da rede principal, operando em paralelo ou isoladamente." Ainda neste sentido, a adoção de minirredes de distribuição em localidades isoladas é alternativa ao uso de sistemas individuais de geração, podendo apresentar maior confiabilidade e robustez, uma vez que a geração e os sistemas de armazenamento de energia são compartilhados entre os consumidores.

Sistemas em minirredes de distribuição de energia em corrente contínua (MDCC) em baixa tensão (LVDC, do inglês *low-voltage direct current*) apresentam-se como alternativa mais eficiente em relação aos tradicionais sistemas em corrente alternada. O aumento na participação de fontes de geração distribuída (em grande parte por sistemas fotovoltaicos) e a utilização de cargas elétricas mais eficientes em corrente contínua justificam o desenvolvimento deste tipo de minirrede, uma vez que reduzem o número de estágios de conversão, tornando o sistema mais eficiente, confiável e de menor custo Elsayed et al. (2015).

Dentre as vantagens da implementação de sistemas de distribuição em MDCC, destacam-se: uma menor complexidade e um maior controle sobre as fontes de geração distribuída; redução nas perdas por transmissão (não há a transmissão de potência reativa, além

do melhor aproveitamento do condutor, uma vez que não ocorre o efeito pelicular em sistemas em corrente contínua); além da redução do número de estágios de conversão (tanto por parte da geração quanto da demanda) Kumar et al. (2017).

Diversas instalações de MDCC já estão em operação em diversas partes do mundo, seja em projetos piloto de instituições de pesquisa, instalações industriais e comerciais, ou para eletrificação de comunidades isoladas. Segundo Rodriguez-Diaz et. al. (2015), uma das principais aplicações já consolidadas na indústria é em telecomunicações. A adoção da distribuição em corrente contínua, em padrão de 380 V/ 48 V. eleva consideravelmente a eficiência energética global da instalação, bem como reduz o elevado gasto com refrigeração neste tipo e instalação, uma vez que a dissipação de calor nas fontes e condutores é reduzida Kumar et al. (2017).

O fabricante industrial LLC Robert Bosch instalou, em 2014, vários sistemas MDCC em seus pátios industriais nos EUA com a proposta de validar os ganhos de eficiência esperados e verificar a operação segura e confiável de MDCC. Para realizar os estudos de comparação, foram instalados sistemas em corrente contínua análogos aos de corrente alternada, ambos conectados à rede elétrica, parcialmente supridos por sistemas fotovoltaicos e alimentando cargas com o mesmo uso final. As cargas utilizadas tanto em c.c. quanto em corrente alternada (c.a.) são para iluminação (LED *high-bay*) e ventilação (ventiladores industriais de teto). Verificou-se que o sistema em corrente contínua permite um aproveitamento da energia proveniente do sistema fotovoltaico de 6 % a 8 % maior que o sistema em corrente alternada, considerando diferentes cenários de condições de operação, localização e parâmetros de projeto Fregosi et al. (2015). Outros exemplos de MDCC em instalações industriais são apresentados em ARDA POWER (2018) e NEXTEKPOWER (2019).

Dentre os projetos conduzidos por instituições de pesquisa, destacam-se aqueles capazes de emular a utilização de cargas em corrente contínua considerando o uso típico em diversos cenários de consumo, bem como a integração de fontes de geração com os sistemas de armazenamento de energia. Em Díaz et al. (2015) foram desenvolvidas duas estruturas laboratoriais que demonstram o uso de MDCC em sistemas residenciais e industriais, na Dinamarca e na China, respectivamente. A proposta é utilizar as instalações para realizar estudos de projeto, modelagem, controle, coordenação, comunicações e gerenciamento aplicados a redes de distribuição em c.c.. Outros exemplos de projetos piloto já em operação em instituições de pesquisa são apresentados em Worleyparsons (2019), Zhang et al. (2015) e Mishima et al. (2014).

Em Jhunjhunwala, Lolla & Kaur (2016) é apresentado um estudo de caso da aplicação de uma MDCC em 48 V para eletrificação de uma pequena comunidade na Índia. Nesta aplicação, apesar de a rede elétrica da concessionária estar disponível, o uso da MDCC em paralelo mostrou-se mais vantajoso financeiramente, considerando as tarifas de consumo de energia em vigência no local. Para este projeto, foram desenvolvidos dois modelos de conversores para controle de carga e descarga do banco de baterias, controle da geração FV e conexão à rede elétrica c.a., com capacidades para atendimento de até 24 residências.

Muitas das dificuldades de implementação de sistemas em corrente contínua partem da falta de padronização, regulamentação e disponibilidade de equipamentos. Muitos equipamentos, ainda que internamente operem em corrente contínua, são alimentados em corrente alternada, que é retificada internamente na fonte do dispositivo. A carência de equipamentos comercialmente disponíveis para operar em corrente contínua é, em grande parte, consequência da ausência de normatizações que busquem padronizar esse tipo de sistema. Um exemplo disso é o nível de tensão que um sistema de distribuição em corrente contínua deve adotar. Há vários exemplos práticos em que sistemas LVDC são aplicados sem seguir uma padronização, principalmente no que se relaciona ao nível de tensão, como os apresentados nas referências anteriores.

Esforços de normatização vêm sendo realizados por instituições como: IEC (*International Eletrotechnical Commission*), que já dispõe de normas como IEC 62040-5-3[1], IEC 61643-3[2] e IEC 61643-311[3], além de ter aprovado recentemente a formação do grupo estratégico SG4 para avaliação de sistemas de distribuição em corrente contínua em baixa tensão em até 1.500 V; IEEE-SA (*The Institute of Electrical and Electronics Engineering Standards Association*), que dispõe atualmente de diversas atividades relacionadas a esse tema, como o WG946 (práticas recomendadas em projetos de sistemas auxiliares em c.c. utilizando baterias de chumbo-ácido), P2030.10 (projeto, operação e manutenção de MDCC para aplicação rural ou remota) e *IEEE DC@Home* (investigar o uso de LVDC em residências); *Emerge Alliance*, que lançou recentemente duas normas, uma para sistemas residenciais e comerciais em 24 V e outra para datacenters e centros de telecomunicação em 380 V; Existem ainda normas provenientes de outras instituições com foco em sistemas de telecomunicações

[1] Uninterruptible power systems (UPS) - Part 5-3: DC output UPS - Performance and test requirements

[2] Components for low-voltage surge protective devices - Part 331: Performance requirements and test methods for metal oxide varistors (MOV)

[3] Components for low-voltage surge protective devices - Part 311: Performance requirements and test circuits for gas discharge tubes (GDT)

como ETSI (*European Telecom Standards Institute*), ITU (*The International Telecommunication Union*) e CCSA (*Chinese Communication Standards Association*).

Outras dificuldades estão relacionadas à implementação de dispositivos de proteção, que se diferenciam dos dispositivos em sistemas em corrente alternada baseados na passagem da corrente/tensão pelo zero – situação inexistente em sistemas de corrente contínua. Neste caso, a desconexão abrupta de cargas está mais propensa à formação de arcos voltaicos. No ramo de sistemas fotovoltaicos já existem dispositivos comercialmente disponíveis como disjuntores, fusíveis e chaves seccionadoras projetados para operar em corrente contínua. Outros dispositivos, como tomadas específicas para supressão de arcos, vêm sendo desenvolvidos Tan et al. (2014).

Apesar dos diversos esforços sendo realizados no mundo todo, ainda são poucas as experiências práticas que avaliam a implementação de MDCC sob condições reais de operação, em especial em regiões de clima equatorial, como é o caso da Região Amazônica, que apresenta diversas peculiaridades ambientais e de perfil de uso de carga. Neste sentido, o objetivo principal deste trabalho é o de avaliar experimentalmente uma pequena rede de distribuição em corrente contínua sob diferentes condições reais de operação. A rede física está instalada na área de testes do laboratório do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas, da Universidade Federal do Pará (GEDAE-UFPA). Além da avaliação experimental, para fins de comparação com a operação real, este trabalho propõe o desenvolvimento de arquivos de simulação estática e dinâmica da rede desenvolvida em laboratório. Para facilitar o entendimento do conteúdo desenvolvido neste trabalho, dividiu-se esta dissertação em quatro capítulos, como segue:

O primeiro capítulo apresenta uma revisão teórica de MDCC, destacando os componentes, topologias e modos de operação encontrados na literatura.

No segundo capítulo descreve-se o sistema experimental instalado e objeto de estudo nesta dissertação. Apresenta-se também a metodologia para dimensionamento dos componentes da rede instalada no laboratório do GEDAE.

O terceiro capítulo é dedicado à modelagem da rede, apresentando os modelos utilizados e adaptados para realização de simulações estáticas e dinâmicas em ambiente de simulação *Matlab/Simulink*.

O quarto capítulo apresenta resultados operacionais da rede sob diferentes condições de operação, comparando com os resultados de simulação e avaliando a capacidade de atendimento da rede em diferentes ensaios. Ao final, são apresentadas as conclusões obtidas deste trabalho e são listadas recomendações de trabalhos futuros associados a esta dissertação.

1. SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA EM BAIXA TENSÃO

1.1 Introdução

A aurora dos sistemas de distribuição de energia elétrica, no final do século XIX, foi marcada por uma disputa técnica e econômica que posteriormente ficou conhecida como "Guerra das Correntes" Hughes (1993). De um lado, o sistema de geração, distribuição e cargas em corrente contínua idealizado por Thomas Edison, do outro, a proposta de um sistema em corrente alternada defendido por George Westinghouse e Nikola Tesla. De fato, os primeiros anos do sistema de distribuição de energia elétrica nos Estados Unidos foram marcados pela operação em corrente contínua, tendo como cargas basicamente lâmpadas resistivas c.c. e motores c.c. Hughes (1993).

Entretanto, o sistema proposto por Edison estava associado a uma série de limitações técnicas, como: a impossibilidade de trabalhar, de maneira eficiente, com diferentes níveis de tensão em uma mesma rede; a elevada queda de tensão nos condutores, de modo que as usinas geradoras precisavam estar próximas aos centros de cargas; a reduzida eficiência dos motores c.c., dentre outros fatores. Neste sentido, a proposta de um sistema operando em corrente alternada veio suprimir diversos dos problemas associados à distribuição c.c.: o uso de transformadores possibilitando a elevação e abaixamento de tensão de maneira mais eficiente em uma rede; a transmissão de energia em tensão elevada e trifásica, reduzindo as perdas nos condutores e flexibilizando a distribuição das usinas geradoras; a maior eficiência do motor de indução proposto por Tesla, operando em corrente alternada, etc.

Na época, a superioridade técnica do sistema c.a., foi decisiva para torná-lo padrão nos sistemas de distribuição do mundo todo, como perdura até hoje. Entretanto, mais de um século depois do início dos sistemas de distribuição de energia, o cenário das redes de energia elétrica é bastante diferente: cargas em grande parte formadas por dispositivos eletrônicos (fontes chaveadas, motores de velocidade controlável, iluminação a LED, etc.); aumento da participação de fontes de geração distribuída (integradas à rede por meio de conversores de potência); evolução da eletrônica de potência, possibilitando o desenvolvimento de transformadores de estado sólido (transformadores de alta frequência), dentre outros.

Neste contexto, a adoção de sistemas de distribuição em corrente contínua pode ser mais vantajosa técnica e economicamente Elsayed et al. (2015). Fatores como: ganho de eficiência global, aumento da robustez e confiabilidade, simplificação de estratégias de controle e gerenciamento, dentre outros, são chaves para esta possível vantagem técnico-econômica.

Com isso, é indiscutível que as redes de distribuição de energia em corrente alternada ainda continuarão sendo a base dos complexos sistemas de distribuição por muito tempo, contudo as aplicações de sistemas em corrente contínua, principalmente no contexto de nano, mini e microrredes de distribuição tendem a se multiplicar nos próximos anos, estando isoladas da rede c.a. principal ou não.

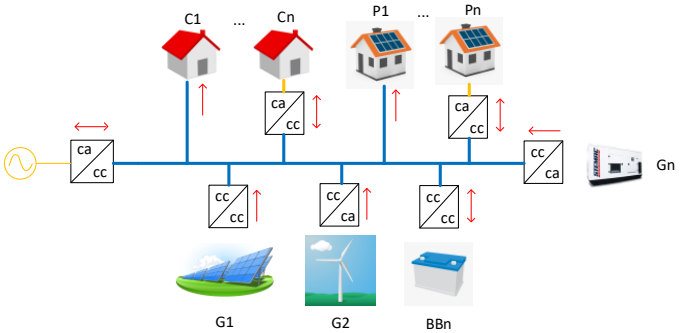
Neste ponto, é importante fazer a distinção entre minirredes, microrredes e nanorredes. Apesar de fundamentalmente tratar-se da mesma entidade para o sistema elétrico, é usual distinguir nanorredes, microrredes e minirredes em função da potência de carga e/ou capacidade de geração, sendo o termo nanorredes designado a sistemas de menor potência. Entretanto, ainda não há um consenso na literatura a respeito do limite de potência entre nano, micro e minirrede. Neste trabalho, considera-se o termo nanorrede, dada a potência reduzida do sistema experimental. Portanto, a sigla NDCC corresponde a nanorrede de distribuição em corrente contínua, sendo utilizado para tratar especificamente da rede implementada no laboratório. Ainda, utiliza-se neste trabalho a sigla MDCC que corresponde a minirredes de corrente contínua, sendo utilizada em sentido genérico.

Para o bom entendimento deste trabalho, é importante apresentar a fundamentação teórica de sistemas de distribuição em minirredes em corrente contínua. Nas próximas sessões deste capítulo, mostra-se uma revisão das principais topologias, modos de operação e controle e os principais dispositivos que formam uma MDCC.

1.2 Esquema geral de uma MDCC

O esquema geral de uma MDCC e seus principais elementos constituintes são apresentados na Figura 1.1.

Figura 1.1 – Esquema geral de uma MDCC.



As casas $C_{1...n}$ representam os consumidores desta minirrede, podendo ser consumidores atendidos diretamente em corrente contínua (C_1) ou consumidores que utilizem cargas em corrente alternada (C_n). Assim como em uma rede c.a. as principais cargas em uma MDCC podem ser do tipo potência constante ou resistência constante. As casas $P_{1...n}$ representam os

prossumidores, esta classe de consumidores possui sistema de geração instalado, por exemplo, fotovoltaico (FV), e podem injetar potência na MDCC, funcionado como uma geração distribuída (GD) na MDCC. Da mesma forma que os consumidores, os prossumidores podem ter o atendimento direto em corrente contínua (P_1) ou em corrente alternada (P_n).

Os geradores distribuídos $GD_{1,2...n}$ são as principais fontes de energia da MDCC. Em uma MDCC pode-se ter diferentes geradores operando em paralelo, como é o caso dos geradores GD_1 e GD_2. O banco de baterias BB_n opera como carga para o sistema em condições de excesso de geração das demais fontes, carregando as baterias, e opera como fonte quando a geração das demais fontes é insuficiente para atendimento das cargas. O gerador diesel, identificado como GD_n pode ter função de *backup*, operando quando as demais fontes forem insuficientes para atendimento das cargas, ou como fonte de geração suplementar, em caso de uma MDCC isolada. Alternativamente, a MDCC pode ter um ou mais pontos de conexão à rede c.a., de modo que pode haver troca de energia entre a MDCC e a rede c.a. em ambos os sentidos e em determinadas condições, como por exemplo quando não houver nenhuma fonte de suprimento local disponível.

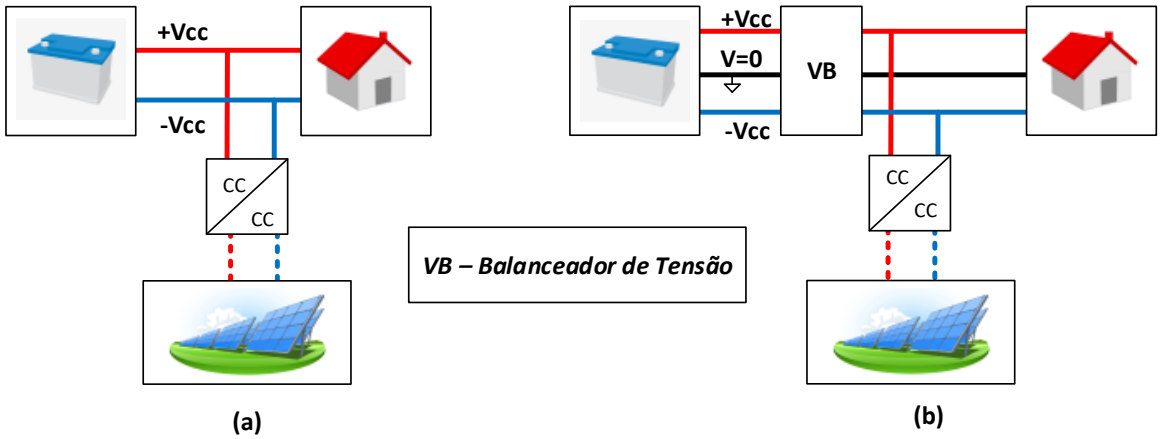
1.3 Topologias

Duas características básicas devem ser levadas em consideração ao se classificar a topologia de uma MDCC, a polaridade e a arquitetura, conforme apresentado nos itens a seguir.

1.3.1. Polaridade

Esta característica diz respeito aos níveis de tensão do barramento principal da MDCC. As configurações mais comuns são a unipolar e a bipolar, ilustradas na Figura 1.2.

Figura 1.2 – MDCC (a) unipolar e (b) bipolar.



Na configuração unipolar, fontes e cargas estão conectadas nos polos positivo e negativo do barramento c.c., conforme a Figura 1.2(a). Nesta configuração, o sistema opera com apenas

um nível de tensão nominal no barramento principal. Esta configuração é mais comum em sistemas de pequeno porte, pois para transmitir maior potência deve-se elevar a tensão no barramento e isto irá acarretar um maior número de conversores para acoplamento de cargas que operem em tensões inferiores.

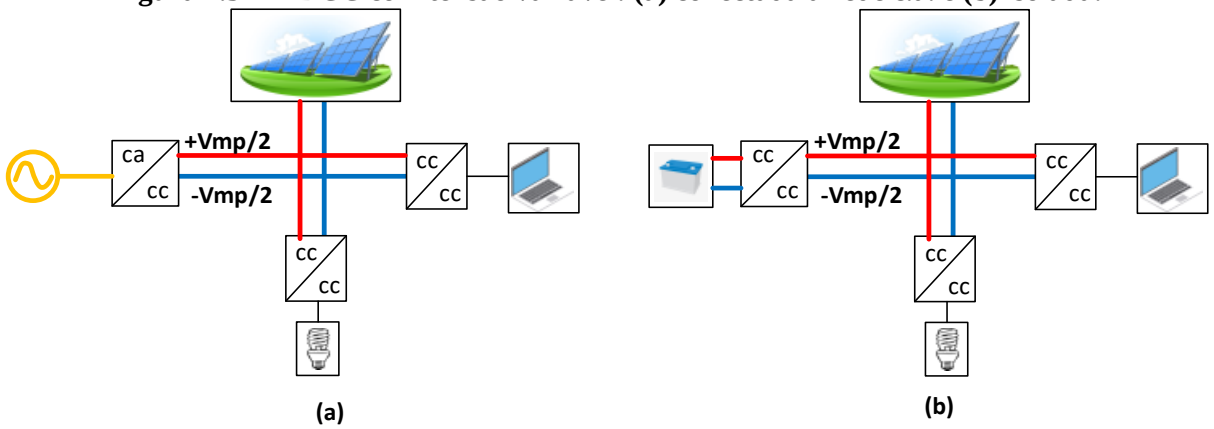
O sistema unipolar tem a vantagem de apresentar implementação mais simples e não ter o problema de assimetria, que pode ocorrer no sistema bipolar. Contudo, este sistema não apresenta redundância e em caso de perda de uma linha todo o sistema será afetado. Além disso, a capacidade de transmissão de potência é bastante limitada em relação à configuração bipolar. O sistema instalado no laboratório do GEDAE-UFPA é de configuração unipolar.

A configuração bipolar, apresentada na Figura 1.2(b), é a mais utilizada em sistemas de maior porte. Nesta configuração, o sistema opera com três níveis de tensão: +Vcc, -Vcc e 2 x Vcc, e a potência transmitida é distribuída nestes três níveis. Esta configuração possibilita ao operador da rede maior flexibilidade na escolha da tensão nominal de operação, Vcc, uma vez que cargas mais pesadas podem ser conectadas nos terminais de maior tensão e as mais leves podem ser distribuídas entre +Vcc e -Vcc. Além disso, essa configuração apresenta uma redundância natural, uma vez que caso uma das linhas de transmissão falhe, ainda há tensão entre outras duas linhas que podem ser usadas para atendimento de cargas críticas.

Na configuração bipolar pode ocorrer assimetria entre as tensões Vcc positiva e negativa, seja em condições normais de operação, por exemplo: maior injeção de potência no polo positivo, ou maior carregamento no polo negativo; ou em condições de falta, como a perda de um subsistema de geração. Para evitar o surgimento dessa condição assimétrica, a MDCC bipolar deve dispor de um circuito para balanceamento de tensão, em inglês *voltage balancer*, VB, ou adotar um sistema de controle nos conversores acoplados às barras de geração capaz de atuar para garantir a simetria das tensões.

Uma terceira configuração, menos comum, considera uma tensão nominal variável no barramento principal. Esta configuração é utilizada, por exemplo, para acoplamento direto da geração fotovoltaica, no barramento c.c., conforme ilustrado na Figura 1.3. Nesta configuração, a tensão no barramento principal da MDCC é controlada pelo conversor bidirecional c.a./c.c. que faz a interface com uma rede c.a. (Figura 1.3(a)); em um sistema isolado, a tensão no barramento c.c. pode ser controlada por um conversor c.c/c.c. acoplado ao sistema de armazenamento de energia (Figura 1.3(b)). Esta tensão é regulada para operar o mais próximo possível da tensão de máxima potência, V_{MP}, do gerador FV.

Figura 1.3 – MDCC com tensão variável: (a) conectada à rede c.a. e (b) isolada.



Esta topologia elimina a necessidade de conversores c.c./c.c. na conexão do gerador FV à MDCC, e, por outro lado, requer que os conversores c.c./c.c de acoplamento das cargas operem com tensão de entrada variável.

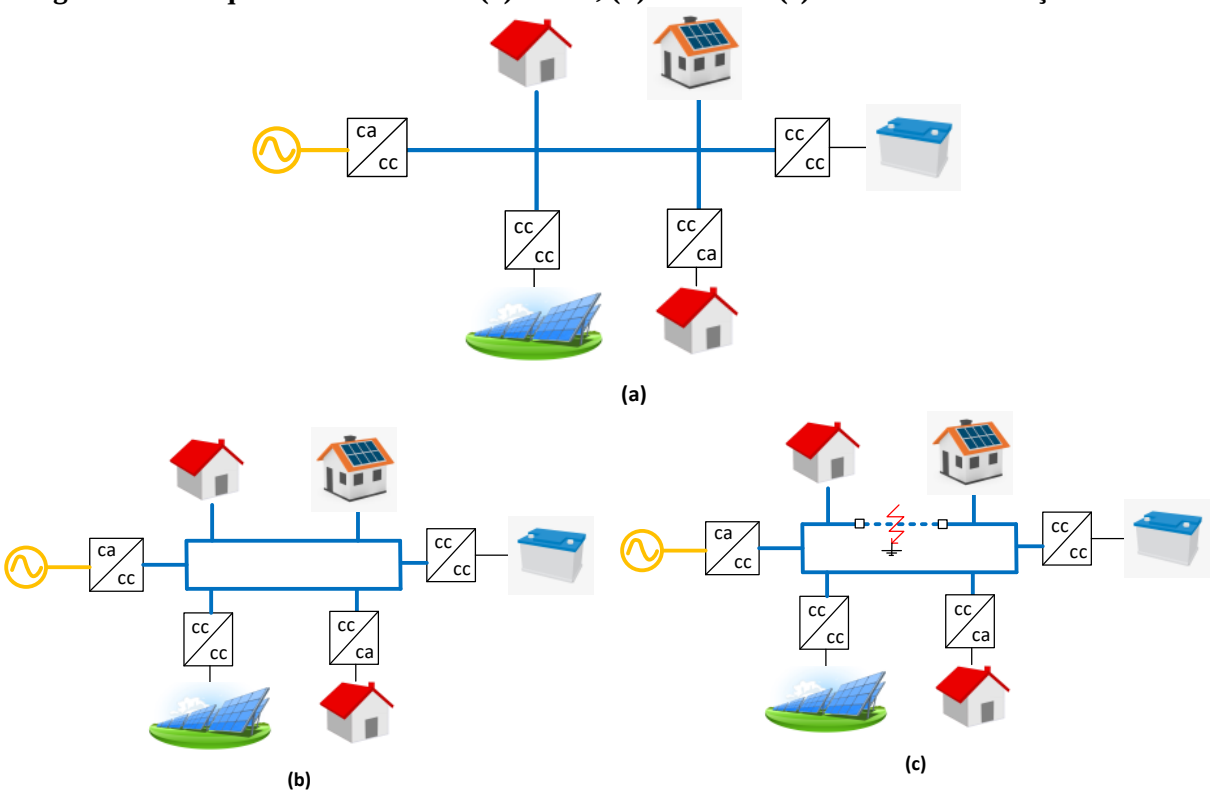
A principal limitação desta topologia é que diferentes geradores FV, com diferentes configurações, temperatura de operação, ângulos de inclinação e orientações espaciais, têm tensão de máxima potência diferentes, e a conexão em paralelo em um mesmo barramento impossibilita o aproveitamento máximo de determinados geradores em detrimento de outros.

Esta configuração é recomendada apenas em pequenas redes, em que todos os geradores operem em pontos de máxima potência próximos. É o caso apresentado em Fregosi et al. (2015), no qual os geradores FV estão todos em um mesmo telhado de um galpão industrial, onde observou-se um aumento do aproveitamento da geração FV de até 8 %, em relação a um sistema conectado à rede c.a. convencional.

1.3.2. Arquitetura

A arquitetura de uma MDCC é definida pela forma como cargas e fontes estão conectadas ao barramento c.c. principal e a eventual conexão deste barramento à rede c.a. De maneira geral, uma MDCC pode estar configurada em arquitetura radial ou em anel, conforme ilustrado na Figura 1.4.

Figura 1.4 – Arquitetura de MDCC (a) radial, (b) em anel e (c) em anel em condição de falta.



Na arquitetura radial, a potência é transmitida por um único caminho principal sendo distribuída em ramos para atendimento das cargas. A simplicidade da arquitetura radial permite, em grande parte dos casos, a maior proximidade entre fonte e carga, reduzindo as perdas na distribuição, além de redução nos custos de implementação da rede. Entretanto, a baixa flexibilidade desta configuração em condições de falta é um problema em redes que necessitem de maior confiabilidade, uma vez que a perda de um trecho da rede pode implicar em interrupção no acesso de diversas cargas do sistema.

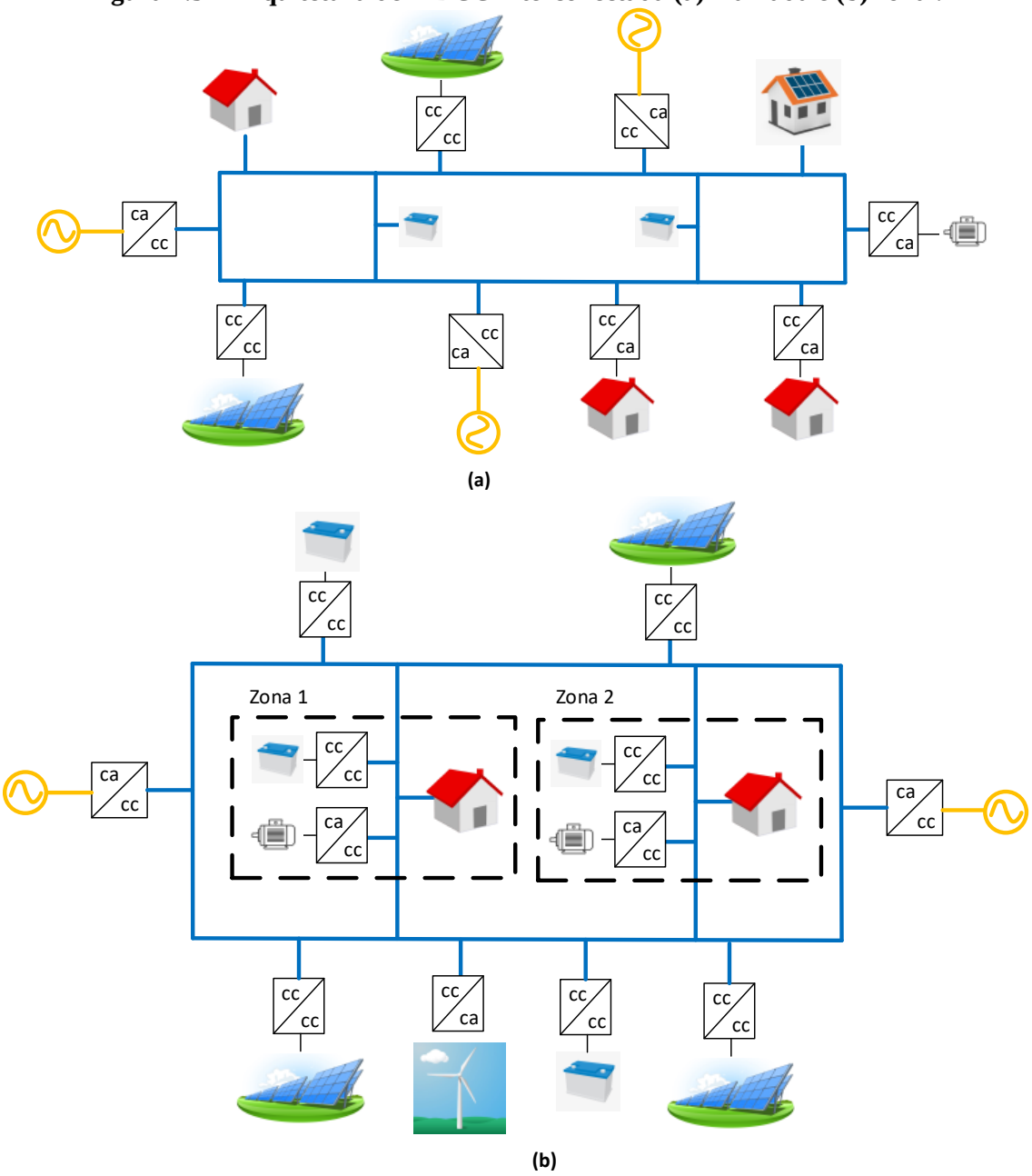
A arquitetura em anel, por outro lado, torna o sistema mais flexível em situações de falta, uma vez que a potência pode ser transmitida da fonte à carga em dois ou mais caminhos. Na Figura 1.4(c), uma falta à terra em um trecho da rede é isolado e todas as cargas do sistema continuam sendo atendidas, ainda que por um caminho alternativo e menos eficiente. Esta configuração, apesar de mais complexa e de maior custo de implementação, é mais recomendada para redes urbanas e industriais que requerem maior flexibilidade. O sistema instalado no laboratório do GEDAE-UFPA tem arquitetura em anel.

Nas configurações apresentadas anteriormente, há apenas um ponto de conexão entre a MDCC e a rede c.a. Na ocorrência de uma falta no trecho da rede que realiza esta conexão ou de defeito no conversor c.a/c.c, a MDCC é obrigada a operar isolada e problemas de limitação de potência gerada ou consumida podem ocorrer. Para contornar este problema, pode-se implementar redes com múltiplos pontos de conexão à rede c.a., conhecidas como redes

interconectadas, que podem ser do tipo malhada (também conhecida como multiterminal) ou zonal, conforme ilustradas na Figura 1.5.

Na arquitetura malhada (Figura 1.5(a)), múltiplos pontos de conexão à rede c.a. são distribuídos ao longo da rede. Este tipo de arquitetura é encontrado em sistemas de transmissão em corrente contínua em alta tensão (HVDC, do inglês, *high-voltage direct current*), como em usinas eólicas *offshore*, e em sistemas de subtransmissão e distribuição subterrâneos em redes urbanas Kumar et al. (2017).

Figura 1.5 – Arquitetura de MDCC interconectada (a) malhada e (b) zonal.



A arquitetura zonal pode ser entendida como um conjunto de MDCC em cascata com uma configuração simétrica: o sistema de distribuição é subdividido em zonas e cada zona é atendida por dois barramentos c.c. redundantes (Figura 1.5(b)) Kumar et al. (2017).

1.4 Aterramento e proteção

A tecnologia de proteção em sistemas de distribuição c.c. ainda é uma área em aberto que precisa de mais foco e estudo para se atingir um estágio avançado de maturidade comparável ao de sistemas de distribuição em corrente alternada Mohammadi et al. (2018).

1.4.1. Aterramento

O esquema de aterramento em uma MDCC, assim como em qualquer sistema de distribuição de energia, é de grande importância para garantir o bom funcionamento da proteção e manter níveis seguros de tensão e corrente em transitórios. Quanto ao aterramento, pode-se classificar um sistema de corrente contínua nas seguintes categorias: isolado da terra, aterrado com resistência e aterramento franco Farhadi; Mohammed (2017). Além disso, em sistemas c.c. conectados à rede c.a., deve-se considerar o tipo de aterramento na rede c.a. ao se avaliar a configuração do aterramento na MDCC Kumar et al. (2017).

1.4.1.1. Isolado da terra

Este tipo de configuração apresenta vantagens como: maior continuidade do suprimento, uma vez que em caso de contato de um polo, positivo ou negativo, com a terra, o sistema é capaz de manter o funcionamento; redução de corrente de fuga e, por consequência, redução de efeitos corrosivos; e maior simplicidade na instalação. O sistema instalado no laboratório do GEDAE-UFPA é do tipo isolado da terra.

Contudo, em um sistema sem aterramento, podem ocorrer problemas na identificação de faltas por parte dos dispositivos de proteção. Ainda que o sistema possa operar caso um polo estiver em contato com a terra, a identificação desta falta é dificultosa, dada a baixa corrente de falta. A situação é ainda mais grave na ocorrência de contato de ambos os polos com a terra, gerando um curto entre polos, que pode causar graves danos ao sistema.

Outro problema associado a um sistema sem aterramento, é o aparecimento de ruídos que podem comprometer sistemas de medição e o funcionamento de equipamentos. A ausência de aterramento também exige que os equipamentos possuam um nível de isolamento compatível com a tensão polo – terra, de modo que o aumento da tensão implica em maiores gastos com isolamento de equipamentos e condutores.

Considerando os problemas associados a esta configuração, o sistema sem aterramento não é recomendado para redes de maior porte, visto que o aumento da tensão no barramento c.c. em sistemas maiores potencializa os efeitos negativos na ocorrência de faltas.

A norma americana NEC 2011 National Fire Protection Association (2011), trata no artigo 250, itens 160-169, especificamente de proteção e aterramento em sistemas de corrente contínua. Esta norma restringe a configuração sem aterramento a redes unipolares com tensão limite de 50 V. Na Europa, a diretiva de baixa tensão LVD 65/2006 European Comission (2016) prevê que sistemas a partir de 75 V devem necessariamente ser aterrados. No Brasil, apesar de não haver norma específica para redes de distribuição em corrente contínua, a NBR 5410 prevê o uso de sistemas de extra-baixa tensão eletricamente isolados da terra (SELV, do inglês *separated extra-low voltage*), com tensão máxima em corrente contínua de 120 V.

1.4.1.2. Aterramento com resistência

Uma alternativa para melhorar a detecção de faltas em MDCC é a utilização de um aterramento indireto com resistência. Nesta configuração, um dos polos, ou ainda, em caso de topologia bipolar, o condutor neutro, é aterrado por meio de uma resistência de aterramento, R_G. Quando possível, deve-se optar por utilizar o neutro para este tipo de aterramento, de modo a reduzir a potência dissipada em R_G. Além disso, o aterramento no polo negativo pode potencializar os efeitos de corrosão, dado o fluxo de elétrons no eletrodo de aterramento.

De modo semelhante ao sistema sem aterramento, em caso de falta de um polo à terra o sistema consegue manter a continuidade do atendimento, dado que a corrente de falta é limitada por R_G.

Nesta configuração, deve-se dimensionar a resistência de aterramento levando-se em consideração a seguinte relação de compromisso: R_G grande reduz a potência dissipada, entretanto compromete a operação durante transitório de faltas, podendo ocasionar desbalanço nas tensões dos polos; R_G muito pequena melhora o desempenho da proteção em caso de faltas, contudo aumenta a potência dissipada continuamente em operação normal.

Outro fator que deve ser levado em consideração ao se utilizar esta configuração é que, em condição de falta polo – terra, os equipamentos que estiverem conectados ao polo que não estiver em falta devem ter isolamento capaz de suportar o dobro da tensão do polo (Figura 1.6(a)).

1.4.1.3. Aterramento franco

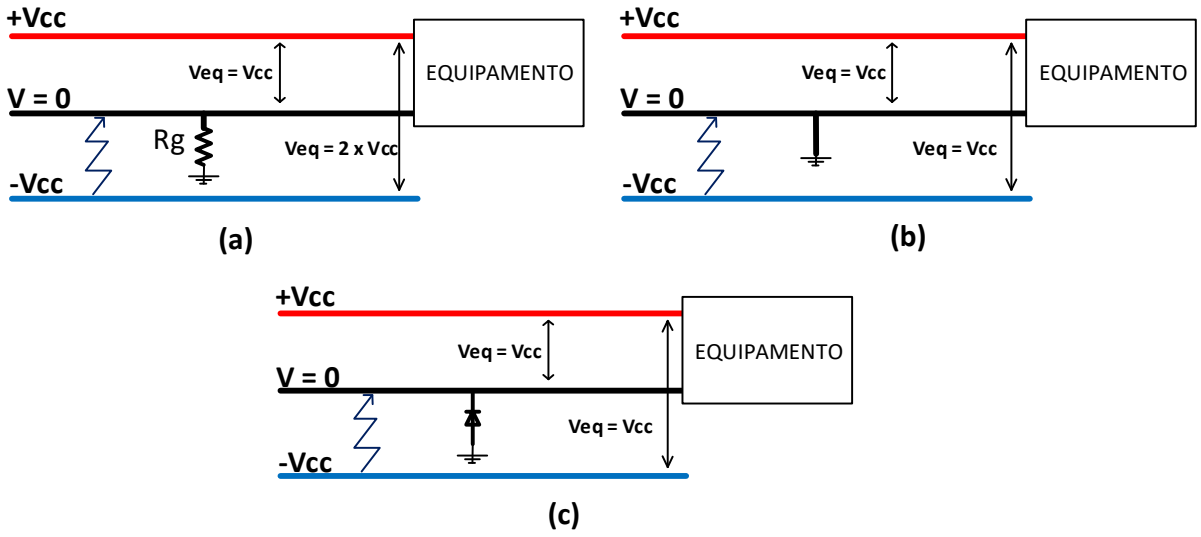
No aterramento franco, um dos polos, ou o condutor neutro em caso de rede bipolar, deve estar diretamente aterrado. Nesta configuração tem-se o menor nível de continuidade do

suprimento, uma vez que uma falta à terra do polo não aterrado equivale a um curto-circuito polo-polo ou polo-terra. Ainda, as correntes e tensões transitórias em caso de curto são mais severas nesta configuração.

Por outro lado, uma vez que a corrente de curto-circuito é elevada, tem-se maior facilidade no dimensionamento e atuação da proteção, uma vez que melhora a seletividade dos dispositivos de proteção, que devem garantir a segurança dos equipamentos e de pessoal em caso de falta. Além disso, em um sistema bipolar com aterramento no condutor neutro, pode-se manter o sistema operando com o polo energizado em caso de falta à terra no outro polo, mediante atuação dos disjuntores e chaves de transferência. Outra vantagem desta configuração é que o isolamento dos equipamentos em caso de falta deve ser projetado para suportar apenas metade do valor nominal da tensão de operação no barramento c.c., conforme situação apresentada na Figura 1.6(b).

Nesta configuração, o aterramento no polo negativo pode potencializar os efeitos de corrosão de maneira mais intensa do que na configuração com resistência. Para minimizar esses efeitos, pode-se utilizar diodos para bloquear as correntes de fuga (Figura 1.6c).

Figura 1.6 – Tensão nos terminais de um carga após falta polo-neutro em sistema com aterramento (a) com resistência, (b) franco e (c) com diodo.



1.4.2. Dispositivos de proteção em uma MDCC

A principal diferença entre os dispositivos de proteção em corrente contínua e corrente alternada é que os primeiros devem ser capazes de extinguir o arco voltaico formado no momento da interrupção de um circuito carregado. O arco voltaico é um fenômeno que ocorre naturalmente, caracterizado pelo rompimento de um meio dielétrico, geralmente a ionização do ar, mantendo o fluxo de elétrons de maneira estocástica. Este fenômeno é perigoso em

instalações elétricas pois sua natureza estocástica proporciona o surgimento de fagulhas e está associado ao princípio de incêndio em instalações. Um exemplo comum é em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, em que a interrupção abrupta no barramento c.c. de um circuito em operação pode ocasionar o surgimento de arcos e princípio de incêndio na instalação.

Em corrente alternada a extinção do arco voltaico ocorre naturalmente, no momento da passagem da tensão pelo zero. Já em corrente contínua, uma vez que a tensão é idealmente constante, a extinção do arco voltaico deve ser induzida pelo dispositivo de proteção. É por isso que, em um sistema fotovoltaico conectado à rede, o procedimento para desenergização do inversor prevê primeiro a desconexão do barramento c.a. e depois o barramento c.c..

Em uma MDCC a formação de arcos voltaicos é crítica não apenas em situações de falta, em que dispositivos de proteção como relés e disjuntores devem atuar, mas também na operação normal do sistema no momento do desligamento de cargas. Além disso, geralmente a indutância em uma MDCC é baixa Farhadi; Mohammed (2017), contribuindo para uma elevada taxa de crescimento da corrente de falta. Portanto, os dispositivos de proteção em uma MDCC devem ser de alta velocidade para minimizar os danos das correntes de falta.

1.5 Problemas de qualidade da energia

Uma MDCC está sujeita a diversos tipos de problemas associados à qualidade da energia, que pode afetar o funcionamento das cargas. Estes problemas de qualidade de energia podem ser classificados em problemas de curta duração (transitórios) ou de longa duração (regime permanente), e podem estar relacionados à tensão e à corrente em uma MDCC. Os principais fenômenos de problemas de qualidade de energia são apresentados nos itens a seguir.

1.5.1. Transitórios de tensão

Transitórios de tensão em uma rede c.a. conectada à MDCC podem causar problemas de sobretensão e até mesmo mudança do ponto de operação no barramento c.c. Kumar et al. (2017). A MDCC pode ser vulnerável a chaveamento de bancos de capacitores, mudanças de carga e de geração no barramento c.a. em caso de operação inadequada do conversor de acoplamento c.a/c.c.

Neste sentido, a padronização dos limites aceitáveis de nível de tensão nominal e em transitórios após distúrbios é importante para adequação e dimensionamento dos diversos equipamentos presentes na rede.

1.5.2. Componentes espúrias (harmônicos)

Em um sistema em corrente contínua pode ocorrer o surgimento de tensões e correntes oscilantes, denominadas de componentes espúrias, que podem surgir em determinadas frequências dependendo da sua origem. Ainda que, por definição, não existam frequências harmônicas múltiplas da fundamental em um sistema em corrente contínua (uma vez que a frequência fundamental é 0 Hz), é usual denominar estas tensões e correntes espúrias por harmônicos (ou interharmônicos), considerando a nomenclatura adotada em sistemas em corrente alternada. Os conversores de potência são a principal fonte de harmônicos em uma MDCC.

Os conversores c.c./c.a, utilizados para alimentação de motores com frequência variável e para acoplamento da MDCC com a rede c.a., são fontes de correntes contendo componentes harmônicas em baixa frequência no barramento c.c., estes harmônicos de baixa frequência podem gerar perdas extras em diversos componentes do sistema Lana (2014), reduzindo a vida útil dos equipamentos e diminuindo a eficiência energética.

Os conversores c.c./c.c., por outro lado, são comumente associados ao surgimento de correntes contendo componentes harmônicas em alta frequência, e podem ser responsáveis por graves condições de sobretensão em situações de ressonância Van den Broeck et al. (2018). Uma MDCC pode apresentar múltiplas frequências de ressonância devido ao elevado número de capacitores de filtro na entrada dos diversos conversores de potência presentes na rede, associados à impedância do cabo do barramento c.c. Podem ocorrer problemas de estabilidade no barramento c.c. caso uma das frequências de ressonância esteja sintonizada na mesma faixa de harmônicos gerada pelo conversor de potência.

Outro problema associado aos harmônicos em alta frequência é a interferência que pode surgir em sistemas de comunicação por PLC (do inglês, *power line communication*). Este tipo de comunicação pode ser fundamental para a operação de sistemas de controle e gerenciamento de energia na MDCC, e os ruídos excessivos originados por harmônicos em alta frequência podem vir a inviabilizar o uso de PLC.

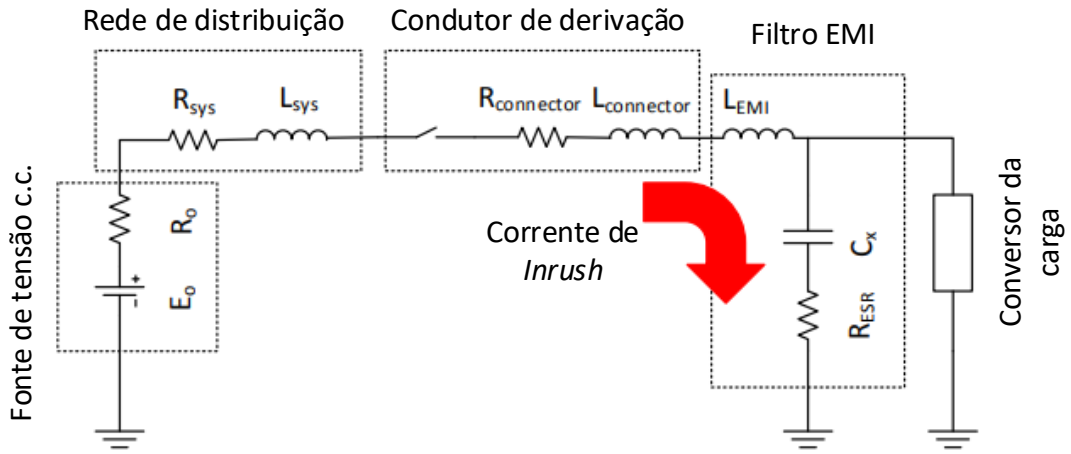
Uma das formas mais simples de filtrar harmônicos na rede é o uso de capacitores de filtro no barramento c.c. Contudo, o dimensionamento destes capacitores deve levar em consideração fatores como alteração na impedância da rede e na frequência de ressonância e aumento na corrente de curto-circuito. Em Lana, Kaipia & Partanen (2011) é apresentado um estudo de simulação de uma MDCC conectada à rede c.a. em que são avaliadas as correntes e tensões harmônicas em diversos cenários de operação com e sem filtro capacitivo.

1.5.3. Correntes de *Inrush*

Ao se conectar um conversor de potência desenergizado em uma rede c.c., o capacitor de entrada do conversor (associado ao filtro EMI) irá carregar com uma corrente inicial elevada, limitada apenas pela capacidade de fornecimento dos demais conversores conectados em paralelo, capacitâncias no barramento c.c. e baterias em caso de acoplamento direto no barramento. Na Figura 1.7 ilustra-se o surgimento deste fenômeno. Esta corrente, conhecida como corrente de *inrush*, pode vir a causar danos na conexão e até mesmo levar ao surgimento de subtensões que venham a afetar o funcionamento dos demais componentes na rede.

Este tipo de problema pode ser minimizado de duas maneiras: realizar o pré-carregamento do conversor antes de conectá-lo à rede ou adotar uma metodologia de *soft-start*, de modo análogo ao utilizado para evitar a corrente de *inrush* em transformadores e motores, em redes c.a..

Figura 1.7 – Surgimento de corrente de *inrush* na entrada do conversor c.c. em uma MDCC.



Fonte: adaptado de Whaite et al. (2015)**.**

1.5.4. Faltas no barramento c.c.

De maneira análoga ao que ocorre em um sistema c.a., as implicações de curto-circuito em uma MDCC dependem de uma série de fatores como: tipo de curto, ou seja, se é um curto-circuito franco (contato direto entre os condutores) ou um curto com impedância; impedância da rede; capacidade de suprimento de corrente dos diversos componentes na rede (capacitâncias, baterias).

Em uma rede fraca, com elevada impedância e baixa capacidade de suprimento de curto, pode ocorrer o surgimento de sobretensões potencialmente perigosas em diversos pontos da rede, em função da passagem de corrente de falta. Além disso, em uma rede fraca, os

dispositivos de proteção podem interpretar o curto como uma carga pesada no sistema, dificultando a seletividade na atuação da proteção.

Deve-se realizar o estudo de curto-circuito na MDCC para o correto dimensionamento e ajuste dos dispositivos de proteção. Caso a MDCC esteja conectada à rede c.a., o estudo de curto-circuito deve considerar também as diversas faltas que podem ocorrer no barramento c.a., além das faltas no barramento c.c. entre condutores energizados e entre condutor energizado e o condutor neutro (em caso de rede bipolar).

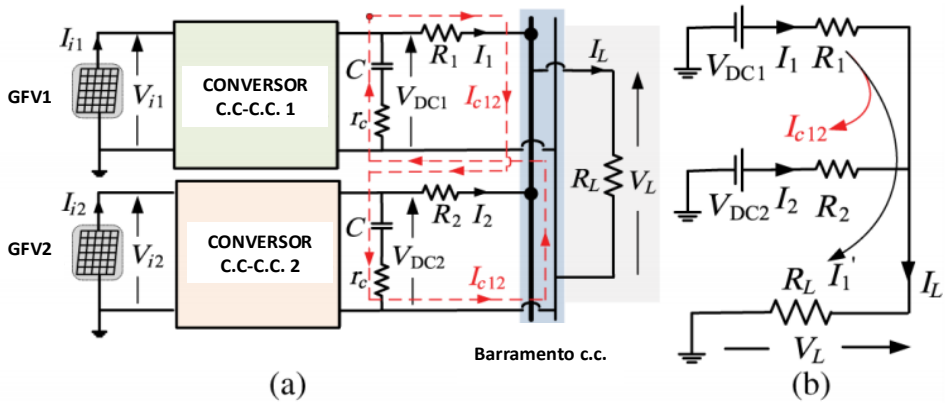
1.5.5. Assimetria de tensão em sistema bipolar

Em sistemas bipolares, pode surgir assimetria das tensões nos barramentos positivo e negativo em relação ao ponto comum. Essa assimetria ocorre devido ao carregamento desbalanceado e geração desigual nos barramentos positivo e negativo e, em caso de MDCC conectada à rede c.a., o desbalanceamento entre as fases também pode acarretar assimetria na MDCC. Esta assimetria pode comprometer o funcionamento dos equipamentos e conversores conectados à MDCC, e a implementação de condicionadores de potência para garantir a simetria deve ser considerada.

1.5.6. Correntes circulantes

A conexão em paralelo de conversores de potência em um mesmo barramento c.c. pode ocasionar no surgimento de correntes circulantes entre os conversores, caso exista uma diferença na tensão entre os pontos de conexão dos conversores. A Figura 1.8 ilustra o surgimento de corrente circulante entre dois conversores c.c./c.c. em paralelo em uma MDCC.

Figura 1.8 – (a) Corrente circulante entre dois conversores c.c.-c.c. (b) circuito equivalente em regime permanente.



Fonte: adaptado de Augustine et al. (2015)**.**

Na situação apresentada na Figura 1.8, a tensão na saída do conversor 1, V_{DC1}, é superior à tensão na saída do controlador 2, V_{DC2}, de modo que a corrente na saída do conversor 1, I_1, é dada pela Equação (1.1):

$$I_1 = -I_2 + I_1' \tag{1.1}$$

onde I_1' é a corrente na carga R_L e $-I_2$ é a corrente no conversor 2, de modo que:

$$-I_2 = I_{c12} \tag{1.2}$$

em que I_{c12} é a corrente circulante entre os conversores 1 e 2.

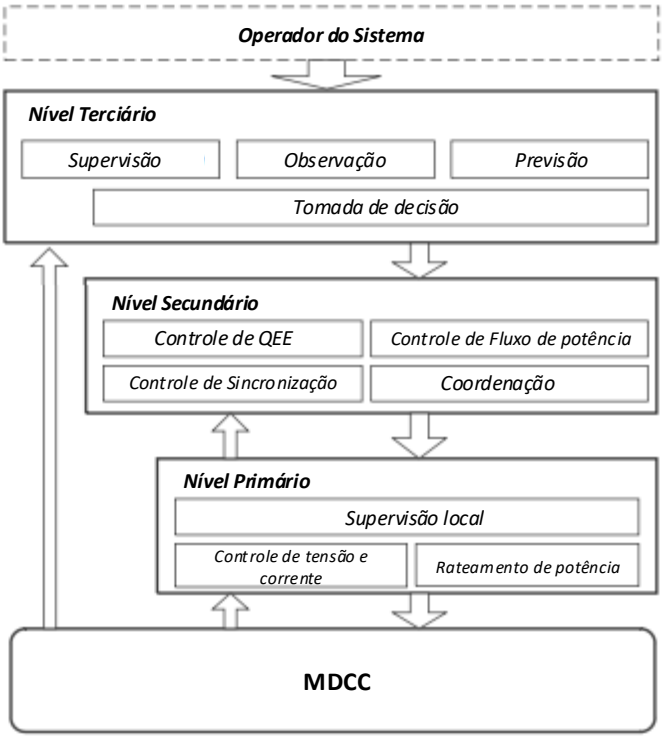
Esta corrente é indesejada pois é uma fonte de perdas no sistema, uma vez que a potência é dissipada nas resistências da rede e na impedância dos conversores, ocorrendo ainda que nenhuma carga esteja operando. Além disso, a chance de surgimento dessa corrente é maior em sistemas com grande número de conversores em paralelo. Estratégias de controle são propostas para mitigar o surgimento de correntes de circulação Augustine et al. (2015).

O fenômeno de correntes circulantes também pode ocorrer caso os conversores de potência estejam associados a dispositivos de armazenamento de energia, por exemplo bancos de baterias. A conexão dos conversores em paralelo pode propiciar o surgimento de correntes circulantes provenientes de um banco de baterias para outro, até que se alcance o equilíbrio entre as tensões dos bancos em paralelo. Este fenômeno ocorre na NDCC instalada no laboratório do GEDAE-UFPA. Os resultados de medição associados a este efeito são apresentados no Capítulo 4.

1.6 Estratégias de controle

De maneira geral, os principais objetivos de controle em uma MDCC são: regulação de tensão no barramento c.c., gerenciamento do fluxo de potência e, compensação de harmônicos e de potência reativa no ponto de conexão à rede c.a. Laudani (2017). Segundo Meng et al. (2017), o controle e o gerenciamento de uma minirrede estão associados a múltiplos objetivos que estão relacionados a diversas áreas técnicas, escalas de tempo e níveis físicos. A proposta de um esquema de controle hierárquico multinível é amplamente aceita como solução padrão para alcançar de maneira ótima e eficiente os diversos objetivos associados à operação de uma minirrede Meng et al. (2017). O mesmo esquema de controle hierárquico pode ser aplicado no controle de MDCC, conforme apresentado na Figura 1.9.

Figura 1.9 – Esquema de controle hierárquico em uma MDCC.



Fonte: adaptado de Meng et al. (2017)**.**

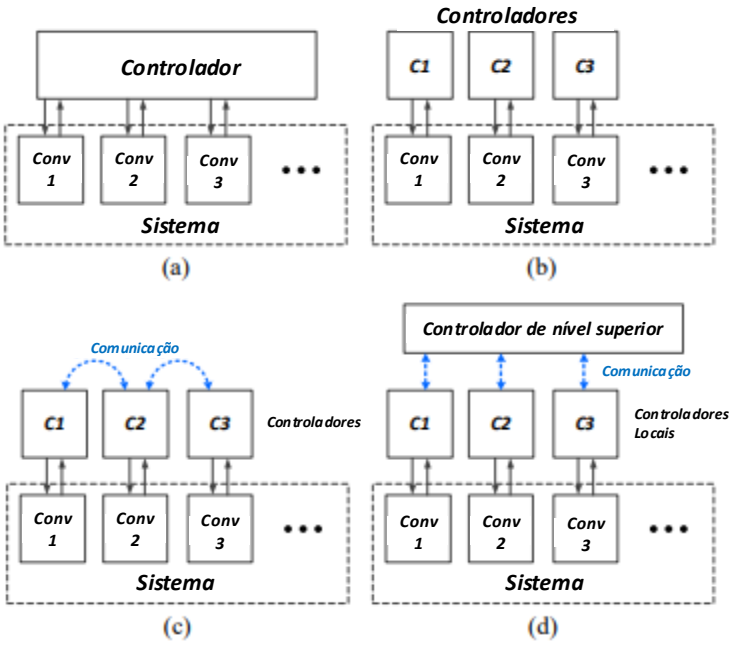
O nível primário está associado ao controle local de tensão e corrente, ou seja, está implementado de maneira individual em cada conversor de geração distribuída acoplado ao sistema. Este controle tem o objetivo de regular tensão e/ou corrente dos conversores conforme o ponto de operação fornecido pelos níveis superiores.

O nível secundário é responsável pela operação ao nível de sistema, como controle da qualidade de energia, conexão com a rede c.a. ou a outra MDCC, controle de fluxo de potência e coordenação da geração entre as fontes distribuídas.

O nível terciário está relacionado a otimização, gerenciamento e regulação do sistema ao nível geral; por exemplo, utilização de dados de previsão do tempo para cálculo do despacho ótimo entre as diferentes fontes do sistema considerando intervalos de horas ou dias.

Ainda segundo Meng et al. (2017), considerando o sistema hierárquico de três níveis em uma MDCC, pode-se implementar este controle por meio de quatro estruturas diferentes: centralizado, descentralizado, distribuído e hierárquico. A Figura 1.10 ilustra estas quatro estruturas de controle no contexto de uma MDCC. A escolha de qual estrutura será utilizada depende de fatores como: o tipo de aplicação (residencial, campus universitário, comercial, etc.), localização, tamanho, tipo de propriedade, dentre outros.

Figura 1.10 – Estruturas básicas de controle: (a) centralizado; (b) descentralizado; (c) distribuído e (d) hierárquico.



Fonte: adaptado de Meng et al. (2017)**.**

No controle centralizado, o processamento de dados de todos os componentes da MDCC é realizado em um único controlador central, que recebe dados de todas as variáveis pertinentes, tendo elevada observabilidade e controlabilidade do sistema como um todo, além de ser mais simples sua implementação. Entretanto, se a unidade de controle central falhar, todo o sistema entra em colapso, causando a perda de funções essenciais. Além disso, este tipo de estrutura tem pouca flexibilidade e pequena capacidade de expansão. Por exemplo, a inclusão de uma nova fonte de geração distribuída requer reconfiguração do controlador central, o que pode acarretar interrupções no funcionamento da MDCC. Este tipo de configuração é mais comum em sistemas pequenos, que apresentem um número reduzido de variáveis de controle, e com as fontes fisicamente próximas.

Em um método descentralizado de controle, o controlador de cada fonte do sistema atua apenas com dados locais, sem necessidade de comunicação com outros controladores. Dessa forma, a observabilidade e a controlabilidade do sistema são reduzidas, limitando o alcance de ações de controle mais elaboradas ao nível de sistema. Contudo, esta configuração apresenta maior flexibilidade na distribuição geográfica da rede e menor necessidade de poder computacional, bem como não necessita de infraestrutura de comunicação de larga banda de dados. Um exemplo típico de metodologia descentralizada é o uso de controle por curvas de *droop*, que é capaz de ratear a potência entregue por cada GD em uma MDCC.

As estruturas distribuída e hierárquica são baseadas na comunicação entre os diversos controladores dos conversores em um sistema. A estrutura distribuída prevê o compartilhamento de variáveis de interesse entre os controladores, de modo que as ações de controle em cada conversor podem ser baseadas em dados locais e do sistema como um todo, facilitando a tomada de ações coordenadas entre os controladores. Além disso, ao contrário da estrutura centralizada, a perda de um controlador representa um impacto menor para a MDCC como um todo.

Apesar das vantagens associadas ao método distribuído, sistemas mais complexos e que requerem maior inteligência e poder computacional podem ser inviáveis sem a presença de um controlador central. Neste sentido, o método hierárquico prevê a comunicação de controladores locais com um controlador central, de modo que as funções de nível primário (por exemplo, regulação de tensão) são realizadas localmente, e as funções de nível secundário e terciário são feitas pelo controlador central. Este tipo de método vem se tornando padrão no controle de minirredes.

A NDCC instalada no GEDAE não conta com nenhuma estratégia de controle ativo de tensão e potência no barramento c.c. principal, sendo a tensão do barramento função das tensões nos bancos de baterias e das correntes demandadas pelas cargas do sistema. A simplicidade do sistema implementado limita a adoção de estratégias de controle e gerenciamento de energia no sistema, mas garante o atendimento às cargas.

1.7 Comparativo de eficiência energética entre redes c.c. e c.a.

Em Dastgeer et al. (2019) é feito um levantamento extensivo de diversas pesquisas relacionadas à comparação de eficiência energética entre sistemas de distribuição c.c. e c.a.. Ainda que estas pesquisas estejam sendo realizadas há mais de uma década, ainda não é possível chegar a uma conclusão definitiva sobre qual é mais eficiente e adequada em determinadas condições e cenários. Os autores concluem que a carência de estudos que possam ter metodologias comparáveis é fator preponderante para esta falta de definição sobre o tema, e propõem uma metodologia para realização de estudos futuros a respeito da comparação de eficiência entre redes c.a. e. c.c..

Pode-se utilizar um exemplo numérico para verificar a grande variação à qual está sujeito um estudo de eficiência energética, conforme exposto em Dastgeer et al. (2019). Consideram-se quatro cenários hipotéticos, A, B, C, e D, de consumidores residenciais, com cargas e consumo mensal c.a. de referência conforme a Figura 1.11. Os consumos adotados seguem as referências apresentadas em ANEEL (2019).

Figura 1.11 – Cenários de consumo mensal de energia de uma residência.

CENÁRIO A		
Equipamento	Un.	Ec.a.(kWh)
Televisão 29"	1	15,3
Computador (CPU+Monitor)	1	27,0
Celular	1	5,4
Ar condicionado 10000 BTU / h	1	186
Lâmpada LED 8W	4	7,68
Geladeira + Freezer 350L	1	53,1
	TOTAL=	294,48

CENÁRIO B		
Equipamento	Un.	Ec.a.(kWh)
Televisão 29"	1	15,3
Computador (CPU+Monitor)	1	27,0
Celular	2	10,8
Ar condicionado 10000 BTU / h	2	372
Lâmpada LED 8W	4	7,68
Geladeira + Freezer 350L	1	53,1
	TOTAL=	485,88

CENÁRIO C		
Equipamento	Un.	Ec.a.(kWh)
Televisão 29"	2	30,6
Computador (CPU+Monitor)	2	54,0
Celular	3	16,2
Ar condicionado Inverter 10000 BTU / h	2	260,4
Lâmpada LED 8W	4	7,68
Geladeira + Freezer 350L	1	53,1
	TOTAL=	421,98

CENÁRIO D		
Equipamento	Un.	Ec.a.(kWh)
Televisão 29"	1	15,3
Computador (CPU+Monitor)	1	27,0
Celular	1	5,4
Ar condicionado Inverter 10000 BTU / h	1	130,2
Lâmpada LED 8W	4	7,68
Geladeira + Freezer 350L	1	53,1
	TOTAL=	238,68

Para avaliar o consumo equivalente para os mesmos equipamentos em uma rede de distribuição c.c., deve-se verificar as eficiências de conversão c.c/c.a, c.c./c.c. e c.a./c.c. envolvidas. Os aparelhos eletrônicos (televisor, computador, carregador de celular e lâmpada LED) operam em corrente contínua, precisando de um conversor c.a./c.c. para funcionar em uma rede em corrente alternada. Estes conversores são compostos por dois estágios: um retificador e um regulador de tensão c.c (geralmente abaixador). Já os equipamentos como geladeira e condicionador de ar operam diretamente ligados à rede c.a., com exceção do ar-condicionado do tipo *inverter*, que opera com velocidade variável e é conectado à rede c.a. por meio de um conversor c.a./c.c./c.a.. Este conversor também é composto por dois estágios: um retificador e um inversor, que irá alimentar o motor do compressor de ar com uma frequência ajustável de acordo as necessidades de resfriamento do ambiente.

A eficiência máxima de um retificador em ponte completa ideal (já desconsiderando a queda de tensão no diodo – ou MOSFET – e a resistência interna do semicondutor) é de $\eta_{c.a.-c,c,} = 81{,}2$ %. Já nos estágios regulador de tensão c.c. e inversor c.c./c.a., pode-se encontrar no mercado equipamentos com cerca de $\eta_{c.c.-c,c,} = \eta_{c.c.-c,a,} = 98$ % de eficiência Kadavelugu et al. (2017).

Portanto, para os equipamentos eletrônicos, tem-se que o consumo equivalente em corrente contínua $E_{c.c.,e}$ é dado pela Equação (1.3). Para os equipamentos de geladeira e ar-condicionado, exceto *inverter*, tem-se um consumo equivalente $E_{c.c.,m}$ dado pela Equação (1.4). Para o ar-condicionado do tipo *inverter*, tem-se um consumo equivalente $E_{c.c.,i}$ dado pela Equação (1.5).

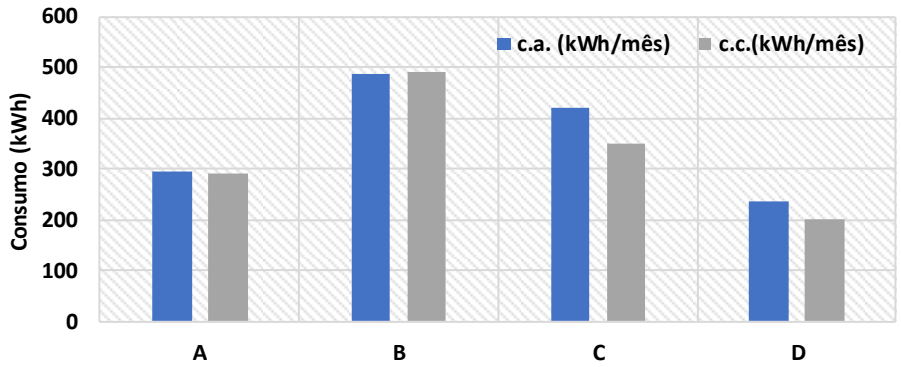
$$E_{c.c.,e} = \eta_{c.c-c.c.} \times \eta_{c.a-c.c.} \times E_{c.a.,e} \quad (1.3)$$

$$E_{c.c.,m} = E_{c.a.,m}/\eta_{c.c-c.a.} \quad (1.4)$$

$$E_{c.c.,i} = \eta_{c.c-c.c.} \times \eta_{c.a-c.c.} \times E_{c.a.,i} \quad (1.5)$$

onde $E_{c.a.,e}$, $E_{c.a.,m}$, e $E_{c.a.,i}$, correspondem ao consumo energético de equipamentos eletrônicos, equipamentos como geladeiras e condicionadores de ar, e equipamentos condicionadores de ar do tipo *inverter*, respectivamente. O gráfico da Figura 1.12 apresenta a comparação entre o consumo mensal para as residências nos quatro cenários apresentados na Figura 1.11, considerando o consumo com alimentação em corrente alternada e o consumo equivalente em corrente contínua.

Figura 1.12 – Consumos mensais considerando redes de distribuição c.a. e c.c. para cada cenário.



Percebe-se que para o cenário A o consumo energético final é praticamente indiferente ao se considerar alimentação c.c. ou c.a. No cenário de consumo B, a alimentação de rede em corrente contínua representa um consumo ligeiramente superior, enquanto nos cenários C e D o consumo em corrente contínua é inferior. Para os cenários deste exemplo, o principal fator é o consumo para condicionamento de ar, de modo que nos cenários em que se utiliza o equipamento *inverter*, tem-se uma redução expressiva ao se utilizar acoplamento direto à rede em corrente contínua.

Verifica-se que com as poucas variáveis envolvidas neste exemplo, pode-se obter valores de consumo bastante diferentes, capazes de justificar, a adoção, ou não, de uma rede de distribuição em corrente contínua. Resultados cada vez mais distintos podem ser obtidos considerando cenários com cargas mais variadas, presença de geração distribuída e presença de sistema de armazenamento de energia.

É importante ressaltar que outros fatores além do consumo de energia dos equipamentos devem ser considerados ao se justificar a implementação de um sistema em corrente contínua,

como: custo e disponibilidade de equipamentos, custo e disponibilidade de conversores para condicionamento de potência e a potência dissipada na fiação.

A avaliação desenvolvida neste trabalho de dissertação considerou alguns desses aspectos, como perdas na fiação e a disponibilidade de equipamentos comerciais.

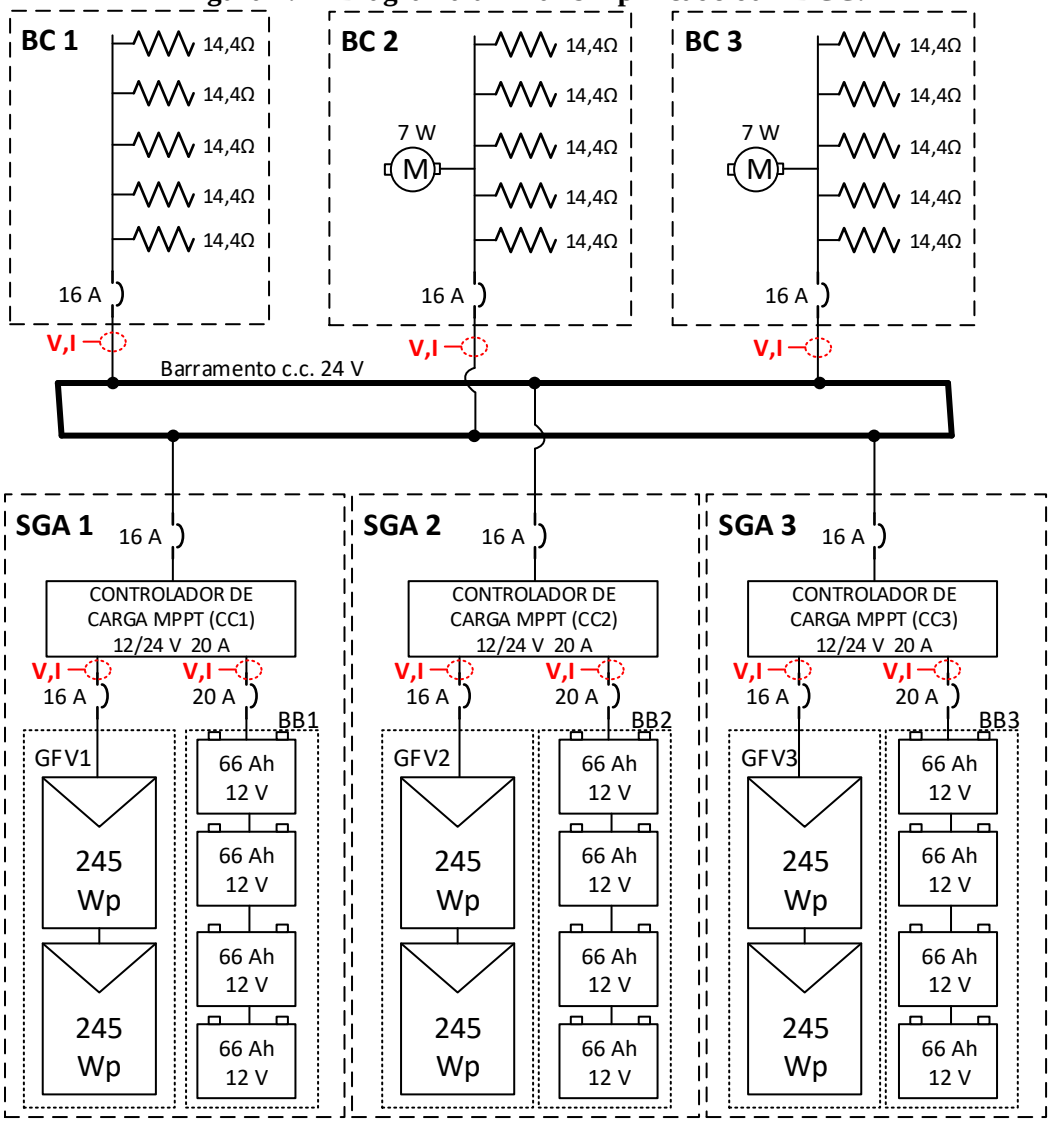
2. DESCRIÇÃO DA NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA AVALIADA

2.1 Introdução

Neste capítulo descreve-se de maneira detalhada todos os equipamentos que fazem parte da NDCC instalada no laboratório do GEDAE-UFPA e como estes equipamentos estão conectados formando a nanorrede.

A NDCC desenvolvida e avaliada neste trabalho é formada por três bancos de carga (BC) e três sistemas de geração e armazenamento de energia (SGA). A rede é do tipo unipolar com tensão nominal de 24 V, arquitetura em anel e isolada da terra. Apresenta-se na Figura 2.1 o diagrama unifilar simplificado da NDCC, estando indicados em vermelho todos os pontos de medição de tensão e corrente.

Figura 2.1 – Diagrama unifilar simplificado da NDCC.



2.2 Sistema de geração e armazenamento de energia (SGA)

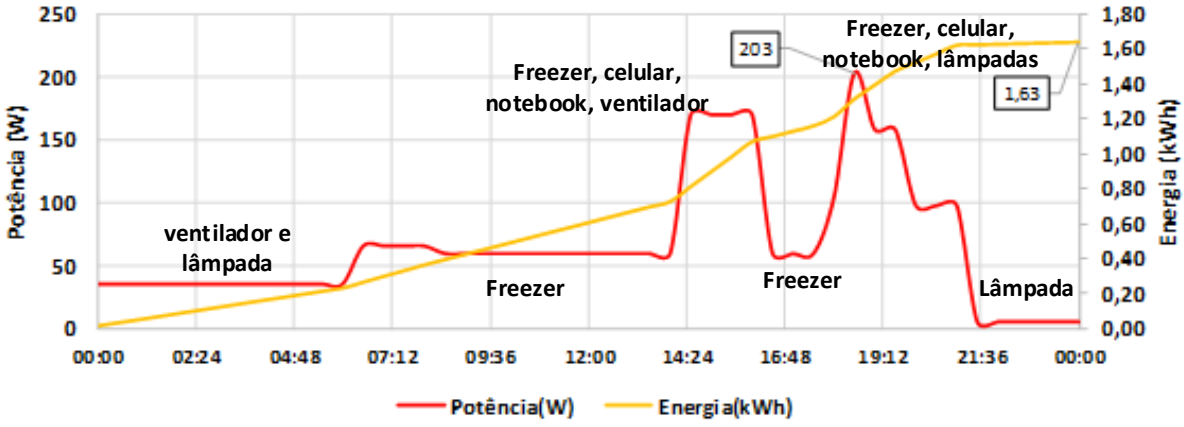
Os três sistemas de geração e armazenamento de energia distribuídos na NDCC são as únicas fontes de energia elétrica da rede, sendo responsáveis pelo atendimento dos bancos de carga. Os SGA devem ser dimensionados de modo a garantir a continuidade do suprimento mesmo em dias com disponibilidade reduzida de recurso solar. Cada SGA é composto por um gerador fotovoltaico, um banco de baterias, um controlador de carga e dispositivos de proteção.

2.2.1. Dimensionamento

O dimensionamento do gerador fotovoltaico e do banco de baterias em cada SGA foi realizado seguindo a metodologia de dimensionamento para sistemas fotovoltaicos autônomos. Para isto, deve-se primeiramente realizar o levantamento das cargas a serem atendidas pela NDCC, bem como o período de funcionamento de cada carga.

Neste sentido, adotou-se como referência de consumo um pequeno consumidor residencial com as seguintes cargas, todas em corrente contínua: um freezer, lâmpadas, carregador de celular, carregador de notebook e ventilador. A curva de carga de referência foi escolhida com base em um perfil de uso comum de equipamentos por posto horário, e está representada na Figura 2.2. Para esta curva de carga, tem-se um consumo diário de $L_{c.c.}$ = 1,63 kWh e demanda máxima de aproximadamente 200 W. Portanto, para a curva de referência, a corrente máxima demandada pelo sistema será de aproximadamente 25 A, considerando a operação dos três BC (aproximadamente 8,33 A por BC, em uma condição de distribuição equilibrada de cargas).

Figura 2.2 – Curva de carga de referência por banco de carga para dimensionamento do sistema.



A partir do consumo diário das cargas em corrente contínua, deve-se calcular o consumo corrigido considerando a eficiência de carga e descarga do banco de baterias, η_{cdc}. O cálculo do consumo diário corrigido $L_{c.c.,cor}$ é expresso pela Equação (2.1).

$$L_{c.c.,cor} = L_{c.c.}/\eta_{cdc} \quad (2.1)$$

O valor típico utilizado para eficiência de carga e descarga da bateria de chumbo-ácido é η_{cdc} = 0,86 Pinho; Galdino (2014). Portanto, tem-se um consumo corrigido diário de $L_{c.c.,cor}$ = 1,92 kWh para cada banco de cargas.

Com base no consumo diário corrigido, deve-se dimensionar o banco de baterias, considerando o tempo de autonomia do banco, usualmente expresso em número de dias, N_D. A autonomia do banco pode ser escolhida de maneira arbitrária ou por meio de equações que considerem o recurso solar disponível ao longo do ano e outros requisitos de continuidade do suprimento das cargas (por exemplo, atendimento a cargas críticas hospitalares). Para o dimensionamento da NDCC deste trabalho, utilizou-se a Equação (2.2) para cálculo do número de dias de autonomia, que foi obtida empiricamente por Messenger e Ventre (2003), para o atendimento de cargas não críticas e considera a disponibilidade do recurso solar no mês mais crítico para o sistema.

$$N_D = -0{,}48 \times HSP_{min} + 4{,}58 \quad (2.2)$$

HSP_{min} corresponde ao número equivalente de horas de sol a uma irradiância de 1.000 W/m^2, ou seja, equivale à energia, dada em kWh/m^2, disponibilizada pelo sol no dia médio do mês de menor disponibilidade de recurso solar. No mês de pior disponibilidade do recurso solar no local da instalação da NDCC, tem-se HSP_{min} = 4,2 kWh/m^2 Pereira et al. (2017). Portanto, tem-se que N_D = 2,56.

A capacidade do banco de baterias, C^*_B, em Wh, é obtida por meio da Equação (2.3), onde $P_{D,MAX}$ é a máxima profundidade de descarga do banco.

$$C_B^* = L_{c.c.,cor} \times N_D/P_{D,MAX} \quad (2.3)$$

A profundidade de descarga máxima do banco de baterias é especificada para cada tipo de bateria. Para baterias de aplicações fotovoltaicas autônomas de ciclo profundo, considera-se $P_{D,MAX}$ = 80 %. Este valor corresponde ao nível de tensão do banco de baterias que o controlador de carga irá desconectar a carga, prevenindo a descarga profunda das baterias. Logo, tem-se que C^*_B = 6,14 kWh. O valor da capacidade do banco em Ampére-hora é obtido dividindo-se o resultado em kWh pela tensão nominal do banco (no caso da NDCC, 24 V). Portanto, a capacidade do banco, em Ah, deve ser de $C_{nominal}$ = 256 Ah. Esta capacidade deve ser obtida em regime de descarga de 10 h a 20 h, compatíveis com o ciclo de carga e descarga de um sistema fotovoltaico autônomo.

A potência do gerador fotovoltaico deve ser dimensionada considerando o consumo diário corrigido e o recurso solar no período do ano de menor disponibilidade. Este tipo de

dimensionamento garante que o sistema irá gerar energia suficiente ao longo do ano, contudo, em meses de maior irradiância, parte da energia solar disponível não será aproveitada. A potência nominal do gerador FV é calculada pela Equação (2.4), onde k_{AJS} = 1,25 é um fator de segurança que considera efeitos de perdas por temperatura, perdas por dispersão, acúmulo de sujeira e perdas no cabeamento. Portanto, o gerador FV deve ter potência nominal de 570 Wp.

$$P_{NOM}(Wp) = k_{AJS} * L_{c.c.,cor}/HSP_{min} \quad (2.4)$$

O controlador de carga deve ser compatível com a potência nominal e tensão do gerador FV, a tensão do banco de baterias, a corrente máxima demandada pelas cargas e a corrente de curto-circuito do gerador FV. Por exemplo, para este dimensionamento, um controlador de carga para gerador FV de até 600 Wp, tensão do banco em 24 V e corrente máxima de cargas de 25 A (considerando uma condição de contingência em que apenas um SGA deve atender a todas as cargas).

2.2.2. Gerador Fotovoltaico (GFV)

O gerador fotovoltaico presente em cada SGA é formado pela associação em série de dois módulos FV do fabricante *Yingli Solar*, modelo YL245P-29b de 245 Wp de potência nominal YINGLI (2014). As principais características elétricas nas condições padrão de ensaio (STC: temperatura da célula FV, $T_{c,STC}$ = 25 °C, irradiância global incidente no plano do gerador FV, $G_{i,STC}$ = 1000 W/m² e massa de ar, AM = 1,5) e coeficientes térmicos dos módulos utilizados são apresentadas na Tabela 2.1. Os valores apresentados nesta tabela foram obtidos para um módulo avulso utilizado na NDCC, a partir de ensaio em um simulador solar, presente no laboratório do GEDAE/UFPA, modelo *HighLight 3c* do fabricante PASAN MEASUREMENT SYSTEMS, com classe de exatidão A+A+A+ (o relatório completo deste ensaio com a curva I-V do módulo pode ser visto no Anexo I).

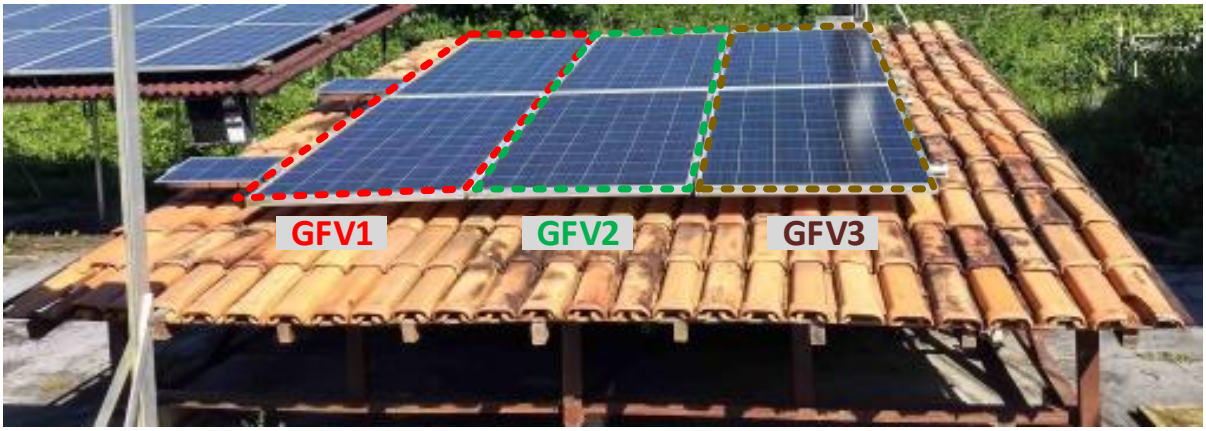
É importante destacar que se optou por utilizar este modelo de módulo dada sua disponibilidade no laboratório, ainda que sua potência nominal seja cerca de 15 % inferior à potência calculada para suprir a necessidade energética do sistema, conforme verificado no dimensionamento.

Tabela 2.1 – Características técnicas nas STC do módulo utilizado.

Potência nominal (Wp)	238,25	**Temp. nominal de operação da célula – TNOC (°C)**	46
Tensão na máxima potência (V_{MP})	29,22	**Coef. térmico de potência (%/°C)**	-0,45
Corrente na máxima potência (I_{MP})	8,15	**Coef. térmico de corrente de curto-circuito (%/°C)**	0,06
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	37,21	**Coef. térmico de tensão de circuito aberto (%/°C)**	-0,33
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	8,76	**Coef. térmico de tensão na máxima potência (%/°C)**	-0,45

Os três geradores estão posicionados no telhado de testes localizado na área externa do laboratório do GEDAE. A orientação de todos os geradores é para o norte magnético (desvio azimutal igual a 13° nordeste) e com ângulo de inclinação de 11° em relação ao plano horizontal. A Figura 2.3 apresenta o posicionamento de cada gerador FV no telhado.

Figura 2.3 – Posicionamento dos módulos FV no telhado de testes na área externa do laboratório.



Considerando os valores apresentados na Tabela 2.1, pode-se inferir que cada GFV apresenta características elétricas conforme a Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Características elétricas nas STC de cada GFV.

Potência nominal (Wp)	476,5
Tensão na máxima potência (V_{MP})	58,44
Corrente na máxima potência (I_{MP})	8,15
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	74,42
Corrente de curto circuito (I_{SC})	8,76

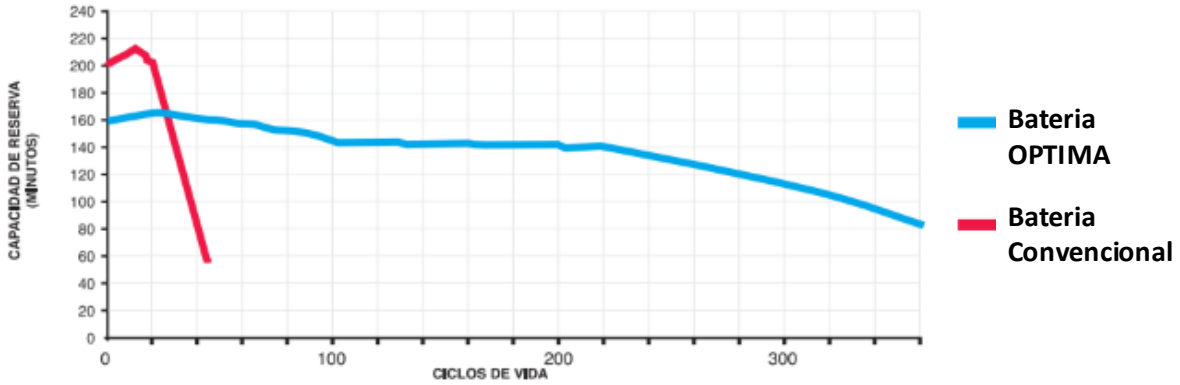
2.2.3. Banco de baterias

Cada SGA dispõe de um banco de baterias seladas de chumbo-ácido formado pela associação série-paralelo de quatro baterias. As baterias utilizadas para compor o banco são de modelo *BLUETOP D27M*, do fabricante *Optima Batteries*. Cada bateria tem tensão nominal de 12 V e capacidade nominal de 66 Ah, considerando um regime de descarga a uma corrente constante de 3,3 A (regime C/20). Portanto, cada banco de baterias tem tensão e capacidade nominal de 24 V e 132 Ah (C/20).

Esta bateria foi projetada ser utilizada em embarcações ou outras aplicações marítimas, dada sua elevada resistência a vibrações. De acordo com o catálogo do fabricante, este modelo de bateria pode ser utilizado em dois tipos de aplicações: partidas elétricas e em regime de ciclo profundo. Em relação à partida, a bateria é capaz de suprir uma corrente de partida de 1000 A

a uma temperatura de 0 °C, e 800 A a uma temperatura de -17 °C[4] OPTIMA BATTERIES (2014). Para caracterização da bateria em aplicações de ciclo profundo, o fabricante utiliza uma figura de mérito chamada de capacidade reserva (RC, do inglês *reserve capacity*), que corresponde ao tempo, usualmente em minutos, que uma bateria totalmente carregada leva para atingir a tensão de 10,5 V sob uma descarga constante de 25 A. Neste sentido, o fabricante garante uma RC nominal de 140 minutos, e que reduz conforme aumenta o número de ciclos de carga e descarga, como pode ser visto na Figura 2.4.

Figura 2.4 – Comparativo da capacidade reserva em função do número de ciclos de carga e descarga entre a bateria utilizada e uma bateria convencional de chumbo-ácido.



Fonte: adaptado de OPTIMA BATTERIES (2014)**.**

A RC não é o parâmetro mais adequado para se avaliar o desempenho de uma bateria em um regime diário de carga e descarga, visto que uma descarga constante de 25 A está distante da realidade na aplicação da NDCC. Contudo, pode-se considerar que em regimes de descarga com menor corrente o comportamento seja equivalente e, ao se analisar a Figura 2.4, percebe-se que esta bateria é capaz de manter sua capacidade em regimes de ciclo profundo por mais ciclos do que outras baterias convencionais.

Para a carga desta bateria em aplicações cíclicas, o fabricante recomenda um carregamento com tensão constante de 14,7 V e sem limite de corrente, desde que a temperatura da bateria se mantenha inferior a 51,7 °C. Ao se chegar a uma corrente inferior a 1 A, deve-se utilizar um carregamento de corrente constante de 2 A durante 1 hora. Para manutenção da carga após atingir o carregamento máximo, recomenda-se carga de 13,2 a 13,8 V e corrente máxima de 1 A por tempo indefinido. É importante seguir as instruções de carregamento fornecidas pelo fabricante para garantir a maior durabilidade da bateria, entretanto nem sempre

[4] Em aplicações de partida que exigem elevada corrente em curtos intervalos de tempo, é usual caracterizar duas grandezas: CA (*Cranking amps*) e CCA (*Cold cranking amps*) que correspondem à capacidade de suprimento de corrente de partida à 0 °C e -17 °C, respectivamente.

isto é possível, principalmente em aplicações em que a fonte de energia é intermitente ou possui alta variabilidade, como é o caso da FV.

Ressalta-se que se optou por empregar este modelo de bateria para compor os SGAs da NDCC dada a sua disponibilidade no laboratório e também a excelente RC apresentada em relação às baterias convencionais. Contudo, as baterias utilizadas não são novas e já haviam sido empregadas anteriormente em outra aplicação, passando por situações de elevado estresse, como: longo tempo sem receber carga, abrigo em ambiente excessivamente úmido e molhado e submetidas à descarga profunda. Estas situações comprometem o desempenho da bateria, reduzindo sua eficiência e capacidade de retenção de carga. Além disso, a capacidade de cada banco é aproximadamente a metade do valor dimensionado anteriormente (256 Ah).

Para avaliar o estado atual de cada banco de baterias utilizado, realizou-se teste de carga e descarga em bancada no laboratório, com o objetivo de aferir a capacidade, em Ah, de cada banco de baterias para diferentes regimes de descarga. A instrumentação e configuração utilizada nos ensaios são apresentadas na Figura 2.5. O procedimento adotado nos testes foi baseado na metodologia de ensaios de capacidade da bateria proposto em INMETRO (2011), e está indicado no fluxograma ilustrado na Figura 2.6.

Figura 2.5 – Esquema de conexões e medições utilizadas em ensaio de cada banco de baterias.

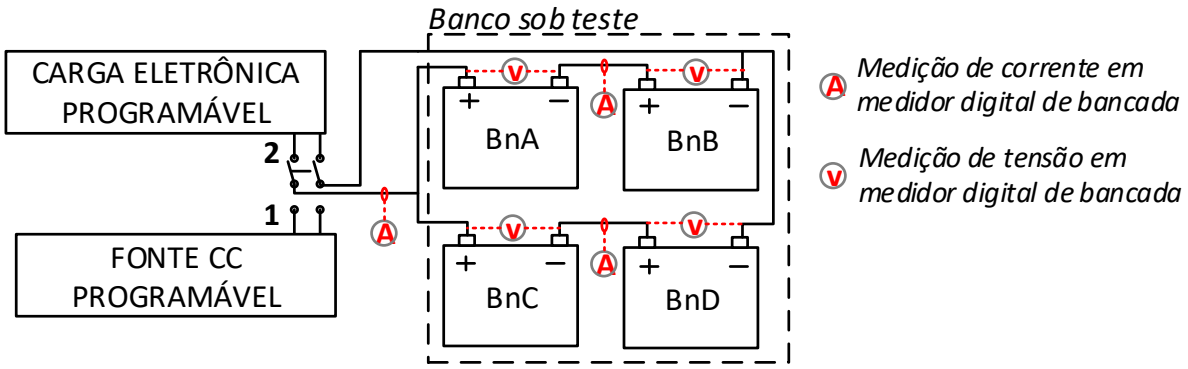
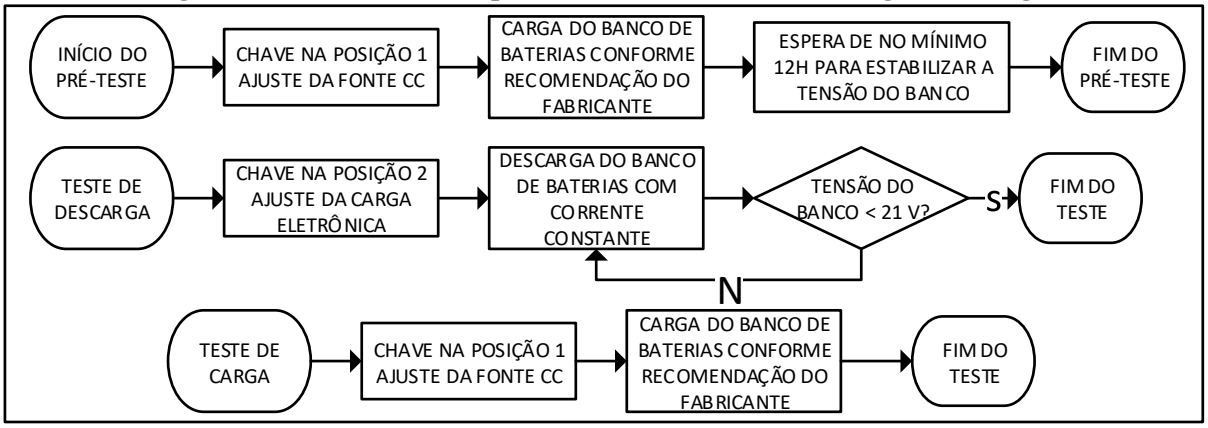


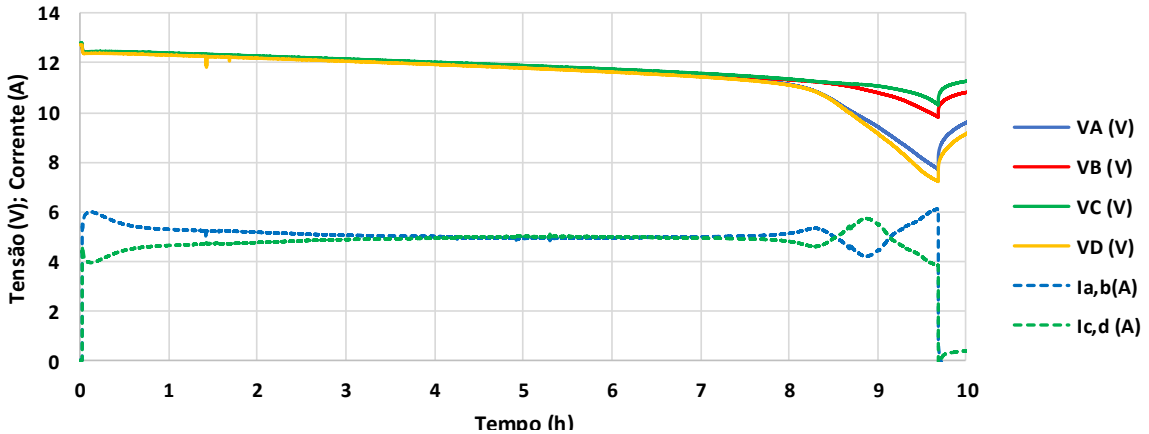
Figura 2.6 – Procedimento para realização de testes de carga e descarga.



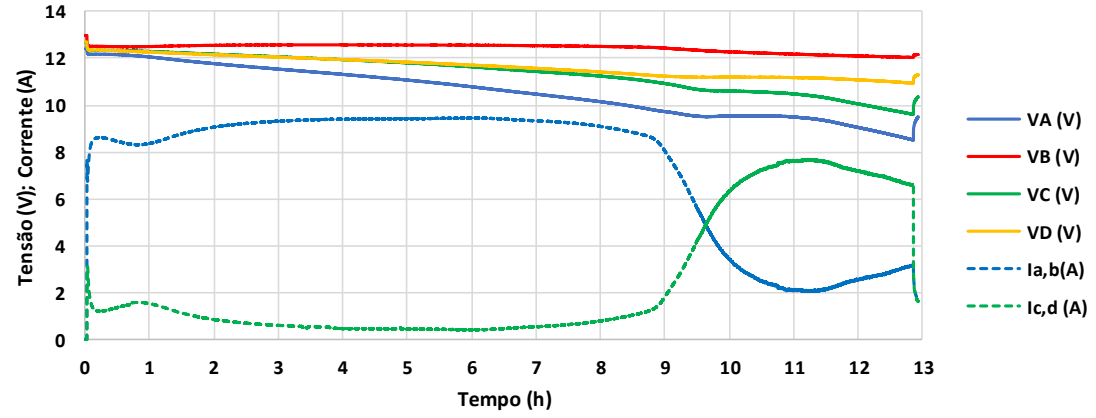
Na Figura 2.5, *n* = 1, 2 ou 3 e indica o banco de bateiras sob teste. A carga eletrônica utilizada é do fabricante *Chroma*, modelo *63803*, de até 3,6 kW e que pode operar como carga c.c. do tipo corrente constante, resistência constante, potência constante ou tensão constante. A fonte c.c. utilizada é do fabricante *XANTREX*, modelo *XDC 60-100*, de até 60 V e 100 A, e que pode operar como fonte de tensão ou corrente. Para medição, utilizou-se medidor digital de potência do fabricante *Chroma*, modelo *66204*, que dispõe de 8 canais de entrada independentes sendo 4 de corrente e 4 de tensão, desta forma, é possível medir a tensão individual de cada bateria do banco e corrente em cada fileira em paralelo.

Antes do início de cada teste, realizou-se um carregamento prévio do banco de baterias sob teste, para garantir que o teste de descarga tenha seu início com o banco em carga plena. Todos os ensaios foram realizados em ambiente refrigerado para minimizar o efeito da variação de temperatura no desempenho do banco durante os ensaios. A Figura 2.7 apresenta as curvas de descarga para os três bancos de baterias, para ensaios realizados com corrente de descarga de 10 A. VA, VB, VC e VD correspondem as tensões de cada bateria que compõe o banco, conforme indicado na Figura 2.5, $I_{a,b}$ e $I_{c,d}$ correspondem as correntes em cada fileira em paralelo do banco. A Figura 2.8 apresenta um comparativo dos resultados dos ensaios de descarga considerando corrente constante de 10 A e 6,6 A. O teste de descarga em 6,6 A buscou avaliar a capacidade nominal de 132 Ah de cada banco de baterias em um regime de descarga de 20 h, obtido a uma corrente constante de 6,6 A.

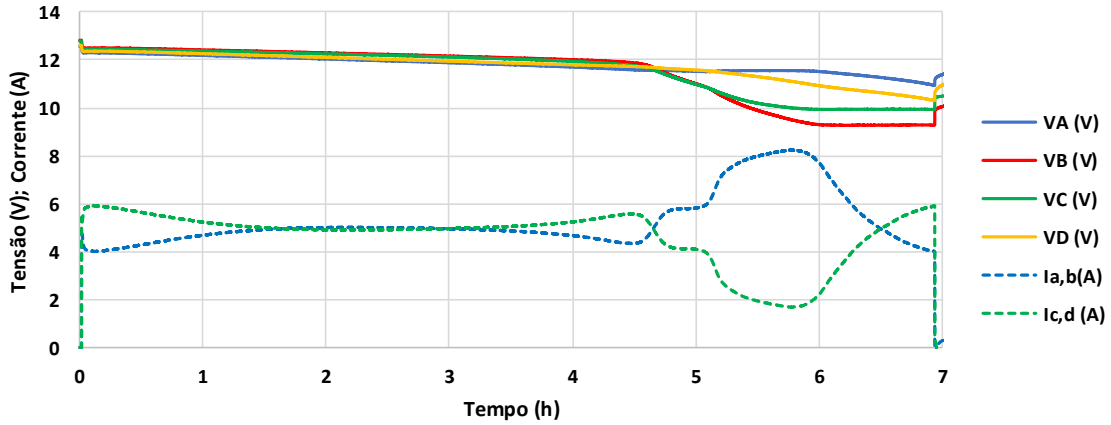
Figura 2.7 - Ensaios de descarga dos bancos de baterias para uma corrente constante de 10 A (a) BB1, (b) BB2 e (c) BB3.



(a)

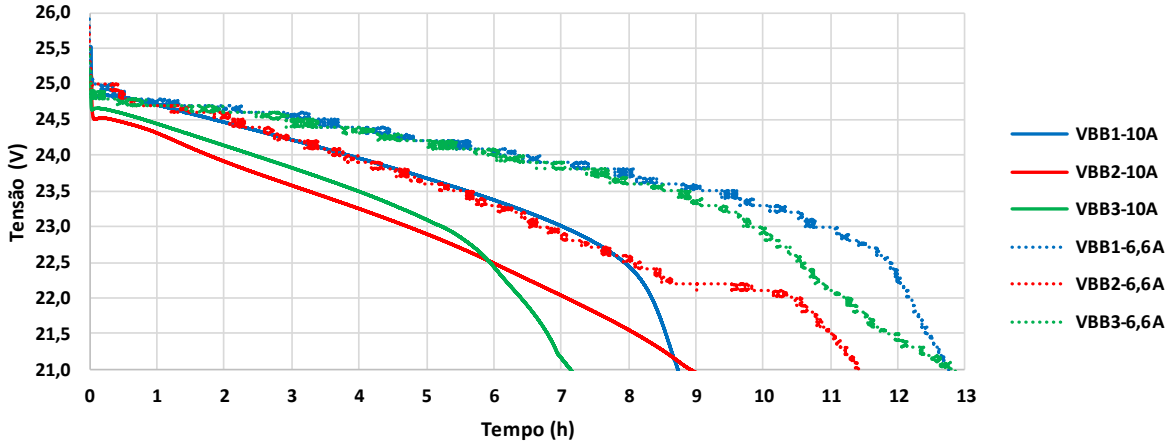


(b)



(c)

Figura 2.8 - Ensaios de descarga dos bancos de baterias para correntes constantes de 10 A e 6,6 A.



A Tabela 2.3 apresenta um resumo das capacidades de cada banco obtidas nos ensaios.

Tabela 2.3 – Capacidade (Ah) de cada banco de baterias para os ensaios com descarga de 6,6 e 10 A.

BB	Teste 1: I = 6,6 A	Teste 2: I = 10 A
	Capacidade (Ah)	Capacidade (Ah)
Banco 1	84,2	87,3
Banco 2	75,3	89,0
Banco 3	84,9	71,3

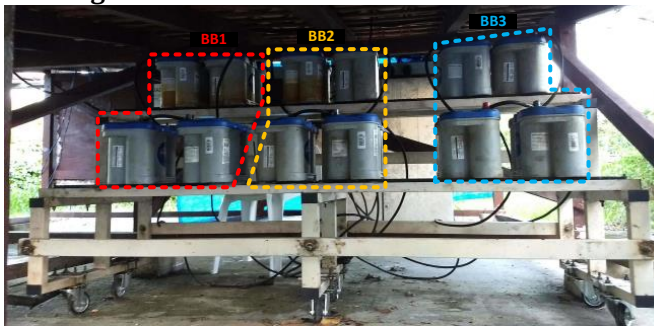
Percebe-se que as baterias em um mesmo banco descarregam de maneira diferente, de modo que uma bateria atinge a zona exponencial antes das outras. Este é um indicativo de que as baterias que compõem cada banco não tem a mesma capacidade, de modo que a bateria de menor capacidade limita o banco como um todo. Isto fica evidente principalmente na Figura 2.7b e na Figura 2.7c, onde é possível perceber a diferença na corrente de carga entre as fileiras do banco. Quando uma bateria atinge um elevado estado de carga, a tendência é de aumentar a sua resistência ao recebimento de carga, de modo que a resistência da fileira tende a aumentar e, por consequência, reduzir a corrente de carga na fileira.

Conforme resultados apresentados na Tabela 2.3, percebe-se que para o BB1 e BB2 a capacidade aumenta com o aumento da corrente de descarga, o que é um comportamento incoerente para baterias. Novamente, este desempenho irregular é explicado pela diferença de capacidade das baterias que compõe o banco, desta forma, com a associação série-paralelo, não se pode garantir que todas as baterias estão atingindo carga plena ou descarregando de maneira equivalente. Além disso, em todos os ensaios, a capacidade dos bancos esteve bem abaixo dos 132 Ah nominais, para um ensaio de 6,6 A, o que comprova o estado deteriorado das baterias.

Com os dados obtidos por meio deste ensaio, é possível reagrupar as baterias para formar bancos que utilizem apenas baterias de capacidades mais próximas o possível, de modo a otimizar o aproveitamento da capacidade disponível em cada bateria. Neste trabalho de mestrado optou-se por manter a distribuição das baterias em bancos dos SGAs conforme os ensaios apresentados nesta seção.

A fotografia apresentada na Figura 2.9 mostra os bancos de baterias de cada SGA que compõe a NDCC. As baterias devem estar abrigadas de sol e chuva e em ambiente ventilado, para isso foi construído um suporte móvel de tipo arquibancada para posicionamento dos bancos embaixo do telhado de testes dos módulos FV. Por encontrarem-se relativamente expostas e em ambiente úmido, deve-se proteger as conexões elétricas para evitar o surgimento de pontos de oxidação. Para realizar esta proteção, utiliza-se graxa que deve ser aplicada periodicamente.

Figura 2.9 – Bancos de baterias dos SGAs.



2.2.4. Controlador de carga

Cada SGA contém um controlador de carga para regular a carga e descarga dos bancos de baterias e maximizar o aproveitamento da energia fotovoltaica. O modelo de controlador de carga utilizado é *SCCM20-100R*, do fabricante *Outback Power*. Este controlador opera com uma corrente de carga e descarga máxima de 20 A, e pode trabalhar com bancos de baterias em 12 V ou 24 V. A potência máxima recomendada do gerador FV é de 300 Wp para carregamento de bancos de 12 V e 600 Wp para bancos em 24 V. O controlador dispõe de função de seguimento de ponto de máxima potência (SPMP) do gerador FV, garantindo que a máxima potência disponível é entregue para cada condição de irradiância e temperatura. Na Tabela 2.4 apresentam-se as principais características técnicas do controlador de carga utilizado

Tabela 2.4 – Especificações técnicas do controlador de carga *SCCM20-100R*.

Seção	Parâmetro		12V		24V	
FV	Potência máxima		300 W		600 W	
	Tensão máxima c.c.		100 V (desligado); 90 V (operando)			
	Tensão de circuito aberto		20 V – 100 V			
	Tensão de máxima potência		15 V – 75 V		27 V – 75 V	
	Corrente máxima de curto circuito		20 A			
Bateria	Tensão de entrada		8 V – 15 V		16 V – 30 V	
	Corrente em modo de espera		< 37 mA		< 26 mA	
	Capacidade		Mínimo de 100 Ah em regime C/5			
Carregador	Tensão de carga	Etapa	Flooded	VRLA	Flooded	VRLA
		Bulk	14,8 V	14,6 V	29,6 V	29,2 V
		Absorb	14,8 V	14,4 V	29,6 V	28,8 V
	Tempo no modo de absorção		2 horas			
	Tensão no modo float		13,2 V	13,5 V	26,4 V	27,0 V
	Corrente máxima de carga		20 A			
	Faixa de compensação de temperatura		+ 30 mV/°C / 12 V de 0 °C a 24 °C			
			- 30 mV/°C / 12 V de 26 °C a 60 °C			
	Sensor de temperatura da bateria		NTC 10K			
Equalização	Nota: A equalização ocorre a cada 60 dias ou após uma desconexão de carga por subtensão na bateria.					
	Tensão máxima de equalização		15,5 V	--	31,0 V	--
	Tempo de equalização		1 hora			
Proteções Internas	Proteção interna	Eletrônica	Reversão de polaridade da bateria e do FV			
		Passiva	Fusível de 30 A			
	Corrente máxima no terminal de cargas		20 A			
	Tensão de desconexão por subtensão		11,4 V		22,8 V	
	Tensão de reconexão após subtensão		12,4 V		24,8 V	
	Tensão de desconexão por sobretensão		15,0 V		30,0 V	
Eficiência	SPMP		> 99% acima de 100 W/m^2 e mínimo de 10 % da potência FV máxima			
	Conversão		Até 98,5 %			

Este controlador apresenta ainda uma interface de comunicação RS-485 que permite a configuração de diversos parâmetros como tensões de conexão e reconexão do banco e baterias e o monitoramento das seguintes variáveis: tensão e corrente do gerador FV, tensão e corrente

do banco de baterias, corrente da carga, temperatura interna, temperatura do banco de baterias (sensor NTC externo), e estágio do carregamento. Esta interface pode ser utilizada pelo sistema de aquisição de dados da NDCC.

O controlador de carga regula o carregamento do banco de baterias em 3 estágios: corrente constante (também conhecido como *bulk*), tensão constante (também conhecido como estágio de absorção) e flutuação.

O primeiro estágio é o de corrente constante e ocorre quando a bateria está com carga inferior a 80 % da capacidade nominal. Nesta etapa, a bateria tem maior facilidade no recebimento de cargas, de modo a aumentar gradativamente a tensão em seus terminais conforme vai carregando. Em aplicações de carregamento com fonte FV, o nome deste estágio torna-se pouco adequado, uma vez que a corrente de carregamento é função da disponibilidade de recurso solar e pode variar durante o processo. Além disso, este controlador de carga limita a corrente máxima de carregamento em 20 A (já no barramento da bateria). Este primeiro estágio é responsável por restaurar a maior parte da carga de uma bateria descarregada, e a sua duração varia conforme disponibilidade do recurso solar, da potência instalada do GFV, e do perfil de carga que o sistema alimenta.

No segundo estágio, a bateria já recuperou grande parte de sua carga, apresentando maior resistência ao carregamento. Nesta etapa do carregamento o controlador regula a tensão, mantendo-a constante durante todo o estágio; a corrente, por outro lado, reduz naturalmente à medida que a carga é absorvida. Este estágio também é conhecido como estágio de absorção, devido à corrente de carregamento ser limitada para que a bateria possa absorver o restante de carga e restaurar os cerca de 20 % remanescente de sua capacidade.

Quando o banco de baterias alcança a plena carga, o controlador entra na etapa de flutuação. Nesta etapa o controlador também regula a tensão do banco de baterias, desde que a tensão do gerador FV seja superior à do banco; a pequena corrente que é injetada no banco tem o objetivo de manter a bateria carregada, reduzindo o fenômeno de auto descarga nas baterias.

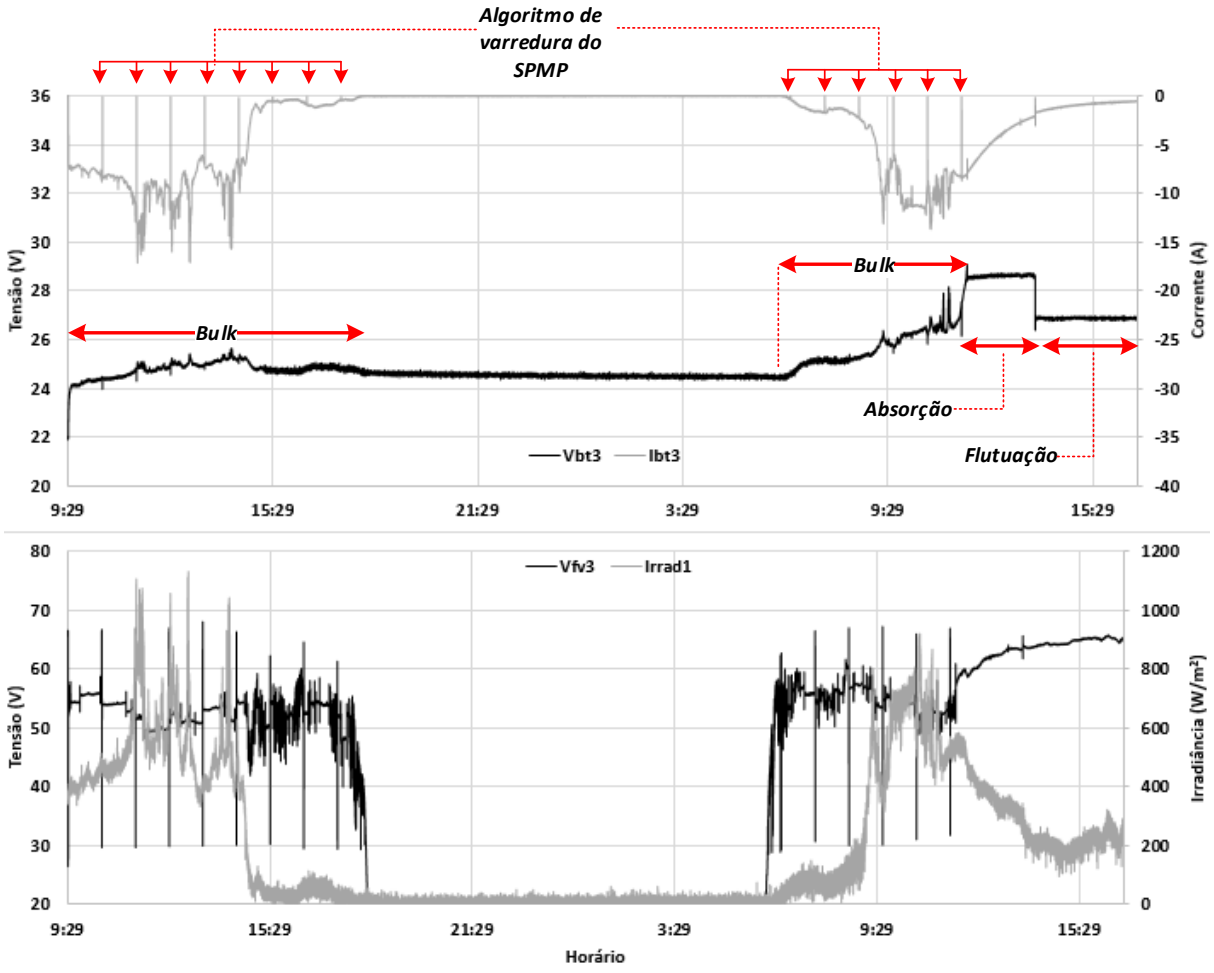
Os valores de tensão constante que o controlador de carga regula nas etapas de absorção e flutuação podem ser ajustados por meio da interface de comunicação do equipamento. Neste sentido, deve-se utilizar os valores fornecidos pelo fabricante das baterias, que são: 29,4 V (2 x 14,7 V) para o estágio de absorção e 26,4 V (2 x 13,2 V) no estágio de flutuação.

A Figura 2.10 foi obtida em ensaio de carregamento a sol real do banco do SGA3 na NDCC, realizado nos dias 14 e 15 de março de 2019, e ilustra o comportamento da tensão e corrente de carregamento em cada uma das etapas. Percebe-se que a tensão inicial do banco era de aproximadamente 22 V, indicativo da baixa carga acumulada. Começando o carregamento

pela etapa *Bulk*, percebe-se que a tensão do banco cresce gradativamente, sendo influenciada pela corrente de carregamento, que é função do recuso solar, justificando as variações estocásticas ao longo do tempo.

Além disso, ao se analisar a forma de onda da corrente na Figura 2.10, pode-se notar a ocorrência de variações que chegam a zerar a corrente de carregamento da bateria em intervalos bem definidos e que correspondem ao GFV operando no circuito aberto. Este fenômeno ocorre devido ao algoritmo de SPMP do controlador, que periodicamente faz uma varredura da curva IxV do GFV na busca do ponto de máxima potência global. Esta varredura é importante pois reduz a ocorrência de pontos de máximo locais, que podem surgir em condições de sombreamento tal como retratado em Rodrigues (2017). Por meio de medições da NDCC em operação, verificou-se que esta varredura ocorre a cada 30 minutos e dura cerca de 1 s.

Figura 2.10 –Tensão e corrente no banco de baterias do SGA3 e irradiância, tensão do GFV3 durante ensaio de carregamento.

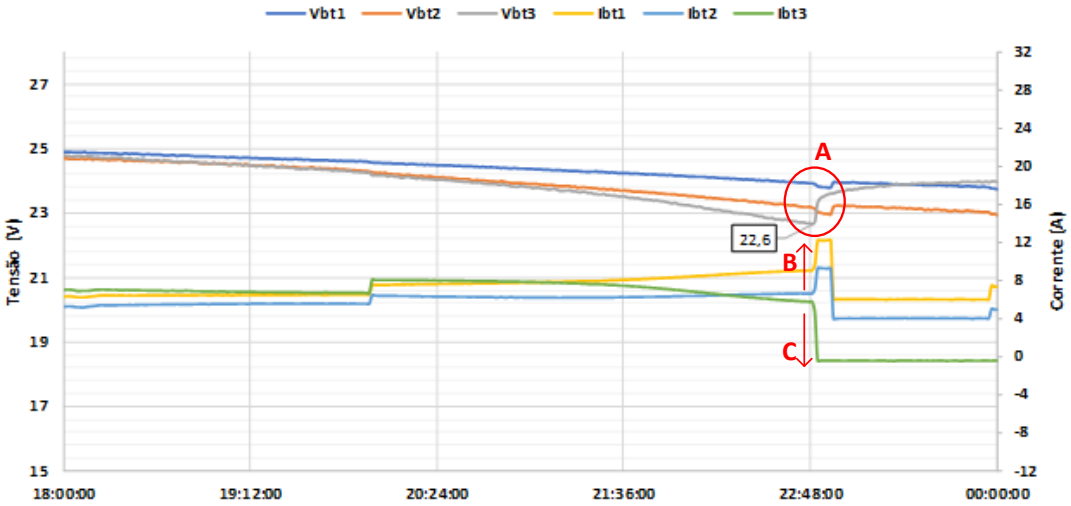


Além dos 3 estágios de carregamento, o controlador de carga também realiza, periodicamente, a equalização do banco de baterias, com o objetivo de reduzir a disparidade no estado de carga de cada bateria que compõe o banco. A equalização é realizada a cada 60 dias

ou após a desconexão do controlador de carga em situação de subtensão do banco de baterias. O procedimento adotado pelo controlador é de regular a tensão no banco em 31 V (para bancos de 24 V nominal) durante 1 hora.

O controlador de carga também é responsável por evitar que o banco de baterias seja submetido à uma descarga profunda, uma vez que esse tipo de ocorrência reduz a vida útil das baterias, podendo levar inclusive à uma descarga irrecuperável. Neste sentido, o controlador é configurado para desabilitar as cargas caso a tensão do banco de baterias reduza até determinado valor pré-configurado, V_{DESC}. Caso esta situação ocorra, as cargas só serão liberadas novamente quando a tensão do banco de baterias for superior a um valor de predeterminado de reconexão, V_{REC}. A Figura 2.11 apresenta dados reais de operação da NDCC que demonstram a ocorrência de corte de carga por parte do controlador.

Figura 2.11 – Tensão e corrente nos bancos de baterias da NDCC durante situação de corte de carga.



Na situação apresentada na Figura 2.11, quando banco de baterias 3 chega ao valor limite de 22,6 V, o controlador associado a este banco corta sua carga da rede e, com isso, ocorrem os eventos A, B e C. A tensão do banco 3 sobe (evento A) uma vez que não há mais cargas neste banco e sua corrente zera (evento C); os outros bancos 1 e 2 aumentam a corrente (evento B) para suprir as cargas, uma vez que o banco 3 parou de contribuir; por consequência, as tensões nos bancos 1 e 2 sofrem uma queda mais acentuada (evento A). Logo em seguida, a carga do sistema reduz (em ação independente de qualquer corte de cargas por parte do controlador) e as correntes nos bancos 1 e 2 reduzem.

2.2.5. Dispositivos de proteção

Cada SGA conta com duas camadas de proteção: proteção externa por meio de disjuntores c.c. e proteção interna do controlador de carga. Conforme apresentado na Tabela

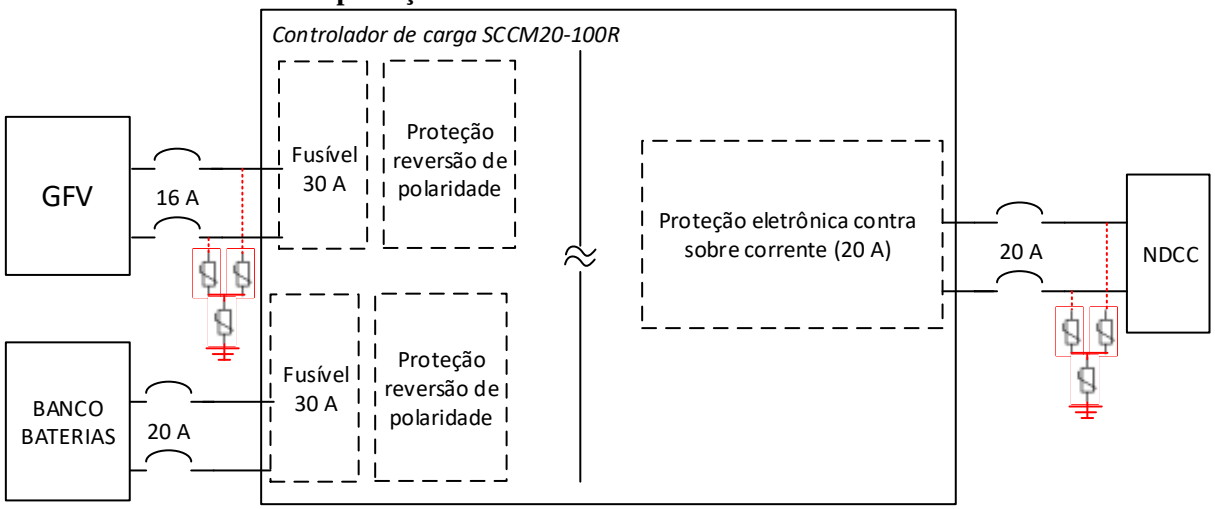
2.4, cada controlador de carga dispõe das seguintes proteções: contra reversão de polaridade na entrada do GFV e na entrada do banco de baterias; contra sobrecorrente há fusíveis internos de 30 A nos terminais do GFV e do banco de baterias, bem como proteção eletrônica de rápida atuação contra sobrecorrente no terminal de cargas.

Disjuntores c.c. são utilizados nos três pontos de conexão do controlador de carga de cada SGA (GFV, banco de baterias e saída para cargas) para proteção contra sobrecarga e curto-circuito. O dimensionamento dos disjuntores levou em consideração os valores máximos de corrente admissíveis pelo controlador de carga. Os disjuntores utilizados nos SGA1 e SGA2 são do fabricante *Tongou*, tem curva de ruptura tipo C e tensão máxima de operação de até 1 kV. Os disjuntores utilizados no SGA3 são do fabricante *TOMZN*, também tem curva de ruptura tipo C e tensão máxima de operação de 440 V. Todos os disjuntores utilizados têm capacidade de atuação em ambas as direções de corrente, por exemplo, atuam em caso de curto à montante ou à jusante do disjuntor, desde que a fonte supridora do curto esteja em posição oposta (a jusante ou à montante, respectivamente). Optou-se por selecionar disjuntores de duas marcas diferentes apenas para simples avaliação de desempenho. A Tabela 2.5 apresenta um resumo das características nominais dos disjuntores utilizados, e a Figura 2.12 ilustra a localização e tipo de proteção interna nos SGAs.

Tabela 2.5 – Especificações técnicas dos disjuntores c.c. utilizados na proteção do SGA.

SGA	Fabricante	Local	Corrente nominal	Número de polos	Tensão de isolamento	Curva de ruptura	Corrente máxima
1 e 2	TONGOU	GFV	16 A	2P	1000 V	C	6 kA
		BANCO DE BATERIAS	20 A				
		SAÍDA PARA CARGA	20 A				
3	TOMZN	GFV	16 A	2P	440 V	C	6 kA
		BANCO DE BATERIAS	20 A				
		SAÍDA PARA CARGA	20 A				

Figura 2.12 -Diagrama ilustrativo das proteções em cada SGA. Em vermelho, dispositivos de proteção contra surto ainda não instalados.



Os dispositivos externos utilizados servem apenas para proteção de sobrecorrente (seja de sobrecarga ou curto-circuito). Entretanto, é importante dispor de dispositivos de proteção contra surtos de tensão. Estes surtos podem ocorrer principalmente devido a descargas atmosféricas que podem atingir diretamente a NDCC ou induzir sobretensões nos condutores. Em cada SGA, o principal dispositivo a ser protegido contra surtos de tensão é o controlador de carga, que está sujeito a surtos vindos da rede de distribuição e do GFV. De acordo com o fabricante, a tensão máxima de isolamento é de 100 V. Este valor pode ser facilmente alcançado durante um surto, tornando-se crítica a necessidade de proteção deste dispositivo.

Para esse tipo de proteção deve-se implementar supressores de surto em corrente contínua (DPS c.c.) nos terminais de saída para a carga e no ponto de conexão do GFV. O DPS deve ser dimensionado considerando os seguintes fatores: classe de operação; a tensão máxima de operação do dispositivo a ser protegido, neste caso 100 V; a tensão de resistibilidade do equipamento; a corrente nominal do DPS e a corrente máxima de descarga. O DPS funciona fornecendo um caminho de baixa impedância para a terra na ocorrência de surtos, de modo a prevenir o surgimento de sobretensões em seus terminais, para isso, é preciso que ele esteja conectado à terra para o escoamento de cargas.

Sugere-se como DPS a ser instalado o de modelo VCL 75V 12,5/60kA Slim do fabricante CLAMPER ou de características similares. Este DPS tem como tensão máxima de operação contínua c.c. de 100 V, corrente de descarga nominal e máxima de 30 kA e 60 kA, respectivamente e nível de proteção de 1,3 kV.

A proteção externa contra surtos ainda não foi instalada na NDCC devido seu alto custo. Para fins comparativos, o valor no varejo nacional de todos os dispositivos de proteção externos

previstos em um SGA (três disjuntores c.c. bipolares e dois DPS c.c.) é cerca de 70 % do custo do controlador de carga utilizado.[5]

2.3 Banco de cargas (BC)

O consumo de energia elétrica na NDCC é realizado por lâmpadas incandescentes e ventiladores que estão distribuídos em três bancos de cargas independentes. As cargas foram escolhidas de modo a possibilitar a implementação de curvas de carga com consumo diário equivalente aos valores de referência adotados pelas concessionárias de distribuição de energia no contexto de microssistemas isolados de geração e distribuição de energia (MIGDI), conforme definido pela resolução normativa 493 de 2012 ANEEL (2012). Nesta resolução, é previsto o atendimento a unidades consumidoras com consumo de referência diário de 435 Wh, 670 Wh, 1000 Wh, 1500 Wh, 2000 Wh e 2650 Wh.

As cargas utilizadas em cada BC estão listadas na Tabela 2.6. Os BC 1 e 2 podem demandar até 206 W, em passos de 40 W e 6 W. O BC3 pode demandar até 200 W, com passos de 40 W. Com esta demanda, os bancos 1 e 2 podem consumir até 4,94 kWh/dia, enquanto o BC3, 4,8 kWh/dia.

Tabela 2.6 – Especificações técnicas das cargas utilizadas em cada banco de cargas.

BC	Carga	Tipo de carga	No. unidade	Tensão nominal	Potência unidade
1 e 2	Lâmpada incandescente	Resistência constante	5	24 V	40 W
	Ventilador	Potência constante	1	24 V	6 W
3	Lâmpada incandescente	Resistência constante	5	24 V	40 W

Todas as cargas de cada BC estão conectadas em paralelo, e podem ser acionadas individualmente por relés e chaves liga/desliga ligados em série. Além disso, cada BC conta com um disjuntor c.c. geral para proteção e seccionamento. A Figura 2.13 ilustra as conexões em cada BC. Na Figura 2.13, cada contato normalmente fechado do relé é representado por Knx, sendo *n* o número do banco de cargas e *x* a carga ligada em série. Snx representa as chaves manuais liga/desliga em série com cada lâmpada do BC. A conexão do ventilador, representado pelo motor c.c., M, ocorre apenas nos BC2 e BC3. A Figura 2.14 apresenta uma fotografia da instalação dos bancos de cargas na NDCC.

[5] Custos considerados no dia 24/07/2019: controlador de carga 20 A com SPMP R$ 362,00; disjuntor c.c 20 A bipolar curva C R$ 45,00; DPS c.c. bipolar 150 V 20 kA R$ 120,00.

Figura 2.13 – Diagrama ilustrativo do banco de cargas.

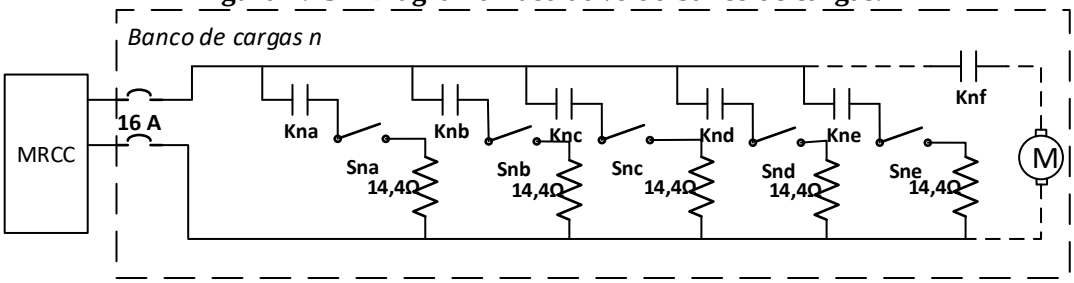
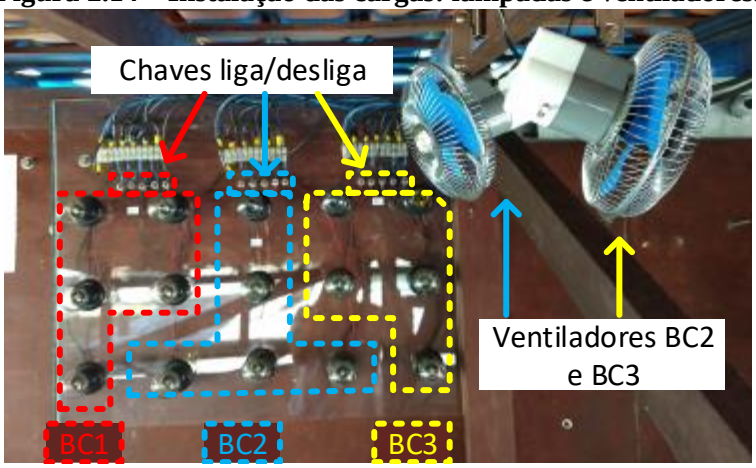


Figura 2.14 – Instalação das cargas: lâmpadas e ventiladores.



2.4 Rede de distribuição

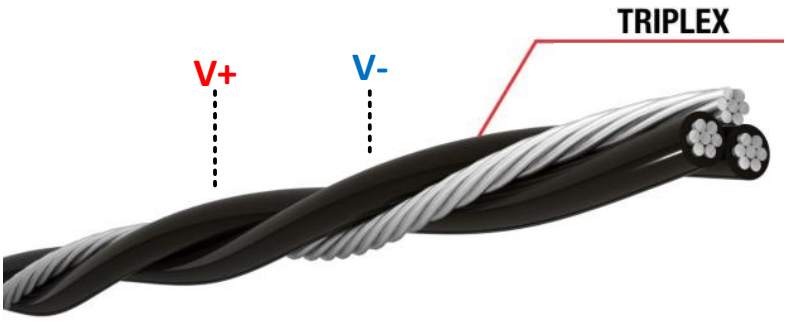
Os SGAs e BCs da NDCC estão distribuídos em uma rede de aproximadamente 200 m de comprimento, localizada na área externa do laboratório do GEDAE-UFPA. A rede de distribuição está sustentada em três postes que são compartilhados com a rede de distribuição da microrrede c.a. (MDCA) também instalada no laboratório. A rede, de arquitetura em anel, é formada por cabos multiplexados de alumínio com dois condutores (V+ e V-) trançados envolto de um terceiro cabo nu para sustentação mecânica. Os condutores, ilustrados na Figura 2.15, são do fabricante nacional Alubar e tem sessão transversal de 35 mm^2 com isolação do tipo XLPE para classe de tensão de 0,6/ 1 kV. Os dados técnicos do condutor utilizado são apresentados na Tabela 2.7. Adotou-se este condutor considerando-se os seguintes fatores: sua disponibilidade no laboratório, sua resistência à radiação UV e sua capacidade de condução de corrente e de atendimento às cargas.

Tabela 2.7 – Especificações técnicas do condutor utilizado.

Cabo alumínio XLPE 0,6/ 1 kV - Alubar			
Seção transversal	35 mm^2	**Espessura mínima de isolação**	1,6 mm
Tipo de encordoamento	Compactado	**Diâmetro do condutor isolado**	9,95 mm
Isolação	XLPE	**Número de fios**	7
Têmpera	H19	**Resistência elétrica em c.c. a 20 °C**	0,8037 Ω/km
Massa linear	137,03 kg/km	**Coef. de variação da resist. por temperatura**	0,00403 °C^{-1}

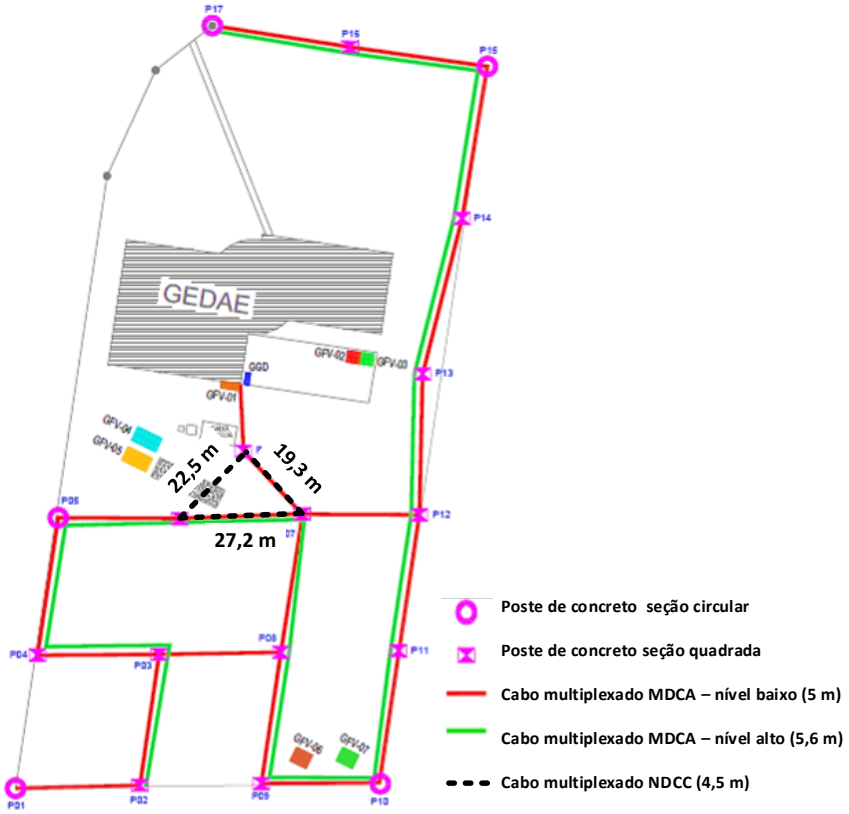
Fonte: ALUBAR (2015).

Figura 2.15 – Condutor de alumínio multiplexado utilizado na rede de distribuição da NDCC.

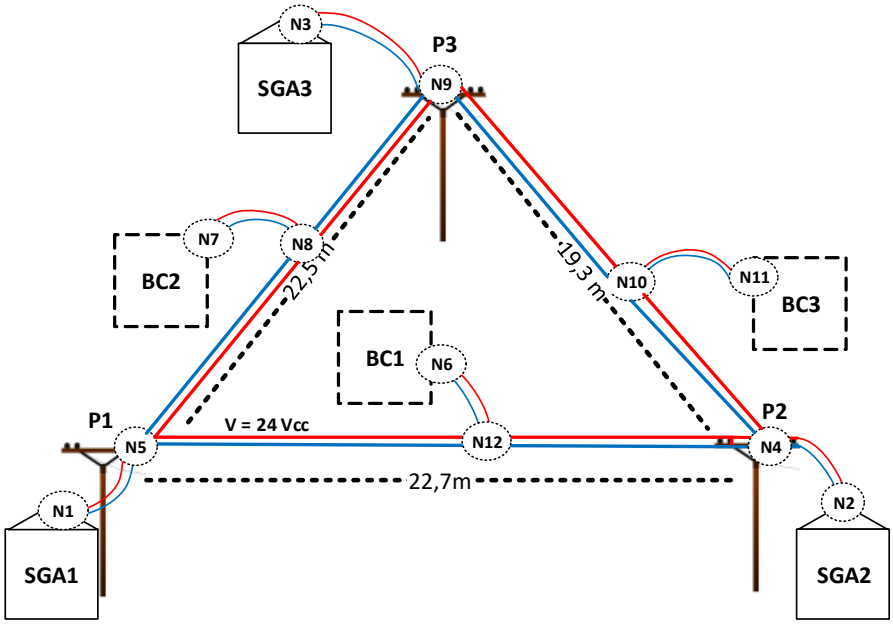


Os postes utilizados para sustentação da NDCC são de concreto armado e tem formato do tipo “duplo t” com altura de 7 metros. Estes postes já estavam instalados no laboratório, sustentando a microrrede c.a. A Figura 2.16 ilustra a arquitetura da NDCC considerando o posicionamento dos postes e a topologia da microrrede c.a. que já estava instalada. Como ilustrado na Figura 2.16(a), dois trechos de distribuição da NDCC tem postes compartilhados com a MRCA. Para evitar o surgimento de interferências entre as redes, a instalação da NDCC foi realizada em nível cerca de 50 cm abaixo da MRCA.

Figura 2.16 – (a) Localização da NDCC e da MDCA na área externa do laboratório do GEDAE e (b) posicionamento dos sistemas de geração e bancos de cargas na NDCC.



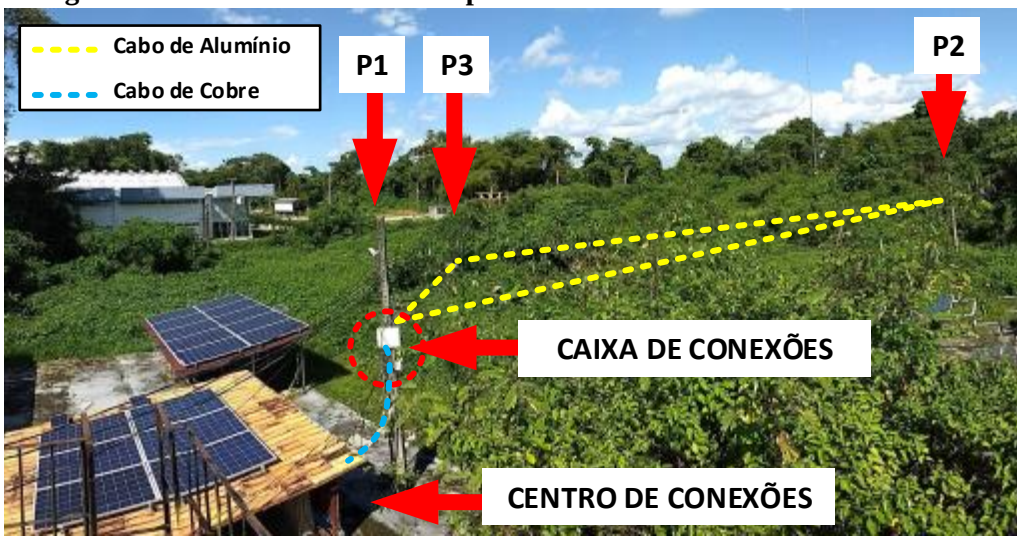
(a)



(b)

A localização dos SGAs e BCs apresentada na Figura 2.16(b) indica os pontos de conexão elétrica de cada subsistema, de modo que os SGAs estão conectados em cada poste e os BCs estão conectados na metade da distância entre postes. Entretanto, apesar das conexões elétricas estarem distribuídas ao longo da rede, optou-se por abrigar todos os equipamentos em um único centro de conexões. Esta decisão foi tomada ao se levar os seguintes fatores em consideração: maior facilidade para realizar as conexões, necessidade de um único abrigo para todos os equipamentos, maior simplicidade para implementar o sistema de monitoração e acionamento de cargas, além de permitir a troca de posição dos subsistemas na nanorrede de distribuição com maior simplicidade. A Figura 2.17 apresenta uma fotografia da NDCC e do centro de conexões.

Figura 2.17 – Posicionamento dos postes da NDCC e do centro de conexões.



As distâncias totais entre todos os pontos N1 a N12 da NDCC estão apresentadas na Tabela 2.8.

Tabela 2.8 – Distâncias entre os nós na NDCC.

De	Para	Dist. (m)	De	Para	Dist. (m)
N1	N5	6,00	N4	N10	9,65
N5	N12	11,35	N8	N7	17,25
N5	N8	11,25	N8	N9	11,25
N12	N4	11,35	N10	N11	38,35
N12	N6	17,35	N9	N3	28,5
N4	N2	28,7	N9	N10	9,65

Para realizar as conexões na NDCC nos pontos N4, N5, N8, N9, N10 e N12, apresentados na Figura 2.16(b), utilizou-se conectores perfurantes de derivação para cabos de alumínio. Este tipo de condutor é amplamente utilizado em redes de distribuição pois permite a realização da conexão com mínimo contato do instalador com a rede, uma vez que não necessita da remoção prévia da camada isolante dos cabos – tornando possível a realização de conexões mesmo com a rede energizada.

Dos demais nós (N1, N2, N3, N6, N7 e N11) até o disjuntor geral de cada subsistema (SGA e BC), utilizou-se condutor de cobre de 25 mm^2 com isolação do tipo XLPE para classe de tensão de 0,6/ 1 kV. Portanto, deve-se utilizar conector especial para a ligação entre um condutor de alumínio e um de cobre, de modo a suprimir o efeito corrosivo que esta ligação pode desencadear. O conector utilizado nestes pontos tem tratamento especial para este tipo de conexão bimetálica, entretanto necessita da retirada prévia de parte do isolamento dos condutores. A conexão destes pontos foi realizada na caixa de conexões indicada na Figura 2.17, e os cabos de cobre na saída desta caixa estão conectados ao quadro geral de distribuição, medição e comando (QGD). A Figura 2.18 ilustra os dois tipos de conectores utilizados na rede de distribuição.

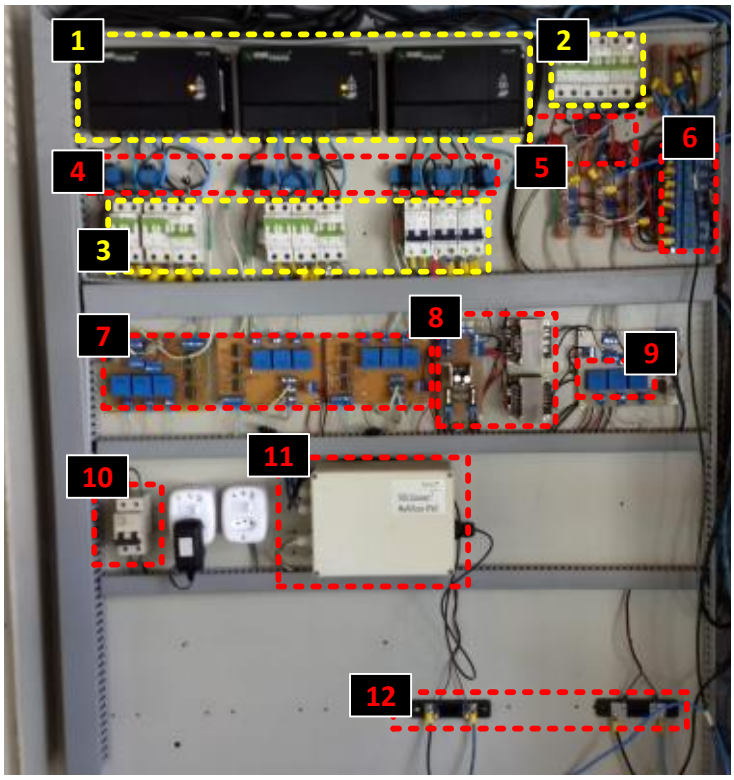
Figura 2.18 – (a) Conector perfurante de derivação para cabos de alumínio e (b) conector de derivação bimetálico para conexão entre cobre e alumínio.

(a) **(b)**

2.5 Quadro geral de distribuição, medição e comando (QGD)

Todos os controladores de carga e dispositivos de proteção estão abrigados dentro do quadro geral de distribuição, medição e comando. O QGD abriga também os circuitos de medição e comando desenvolvidos para esta aplicação, uma vez que os principais pontos de medição da NDCC passam por este quadro, bem como os circuitos para acionamentos das cargas. O QGD está localizado dentro do centro de conexões apresentado na Figura 2.17, abrigado e com fácil acesso para realização de manutenções, alterações e medições pontuais. A Figura 2.19 apresenta uma vista interna do QGD, especificando os principais componentes abrigados no quadro.

Figura 2.19 – Vista interna do QGD da NDCC.



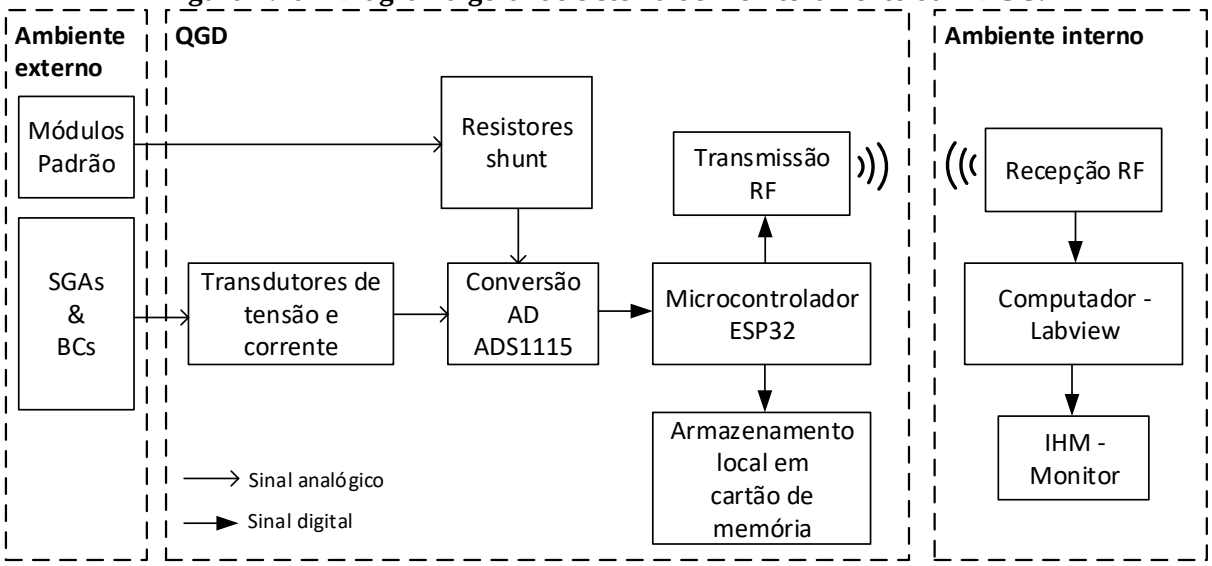
1- Controladores de carga;
2- Disjuntores c.c. – BCs;
3- Disjuntores c.c. – SGAs;
4- Transdutores de - corrente SGAs;
5- Transdutores de corrente BCs;
6- Relés dos BCs;
7- Transdutores de tensão SGAs;
8- Fonte de alimentação;
9- Tramsdutores de tensão BCs;
10- Disjuntor c.a. da fonte;
11- Caixa abrigando microcontrolador para medição e acionamento
12- Resistores shunt para medição indireta de irradiância

2.5.1. Monitoramento do sistema

O sistema de monitoramento desenvolvido para a NDCC permite a aquisição de dados e visualização em tempo real das seguintes variáveis: tensão e corrente de cada GFV, tensão e corrente de cada BB, tensão e corrente em cada BC e irradiância no plano dos GFVs, conforme indicado na Figura 2.1. Além disso, a temperatura ambiente externa também é monitorada por uma estação de monitoração de variáveis ambientais, instalada nas proximidades da NDCC. Todos os valores monitorados são amostrados e transmitidos a cada 1 s, adicionalmente, a média das amostras é armazenada localmente em cartão de memória em intervalos de 1 minuto,

com exceção da temperatura ambiente que é armazenada em intervalos de 5 minutos. A Figura 2.20 ilustra o processo de aquisição de dados implementado.

Figura 2.20 – Diagrama geral do sistema de monitoramento da NDCC.



Os sinais de tensão e corrente dos GFVs, BBs e BCs são condicionados em circuito desenvolvido em laboratório, composto por transdutores isolados de corrente e de tensão, filtros ativos analógicos passa-baixas e atenuadores de tensão. Os transdutores reproduzem a forma de onda do sinal monitorado e fornecem um sinal de tensão ou corrente isolado e com magnitude ajustável. Os transdutores de tensão utilizados são do modelo LV 20-P, do fabricante *LEM* LEM (2012) e os transdutores de corrente são de modelo HAS 50-S, também do fabricante *LEM* LEM (2015).

Para medição da irradiância, utilizam-se dois módulos FV padrão de 6 células em série. A corrente de curto-circuito de um módulo é proporcional à irradiância incidente no seu plano, portanto, dada uma condição de referência, pode-se obter a irradiância global incidente no plano do GFV, G_i, medindo a sua corrente de curto-circuito, conforme Equação (2.5). A corrente de curto-circuito de referência, $I_{SC,STC}$, foi obtida em ensaio no simulador solar do GEDAE-UFPA (relatório do ensaio presente no Anexo II), para a irradiância padrão de ensaio. O condicionamento da corrente de curto-circuito é feito com resistores shunt, de 75 mV/50 A, fornecendo um sinal de tensão equivalente a corrente.

$$G_i = \frac{G_{i,STC} \times I_{SC}}{I_{SC,STC}} \tag{2.5}$$

Todos os sinais condicionados são amostrados a uma taxa de 1 Hz por conversores analógico-digital (ADC) modelo ADS1115. Este ADC tem resolução de 16 bits e faixa de tensão de referência ajustável, o que permite a amostragem de sinais analógicos com elevada

acurácia. Cada CI ADS1115 pode medir até 4 canais em modo comum e 2 canais em modo diferencial. Todas as medições realizadas são de modo comum, com exceção da irradiância, que é lida em modo diferencial.

O resultado da conversão ADC é enviado ao microcontrolador ESP32, do fabricante *Espressif Systems*, via protocolo SPI. Escolheu-se este microcontrolador pelo seu baixo custo, elevada disponibilidade no mercado local, vasta documentação e compatibilidade com os diversos periféricos (cartão de memória, ADC externo, relógio de tempo real, transmissor de rádio frequência), além de já estar integrado à uma placa de prototipagem que facilitou a sua implementação no sistema.

O microcontrolador é responsável por processar o resultado da conversão AD de cada variável, aplicando as curvas de calibração obtidas previamente com instrumentação calibrada do laboratório, e salvar os dados localmente no cartão de memória. A este microcontrolador está conectado o transmissor de rádio frequência, modelo APC-220, que envia em tempo real todos os dados medidos para um computador localizado dentro do laboratório do GEDAE.

Um programa desenvolvido na plataforma *Labview 2016* é executado no computador que recebe os dados de medição da NDCC e apresenta graficamente as variáveis monitoradas, além de processar estas variáveis para o cálculo de potência e energia gerada/consumida pelas fontes e cargas da NDCC e salvar os dados no computador, em arquivo de texto.

2.5.2. Comando das cargas

O acionamento de cada carga no sistema está individualizado e pode ser programado por meio de relés microcontrolados. Para isto, foram implementados dois módulos de relés de 8 canais cada, totalizando 16 circuitos que podem ser acionados de maneira independente. Este tipo de acionamento microcontrolado possibilita a fácil implementação de diferentes curvas de carga, como por exemplo a apresentada na Figura 2.2, assim é possível avaliar o comportamento do sistema sob diferentes condições de carregamento e consumo energético.

A implementação da curva de carga é realizada por meio de arquivo de texto que é salvo no cartão de memória e lido pelo microcontrolador. A parir deste arquivo, é gerada uma matriz 1440 x 16, em que cada linha equivale a 1 minuto do dia e cada coluna equivale a um relé. Para cada minuto do dia, se o valor em uma posição da matriz for nulo, o controlador interpreta como uma carga que deve ser desligada, caso contrário, a carga deve ser ligada.

3. CARACTERIZAÇÃO, MODELAGEM E VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS

3.1 Introdução

A modelagem dos diversos componentes de um sistema e de sua interligação formando uma nanorrede permite a avaliação do comportamento do sistema sob diferentes condições operacionais, além de tornar possível a realização de estudos de expansão de geração e cargas, identificação de restrições operacionais e condições operacionais ineficientes, estimação da vida útil de equipamentos e necessidade de substituição e manutenção, dentre outros.

O modelo matemático utilizado e a ferramenta computacional de simulação devem ser selecionados de acordo com os objetivos de simulação. Por exemplo, se o objetivo é avaliar a capacidade de atendimento às novas cargas após expansão da rede de distribuição, deve-se verificar prioritariamente os níveis de tensão nas novas barras adicionadas ao sistema, mediante diferentes condições de geração, armazenamento e carregamento. Este tipo de avaliação é feito em um estudo de fluxo de carga, que requer a modelagem estática dos componentes da rede. Este tipo de estudo deve ser resolvido com o auxílio de programas computacionais que trabalham com ferramentas de cálculo numérico.

Por outro lado, caso o objetivo da simulação seja avaliar a estabilidade do sistema em caso de faltas como curto-circuito, deve-se verificar os transitórios de tensão e corrente em diferentes pontos da rede durante a ocorrência da falta. Para isso, devem ser utilizados modelos dinâmicos dos conversores de potência conectados à rede, dos sistemas de armazenamento de energia e das cargas, além de ferramentas de simulação dedicada a este tipo de estudo, por exemplo, softwares especializados.

Os objetivos de simulação propostos neste trabalho são:

1- Avaliação estática da NDCC, permitindo a verificação do fluxo de potência, níveis de tensão e carregamento das linhas de distribuição em diferentes cenários operacionais e;
2- Avaliação dinâmica da NDCC, de modo a observar o comportamento da rede ao longo de um dia de operação considerando dados reais de recurso solar e temperatura ambiente.

A modelagem estática da NDCC foi implementada em ambiente *Matlab R2017b* da desenvolvedora *Mathworks*, dada a praticidade de implementação de linhas de código para aplicações de engenharia e extensa documentação disponível, sendo uma plataforma

amplamente utilizada em diversos estudos de modelagem de sistemas de potência. A modelagem dinâmica foi implementada em ambiente *Simulink*, que é uma ferramenta para modelagem, simulação e análise de sistemas dinâmicos, integrada ao *software Matlab*. O *Simulink* apresenta a vantagem de facilitar a implementação de algoritmos por meio da conexão de blocos e configuração em interfaces gráficas, ao invés de implementação em linhas de código.

Nos itens a seguir, detalha-se o processo de caracterização e modelagem de cada componente da NDCC, e em seguida são apresentadas as metodologias de simulação estáticas e dinâmica.

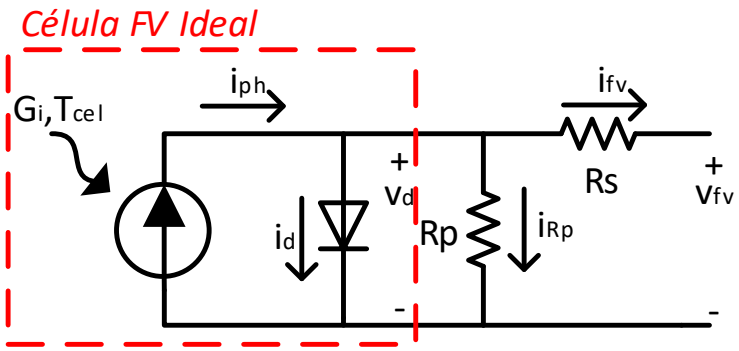
3.2 Caracterização e modelagem dos geradores fotovoltaicos

Um módulo FV é formado pela associação em série e/ou paralelo de células FV, encapsuladas de modo a formar uma estrutura rígida e robusta para utilização em aplicações práticas de engenharia. Portanto, a modelagem da célula FV é fundamental para se obter o modelo de um módulo e gerador FV.

3.2.1 Modelo de circuito do diodo simples (modelo de cinco parâmetros)

A maneira mais comum de modelar o comportamento de uma célula FV é considerando componentes fundamentais de circuitos elétricos, ainda que outros métodos como por redes neurais artificiais também sejam utilizados Jordehi (2016). Neste sentido, o modelo de cinco parâmetros é amplamente utilizado para células de silício cristalino, dada sua relativa simplicidade, facilidade de processamento computacional e boa acurácia em aplicações práticas de geração de energia (Villalva et al., 2009). O circuito utilizado por este modelo é apresentado na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Circuito utilizado no modelo de cinco parâmetros para célula fotovoltaica.



Conforme a Figura 3.1, uma célula FV ideal é formada por uma fonte de corrente controlada pela irradiância e temperatura da célula (T_c), associada em paralelo a um diodo. As resistências série, R_S, e paralelo, R_P, representam não-idealidades construtivas da célula:

resistência entre o silício e os eletrodos, resistência dos eletrodos, corrente de fuga na junção p-n etc. Considerando o circuito deste modelo, tem-se que a corrente de uma célula FV é dada conforme a Equação (3.1).

$$i_{fv} = i_{ph} - i_d - {}^{v_d}/_{R_p} \tag{3.1}$$

i_{ph} corresponde à corrente fotogerada pela célula FV. Esta corrente é função direta da irradiância e temperatura da célula, conforme a Equação (3.2). α_{sc} (A/°C) é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito. $i_{sc,STC}$ é a corrente fotogerada em condições padrão de ensaio, sendo considerada igual à corrente de curto-circuito da célula FV obtida nas condições padrão de ensaio.[6]

$$i_{ph} = \frac{G_i}{G_{i,STC}} i_{sc,STC} + \alpha_{sc}\left(T_c - T_{c,STC}\right) \tag{3.2}$$

A tensão no diodo é calculada por:

$$v_d = v_{fv} + i_{fv} R_s \tag{3.3}$$

E a corrente do diodo é obtida por Shockley (1949):

$$i_d = i_s \left[e^{\left(\frac{q v_d}{k T_c A_n}\right)} - 1 \right] \tag{3.4}$$

Em que k = 1,38x10^{-23} J/K é a constante de Boltzmann, q = 1,6x10^{-19} C é a carga elétrica elementar e $T_{c,k}$ (K) é a temperatura absoluta da junção. A_n é o fator de idealidade do diodo, e corresponde a quanto o diodo modelado se aproxima de um diodo ideal (A_n = 1), este valor usualmente varia entre 1 e 2. O fator de idealidade raramente é fornecido pelo fabricante do módulo FV, contudo pode-se considerar, para células de silício policristalino $A_n \approx 1{,}3$ Tsai et al. (2008) e i_s é a corrente de saturação reversa do diodo, dada por:

$$i_s = i_{s,STC} \left(\frac{T_c}{T_{c,STC}} \right)^3 e^{\left(\frac{E_g}{k} \left(\frac{1}{T_{c,STC}} - \frac{1}{T} \right) \right)} \tag{3.5}$$

Em que $E_g \approx 1.11$ eV é a energia da banda proibida do semicondutor utilizado (silício mono e policristalino), e $i_{s,STC}$ é corrente de saturação reversa obtida em condições padrão de ensaio. Considerando o circuito aberto, $v_d = v_{OC}$, e desconsiderando a corrente na resistência paralelo, tem-se que $i_{s,STC}$ é dada por:

[6] Neste cálculo da corrente fotogerada, desconsidera-se a corrente paralela i_{Rp}, para fins de praticidade no desenvolvimento do modelo.

$$i_{s,STC} = {i_{sc,STC}} \Big/ \left[e^{\left(\frac{q v_{oc,STC}}{k A_n T_{c,STC,k}}\right)} - 1 \right] \tag{3.6}$$

Substituindo-se as equações (3.2), (3.3) e (3.4) na Equação (3.1), tem-se:

$$i_{fv} = \frac{G_i}{G_{i,STC}} i_{sc,STC} + \alpha_{sc}\left(T_c - T_{c,STC}\right) - i_s \left[e^{\left(\frac{q\left(v_{fv} + i_{fv} R_s\right)}{k T_{c,k} A_n}\right)} - 1 \right] - \frac{\left(v_{fv} + i_{fv} R_s\right)}{R_p} \tag{3.7}$$

A partir da Equação (3.7) que corresponde ao modelo de uma célula FV de silício, pode-se obter a equação para um módulo FV formado pela associação de N_S células conectadas em série, conforme expresso na Equação (3.8), onde V_{FV} e I_{FV} são a tensão e corrente do módulo FV, respectivamente.

$$I_{FV} = \frac{G_i}{G_{i,STC}} I_{sc,STC} + \alpha_{sc}\left(T_c - T_{c,STC}\right) - I_s \left[e^{\left(\frac{q\left(V_{FV} + I_{FV} R_s\right)}{N_S k T_{c,k} A_n}\right)} - 1 \right] - \frac{\left(V_{FV} + I_{FV} R_s\right)}{R_p} \tag{3.8}$$

3.2.2 Obtenção das resistências série R_s e paralelo R_p

As resistências série e paralelo dificilmente são fornecidas pelos fabricantes nas folhas de dados dos módulos FV. Uma das maneiras de se obter estes parâmetros é considerar um ponto conhecido da curva de operação do módulo FV: o ponto de máxima potência. Este ponto é fornecido na folha de dados do módulo FV e corresponde ao par ordenado $V_{FV} = V_{MP}$ e $I_{FV} = I_{MP}$ tal que a potência entregue pelo módulo seja máxima na condição padrão de ensaio ($P_{FV} = P_{MP}$).

$$P_{MP} = \max\left(I_{FV} \times V_{FV}\right) \tag{3.9}$$

As equações (3.10) e (3.11) são utilizadas de maneira iterativa para obtenção das resistências série e paralelo do módulo FV. $P_{MP,m}$ e $P_{MP,e}$ correspondem, respectivamente, aos valores de máxima potência obtidos com o modelo e pelos dados experimentais fornecidos pelo fabricante ou obtidos em ensaio. Os valores de R_S e R_P são estimados inicialmente e incrementados a cada iteração, até que a diferença entre as potências do modelo e experimental sejam inferiores à um critério de parada. O algoritmo implementado em *MATLAB* utilizado para obtenção das resistências está descrito em Ferreira (2018).

$$P_{MP,m} = V_{MP} \left\{ I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{q\left(V_{MP} + I_{MP} R_s\right)}{N_S k T_{c,k} A_n}\right)} - 1 \right] - \frac{\left(V_{MP} + I_{MP} R_s\right)}{R_p} \right\} \tag{3.10}$$

$$R_P = \frac{V_{MP}\left(V_{MP} + I_{MP} R_s\right)}{\left\{ V_{MP} I_{MP} - V_{MP} I_s e^{\left[\frac{q\left(V_{MP} + I_{MP} R_s\right)}{N_S A_n k T_{c,k}}\right]} - V_{MP} I_s - P_{MP,e} \right\}} \tag{3.11}$$

3.2.3 Obtenção da temperatura da célula FV

A temperatura de operação da célula FV é um dos parâmetros de entrada do modelo utilizado, entretanto, estes dados não estão sendo monitorados na NDCC implementada. Apenas a temperatura ambiente é monitorada, portanto deve-se utilizar um modelo matemático para se obter a temperatura de operação das células FV.

Um dos procedimentos padrão utilizados para se obter a temperatura de operação da célula FV em função da temperatura ambiente envolve um parâmetro conhecido como temperatura nominal de operação da célula (*TNOC*), que é definido como a temperatura da célula FV operando nas seguintes condições de referência: irradiância $G_{i,TNOC}$ = 800 W/m^2, temperatura ambiente de $T_{a,TNOC}$ = 20 °C, velocidade média do vento de 1 m/s. Conforme os dados do fabricante do módulo FV utilizado, tem-se que *TNOC* = 46 °C. A Equação (3.12) é utilizada para obter a temperatura de operação da célula FV, em função da irradiância global incidente e da temperatura ambiente, T_a, Skoplaki; Palyvos (2009).

$$T_c = T_a + \left(\frac{G_i}{G_{i,TNOC}}\right)\left(\frac{U_{L,TNOC}}{U_L}\right)\left(TNOC - T_{a,TNOC}\right)\left[1 - \left(\frac{\eta_c}{\xi\alpha_f}\right)\right] \quad (3.12)$$

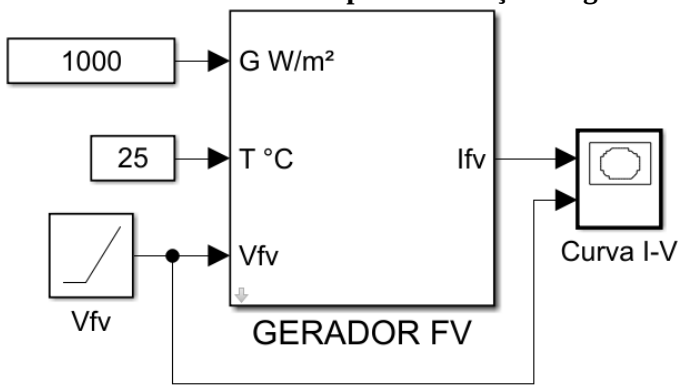
Onde U_L e $U_{L,TNOC}$ correspondem aos coeficientes de perda térmica na temperatura ambiente e na temperatura nominal de operação, respectivamente; η_c é a eficiência elétrica do módulo FV, ξ é o coeficiente de transmitância térmica do vidro e α_f corresponde ao coeficiente de absorção térmica da célula FV. Ao se assumir que o coeficiente de perda térmica é constante para a faixa de temperatura considerada, e aproximando $\eta_c / \xi\alpha_f \approx 0$, pode-se reduzir a Equação (3.12) a:

$$T_c = T_a + \left(\frac{G_i}{G_{TNOC}}\right)\left(TNOC - T_{a,TNOC}\right) \quad (3.13)$$

3.2.4 Validação do modelo

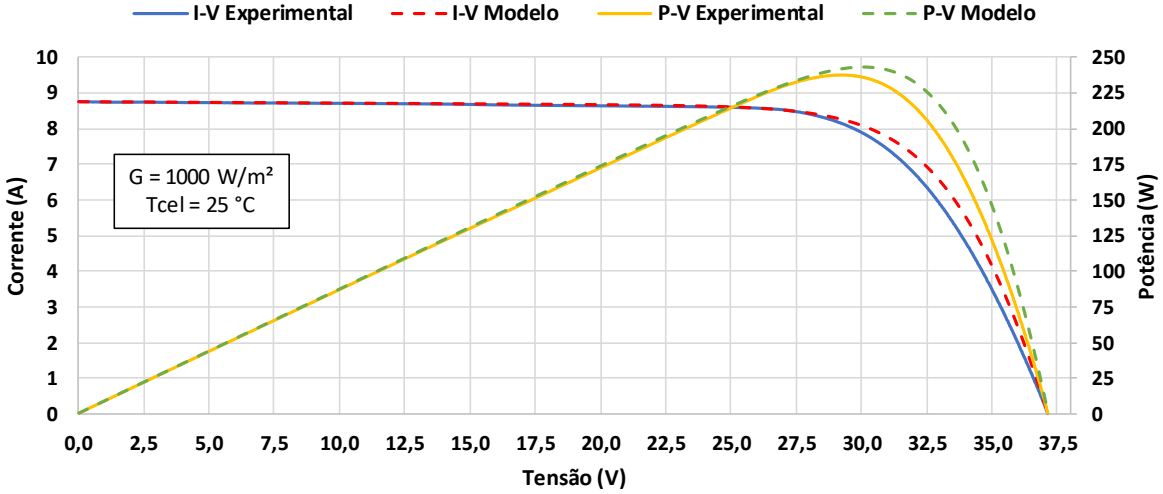
Para verificar se o modelo utilizado representa adequadamente o comportamento dos módulos FV instalados na NDCC, foram realizados dois testes experimentais de curva I-V e comparados aos resultados simulados na plataforma *Simulink*. A Figura 3.2 apresenta o bloco desenvolvido para realização de testes de validação do modelo.

Figura 3.2 - Bloco desenvolvido para simulação do gerador FV.



O primeiro ensaio foi realizado nas condições padrão de ensaio, em simulador solar para ensaio de módulos FV, instalado no laboratório do GEDAE. Neste ensaio, foi verificada a curva I-V de um único módulo FV de mesmo fabricante e modelo dos módulos instalados na NDCC. A Figura 3.3 apresenta as curvas I-V ensaiadas e modeladas.

Figura 3.3 – Comparativo entre curvas I-V obtidas a partir de ensaio experimental e modelo matemático, considerando operação em condições padrão.



Para se avaliar o desempenho do modelo, verifica-se o desvio obtido entre os valores medidos e modelados em diferentes pontos de interesse: circuito aberto, curto-circuito e máxima potência. As equações (3.14), (3.15) e (3.16) são utilizadas para calcular os desvios no circuito aberto, D_{OC}, em curto-circuito, D_{SC} e na máxima potência, D_{MP}, respectivamente Xiao (2017).

$$D_{OC} = \left| \frac{V_{OC,m}}{V_{OC,e}} - 1 \right| \tag{3.14}$$

$$D_{SC} = \left| \frac{I_{SC,m}}{I_{SC,e}} - 1 \right| \tag{3.15}$$

$$D_{MP} = \sqrt{\left(\frac{P_{MP,m}}{P_{MP,e}} - 1\right)^2 + \left(\frac{V_{MP,m}}{V_{MP,e}} - 1\right)^2} \tag{3.16}$$

$V_{OC,m}$ e $V_{OC,e}$ correspondem à tensão de circuito aberto obtida pelo modelo e em ensaio experimental, respectivamente; $I_{SC,m}$ e $I_{SC,e}$ correspondem à corrente de curto-circuito obtida pelo modelo e em ensaio experimental, respectivamente; $P_{MP,m}$ e $P_{MP,e}$ correspondem à potência máxima obtida pelo modelo e em ensaio experimental, respectivamente, e $V_{MP,m}$ e $V_{MP,e}$ são a tensão no ponto de potência máxima obtidas em modelo e em ensaio experimental, respectivamente.

Nota-se pela curva apresentada na Figura 3.3 que o modelo acompanha bem os valores experimentais, principalmente na região de tensão mais baixa. A partir da zona conhecida como "joelho" da curva I-V, o modelo tende a apresentar valores de corrente ligeiramente superiores aos dados medidos. Este erro é ocorre principalmente devido à diferença entre o fator de idealidade do diodo real e o adotado no modelo, bem como a diferença entre a resistência paralela adotada no modelo (que foi obtida através do processo de extração de parâmetro iterativo) e o valor real.

Tem-se que D_{OC} = 0,1367 %, D_{SC} = 0,0274 % e D_{MP} = 4,0596 %. O modelo é considerado adequado para a finalidade proposta na simulação da NDCC, uma vez que os desvios obtidos não representam erros significativos em se tratando de avaliação de desempenho da rede em termos de potência e energia produzida. Além disso, é importante considerar a simplicidade e reduzido esforço computacional necessário para simular este modelo. Considerando todos os valores ao longo da curva, tem-se um erro RMS de 0,25.

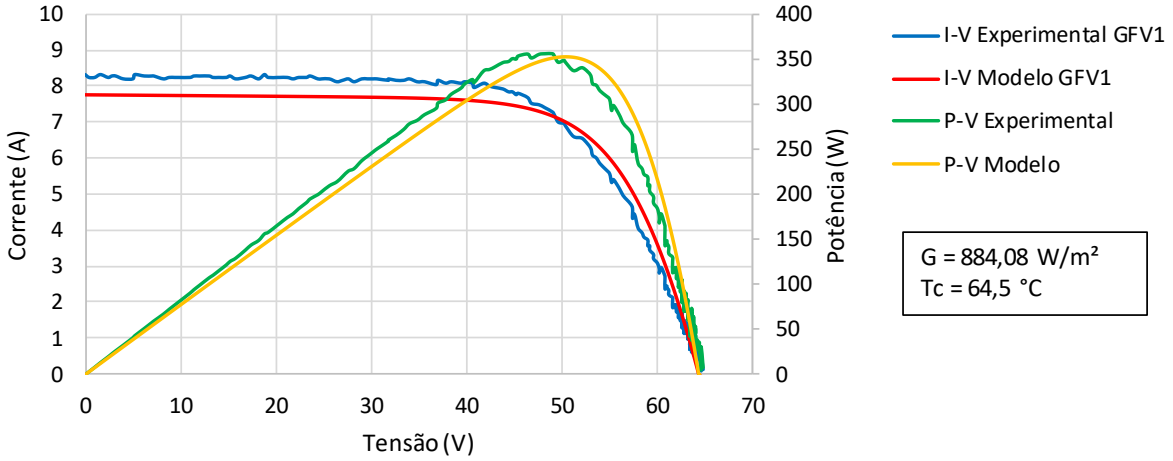
O outro ensaio realizado para validar o modelo do módulo FV consistiu na obtenção da curva I-V dos geradores FV já instalados na NDCC. Este teste em campo também é importante como forma de comissionamento da instalação, uma vez que a curva I-V obtida em campo pode auxiliar na identificação de sombreamentos, de células FV defeituosas, conexões incorretas, dentre outros problemas que podem ocorrer na instalação do sistema.

A curva I-V dos geradores FV instalados na NDCC foi obtida utilizando-se uma carga capacitiva desenvolvida no laboratório do GEDAE, em conjunto com um osciloscópio. O osciloscópio utilizado foi de modelo 190-204, do fabricante *Fluke*, que tem quatro canais independentes que podem ser utilizados para medir sinais de corrente e tensão com largura de banda de até 20 MHz (resolução de 8 bits, com precisão de 2,1 % da leitura + 0,04 x escala). A metodologia utilizada nos ensaios com a carga capacitiva seguiu o procedimento descrito por

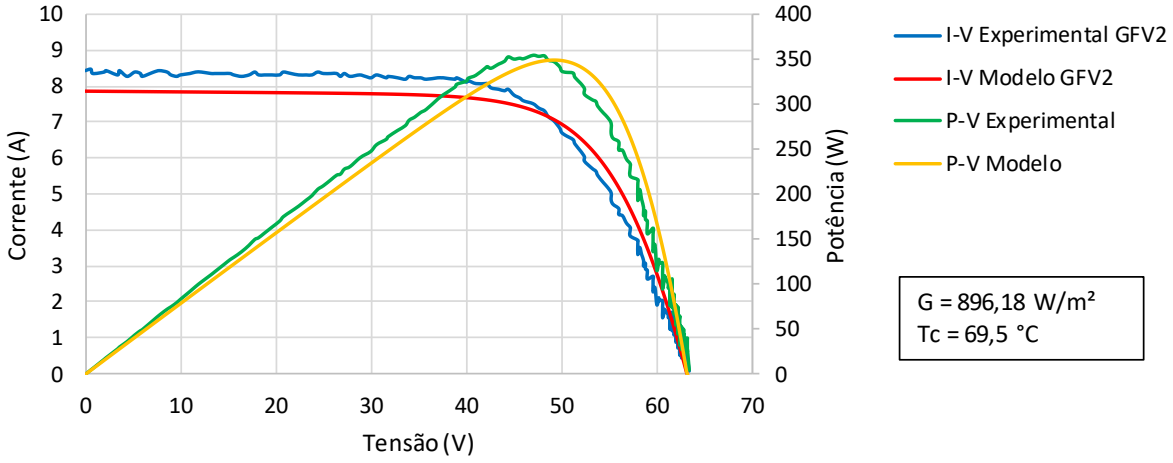
Brito (2018), considerando a configuração de medição a 2-fios e sem a utilização de módulo padrão para verificação da irradiância e temperatura de célula.

A medição de irradiância no momento dos ensaios foi realizada utilizando uma célula FV calibrada de referência, modelo *Spektron 210*, que fornece uma tensão que varia linearmente com a irradiância incidente. Durante os ensaios, posicionou-se esta célula na mesma inclinação e orientação dos GFVs da NDCC. A medição de temperatura na parte posterior do módulo foi feita utilizando o sensor térmico *MT-350* do fabricante *MINIPA*, que tem uma acurácia de leitura de ±2 °C. A Figura 3.4 apresenta os resultados obtidos para ensaio a sol real dos três GFVs da NDCC, comparando com as curvas I-V resultantes da simulação do modelo.

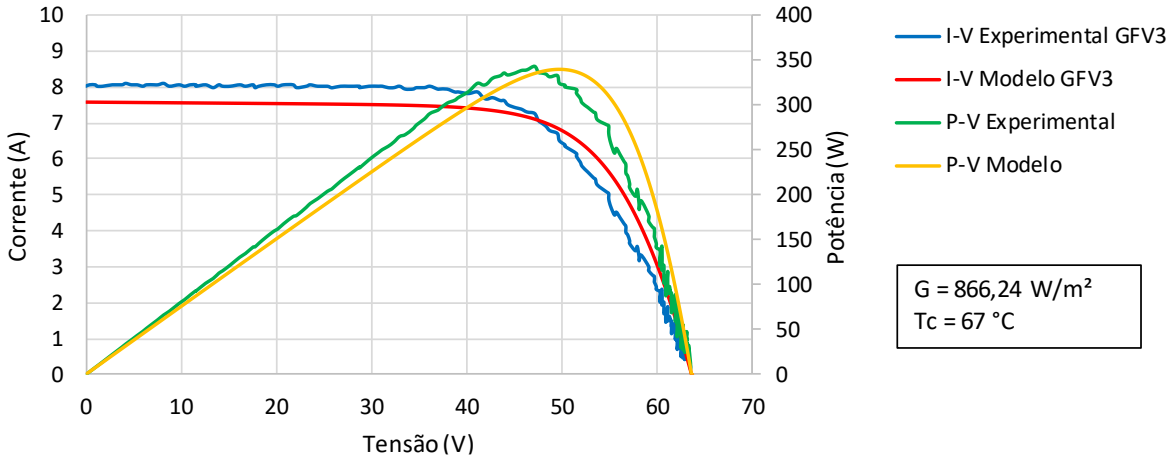
Figura 3.4 - Comparativo entre curvas I-V obtidas a partir de ensaio experimental e modelo matemático, considerando operação a sol real. (a) GFV1, (b) GFV2 e (c) GFV3.



(a)



(b)



(c)

Em relação ao modelo, percebe-se que a potência máxima calculada está próxima da potência máxima medida em todos os casos. Contudo, o valor medido de corrente de curto-circuito difere do valor simulado, sendo um indicativo de diferença entre a resistência série real e a resistência simulada. Para os testes a sol real, tem-se os valores de desvio percentual dos pontos de interesse apresentados na Tabela 3.1. Os valores obtidos são satisfatórios para a aplicação proposta na simulação da NDCC, entretanto, pode-se obter resultados mais próximos do experimental caso os valores de resistência série e paralelo e fator de idealidade sejam obtidos com base em diversas medições a sol real.

Tabela 3.1 – Desvios obtidos entre valor simulado e valor experimental para testes a sol real dos geradores da NDCC.

Gerador	D_{OC} (%)	D_{SC} (%)	D_{MP} (%)
GFV1	0,6173	6,7539	3,0819
GFV2	0,6289	6,7952	4,9214
GFV3	0,4687	5,4332	5,3723

3.3 Caracterização e modelagem do banco de baterias

A busca pelo desenvolvimento de modelos matemáticos que expressem com precisão o comportamento de baterias de chumbo-ácido é antiga na literatura. Entretanto, características como a elevada não-linearidade, interdependência entre parâmetros e fenômenos de reações independentes, torna a descrição destes elementos bastante complexa e que exigem extensivo esforço computacional para simular o sistema em detalhes Badeda et al. (2017).

Neste sentido, existe uma grande variedade de modelos para baterias de chumbo-ácido apresentando significativas diferenças no grau de complexidade, sendo classificados em: modelos analíticos, modelos elétricos e modelos eletroquímicos Garche et al. (2013). Modelos analíticos são os que exigem menor esforço computacional, uma vez que são baseados em

equações analíticas capazes de calcular a capacidade e tensão da bateria em função de parâmetros como corrente de carga e descarga, temperatura e outros parâmetros adicionais.

Modelos elétricos utilizam elementos fundamentais de circuitos como fontes de tensão, resistores e capacitores para construir o circuito equivalente de uma bateria. Este tipo de modelo pode ser mais intuitivo na obtenção de parâmetros, uma vez que estão relacionados às grandezas físicas como capacitância e resistências elétricas. Modelos eletroquímicos são os mais completos e descrevem em detalhes as reações eletroquímicas em uma bateria, considerando os efeitos cinéticos e termodinâmicos das reações químicas. Estes modelos são mais complexos e necessitam de uma grande quantidade de parâmetros de difícil obtenção em muitas aplicações práticas.

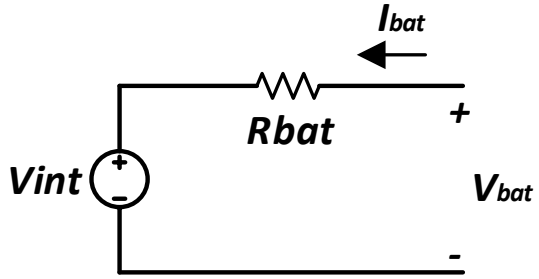
A modelagem de baterias em aplicações fotovoltaicas é ainda mais complexa ao se considerar o comportamento dinâmico característico das variações no recurso solar e das cargas, uma vez que muitos modelos são definidos para correntes constantes de carga ou descarga. Além disso, a descontinuidade de tensão existente em modelos na transição de carga para descarga, pode levar a erros na simulação.

Neste sentido, o modelo utilizado para simulação dos bancos de baterias da NDCC foi baseado na análise proposta por Guasch e Silvestre (2003), que é fundamentado no modelo de Copetti, Lorenzo e Chenlo (1993), mas considerando as características dinâmicas presentes em um sistema FV além de avaliar efeitos de envelhecimento das baterias. Este modelo considera componentes de circuitos elétricos, mas adota equações analíticas no seu desenvolvimento. Além disso, o modelo utilizado foi desenvolvido especificamente para caracterizar a operação de baterias de chumbo-ácido em sistemas fotovoltaicos.

3.3.1 Descrição do modelo utilizado

A Figura 3.5 representa o circuito básico utilizado na modelagem, consistindo em uma fonte de tensão V_{int} em série com uma resistência interna R_{bat}. A fonte de tensão é função do estado de carga da bateria *SoC* (do inglês, *state of charge*), e a resistência interna é função da temperatura de operação T_{bat}, corrente na bateria I_{bat} e do estado de carga. A Equação (3.17) é utilizada para calcular a tensão V_{bat} nos terminais da bateria.

Figura 3.5 – Circuito fundamental do modelo de bateria.



$$V_{bat} = V_{int} + I_{bat}R_g \begin{cases} V_{int} = f(SoC) \\ R_g = f(SoC, T_{bat}, I_{bat}) \end{cases} \quad (3.17)$$

O estado de carga indica o quanto de carga elétrica está armazenada na bateria, e varia entre 0 < *SoC* < 1. As equações (3.18), (3.19) e (3.20) caracterizam o comportamento do *SoC*.

$$SoC(t) = \frac{1}{C(t)} \int_{-\infty}^{t} \eta_{ch}(t) I_{bat}(t) dt \quad (3.18)$$

$$C(t) = \frac{C_{nominal} C_{t,coef}}{1 + Acap\left(\frac{|I_{bat}(t)|}{I_{nominal}}\right)^{Bcap}} (1 + \alpha_c \Delta T_b(t) + \beta_c \Delta T_b(t)^2) \quad (3.19)$$

$$I_{nominal} = \frac{C_{nominal}}{n} \quad (3.20)$$

onde: *C(t)* é a capacidade da bateria (Ah), η_{ch} é a eficiência de carregamento, $C_{nominal}$ é a capacidade nominal da bateria (obtida em *n* horas), $C_{t,coef}$, *Acap* e *Bcap* são constantes do modelo, ΔT_b é a variação de temperatura em relação ao valor de referência de 25 °C, e α_c e β_c são coeficientes de temperatura.

Outro parâmetro utilizado para caracterizar a capacidade energética disponível em uma bateria é definido como nível de energia, *LoE* (do inglês, *level of energy*). Matematicamente, *LoE* é definido como:

$$LoE(t) = \frac{1}{C_n} \int_{-\infty}^{t} \eta_{ch}(t) I_{bat}(t) dt \quad (3.21)$$

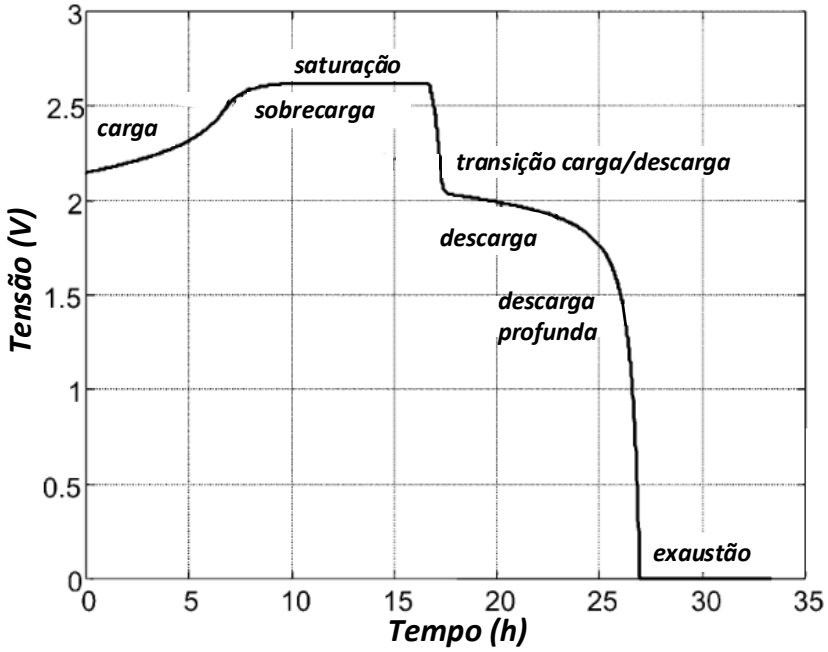
$$C_n = \max(C)\Big|_{\substack{I_{bat}=0 \\ T_b=[-T_1,T_2]}} \quad (3.22)$$

C_n é a capacidade máxima da bateria, calculada por meio da Equação (3.19) para a bateria em circuito aberto e considerando toda a faixa de temperatura de operação prevista para a bateria. O *LoE* representa diretamente a energia armazenada na bateria, independente da corrente

instantânea de carga ou descarga. Por exemplo, uma bateria pode apresentar $SoC = 1$ e $LoE \neq 1$, indicando que a bateria está saturada, mas apenas em um percentual da capacidade nominal.

Guasch e Silvestre (2003) definem cinco regiões de operação da bateria: saturação, sobrecarga, carga, descarga, descarga profunda e exaustão. A Figura 3.6 apresenta de maneira genérica a variação da tensão da bateria (considerando um elemento de 2 V) nas diferentes regiões de operação, conforme variação do fluxo de corrente ao longo do tempo. Nas 16 primeiras horas apresentadas na Figura 3.6 a corrente está fluindo no sentido da bateria (sentido positivo, de acordo com a convenção apresentada na Figura 3.5), evoluindo da região de carga, para sobrecarga até chegar na saturação. Das 16 h às 27 h, a corrente é negativa, descarregando a bateria, passando por uma região de transição entre carga e descarga, descarga, descarga profunda e exaustão. A Tabela 3.2 apresenta a notação utilizada para a tensão da bateria em cada uma das regiões de operação, incluindo as condições de tensão e corrente para que a bateria opere em cada região.

Figura 3.6 – Regiões de operação de uma bateria.



Fonte: adaptado de Guasch; Silvestre (2003)**.**

Tabela 3.2 – Condições em cada região de operação da bateria.

Tensão da bateria	Região de operação	Condições de operação		
V_{sc}	Saturação	$I_{bat} > 0$	$V_{bat} = V_{ec}$[7]	$\eta_{ch} \approx 0$

[7] V_{ec} corresponde à tensão de saturação da bateria, e é calculada pela Equação (3.28).

	Sobrecarga		$V_{ec} \geq V_{bat} \geq V_g$[8]	$0< \eta_{ch} <1$
V_c	Carga		$V_{bat} < V_g$	
V_{cdc}	Transição de carga para descarga e vice-versa	$I_{bat} \approx 0$	$V_c \geq V_{bat} \geq V_{dc}$	
V_{dc}	Descarga	$I_{bat} < 0$	$V_{bat} > 0{,}9\ V_n$[9]	$\eta_{ch} \approx 1$
	Descarga profunda		$0{,}9\ V_n \geq V_{bat} \geq 0{,}7\ V_n$	
	Exaustão		$V_{bat} < 0{,}7\ V_n$	

A Equação (3.23) foi proposta por Copetti, Lorenzo e Chenlo (1993) com base em valores empíricos obtidos por meio de diversos testes em baterias comerciais para aplicações FV. Nesta Equação descreve-se o comportamento dinâmico da tensão da bateria nas regiões de descarga até exaustão, em função da temperatura, estado de carga e corrente de descarga.

$$V_{dc}(t) = \left[V_{bodc} - K_{bodc}\left(1 - SoC(t)\right)\right] - \frac{|I_{bat}(t)|}{C_{10}}\left(\frac{P1dc}{1+|I_{bat}(t)|^{P2dc}} + \frac{P3dc}{SoC(t)^{P4dc}} + P_{5dc}\right)(1 - \alpha_{rdc}\Delta T_b(t)) \quad (3.23)$$

onde V_{bodc} e K_{bodc} são constantes do modelo relacionadas às condições constitutivas da bateria, como por exemplo, a densidade do eletrólito, e influenciam diretamente a tensão de circuito aberto da bateria ($V_{oc,bat}$). P_{1dc}, P_{2dc}, P_{3dc}, P_{4dc} e P_{5dc} são constantes relacionadas às perdas resistivas e influenciam diretamente no valor de resistência interna (R_{bat}); α_{rdc} é a constante de temperatura, que também influencia R_{bat}; C_{10} corresponde à capacidade nominal da bateria em um regime de descarga de 10 h.

Na região de carga, a Equação que define o comportamento da tensão é expressa em (3.24) Copetti et al. (1993).

$$V_c(t) = [V_{boc} + K_{boc}(SoC(t))] + \frac{|I_{bat}(t)|}{C_{10}}\left(\frac{P_{1c}}{1 + |I_{bat}(t)|^{P2c}} + \frac{P_{3c}}{\left(1 - SoC(t)\right)^{P4c}} + P_{5c}\right)(1 - \alpha_{rc}\Delta T_b(t)) \quad (3.24)$$

Sendo que nesta região, a eficiência de carga é dada por (3.25), ou seja, apenas parte da corrente de carregamento é efetivamente convertida em carga na bateria.

$$\eta_c(t) = 1 - e^{\left[\frac{a_{cmt}}{\left(\frac{I_{bat}(t)}{I_{10}} + b_{cmt}\right)}\right](SoC(t) - 1)} \quad (3.25)$$

onde V_{boc} e K_{boc} são constantes do modelo relacionadas às condições constitutivas da bateria, como, por exemplo, a densidade do eletrólito, e influenciam diretamente a tensão de circuito aberto da bateria ($V_{oc,bat}$). P_{1c}, P_{2c}, P_{3c}, P_{4c} e P_{5c} são constantes relacionadas às perdas resistivas e influenciam diretamente no valor de resistência interna (R_{bat}); α_{rc} é a constante de temperatura,

[8] V_g corresponde à tensão de gaseificação da bateria, e é calculada pela Equação (3.26).
[9] V_n corresponde à tensão nominal da bateria.

que também influencia R_{bat}; a_{cmt} e b_{cmt} são constantes relacionadas à constante de tempo na redução da eficiência de carregamento da bateria.

Quando energia em excesso é armazenada na bateria, a mesma começa a apresentar redução na eficiência de carga, uma vez que parte da energia passa a alimentar a reação de gaseificação do eletrólito – entrando assim na região de sobrecarga. Considerando o conceito de nível de energia, deve-se entender que quando a bateria atinge a região de sobrecarga, não necessariamente a bateria está com muita energia armazenada, pode-se afirmar apenas que a bateria está próxima de atingir sua capacidade máxima. Pelo modelo proposto, a bateria atinge esta região quando sua tensão é maior que a tensão de gaseificação V_g, dada por:

$$V_g(t) = \left[A_{gas} + B_{gas} ln\left(1 + \frac{I_{bat}(t)}{C_{10}}\right)\right]\left(1 - \alpha_{gas}\Delta T_b(t)\right) \tag{3.26}$$

A tensão da bateria nas regiões de sobrecarga e saturação é regida pela Equação (3.27).

$$V_{sc}(t) = V_g(t) + \left(V_{ec}(t) - V_g(t)\right)\left[1 - e^{\left(\frac{LoE(t)C_n - SoC_{vg}(t)C(t)}{I_{bat}(t)\tau(t)}\right)}\right] \tag{3.27}$$

onde:

$$V_{ec}(t) = \left[A_{fonsc} + B_{fonsc} ln\left(1 + \frac{I_{bat}(t)}{C_{10}}\right)\right]\left(1 - \alpha_{fc}\Delta T_b(t)\right) \tag{3.28}$$

$$\tau(t) = \frac{A_{\tau sc}}{1 + B_{\tau sc}\left(\frac{I_{bat}(t)}{C_{10}}\right)^{C_{\tau sc}}} \tag{3.29}$$

$$SoC_{vg} = SoC_{|Vc=Vg} \tag{3.30}$$

A_{gas}, B_{gas}, A_{fonsc}, B_{fonsc}, α_{gas}, α_{fc}, $A_{\tau sc}$, $B_{\tau sc}$ e $C_{\tau sc}$ são constantes obtidas empiricamente, a partir de uma série de ensaios com diferentes modelos de baterias de chumbo-ácido e em diferentes condições de corrente de carga e temperatura.

Pela Equação (3.27) percebe-se que V_{sc} varia de V_g (tensão inicial de gaseificação, que representa a entrada na região de sobrecarga) a V_{ec} (tensão de saturação). A função $\tau(t)$ representa a constante de tempo que a bateria se mantém na região de sobrecarga antes de atingir a saturação. Na região de saturação a bateria não admite mais carga, e a exposição prolongada nesta região afeta a saúde da bateria, diminuindo sua vida útil. Em um sistema FV, o controlador de carga é responsável por limitar a geração FV para que a bateria não atinja esta região.

Considerando as equações de tensão da bateria correspondente às regiões de carga (3.24) e descarga (3.23), há uma singularidade na transição entre essas regiões, dado que:

$$V_c|I_{bat=0} \neq V_{dc}|I_{bat=0} \tag{3.31}$$

Esta singularidade pode gerar problemas de simulação na transição carga-descarga e vice-versa. A solução proposta por Guasch e Silvestre (2003) trata da inclusão de mais uma região no modelo: a região de transição carga/descarga, conforme ocorre entre as 16 h e 17 h no gráfico da Figura 3.6. Assume-se que tensão da bateria nesta região de transição corresponde a uma função linear entre os limites compreendidos das funções de carga e descarga. Este limite é definido quando a corrente de carga ou de descarga atinge um valor suficientemente pequeno $|I_\delta|$, entrando assim na região de transição, cuja tensão é definida pela Equação (3.32). Para a simulação da NDCC apresentada neste trabalho, adotou-se I_δ = 0,05 A.

$$V_{cdc} = \frac{V_{c|I_\delta} - V_{dc|I_\delta}}{2I_\delta} I_{bat} + \frac{V_{c|I_\delta} + V_{dc|I_\delta}}{2} \tag{3.32}$$

As constantes obtidas empiricamente apresentadas nos trabalhos de Copetti, Lorenzo e Chenlo (1993) e Guasch e Silvestre (2003) estão listadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Parâmetros utilizados no modelo da bateria.

$C_{t,coef}$ = 1,67	P_{2dc} = 1,3	P_{1c} = 6 VAh	α_{fc} = 0,002 °C^{-1}
α_c = 0,005 °C^{-1}	P_{3dc} = 0,27 Vh	P_{2c} = 0,86	α_{rdc} = 0,007 °C^{-1}
β_c = 0 °C^{-2}	P_{4dc} = 1,5	P_{3c} = 0,48 Vh	α_{rc} = 0,025 °C^{-1}
A_{cap} = 0,67	P_{5dc} = 0,02 Vh	P_{4c} = 1,2	A_{fonsc} = 2,45 V
B_{cap} = 0,9	a_{cmt} = 20,73	P_{5c} = 0,036 Vh	B_{fonsc} = 2,011 Vh
V_{bodc} = 2,085 V	b_{cmt} = 0,55	A_{gas} = 2,24 V	$A_{\tau sc}$ = 17,3 h
K_{bodc} = 0,12 V	V_{boc} = 2 V	B_{gas} = 1,97 Vh	$B_{\tau sc}$ = 852 h
P_{1dc} = 4 VAh	K_{boc} = 0,16 V	α_{gas} = 0,002 °C^{-1}	$C_{\tau sc}$ = 1,67

Os valores dos parâmetros listados na Tabela 3.3 foram obtidos com base em diversos ensaios experimentais para um modelo específico de bateria de chumbo-acido, com capacidade nominal C_{10} = 550 Ah (12 elementos de 2 V em série). Portanto, são parâmetros genéricos e dependendo da bateria a ser modelada podem gerar erros significativos. O ideal é extrair parâmetros específicos para o equipamento considerado. Diversas metodologias são propostas na literatura para extração de parâmetros com base em ensaios experimentais: Guasch e Silvestre (2003) propõem o uso do algoritmo de otimização de Levenberg-Marquardt para identificação dos parâmetros, Chacón et al. (2018) utiliza algoritmos evolucionários, Blaifi et al. (2016) utiliza algoritmos genéticos. Contudo, a grande desvantagem associada a este tipo de metodologia é a necessidade de uma grande base de dados de medições para treinamento dos modelos. Para o estudo apresentado nesta dissertação, optou-se por utilizar os valores genéricos dos parâmetros, dada a pequena disponibilidade de dados reais para extração de valores.

As equações e parâmetros apresentados foram desenvolvidos considerando uma célula de armazenamento de energia cuja tensão nominal é de 2 V. Considerando que cada bateria é formada pela associação série de seis células, e que cada banco é formado pela associação série

de duas baterias, tem-se um banco com tensão nominal de 24 V. Portanto, deve-se multiplicar por 12 os resultados das equações de descarga, carga e sobrecarga para adequar o modelo à tensão nominal de operação do banco.

Efeitos eletroquímicos inerentes em uma bateria como corrosão ou perda de água levam a uma degradação no desempenho da bateria. Dois efeitos principais fruto desta degradação são: a redução da capacidade da bateria e a presença de corrente de auto-descarga Guasch; Silvestre (2003). Para avaliar o desempenho da bateria considerando longos períodos de operação, pode-se considerar os efeitos da degradação na bateria por meio de um indicador de estado de saúde (*SoH*, do inglês *state of health*), definido conforme a Equação (3.33).

$$SoH(t_i) = 1 - \int_{-\infty}^{t_i} (\eta_T + \eta_{wz}) dt \tag{3.33}$$

onde η_T e η_{wz} são os fatores de saúde por temperatura e por zona de operação. η_T é definido por meio da Equação (3.34), onde α_T e β_T são coeficientes de temperatura e $T_{ref,s}$ = 10 °C é a temperatura de referência.

$$\eta_T = \alpha_T |T - T_{ref,s}| + \beta_T \tag{3.34}$$

η_{wz} diz respeito à degradação que a bateria sofre em função da região de operação admitida em um ciclo diário de funcionamento, os valores deste fator são listados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Valores adotados para η_{wz} em função da região de operação permitida.

Região de operação admitida	η_{wz}
Saturação e exaustão	5,5 x 10^{-6}
Sobrecarga e descarga profunda	5,5 x 10^{-7}
Carga e descarga	2,7 x 10^{-7}

Para quantificar a influência do *SoH* na redução da capacidade da bateria, é considerado que a capacidade da bateria reduz a 25 % do valor nominal quando a bateria estiver totalmente danificada (*SoH = 0*) e que esta redução na capacidade apresenta comportamento linear. Portanto, define-se um coeficiente de redução da capacidade da bateria, η_{c10}, dado por:

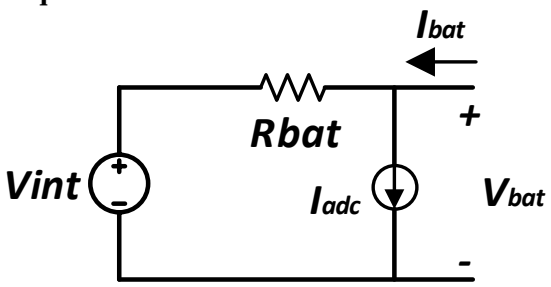
$$\eta_{c10} = 0{,}75 \times SoH + 0{,}25 \tag{3.35}$$

Este coeficiente é adicionado à Equação (3.19), resultando na Equação (3.36).

$$C(t) = \frac{C_{nominal} C_{t,coef} \eta_{c10}}{1 + Acap \left(\frac{|I_{bat}(t)|}{I_{nominal}} \right)^{Bcap}} (1 + \alpha_c \Delta T_b(t) + \beta_c \Delta T_b(t)^2) \tag{3.36}$$

A corrente de auto-descarga também é função do estado de saúde da bateria e da carga acumulada. O circuito equivalente da bateria, considerando o efeito da auto-decarga, é indicado na Figura 3.7. A corrente de auto-descarga, I_{adc}, é dada pela Equação (3.37).

Figura 3.7 – Circuito equivalente da bateria considerando corrente de auto-descarga.



$$I_{adc} = \eta_q \frac{Q(t)}{24h} \Delta t \tag{3.37}$$

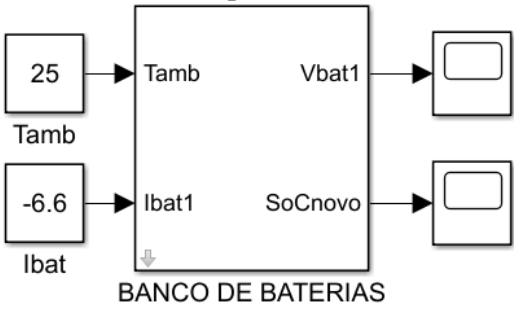
onde Q(t) é a carga armazenada na bateria em ao longo de um intervalo de tempo Δt. η_q é o coeficiente de auto-descarga, dado por:

$$\eta_q = 0{,}01 - 0{,}009 \times SoH \tag{3.38}$$

3.3.2 Validação do modelo

A partir do equacionamento apresentado no item anterior, foi implementado um modelo em *Simulink*, cujas variáveis de entrada são corrente na bateria I_{bat}, e a temperatura ambiente, T_{amb}. Os valores de tensão nominal do banco, estado de carga inicial, nível de energia inicial, estado de saúde inicial, capacidade nominal do banco e capacidade em regime de descarga de 10 h são inicializados para começo da simulação. A Figura 3.8 ilustra o bloco desenvolvido em *Simulink* que representa o banco de baterias.

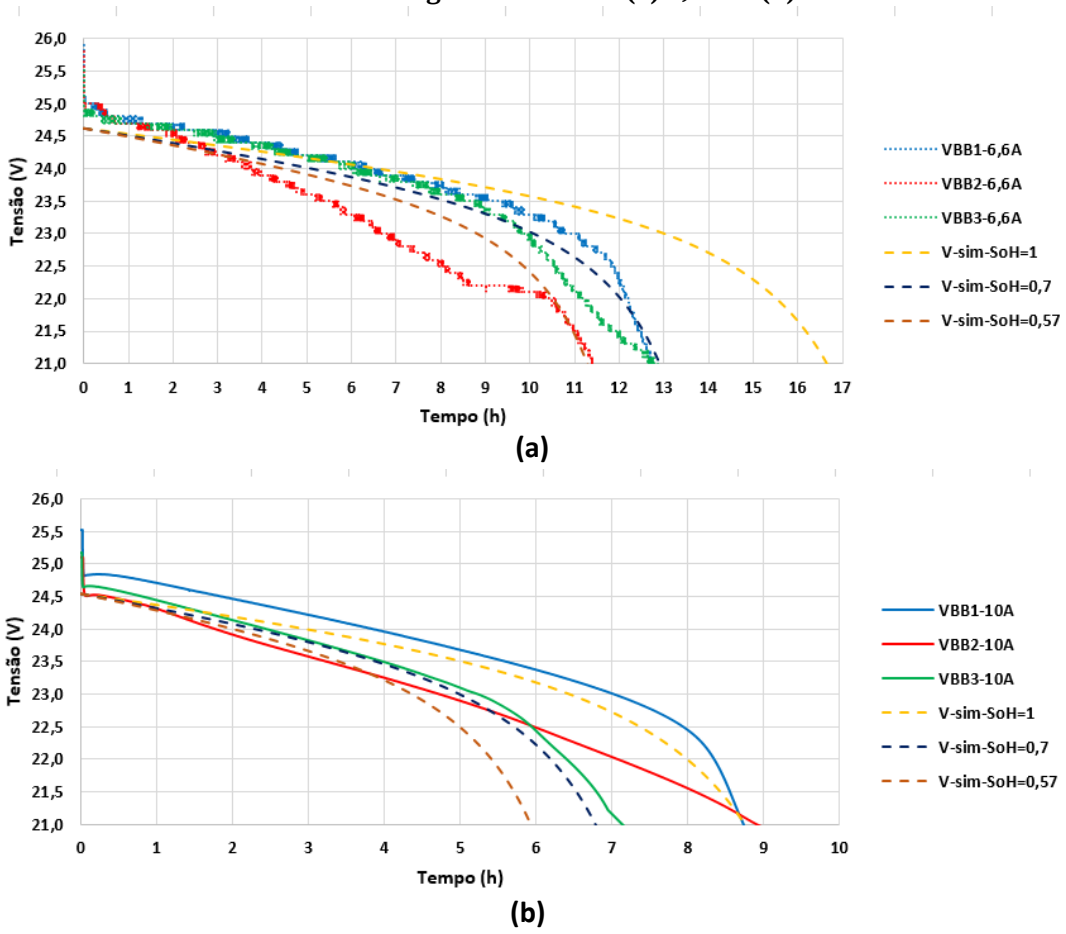
Figura 3.8 – Bloco desenvolvido para simulação do banco de baterias.



Os ensaios cujos resultados estão apresentados na Figura 2.8 foram utilizados para avaliar o modelo na região de descarga. A Figura 3.9(a) apresenta os resultados de medição e do modelo para uma descarga a corrente constante de 6,6 A. Foi considerado estado de carga inicial e nível de energia inicial máximos (SoC(0) = LoE(0) = 1), variando-se apenas o estado de saúde inicial do banco (*SoH*(0) = *1*, SoH(0) = *0,7* e *SoH*(0) = *0,57*). A Figura 3.9(b) mostra

os resultados para uma corrente de descarga constante de 10 A. A temperatura considerada em todas as simulações foi de 25°C.

Figura 3.9 – Comparativo entre ensaios experimentais e modelo para descarga da bateria. Corrente de descarga constante de (a) 6,6 A e (b) 10 A.



Para o ensaio com corrente de descarga de 6,6 A percebe-se que para um valor de *SoH = 0,7* tem-se um comportamento do modelo próximo aos ensaios para os BB1 e BB3. Ainda, em termos de capacidade, tem-se que o valor de *SoH = 0,57* se aproxima do valor experimental para o BB2. Apesar disso, observa-se uma diferença elevada entre os valores experimentais e modelados para baixo estado de carga.

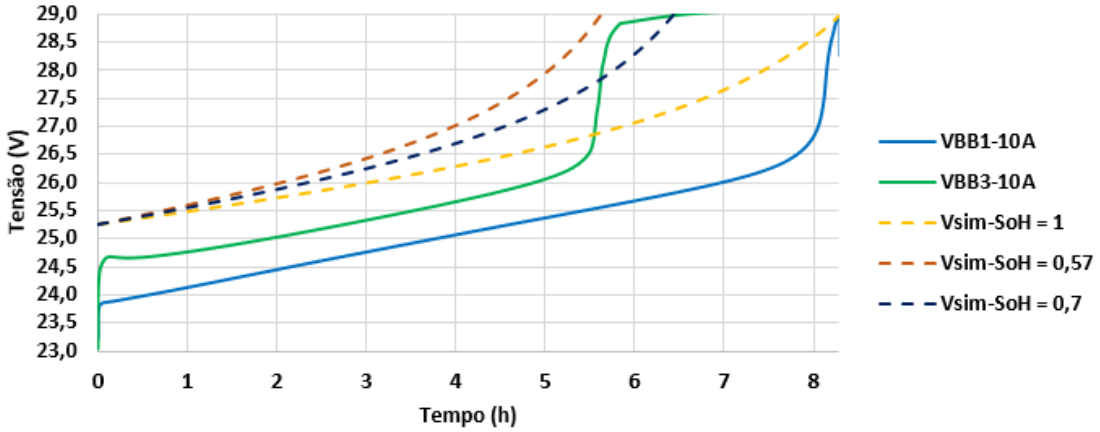
A capacidade modelada de uma bateria nova (*SoH = 1*) condiz com a capacidade nominal dada pelo fabricante, considerando que o ensaio de descarga apresentado consumiu cerca de 80 % da capacidade da bateria, considerando aproximadamente 16,7 h de descarga até o banco atingir 21 V.

Para o ensaio com corrente e descarga de 10 A são observadas maiores discrepâncias entre os valores modelados e os obtidos experimentalmente, ainda mais ao se comparar com os resultados obtidos nos ensaios de 6,6 A. Para o BB3, tem-se novamente boa aproximação do modelo, considerando que o *SoH* deste banco é de 0,7. Entretanto, para o BB1, a melhor

aproximação ocorre para *SoH* = 1, contradizendo o resultado obtido no ensaio de 6,6 A. Além disso, o BB2, que havia apresentado pior desempenho em termos de capacidade no ensaio anterior, mostrou melhor correspondência com o modelo para *SoH* = 1.

Para verificar o desempenho do modelo na região de carga e sobrecarga, foram realizados ensaios em bancada para os bancos de bateria BB1 e BB3, considerando carregamento com corrente constante de 10 A. Para simulação do ensaio de carga, considerou-se, com base nos valores de tensão medidos, que os bancos estavam com estado de carga inicial de *SoC = 5 %*, e nível de energia inicial também de *LoE = 5 %*, variando-se apenas o estado de saúde inicial do banco (*SoH = 1*, *SoH = 0,7* e *SoH = 0,57*). Como o ensaio foi realizado em ambiente refrigerado no laboratório, considerou-se na simulação a temperatura de 25 °C. O resultado do ensaio e das simulações é apresentado na Figura 3.10.

Figura 3.10 - Comparativo entre ensaios experimentais e modelo para carga da bateria com corrente constante de 10 A.



Percebe-se uma grande diferença entre as tensões obtidas experimentalmente e as simuladas. De maneira geral, nas regiões de baixo estado de carga a tensão simulada é sempre superior ao valor medido. Além disso, as tensões evoluem de maneira diferente, atingindo o limite considerado no ensaio de 29 V em tempos diferentes, o que é um indicativo das diferentes capacidades das baterias. Em relação ao estado de saúde, observou-se que para o BB1, o melhor resultado em relação à capacidade foi obtido para *SoH = 1*, e para o BB3, o melhor resultado foi obtido para *SoH = 0,7*, semelhante aos resultados de descarga para este banco.

Pode-se concluir que o modelo apresenta baixo desempenho no que diz respeito a simular o comportamento real das baterias utilizadas em ensaios de carga e descarga. O baixo desempenho do modelo é explicado principalmente por dois fatores:

1- Foram utilizados valores genéricos para os diversos parâmetros presentes no modelo, desconsiderando peculiaridades da bateria utilizada na NDCC;

2- A associação série-paralelo de baterias com diferentes estados de saúde, compromete o desempenho do modelo, uma vez que cada bateria tende a apresentar comportamento diferente e influenciar no desempenho do banco de baterias como um todo. Com isso, tem-se resultados experimentais muito diferentes da simulação.

Para melhorar o desempenho do modelo, deve-se extrair os parâmetros específicos para a bateria testada, além de caracterizar individualmente cada bateria dentro do banco. Com isso é possível considerar na simulação as diferenças entre as capacidades das baterias de um banco, sendo que cada bloco da Figura 3.8 pode ser utilizado para representar apenas uma bateria, sendo o banco de baterias formado pela associação série-paralelo dos quatro blocos.

3.4 Caracterização e modelagem das cargas

Os bancos de cargas são formados pela associação paralela de lâmpadas resistivas e, para os BC2 e BC3, ventiladores.

3.4.1 Lâmpadas incandescentes

As lâmpadas incandescentes são formadas por um pequeno filamento de tungstênio que emite luz e calor ao ser percorrido pela corrente elétrica. Este filamento é caracterizado como uma resistência à passagem de corrente. Este tipo de lâmpada é pouco eficiente dado que boa parte da potência demandada é convertida em calor, apenas cerca de 8 % da energia é efetivamente convertida em iluminação INEE (2019). Optou-se por utilizar este tipo de carga em virtude do custo reduzido e da potência consumida, adequada para a formação de bancos de carga com potência variável.

A resistência elétrica da lâmpada utilizada é calculada com base nos valores de tensão e potência nominais:

$$R_{lamp} = \frac{{V_{nom,l}}^2}{P_{nom,l}} \tag{3.39}$$

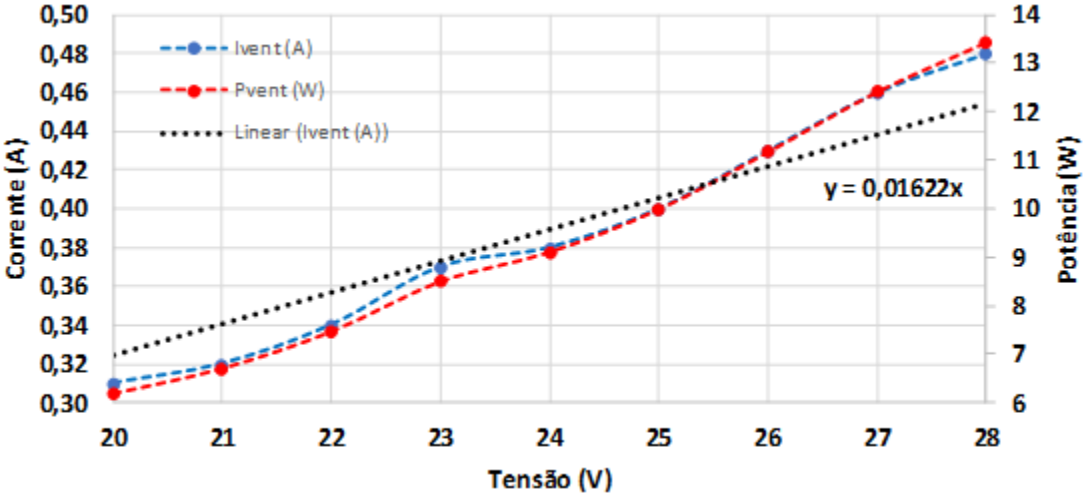
Cada lâmpada demanda 40 W a uma tensão de 24 V, portanto a resistência de cada uma é de 14,4 Ω. No modelo utilizado, cada banco de cargas é formado pela associação em paralelo de cinco resistências de 14,4 Ω, que podem ser acionadas individualmente. Este tipo de carga é classificado como carga de impedância constante, e a potência demandada é função da tensão de alimentação.

3.4.2 Ventilador c.c.

Os dois ventiladores utilizados são do fabricante *SkyAuto*, modelo SKY2406, usualmente empregados em aplicações automotivas. Dada a ausência de informações

fornecidas pelo fabricante sobre o desempenho do equipamento, fez-se um ensaio para caracterização desta carga e os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 3.11. Percebe-se que a corrente demandada pelo equipamento varia com a tensão de alimentação de maneira bastante linear na faixa de tensões ensaiadas.

Figura 3.11 – Ensaio do ventilador c.c.



Dada a característica linear da curva da corrente do ventilador em função da tensão, optou-se por modelar esta carga como uma resistência constante R_{VENT}, tal que:

$$R_{vent} = \frac{1}{9}\sum_{k=1}^{9}\frac{v(k)}{i(k)} = 62{,}24\ \Omega \tag{3.40}$$

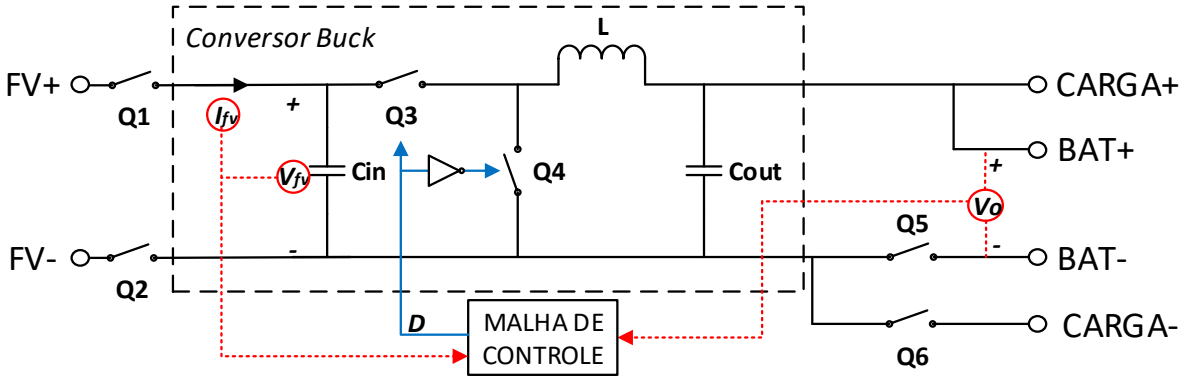
onde *v(k)* e *i(k)* são as amostras medidas de tensão e corrente, respectivamente.

A curva característica de tensão e corrente obtida na Figura 3.11 poderia ser mais bem aproximada por uma função afim com coeficientes angular e linear. Entretanto, dessa forma não seria possível caracterizar esta carga de maneira simplificada como uma resistência, dificultando a implementação da simulação.

3.5 Caracterização e modelagem do controlador de carga

O controlador de carga é um conversor de potência responsável por gerenciar a carga e a descarga da bateria, além de otimizar o aproveitamento da energia fotovoltaica, por meio de algoritmo de SPMP. Por se tratar de um equipamento comercial, não foi disponibilizado pelo fabricante o esquemático do controlador de carga utilizado. Com isso, para identificar a topologia do conversor, foi realizada uma inspeção das conexões das chaves de potência por meio de testes de continuidade. Após esta inspeção, verificou-se que o controlador de carga utilizado consiste em um conversor c.c.-c.c. abaixador não-isolado, conhecido como *buck*, conforme ilustrado na Figura 3.12.

Figura 3.12 – Topologia do controlador de carga utilizado na NDCC.



No diagrama da Figura 3.12, as chaves Q1 e Q2 são implementadas com MOSFETs de potência, modelo IRFB4410, sendo que cada chave do diagrama consiste na associação em paralelo de dois MOSFETs. Esta associação em paralelo é um recurso utilizado pelo fabricante para redução das perdas por condução nas chaves, uma vez que reduz a resistência interna equivalente da chave no circuito. As chaves Q1 e Q2 são utilizadas para conexão e desconexão do GFV, não sendo aplicadas em chaveamento em alta frequência. Conforme indicado na Tabela 2.4, este controlador opera com tensão do GFV máxima de 90 V, caso a tensão ultrapasse este valor, as chaves Q1 e Q2 são desligadas. Conforme indicado pela fabricante, a tensão máxima de entrada do GFV é de 100 V, e caso este valor seja ultrapassado pode levar à queima das chaves.

As chaves Q5 e Q6 também são MOSFETs de potência de modelo IRFB4410, sendo que a chave Q5 é utilizada para proteção eletrônica de sobrecorrente e sobretensão (corrente máxima de 20 A e tensão máxima de 30 V, segundo dados do fabricante). A chave Q6 é utilizada para corte de carga de modo a prevenir a descarga profunda do banco de baterias. Este corte de carga é regido por uma função de histerese que previne a conexão/reconexão descontrolada das cargas. Conforme dados fornecidos pelo fabricante na Tabela 2.4, a tensão padrão de desconexão por subtensão é de 22,8 V e uma vez que o banco atinja esse limite, Q6 é desligado. Uma vez desconectado, Q6 é religado apenas quando a tensão ultrapassa o nível de reconexão por subtensão, cujo valor padrão é de 24,2 V.

As chaves Q3 e Q4 são utilizadas na implementação do conversor *buck* em configuração de retificação síncrona, em que a chave Q4 é utilizada no lugar de um diodo, garantindo maior eficiência de conversão c.c.-c.c. As chaves Q3 e Q4 são implementadas com MOSFETs de potência, modelo 057N06N, e operam conforme sinal modulado por largura de pulso (PWM) com ciclo de trabalho *D* gerado pela malha de controle do conversor. Em um conversor *buck*, a tensão de saída V_o é função do ciclo de trabalho e da tensão de entrada, que neste caso é a tensão

do próprio gerador FV, V_{FV}. Em um conversor de potência ideal, a potência de entrada é a mesma potência de saída, portanto, em um *buck* ideal, tem-se que:

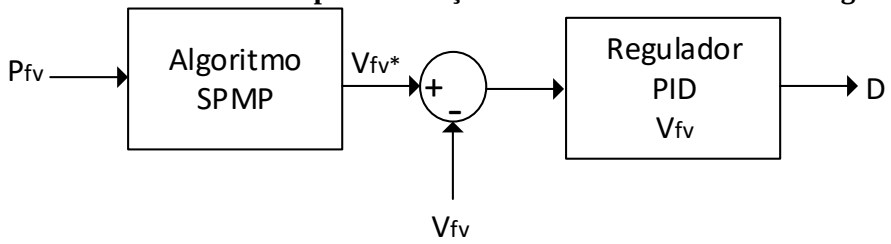
$$V_o = D \times V_{FV} \tag{3.41}$$

$$I_{o,ideal} = I_{FV}/D \tag{3.42}$$

O controle do conversor *buck* depende do estágio de carregamento do banco de baterias: *bulk*, absorção ou flutuação. Quando o controlador está operando no estágio de *bulk* (não confundir com *buck*), o algoritmo de SPMP está ativo e é usualmente implementado por controle da tensão do GFV. Neste caso, o ciclo de trabalho pode ser obtido pela malha de controle ilustrada na Figura 3.13, onde V_{fv}^* indica a tensão do GFV de referência obtida a partir do algoritmo de SPMP, e V_{fv} é a tensão medida do GFV. O fabricante não informa qual o algoritmo de SPMP utilizado, entretanto, o mais comumente implementado em soluções comerciais é do perturbar e observar (P&O). Outros algoritmos como condutância incremental, lógica fuzzy, dentre outros, também podem ser utilizados Xiao (2017).

O algoritmo de SPMP tem como entrada a potência medida do GFV, e retorna uma tensão de referência para o GFV. Esta tensão é comparada com a tensão medida do GFV, e o valor de erro obtido é aplicado na entrada de um regulador PID. A variável de controle deste regulador é o ciclo de trabalho, *D*, que é repassado ao gerador de PWM para chaveamento de Q3 e Q4. Portanto, no estágio de absorção, a tensão de saída do conversor *buck* não é regulada (sendo função do estado de carga, temperatura e corrente da bateria) e a tensão de entrada é regulada.

Figura 3.13 – Malha de controle para obtenção do ciclo de trabalho no estágio de *bulk*.



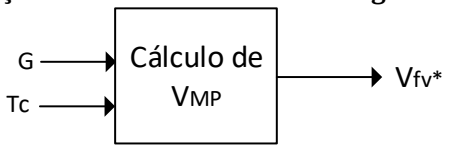
Para efeitos de simulação, assumiu-se que o algoritmo de SPMP implementado pelo controlador de carga consegue rastrear a tensão de máxima potência com uma eficiência constante de $\eta_{SPMP} = 1$, ou seja, considerou-se que no estágio de *bulk* o GFV estava operando exatamente no ponto de potência máxima. A tensão no ponto de potência máxima é calculada utilizando a Equação (3.43), onde β_{MP} corresponde ao coeficiente térmico de variação da tensão de máxima potência. Optou-se por não utilizar nenhum algoritmo prático de SPMP a fim de reduzir o esforço computacional da simulação, de modo a reduzir o tempo de amostragem e

permitir a simulação eficiente de longos períodos. O comportamento de varredura de tensão ilustrado na Figura 2.10 não foi implementado em simulação, uma vez que efeitos de sombreamento não estão sendo considerados na modelagem desenvolvida neste trabalho. O algoritmo implementado em simulação para obtenção da tensão do GFV no estágio bulk é apresentada na Figura 3.14.

$$V_{MP} = V_{MP,STC}\left(1 + \beta_{MP}\Delta T_f\right) + N_S V_{th} ln\left(\frac{G_i}{G_{i,STC}}\right) \tag{3.43}$$

$$V_{th} = \frac{A_n k T_{c,k}}{q} N_s \tag{3.44}$$

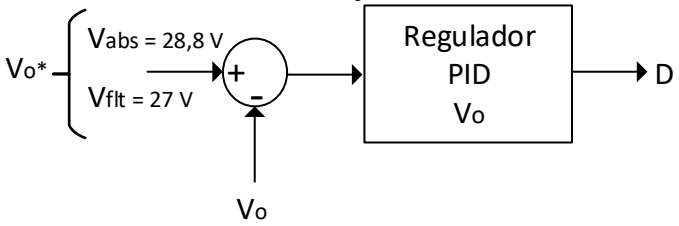
Figura 3.14 – Obtenção da tensão do GFV no estágio de carregamento *bulk*.



Quando o carregamento da bateria atinge o estágio de absorção, o ciclo de trabalho é controlado para regular a tensão de saída do conversor, sendo o valor padrão de V_{abs} = 28,8 V, por um período de duas horas. Neste estágio, o algoritmo de SPMP para de operar, e o ponto de operação do GFV tende para o circuito aberto, limitando a potência do gerador.

Ao final do período de absorção o controlador de carga considera que o banco está plenamente carregado, e reduz a tensão e a corrente injetada na bateria, entrando na região de flutuação. O ciclo de trabalho permanece sendo regulado para controlar a tensão de saída do conversor, V_o, para uma tensão constante padrão de V_{flt} = 27 V, permanecendo neste estágio até a geração FV ser insuficiente. A malha de controle utilizada nos estágios de absorção e flutuação é ilustrada na Figura 3.15.

Figura 3.15 - Malha de controle para obtenção do ciclo de trabalho nos estágios de absorção e flutuação.



3.5.1 Cálculo da eficiência de conversão

As principais perdas energéticas associadas ao controlador de carga são relativas à conversão c.c.-c.c. para carregamento do banco de baterias pelo GFV, além do próprio autoconsumo do equipamento. No modelo desenvolvido, foram consideradas as seguintes

fontes de perdas de potência: potência dissipada na resistência de condução dos MOSFETs, P_{Rds_on}, perdas por chaveamento, P_{SW}, perdas pelo tempo morto a cada ciclo de chaveamento, P_{DT}, potência dissipada na resistência interna do indutor, P_{RL}, e o autoconsumo do equipamento, P_{auto}. No modelo, estas perdas foram implementadas como redução na corrente de saída do conversor *buck*, I_o, de modo que a Equação da corrente de saída do conversor não-ideal é dada por:

$$I_o = \frac{I_{FV}}{D} - \frac{P_{Rds_on}+P_{SW}+P_{DT}+P_{RL}+P_{auto}}{V_o} \tag{3.45}$$

A perda por condução nos MOSFETs é função da resistência de condução dreno-fonte. Para efeitos de simulação, assumiu-se que esta resistência é fixa e igual a R_{ds_on} = 2,5 mΩ (obtida a partir da folha de dados do fabricante do MOSFET). Portanto, a potência dissipada nos dois MOSFETs é calculada por:

$$P_{Rds_on} = 2 \times R_{ds_on} \left(\frac{I_{FV}}{D}\right)^2 \tag{3.46}$$

As perdas por chaveamento correspondem aos tempos de subida e descida na transição entre os estados ligado e desligado de um MOSFET. Esta perda é calculada pela Equação (3.47), em que t_s e t_d são os tempos de subida e descida, e f_{sw} é a frequência de chaveamento do conversor.

$$P_{SW} = 0{,}5 \times V_{FV} \times \frac{I_{FV}}{D} \times f_{SW} \times (t_s + t_d) \tag{3.47}$$

As perdas por tempo morto correspondem ao intervalo em que os dois MOSFETS Q3 e Q4 permanecem na posição desligada ao mesmo tempo. Esse desligamento ocorre entre transições liga-desliga, a fim de evitar situações em que as duas chaves fiquem na posição ligada, causando um curto-circuito na fonte. Esta perda é calculada pela Equação (3.56), em que t_{tempo_morto} é o tempo que ambas as chaves permanecem desligadas.

$$P_{DT} = 2 \times V_{FV} \times \frac{I_{FV}}{D} \times t_{tempo_morto} \tag{3.48}$$

A perda resistiva no indutor é função da sua resistência interna em corrente contínua, R_L. O cálculo da potência é dado por:

$$P_{RL} = R_L \left(\frac{I_{FV}}{D}\right)^2 \tag{3.49}$$

É importante ressaltar que este cálculo de perdas associadas ao conversor é aproximado e foi adotado por sua simplicidade e maior facilidade de implementação na plataforma de simulação.

A perda por autoconsumo corresponde a potência necessária para alimentação dos circuitos de controle e LEDs de indicação do controlador de carga. Esta potência foi obtida em medição experimental, conectando-se apenas a bateria ao controlador de carga e medindo a potência consumida. Foi obtido um valor experimental de P_{auto} = 5 W.

A Tabela 3.5 apresenta todos os valores considerados no cálculo das potências dissipadas relativas ao controlador de carga.

Tabela 3.5 – Parâmetros utilizados na simulação de perdas no controlador de carga.

R_{ds_on}	2,5 mΩ	t_{tempo_morto}	5 ns	f_{sw}	50 kHz
R_L	3 mΩ	t_s	10 ns	t_d	10 ns

A partir da Equação (3.45) pode-se calcular a eficiência de conversão do controlador de carga, por meio da Equação (3.50).

$$\eta_{c.c.-c.c.} = \frac{V_o I_o}{V_{FV} I_{FV}} \tag{3.50}$$

3.5.2 Paralelismo de controladores de carga

Um controlador de carga comercial para sistemas FV é projetado para operar isolado, sendo as únicas fontes de energia do sistema o GFV e o banco de baterias que estão conectados a ele, e o fluxo de potência é único no sentido BB/GFV para cargas. Na aplicação proposta de NDCC, a conexão de múltiplos controladores em paralelo na rede introduz um efeito de paralelismo que confunde o sistema de controle do controlador de carga.

Como o terminal de cargas é conectado a uma rede energizada, pode ocorrer fluxo de potência no sentido do terminal de cargas para o BB, dada a topologia apresentada na Figura 3.12, caso as chaves Q5 e Q6 estejam fechadas. Em outras palavras, o nível de tensão entre os diferentes bancos de baterias tende a ser o mesmo, uma vez que um banco de baterias mais carregado pode carregar um banco menos carregado via terminal de carga do controlador.

Além disso, na situação de contingência em que um banco de baterias estiver fora do sistema, o GFV correspondente ao SGA cujo BB está fora pode continuar injetando energia na rede. Isto ocorre uma vez que o controlador de carga interpreta que a tensão no terminal de carga proveniente da NDCC corresponde à tensão do BB.

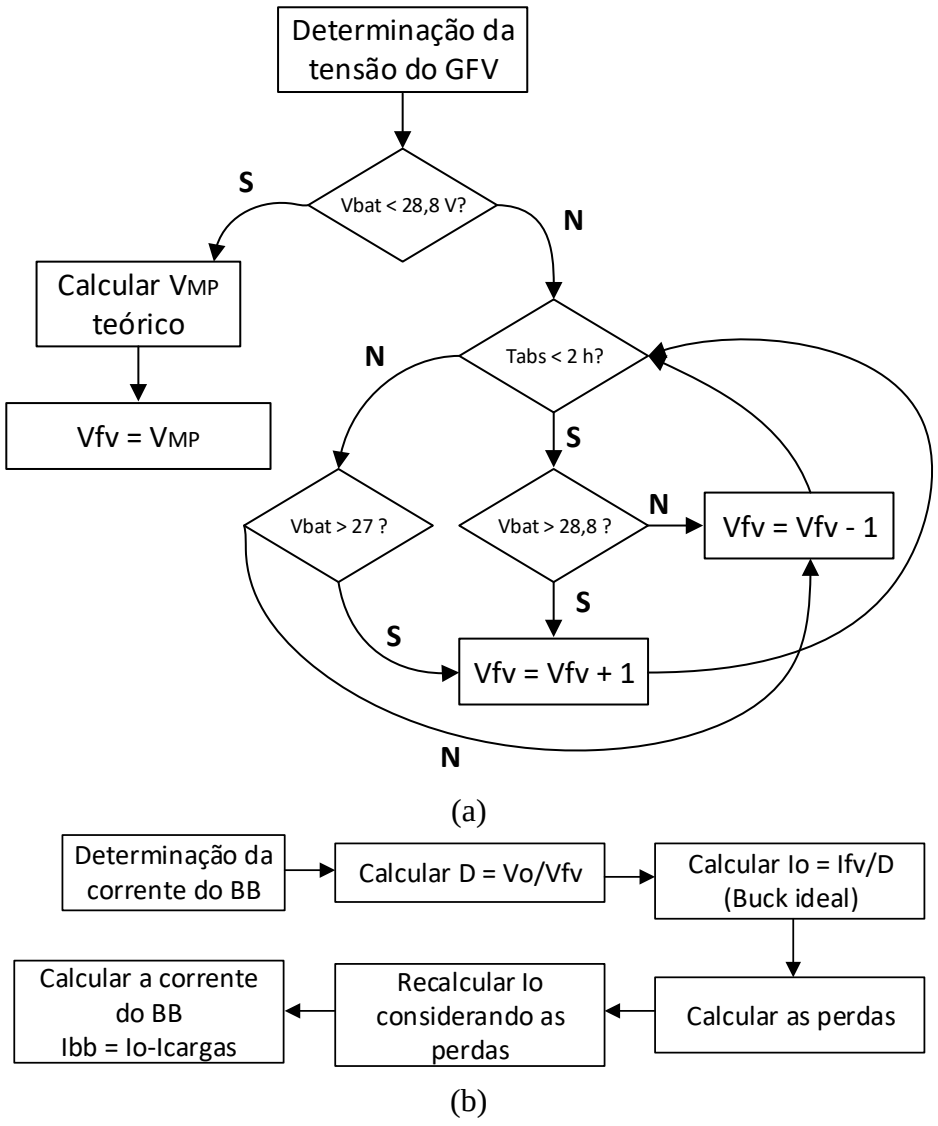
3.5.3 Descrição do modelo utilizado

O bloco desenvolvido na plataforma *Simulink* tem como entradas a corrente do GFV, a tensão do BB, a corrente das cargas e os dados ambientais de irradiância e temperatura. A partir dessas entradas, e considerando as lógicas de controle de carregamento da bateria, o bloco retorna como saída a tensão do GFV e a corrente do BB.

Optou-se por não implementar um modelo de circuitos, referente à Figura 3.12, uma vez que as chaves Q3 e Q4 são comutadas em alta frequência, da ordem de dezenas de kHz, o que tornaria a simulação excessivamente dispendiosa, impossibilitando a realização de simulações para longos períodos. Neste sentido, o modelo desenvolvido não pode ser utilizado para avaliar determinadas características dinâmicas inerentes do chaveamento em alta frequência no conversor de potência. Apesar disso, efeitos como perdas de potência por chaveamento em alta frequência, são considerados no modelo.

A Figura 3.16 apresenta o fluxograma resumido de simulação para o controlador de carga.

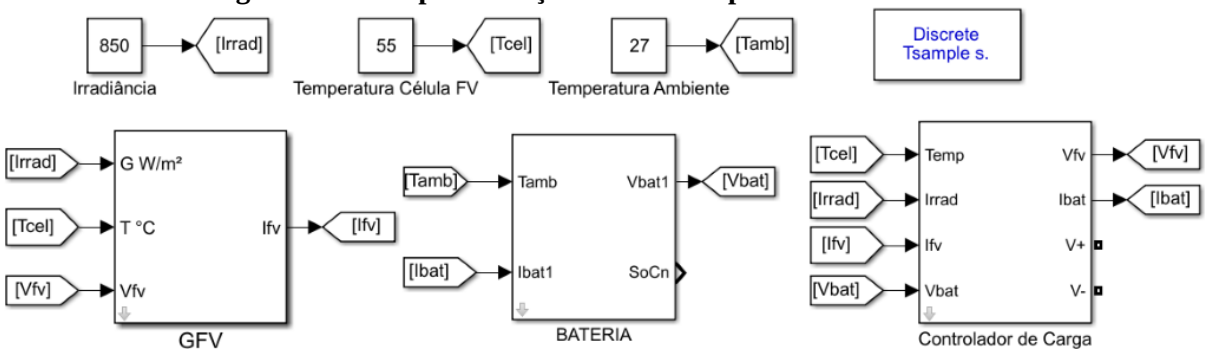
Figura 3.16 – Fluxograma de simulação para obtenção da (a) tensão do GFV e (b) Corrente do BB.



O sinal tensão da bateria é conectado à um bloco do *Simulink* de fonte de tensão controlada, e os terminais deste bloco são conectados à NDCC. A conexão dos blocos do GFV,

BB e controlador de carga forma um SGA, implementado na plataforma *Simulink* conforme ilustrado na Figura 3.17.

Figura 3.17 – Implementação do SGA na plataforma *Simulink*.

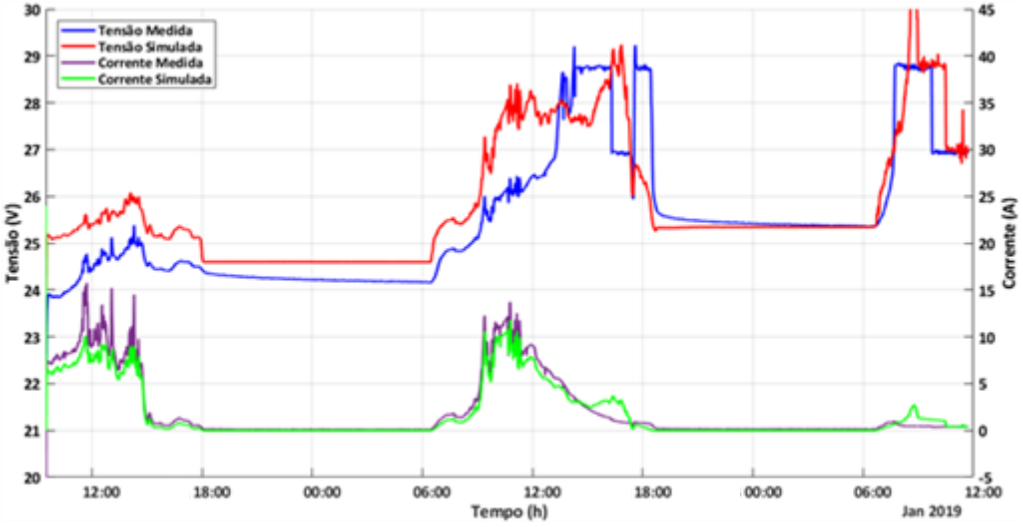


3.5.4 Validação do modelo

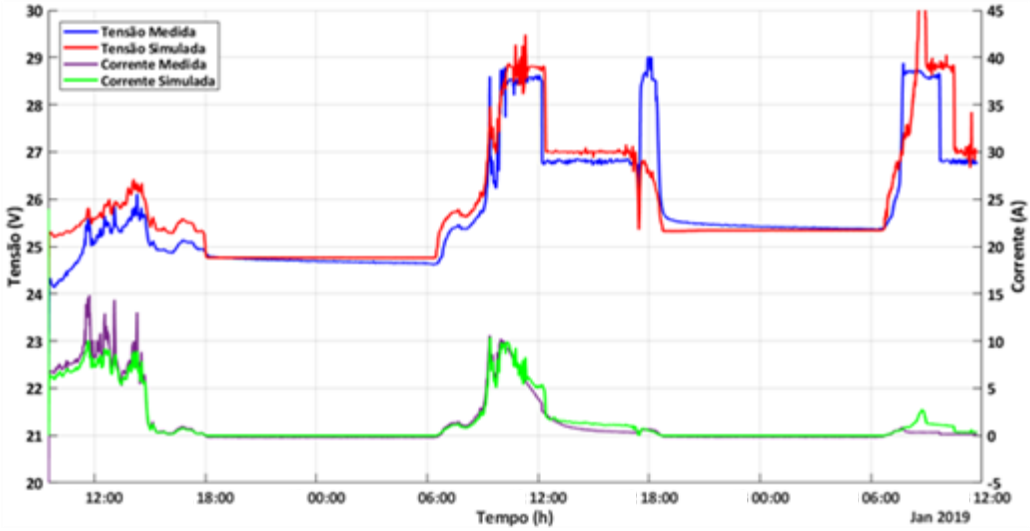
Para verificar a adequação do modelo proposto, foram realizados ensaios de carga e descarga dos BBs em operação na NDCC com o controlador de carga, sendo o GFV a fonte de carregamento das baterias. Na simulação, utilizou-se a configuração do SGA ilustrada na Figura 3.17.

A Figura 3.18 apresenta os resultados obtidos em teste de carregamento das baterias. Os valores apresentados estão integrados em intervalos de 1 minuto. A duração total do ensaio foi de aproximadamente 52 h, tendo iniciado às 9:30 h do dia 11/01/2019 e finalizado às 12 h do dia 13/01/2019. Os dados de irradiância global no plano dos GFVs e temperatura ambiente são mostrados na Figura 3.19. Neste ensaio, considerou-se que o SoC inicial de cada BB era de 20 %.

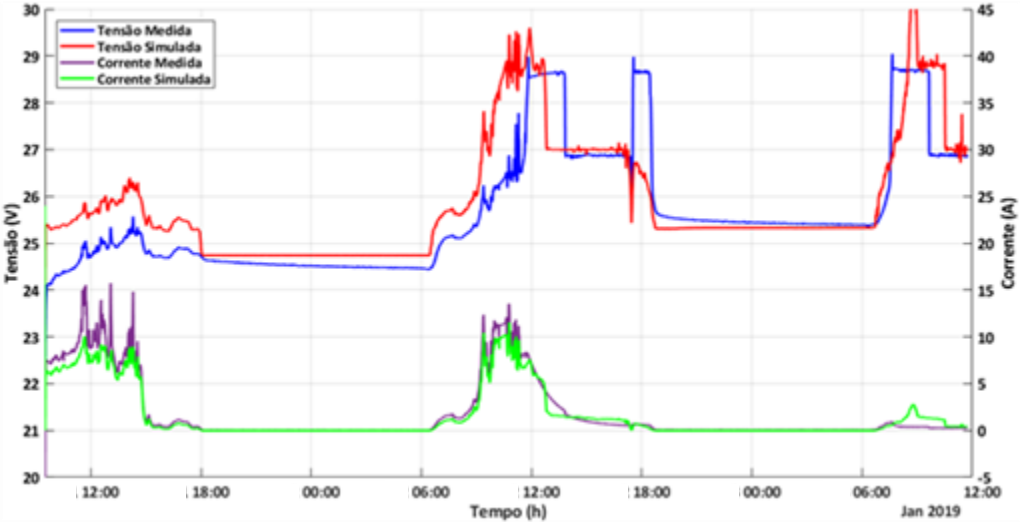
Figura 3.18 – Tensão e corrente de carregamento da bateria com controlador de carga – comparativo entre valores experimentais e simulados: (a) SGA1, (b) SGA2 e (c) SGA3.



(a)

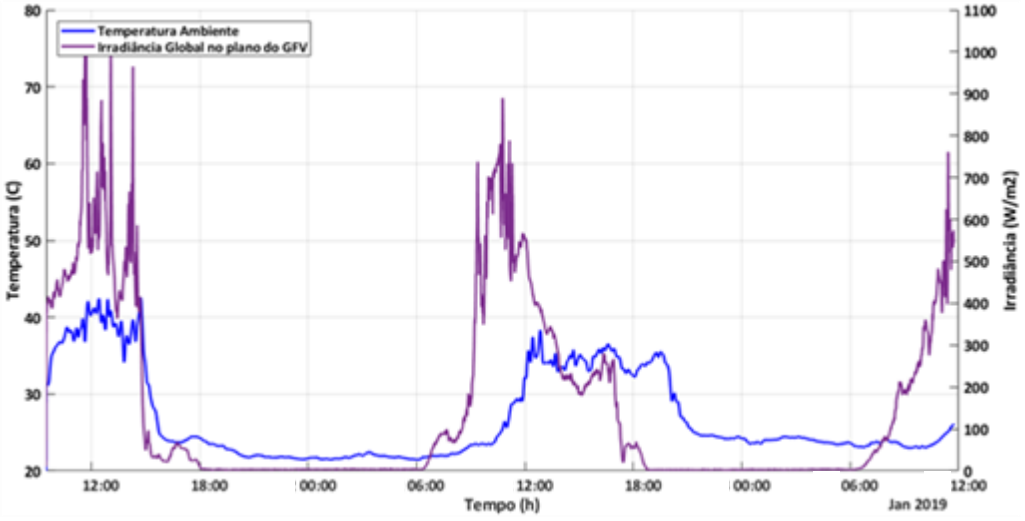


(b)



(c)

Figura 3.19 – Dados ambientais medidos e utilizados na simulação.



Percebe-se a atuação do controlador de carga nos ensaios experimentais: quando o BB atinge 28,8 V, a tensão passa a ser regulada e a corrente diminui gradativamente, por um período

de duas horas. Ao final do estágio de absorção, inicia-se a etapa de flutuação, em que a tensão é regulada em 27 V. Outro comportamento característico deste controlador de carga ocorre no fim do dia, caso esteja na etapa de flutuação: a tensão é elevada até o valor limite do estágio de absorção e só decai quando não há mais geração FV.

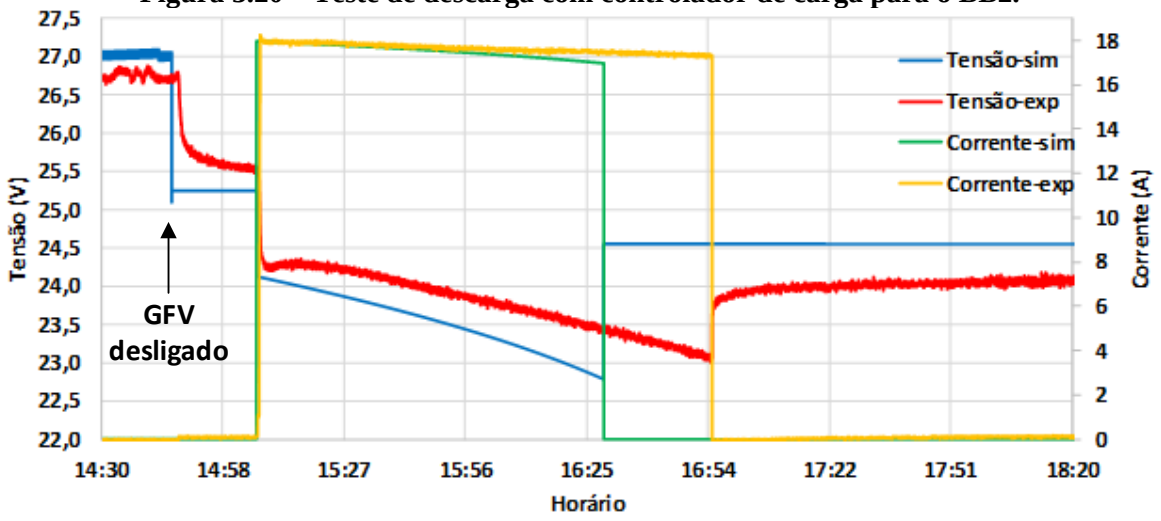
Uma vez que os BBs estavam descarregados, a carga plena ocorreu apenas no segundo dia. No terceiro dia, a variação de tensão é fruto apenas do controle de absorção e flutuação, e uma corrente mínima é injetada no BB. Percebe-se ainda que o BB1 foi o que demorou mais para atingir a carga plena, saindo do estágio de absorção apenas no final da tarde. Isto é justificado visto que o BB1 obteve a maior capacidade nominal nos ensaios em bancada.

Apesar de acompanhar o perfil dos valores experimentais de tensão, os resultados de simulação apresentam discrepância em relação aos dados medidos, principalmente na região de baixo carregamento, em que se obteve sempre tensões superiores às medidas. A simulação para o SGA2 foi a que mais se aproximou dos valores experimentais, de modo que conseguiu-se reproduzir com boa fidelidade o comportamento do controlador de carga nas transições entre os estágios de *bulk*, absorção e flutuação. Em relação à corrente de carregamento, em todos os casos houve bom desempenho do modelo, sendo que as maiores divergências ocorreram no terceiro dia, em que uma corrente maior que a experimental é observada.

Além da dificuldade de caracterização dos parâmetros, outro fator que influencia na divergência do modelo e no surgimento de comportamentos impulsivos e oscilatórios é causado pelo tempo de amostragem utilizado na simulação. A fim de simular longos períodos (neste caso, mais do que dois dias), deve-se adotar uma baixa frequência de amostragem o que compromete as estratégias de controle implementadas no modelo do controlador de carga. Caso contrário, a simulação com alta taxa de amostragem inviabiliza simulações longas.

O outro teste realizado para validar o comportamento do controlador de carga, refere-se corte de carga para prevenir a descarga profunda dos BB. O ensaio apresentado na Figura 3.20 corresponde à descarga do BB2, realizada com as cargas da NDCC no dia 16/01/2019.

Figura 3.20 – Teste de descarga com controlador de carga para o BB2.



Inicialmente, o BB estava em carga plena, sendo regulado pelo controlador de carga para operar no estágio de flutuação (27 V). Por volta de 14h45, foi desligado o GFV do SGA2 para iniciar o teste de descarga do BB2. Com isso, percebe-se a queda de tensão no BB antes do início do teste, estabilizando-se em cerca de 25,5 V. Em relação ao comportamento da simulação, percebe-se que a tensão da bateria varia de maneira abrupta na transição entre o estágio de flutuação e o desligamento do GFV. Isto ocorre dado que o modelo utilizado não considera o efeito capacitivo que ocorre em transitórios na bateria.

Por volta das 15h10 é dado início à descarga das baterias, acionando-se as cargas: quatro lâmpadas em cada BC e os dois ventiladores, totalizando uma corrente inicial de descarga de 18 A. Conforme o BB descarrega e sua tensão diminui e reduz também a corrente de descarga, dada a característica de impedância constante das lâmpadas e dos ventiladores. Quando o BB atinge o limite de tensão inferior, o controlador de carga desconecta as cargas, que somente voltarão a ser reconectadas quando a tensão atingir o nível de reconexão.

Conforme pode-se observar na Figura 3.20, o modelo do controlador de carga consegue reproduzir o comportamento observado experimentalmente: regulação da tensão no estágio de flutuação e corte de carga para prevenção de descarga profunda das baterias. A maior diferença observada entre os valores experimentais e simulados deve-se à tensão do banco de baterias, que é justificada pelas imprecisões dos parâmetros utilizados na modelagem da bateria. Por exemplo, se a resistência interna da bateria for menor do que o valor obtido a partir dos parâmetros utilizados encontrados na literatura, a tensão simulada apresentada na Figura 3.20 tende a se aproximar da tensão medida.

3.6 Caracterização e modelagem dos condutores

Os condutores da rede de distribuição foram modelados como elementos puramente resistivos. É importante destacar que embora a distribuição seja em corrente contínua, efeitos capacitivos e indutivos podem surgir nos condutores devido à presença de componentes harmônicas de altas frequências originadas nos conversores de potência acoplados à rede. Contudo, estes efeitos não serão avaliados neste trabalho.

Considerando o condutor utilizado, a resistência entre dois nós *n* e *m* da rede é função do comprimento do condutor em quilômetros, L_{COND}, e de sua temperatura, T_{COND}, conforme Equação (3.51). Os valores de resistência por quilômetro $r_{c.c.}$ = 0,8037 Ω/km e coeficiente térmico α_r = 0,00403 Ω/°C foram obtidos do catálogo do fabricante.

$$R_{n,m} = 2 \times [L_{COND} \times r_{c.c.} + \alpha_r \times (T_{COND} - 20)] \quad (3.51)$$

A Tabela 3.6 apresenta os valores de resistência obtidos para as distâncias de cada trecho da rede, bem como considerando um cenário de temperatura do condutor de 30 °C.

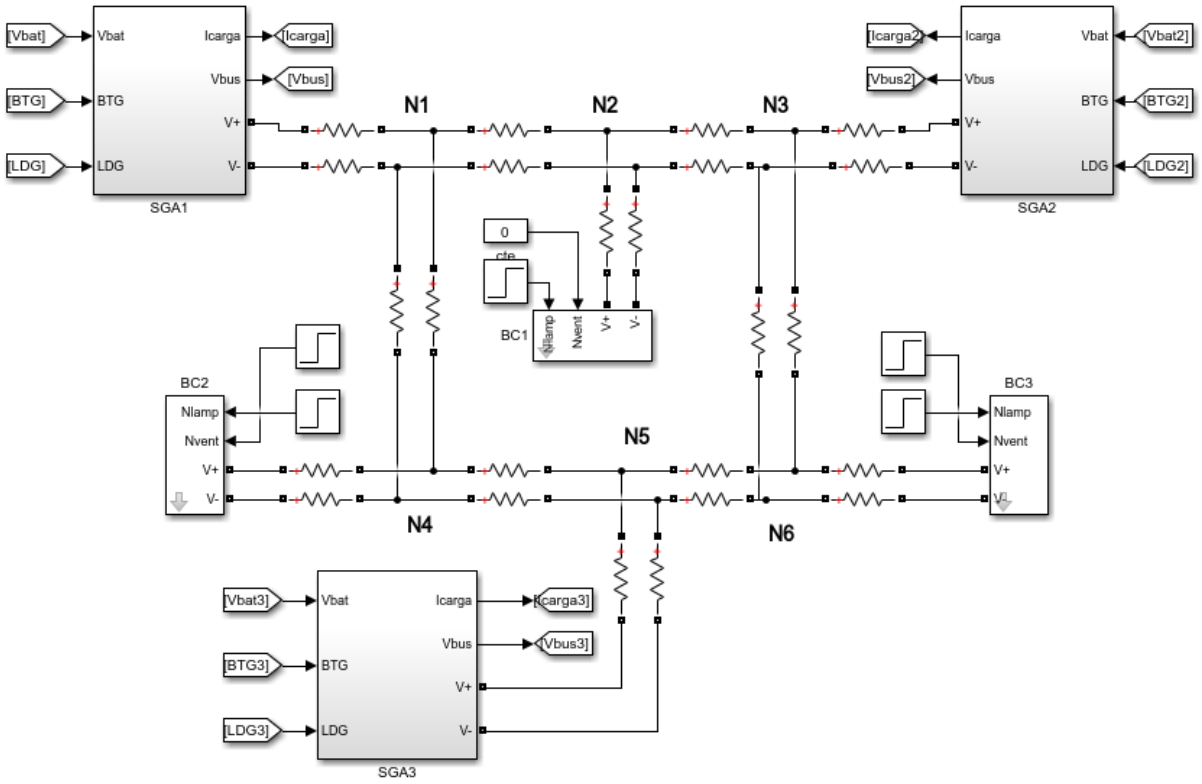
Tabela 3.6 – Resistências do condutor para cada trecho da NDCC.

Trecho	Distância (m)	Resistência a 30 °C (Ω)
N1 -N5	6,00	0,0902
N5 - N12	11,35	0,0988
N5 - N8	11,25	0,0987
N12 - N4	11,35	0,0988
N12 - N6	17,35	0,1085
N4 - N2	28,70	0,1267
N4 - N10	9,65	0,0961
N8 - N7	17,25	0,0987
N8 - N9	11,25	0,1083
N10 - N11	38,35	0,1422
N9 - N3	28,50	0,1264
N9 - N10	9,65	0,0961

No modelo em ambiente *Simulink*, utilizou-se o bloco de *ramo resistivo* para implementação dos condutores da rede de distribuição. Considerando a topologia da NDCC indicada na Figura 2.16b e os valores de resistência em cada trecho indicados na Tabela 3.6, implementou-se a rede de distribuição em ambiente *Simulink* ilustrada na Figura 3.21.

Os ramos resistivos implementados fazem parte da biblioteca *SimPowerSystems*, também desenvolvida pela *MathWorks* em parceria com a *Hydro-Quebéc*, e está embarcada na plataforma *Simulink*.

Figura 3.21 – Rede de distribuição implementada em ambiente *Simulink*.



3.7 Simulação estática: método de Newton-Raphson para fluxo de potência em corrente contínua

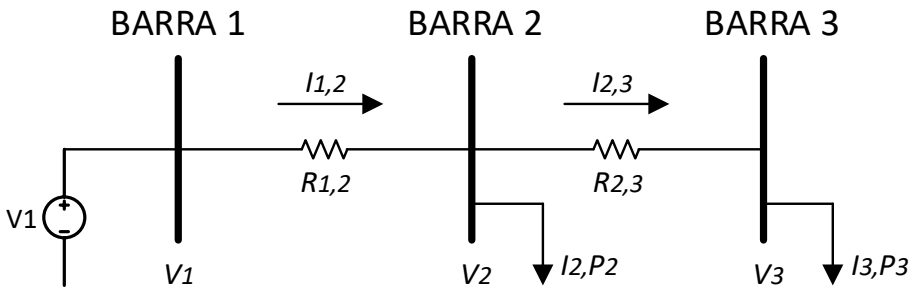
A análise estática da NDCC corresponde ao fluxo de carga (ou fluxo de potência) na rede em condições de operação específicas. O estudo de fluxo de carga permite a obtenção do ponto de operação da rede e é o primeiro passo para a realização de outros estudos mais complexos como análise de curto-circuito e estudos de estabilidade transitória e permanente. A análise de fluxo de carga por si só também é importante para verificar a operacionalidade e capacidade de atendimento às cargas do sistema em diversos cenários de regime permanente.

Métodos numéricos iterativos são amplamente utilizados na resolução de problemas de fluxo de carga c.a., e podem ser adaptados para aplicação em redes de corrente contínua Fleischer; Munnings (1996) Farooq et al. (2014) Jayarathna et al. (2014). Os principais métodos descritos na literatura são de Gauss-Siedel, Newton-Raphson e *Forward-Backward Sweep* (este último apenas para redes radiais). Para esta dissertação optou-se por utilizar o método de Newton-Raphson (NR), dada sua maior rapidez na convergência e ampla utilização neste tipo de estudo.

A problematização padrão de fluxo de carga em corrente contínua pode ser definida conforme o enunciado: *dada uma rede de distribuição com fontes de tensão definida e cargas de potência constante, obter as tensões nos nós da rede e as correntes nas linhas*. Para melhor

compreensão da formulação do problema, adota-se como exemplo a rede de três barras conforme diagrama unifilar na Figura 3.22.

Figura 3.22 – Rede de três barras para ilustrar exemplo de fluxo de carga c.c.



No exemplo da Figura 3.22, a barra 1 é uma barra de geração, pois tem uma fonte de tensão constante conhecida, V_1. As barras 2 e 3 são barras de carga, pois estão conectadas às cargas de potência constante conhecidas $P_2 = P_2^{'}$ e $P_3 = P_3^{'}$, respectivamente. Em uma rede de corrente contínua, considera-se para análise em regime permanente que as linhas de distribuição são puramente resistivas, representadas pelas resistências $R_{1,2}$ e $R_{2,3}$. O fluxo de carga objetiva obter as tensões V_2 e V_3 nas barras de carga 2 e 3, respectivamente e as correntes nas linhas, $I_{1,2}$ e $I_{2,3}$.

O primeiro passo para resolução do problema é a obtenção da matriz condutância da rede. O processo é semelhante ao utilizado para obter a matriz admitância de uma rede c.a. Considerando que as impedâncias nas linhas são puramente resistivas, a matriz admitância reduz-se a uma matriz condutância $G_{N,N}$, sendo N o número de barras da rede. Para o exemplo da Figura 3.22, a matriz condutância da rede é dada por:

$$G = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & G_{13} \\ G_{21} & G_{22} & G_{23} \\ G_{31} & G_{32} & G_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} {}^{1}/_{R_{1,2}} & {}^{-1}/_{R_{1,2}} & 0 \\ {}^{-1}/_{R_{1,2}} & {}^{1}/_{(R_{1,2}+R_{2,3})} & {}^{-1}/_{R_{2,3}} \\ 0 & {}^{-1}/_{R_{2,3}} & {}^{1}/_{R_{2,3}} \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

As potências nas barras podem ser expressas em função das tensões nas barras, conforme a Equação (3.53):

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1(G_{11}V_1 + G_{12}V_2 + G_{13}V_3) \\ V_2(G_{21}V_1 + G_{22}V_2 + G_{23}V_3) \\ V_3(G_{31}V_1 + G_{32}V_2 + G_{33}V_3) \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

Realizando-se uma aproximação por série de Taylor, e considerando-se apenas o primeiro grau da expansão, tem-se que pequenas variações na tensão (ΔV) correspondem a pequenas variações na potência (ΔP):

$$\begin{bmatrix}\Delta P_1\\ \Delta P_2\\ \Delta P_3\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \frac{\partial P_1}{\partial V_2} & \frac{\partial P_1}{\partial V_3}\\ \frac{\partial P_2}{\partial V_1} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3}\\ \frac{\partial P_3}{\partial V_1} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta V_1\\ \Delta V_2\\ \Delta V_3\end{bmatrix} \tag{3.54}$$

Pode-se reescrever a Equação (3.54) simbolicamente, conforme Equação (3.55), em que *J* é conhecida como matriz Jacobiana, contendo as derivadas parciais das potências em relação às tensões nas barras.

$$[\Delta P] = [J][\Delta V] \tag{3.55}$$

Na formulação do problema de fluxo de carga do exemplo, a tensão V_1 é conhecida, portanto a Equação (3.54) pode ser reduzida à:

$$\begin{bmatrix}\Delta P_2\\ \Delta P_3\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3}\\ \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta V_2\\ \Delta V_3\end{bmatrix} \tag{3.56}$$

Pode-se inverter a matriz Jacobiana para se obter mudanças residuais na tensão em função de mudanças residuais na potência:

$$[\Delta V] = [J]^{-1}[\Delta P] \tag{3.57}$$

A partir destas equações, inicia-se o processo iterativo considerando as seguintes etapas:

1- Atribuir valores estimados para V_2 e V_3 (estimativa inicial, geralmente 1 p.u.);
2- Calcular P_2 e P_3 por meio da Equação (3.53);
3- Calcular a diferença entre as potências calculadas e as especificadas:

$$\begin{bmatrix}\Delta P_2\\ \Delta P_3\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}P_2 - P_2'\\ P_3 - P_3'\end{bmatrix} \tag{3.58}$$

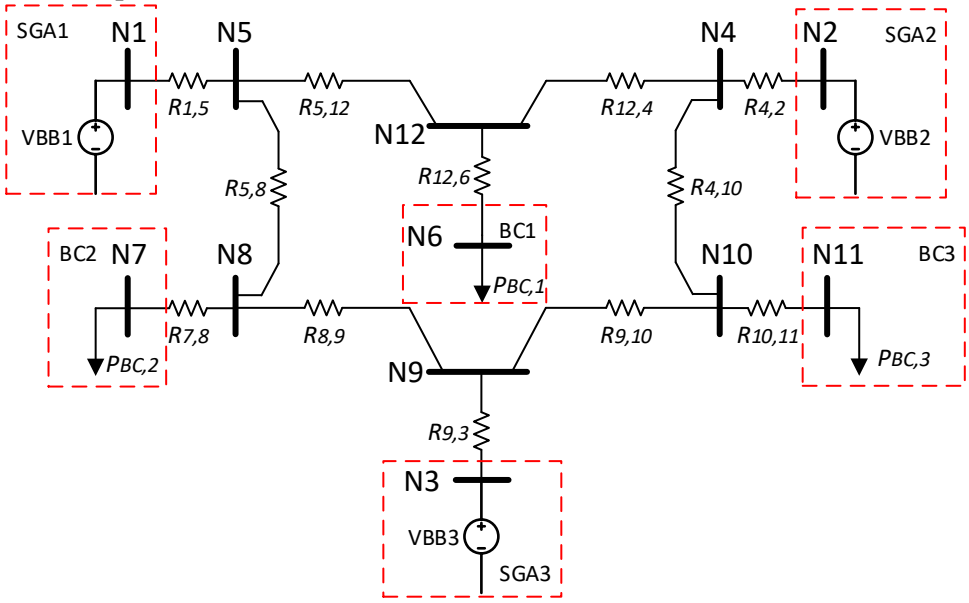
4- Calcular o novo valor estimado para as tensões nas barras, em que *i* indica o número da iteração:

$$\begin{bmatrix}V_2\\ V_3\end{bmatrix}_{i+1} = \begin{bmatrix}V_2\\ V_3\end{bmatrix}_i - [J]^{-1}\begin{bmatrix}\Delta P_2\\ \Delta P_3\end{bmatrix} \tag{3.59}$$

5- Repetir as etapas 2 a 4, até que a diferença entre as potências calculadas e especificadas seja insignificante (critério de convergência).

Pode-se modelar a NDCC instalada em laboratório conforme apresentado no diagrama de 12 barras na Figura 3.23. Para utilizar a metodologia de NR apresentada anteriormente, considera-se que as tensões nos bancos de baterias são conhecidas e constantes (V_{BB1}, V_{BB2} e V_{BB3}), e que as cargas são do tipo potência constante: $P_{BC,1}$, $P_{BC,2}$ e $P_{BC,3}$. Cada barra N*n* (*n* = 1, 2, ...,12) corresponde a um nó indicado na Figura 2.16b. A matriz condutância foi obtida utilizando as resistências apresentadas na Tabela 3.6.

Figura 3.23 – Rede de 12 barras utilizada para modelagem da NDCC – considerando cargas de potência constante e tensão constante do banco de baterias.



O algoritmo de fluxo de carga apresentado considera que as cargas do sistema são do tipo potência constante. Entretanto, conforme modelo dos bancos de carga desenvolvido anteriormente, as lâmpadas incandescentes são cargas puramente resistivas e sua potência é função da tensão de operação, os ventiladores têm comportamento semelhante. Para considerar esta caraterística no modelo de fluxo de carga, deve-se especificar a resistência das cargas ao invés da potência. Considerando o exemplo da Figura 3.22, dado que as resistências R_{B2} e R_{B3} representam as cargas nas barras 2 e 3, respectivamente, deve-se substituir a Equação (3.58) por:

$$\begin{bmatrix}\Delta P_2 \\ \Delta P_3\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}P_2 - \dfrac{V_2^2}{R_{B2}} \\ P_3 - \dfrac{V_3^2}{R_{B3}}\end{bmatrix} \tag{3.60}$$

A restrição deste modelo está vinculada ao fato de que pelo menos uma das barras do sistema deve ter tensão regulada (barra de geração ou tensão constante). Como a NDCC está conectada diretamente aos bancos de baterias, a tensão nas barras de geração corresponde à

tensão dos BBs. Conforme apresentado no modelo utilizado para as baterias, sabe-se que a tensão das baterias é função do estado de carga do banco, temperatura e corrente de carga ou de descarga, portanto, para uma avaliação mais verossimilhante do fluxo de carga, estas grandezas devem ser levadas em consideração.

Para considerar o comportamento da tensão da bateria no modelo, propõe-se os seguintes passos:

1- Dada uma condição de estado de carga e temperatura, calcular a tensão de cada BB para uma corrente de descarga inicial (estimativa inicial) por meio da Equação (3.23);
2- A tensão para cada BB obtida no passo anterior será utilizada como tensão constante nas barras de geração. Executar o fluxo de carga conforme descrito anteriormente;
3- Identificar as correntes obtidas nas barras de geração resultantes do fluxo de carga e comparar com as correntes da iteração anterior (na primeira iteração, considerar a estimativa inicial);
4- Recalcular a tensão de cada BB utilizando as correntes obtidas no fluxo de carga e repetir os passos 2 e 3 até que a diferença das correntes seja insignificante (critério de convergência utilizado de 0,1 %[10]).

A principal limitação do fluxo de carga proposto é a não inclusão da geração FV na rede. Como o GFV é inserido como uma barra de potência constante e está muito próximo da barra de tensão constante (BB), o algoritmo tem dificuldade em convergir. Além disso, em situações em que o GFV está carregando a bateria, a Equação a ser utilizada para determinar a tensão do BB é diferente da Equação utilizada em caso de descarga da bateria, o que dificulta ainda mais a determinação do estado de equilíbrio por meio do algoritmo de Newton-Raphson. Esta restrição deve ser melhor investigada, de modo a se identificar uma metodologia para incluir a geração FV na simulação sem comprometer a convergência da simulação.

Apesar desta limitação, é possível considerar a influência da GFV em condições específicas de carregamento: tensão do BB em estágios de absorção e flutuação. Como a tensão do BB nestes estágios é regulada, pode-se realizar o fluxo de carga considerando que os BB estão com tensão constante igual às tensões de absorção ou flutuação, obtendo as tensões nas cargas e correntes nas linhas para estes cenários. Ainda assim, os cenários mais críticos do ponto de vista energético e de qualidade de energia para atendimento das cargas ocorrem quando não

[10] Escolheu-se este critério de convergência após verificar a capacidade de convergência do algoritmo para diferentes valores percentuais, e identificou-se um valor adequado ao objetivo da simulação e ao esforço computacional necessário.

há GFV, uma vez que as tensões nas barras são inferiores e podem impossibilitar o atendimento às cargas.

3.7.1 Validação do modelo para fluxo de carga

Para verificar o comportamento do fluxo de carga desenvolvido, foram realizados três testes na NDCC com os GFVs desligados, e os bancos de cargas com as seguintes cargas acionadas:

Teste 1: BC1, 4 lâmpadas; BC2, 4 lâmpadas e 1 ventilador; BC3, 3 lâmpadas

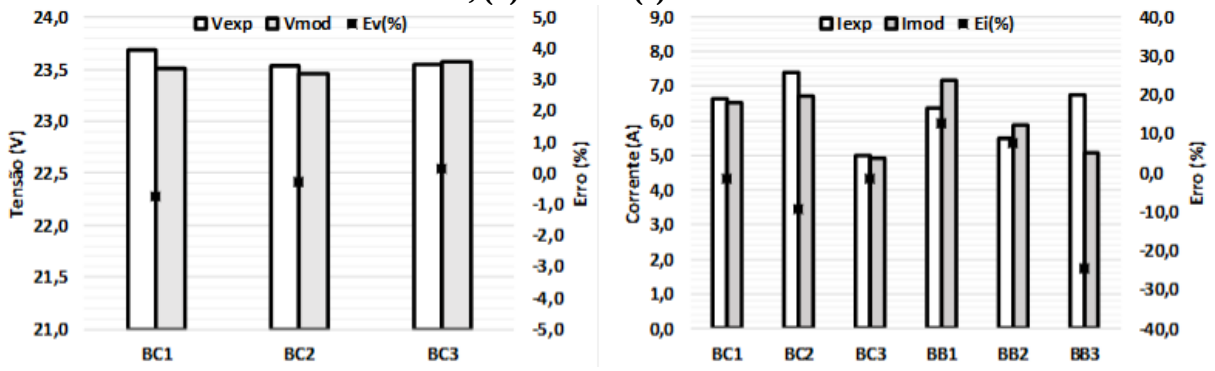
Teste 2: BC1, 5 lâmpadas; BC2, 4 lâmpadas e 1 ventilador; BC3, 3 lâmpadas

Teste 3: BC1, 3 lâmpadas; BC2, 4 lâmpadas; BC3, 2 lâmpadas

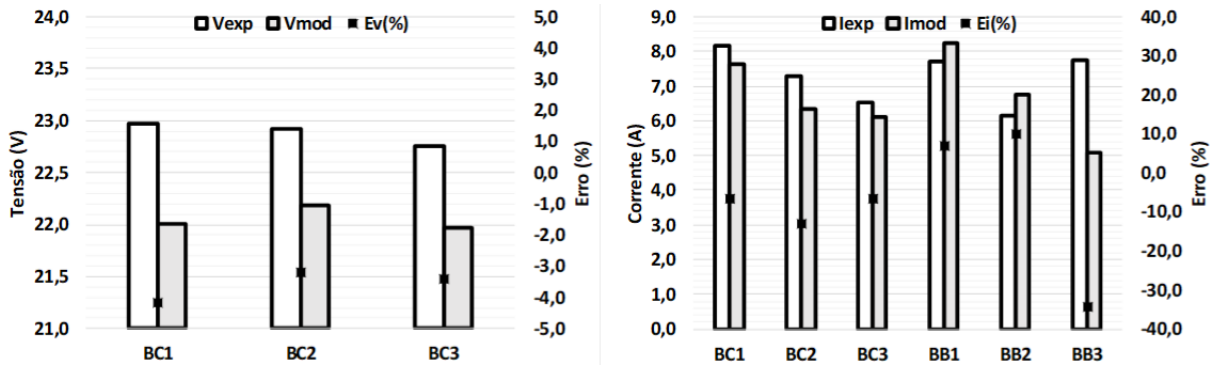
Os resultados dos valores medidos e simulados no fluxo de carga são apresentados na Figura 3.24. Percebe-se que o fluxo de carga apresenta valores de tensão próximos aos medidos, para as três condições de carregamento da NDCC. Adotando-se os valores de tensão obtidos experimentalmente como referência, tem-se erro percentual inferior a 4 % em todos os ensaios. O que se percebe é que os maiores erros ocorrem na região de maior carregamento da rede.

A boa aproximação do modelo às medições de tensão não ocorre para os valores de corrente, onde são observadas grandes variações entre os dados medidos e os simulados (desvios acima de 10 % ocorrem em aproximadamente uma a cada quatro medições). Entretanto, deve-se levar em consideração a incerteza na medição de corrente que está sendo adotada como referência. Como o estudo de fluxo de carga é realizado para um evento estático, deve-se garantir que o sistema esteja em equilíbrio no momento da medição, de modo a se obter um resultado mais próximo do simulado.

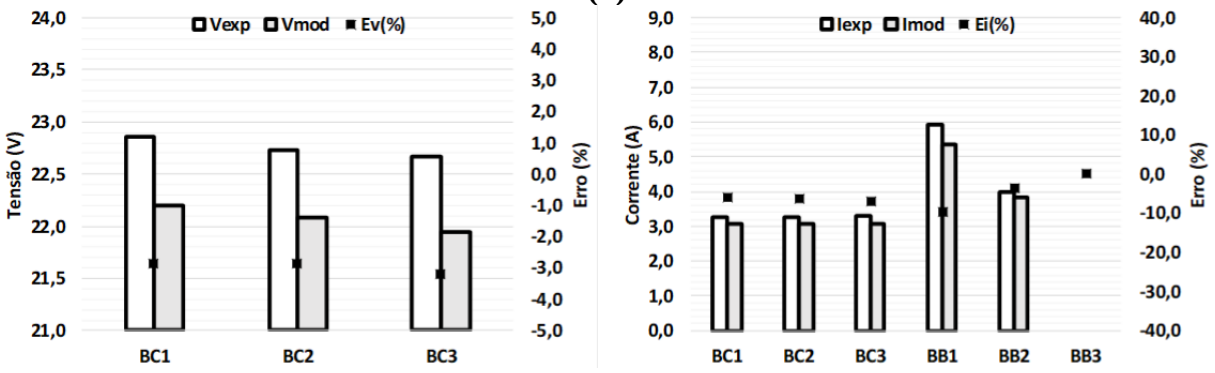
Figura 3.24 – Comparativo entre valores medidos e obtidos em simulação para os testes (a) teste 1, (b) teste 2 e (c) teste 3.



(a)



(b)



(c)

3.8 Simulação dinâmica: modelagem do sistema na plataforma *Simulink*

A simulação dinâmica compreende a integração dos blocos de modelos desenvolvidos nos itens 3.2 a 3.6. Conforme indicado nos itens anteriores, utilizou-se recursos da biblioteca *SimPowerSystems* para simulação da NDCC. Esta biblioteca conta com recursos específicos para simulação de sistemas de potência, como blocos de fontes de tensão e corrente controláveis, ramos resistivos, indutivos e capacitivos, dentre outros.

Como os elementos desta biblioteca não são originais da plataforma *Simulink*, um mecanismo de inicialização específico ocorre previamente para permitir a execução da simulação. Nesta etapa inicial, é obtido o modelo equivalente de espaço de estados do circuito elétrico a ser simulado, caracterizando a topologia e as entradas e saídas do sistema. Por exemplo, as fontes de tensão e corrente implementadas são caracterizadas como entradas, e os pontos de medição, saídas. A partir deste modelo em espaço de estados é construído um modelo que possa ser interpretado pelo *Simulink*.

Com isso, a simulação é executada em dois estágios:

1- a execução dos blocos nativos do *Simulink* (algoritmos do controlador de carga, modelos do GFV, BB, etc.)

2- a execução da rede implementada com o *Simpowersystems* (fluxo de carga, tensões e correntes nos pontos de medição, atualização dos valores de entrada, etc.)

A execução dos blocos do *Simpowersystems* devem ocorrer com um período de amostragem múltiplo da execução nativa. Optou-se por utilizar o modo de simulação discreto e com taxa de amostragem fixa, uma vez que assim é possível ter maior controle sobre o fluxo de execução, controle este que muitos modelos utilizados exigem, principalmente o das baterias.

É importante destacar que a escolha do tempo de amostragem é determinada por diferentes fatores. O mais importante é o tempo de simulação. Dada a complexidade do sistema modelado, a escolha de um tempo de amostragem muito baixo torna a simulação lenta, pouco prática para longos períodos. Contudo, escolher um tempo de amostragem muito elevado pode causar erros de simulação, levando a situações de instabilidade.

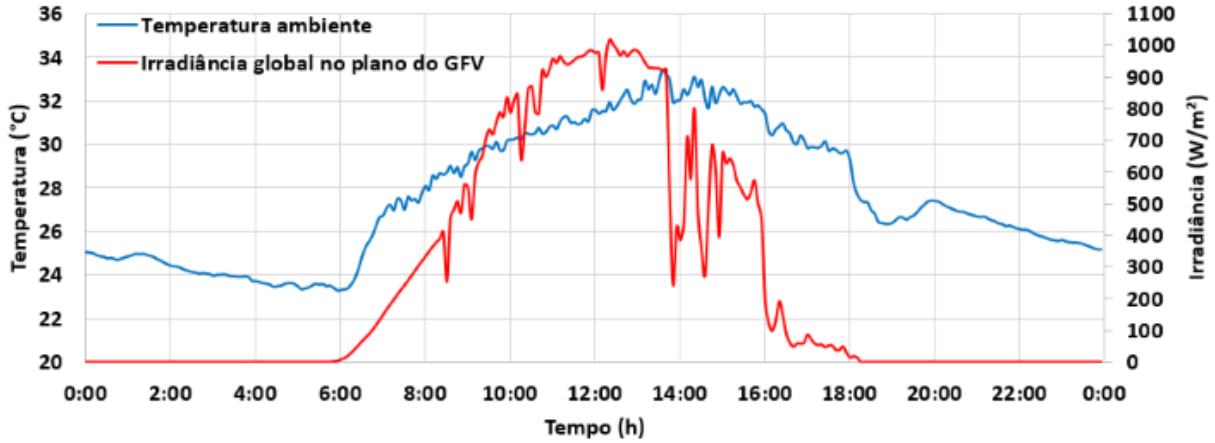
A validação da simulação dinâmica é apresentada no Capítulo 4, comparando-se os resultados de simulação com as medições em um dia de operação.

4. ESTUDOS DE CASO DE DIFERENTES SITUAÇÕES OPERACIONAIS

4.1 Ensaio em condições normais de operação

Os resultados apresentados a seguir correspondem à operação da NDCC para o dia 23/10/2018. Os valores medidos de irradiância global no plano inclinado (aproximadamente 10°) e temperatura ambiente estão apresentados na Figura 4.1. As medidas obtidas são valores médios em intervalos de 5 minutos. Conforme observado no gráfico de irradiância, teve-se um dia bastante ensolarado, com valores de irradiância superiores a 1.000 W/m^2 por volta das 13 h, mas com ocorrência de nebulosidade considerável no período da tarde. Neste dia, o recurso solar disponível em termos energéticos foi de HSP = 6,2 kWh/m^2.

Figura 4.1 – Dados medidos de irradiância e temperatura para o dia 23/10/2018.



A tensão e corrente medidos dos bancos de baterias estão ilustradas na Figura 4.2 e Figura 4.3, respectivamente. Estes dados foram obtidos pelo sistema de monitoração desenvolvido para a NDCC, e as medidas são armazenadas em intervalos de 1 minuto. O sentido padrão de medição da corrente nos BBs corresponde à referência adotada conforme Figura 3.5, em que corrente positiva indica o carregamento da bateria.

Figura 4.2 – Tensão nos bancos de baterias medidos no dia 23/10/2018.

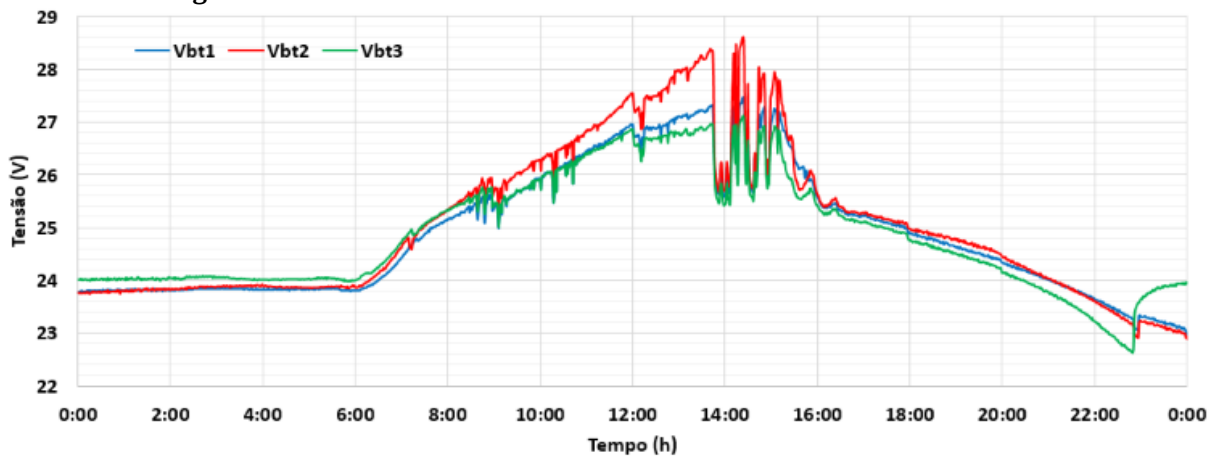
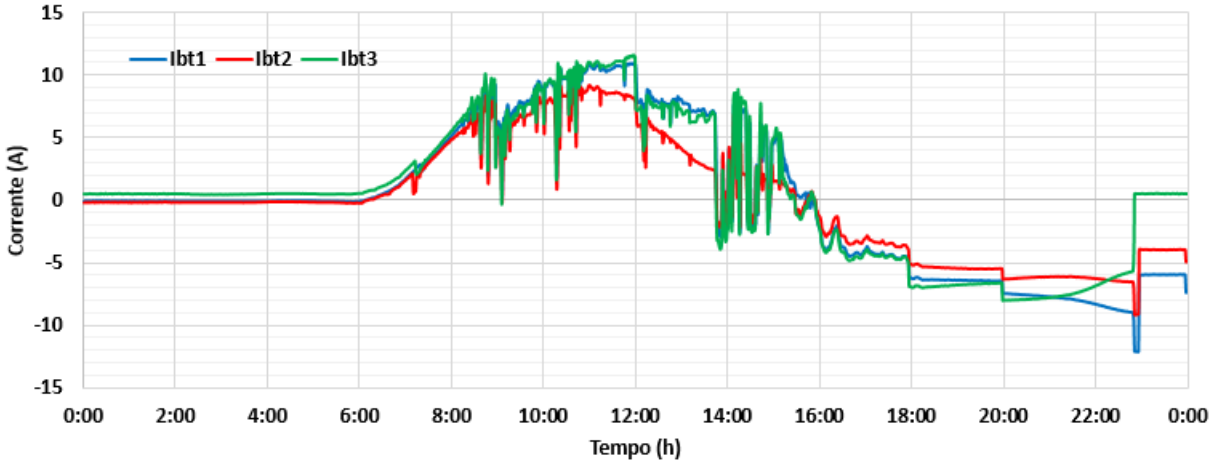
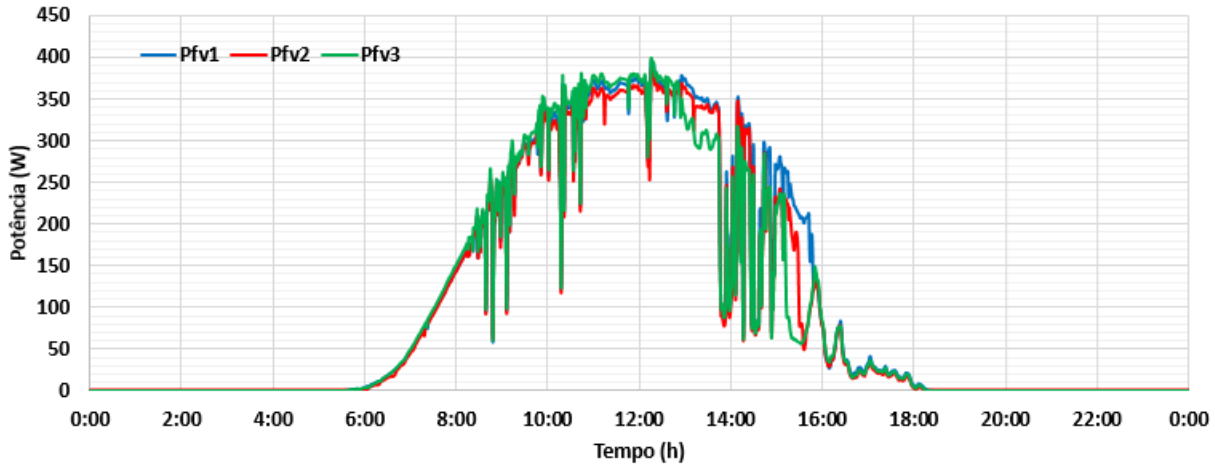


Figura 4.3 - Corrente nos bancos de baterias medidos no dia 23/10/2018.



A Figura 4.4 apresenta os valores medidos de potência gerada por cada GFV da NDCC com dados também armazenados em intervalos de 1 minuto.

Figura 4.4 – Potência dos GFVs medidos no dia 23/10/2018.



A tensão e corrente medidos dos bancos de cargas estão ilustradas na Figura 4.5 e Figura 4.6, respectivamente. Os dados também foram armazenados em intervalos de 1 minuto.

Figura 4.5 - Tensão nos bancos de cargas medidos no dia 23/10/2018.

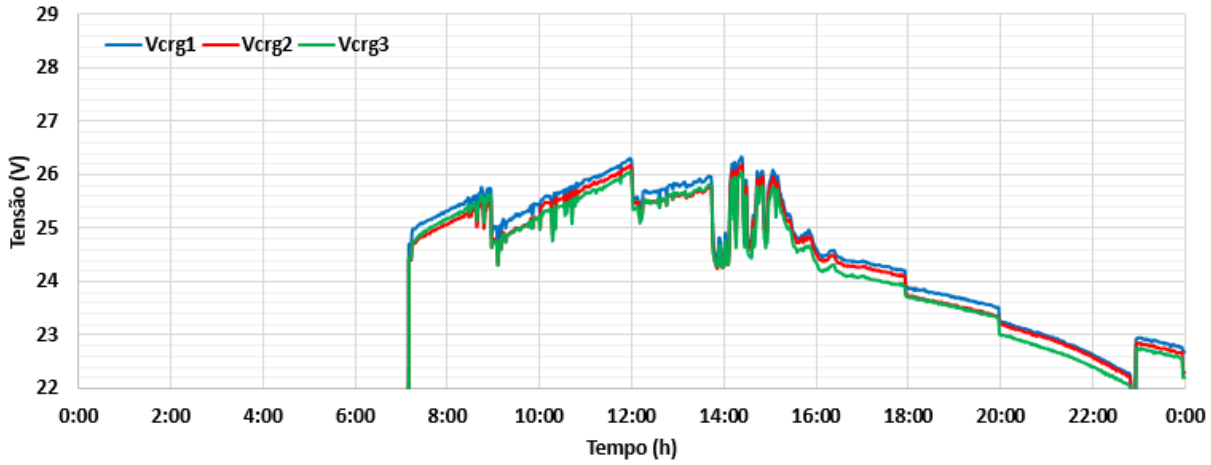
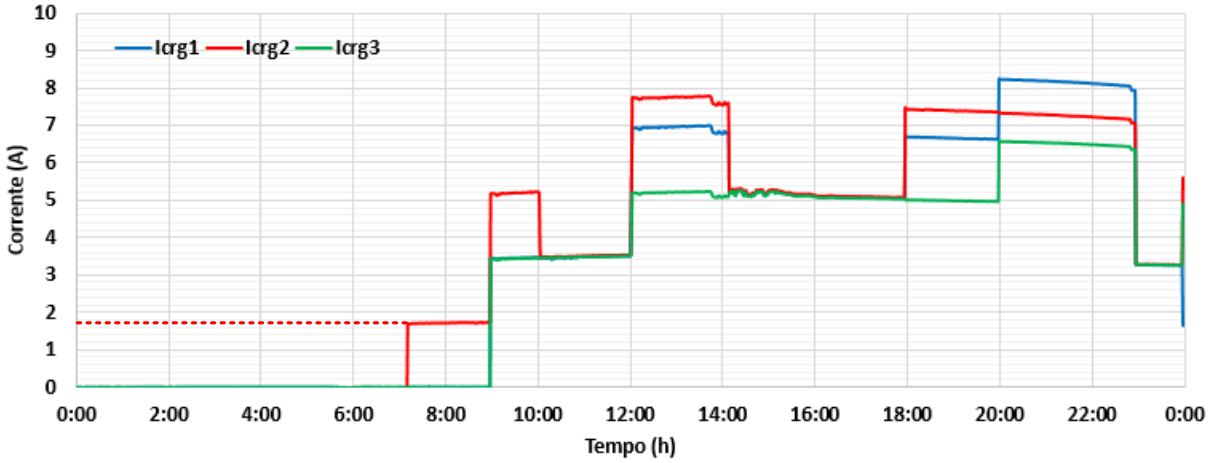


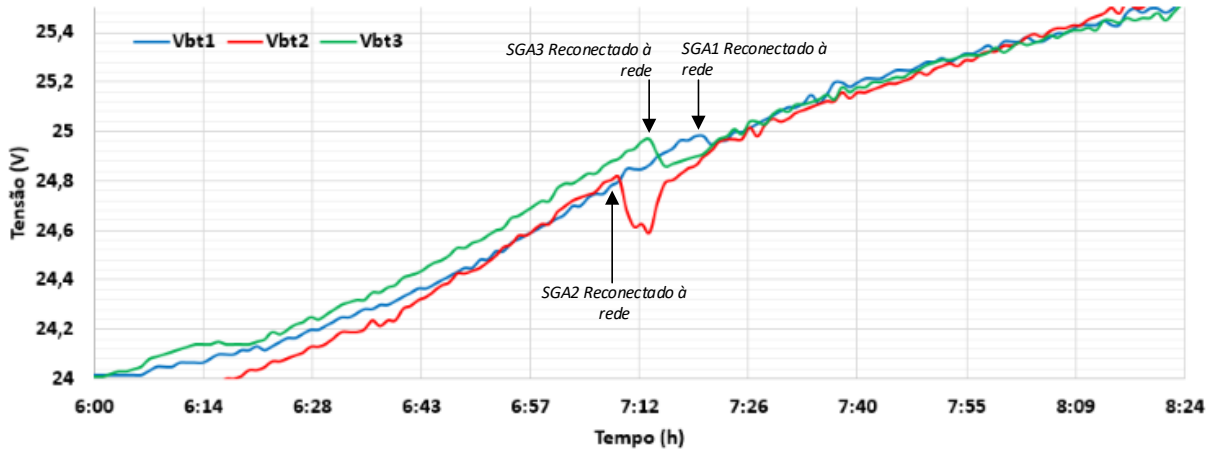
Figura 4.6- Corrente nos bancos de cargas medidos no dia 23/10/2018.



Inicialmente, os três SGAs estavam desconectados da NDCC, devido ao corte de carga realizado pelo controlador de carga para evitar descarga profunda. A linha tracejada em vermelho na e Figura 4.6 indica a corrente que deveria estar sendo consumida conforme curva de carga pré-determinada para este banco, contudo, devido a desconexão dos três SGAs, a NDCC estava completamente desenergizada.

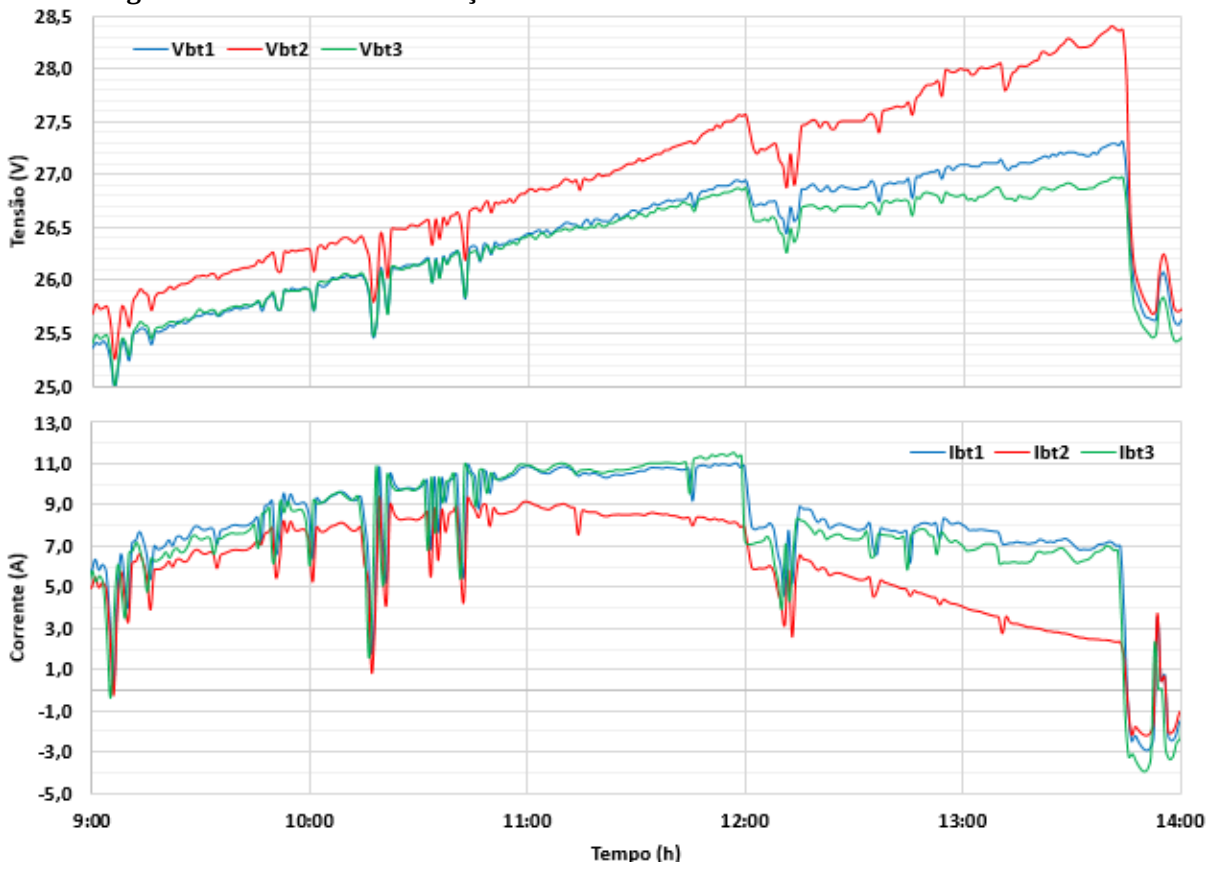
Por volta das 7h10, com o início da geração FV e aumento da tensão nos BBs, os três SGAs são reconectados à rede pelos respectivos controladores de carga. A Figura 4.7 apresenta em detalhe as tensões nos bancos de baterias no momento da reconexão. Percebe-se que esta reconexão não ocorre simultaneamente para os três SGAs, entretanto, em um intervalo de 15 minutos, todos os SGAs conectam-se à rede. A queda de tensão que ocorre no momento da reconexão é devido à corrente de descarga das baterias, de modo que a queda de tensão mais pronunciada é referente ao primeiro BB reconectado (SGA2), uma vez que o SGA2 é o único responsável pelo atendimento das cargas até a reconexão do próximo SGA. Entretanto, esta diferença inicial das tensões é logo suprimida com a conexão de todos os SGAs à rede.

Figura 4.7 – Detalhe da variação das tensões nos BBs no momento da reconexão à NDCC.



No período de 9h00 até as 14h00 ocorre um aumento na diferença de tensão do BB2 em relação aos demais bancos de baterias, conforme indicado no detalhe apresentado na Figura 4.8. A tensão superior do BB2 é um indicativo de que este banco está com estado de carga superior aos demais, devido à sua capacidade inferior em relação aos demais (conforme verificado nos ensaios de carga e descarga realizados em bancada), este banco é carregado mais rapidamente. Dada a tensão maior do BB2 e, por consequência, na barra da NDCC associada ao SGA2, este SGA é o que irá suprir maior corrente para atendimento das cargas. Portanto, parte da potência entregue pelo GFV2 é injetada na rede, e o excedente é utilizado para carregar o banco de baterias. Isto justifica a corrente inferior de carregamento do BB2 no período indicado na Figura 4.8, uma vez que a potência disponibilizada por todos os GFVs é próxima, mas a corrente injetada na NDCC é maior no SGA2.

Figura 4.8 – Detalhe da variação de tensão e corrente nos BBs das 9h00 às 14h00.



A partir das 16 h, a geração FV já não é suficiente para atendimento das cargas, necessitando da complementação proveniente dos BBs. Com o fim do recurso solar neste dia, por volta das 18 h, as cargas passam a ser atendidas exclusivamente pelos BBs. Próximo das 23 h, a tensão do BB3 atinge o limite de desconexão do controlador de carga, que retira o SGA3 da rede. A partir deste momento, as cargas são atendidas apenas pelos SGA1 e SGA2.

Percebe-se uma grande variação da tensão nos bancos de baterias e cargas ao longo do dia, sendo que estas variações são ainda mais evidentes devido à variação na disponibilidade do recurso solar e na demanda das cargas. Como as cargas utilizadas comportam-se como impedâncias constantes, tem-se uma variação na corrente consumida em função das variações de tensão no barramento principal da NDCC, entretanto esta variação é pouco significante.

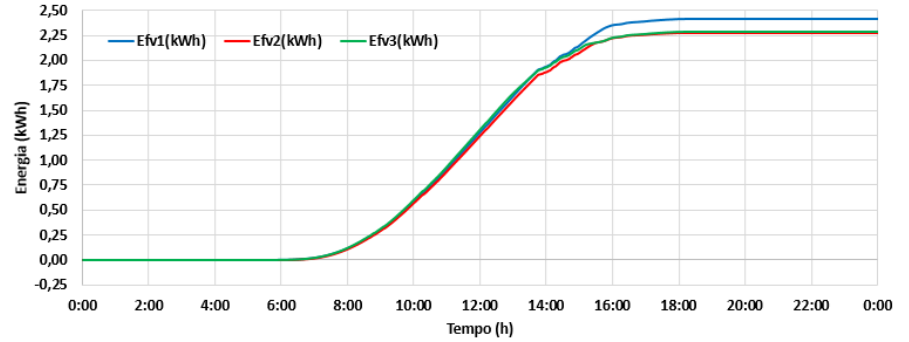
Do ponto de vista do uso final das cargas, observou-se variação tanto na capacidade de iluminação das lâmpadas incandescentes quanto na velocidade de rotação dos ventiladores e, por consequência, na sua capacidade de ventilação. Apesar disso, ao longo de todo o período monitorado, não foi observado nenhum defeito nestes equipamentos em função desta variação na tensão.

4.1.1 Avaliação em termos de energia

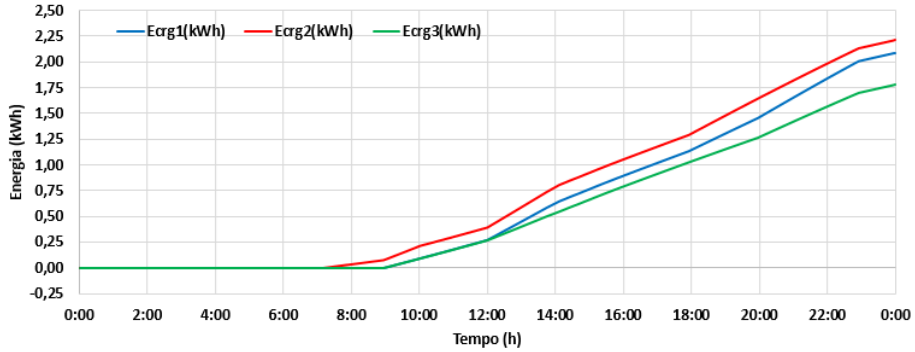
A Figura 4.9 apresenta os valores integralizados de potência ao longo do dia 23/10/2018 para os GFVs, BCs e BBs. A energia total produzida pelos três geradores fotovoltaicos presentes na NDCC é bem semelhante, uma vez que todos estão operando em condições similares de irradiância e temperatura ambiente. O GFV1 produziu um pouco além dos demais, cerca de $E_{GFV,1}$ = 2,41 kWh, enquanto os GFV2 e GFV3 produziram $E_{GFV,2}$ = $E_{GFV,3}$ = 2,29 kWh cada. Considerando a potência nominal de cada GFV de $P_{MP,STC}$ = 0,477 kWp, conforme apresentado na Tabela 2.2, pode-se calcular a produtividade Y_{FV} de cada GFV, de acordo com a Equação (4.1).

$$Y_{FV} = \frac{E_{GFV,n}}{P_{MP,stc}} \tag{4.1}$$

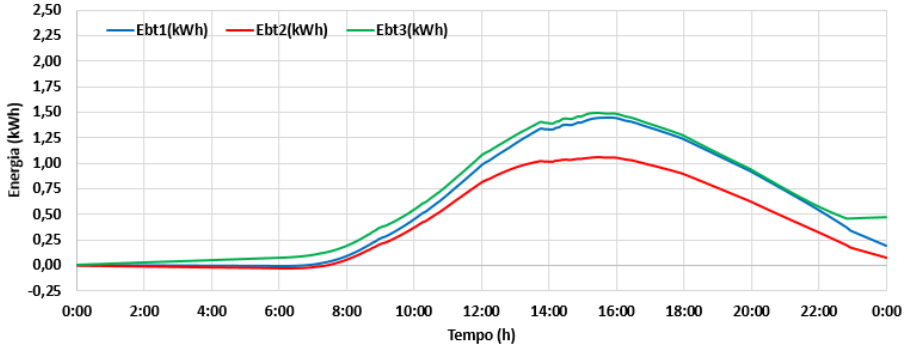
Figura 4.9 – Energia (a) gerada pelos GFVs, (b) consumida pelos BCs e (c) armazenada/extraída dos BBs.



(a)



(b)



(c)

Tem-se que a produtividade do GFV1 neste dia foi de 5,02 kWh/kWp e a produtividade dos GFV2 e GFV3 foi de 4,80 kWh/kWp.

Conforme observado na Figura 4.9b, a energia consumida pelos bancos de carga foi de 2,08 kWh, 2,22 kWh e 1,78 kWh para os BC1, BC2 e BC3, respectivamente. Este consumo diário diferente reflete a curva de cargas independente implementada em cada BC. Em relação aos BBs, tem-se que o BB2 foi o que recebeu menos energia do GFV ao longo do dia, dado que o SGA2 foi o que mais contribuiu para suprimento das cargas, conforme observado anteriormente. O BB3 é o que acumulou mais energia neste dia, e o SGA3 foi o que menos contribuiu no suprimento das cargas, sendo ainda mais pronunciado pelo corte de cargas no final do dia por carte do controlador. Apesar do corte de carga no SGA3, o balanço de energia foi positivo em todos os BBs, que terminaram o dia com mais energia acumulada do que começaram. Ao final dia, o saldo líquido de energia foi de 0,19 kWh, 0,08 kWh e 0,47 kWh para os BB1, BB2 e BB3, respectivamente.

O saldo positivo de energia dos bancos de baterias faz que cada BB possa ser interpretado como uma carga para a NDCC, em termos de balanço energético diário. Ainda em termos de balanço energético diário, tem-se que a geração FV foi a única fonte de energia do sistema, portanto, pode-se equacionar o balanço de energia na NDCC como:

$$E_{GFV} = E_{BB} + E_{BC} + E_{PERDAS} \tag{4.2}$$

em que E_{GFV} = 6,98 kWh é a soma das energias geradas por cada GFV, E_{BC} = 6,08 kWh corresponde ao somatório da energia consumida por cada banco de carga e E_{BB} = 0,74 kWh é o somatório do balanço de energia em cada BB. Com isso, obtém-se E_{PERDAS} = 0,16 kWh, que corresponde às diversas fontes de perdas de energia na distribuição (perdas por efeito joule nos cabos e conexões) e nos controladores de carga.

Considerando que o objetivo principal da rede de distribuição é o de atendimento das cargas, pode-se avaliar a eficiência energética de suprimento da NDCC por meio da Equação (4.3).

$$\eta_{NRCC}(\%) = \left(1 - \frac{E_{PERDAS}}{E_{BC}}\right) \times 100 \tag{4.3}$$

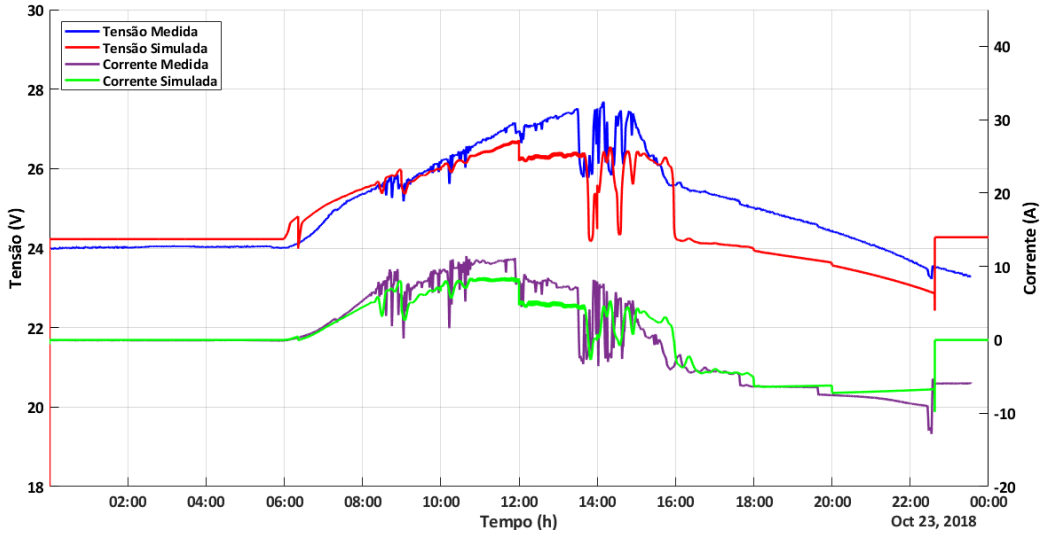
Para o dia em questão, obteve-se uma eficiência de suprimento das cargas de 97,36 %.

4.1.2 Comparação com os resultados de simulação

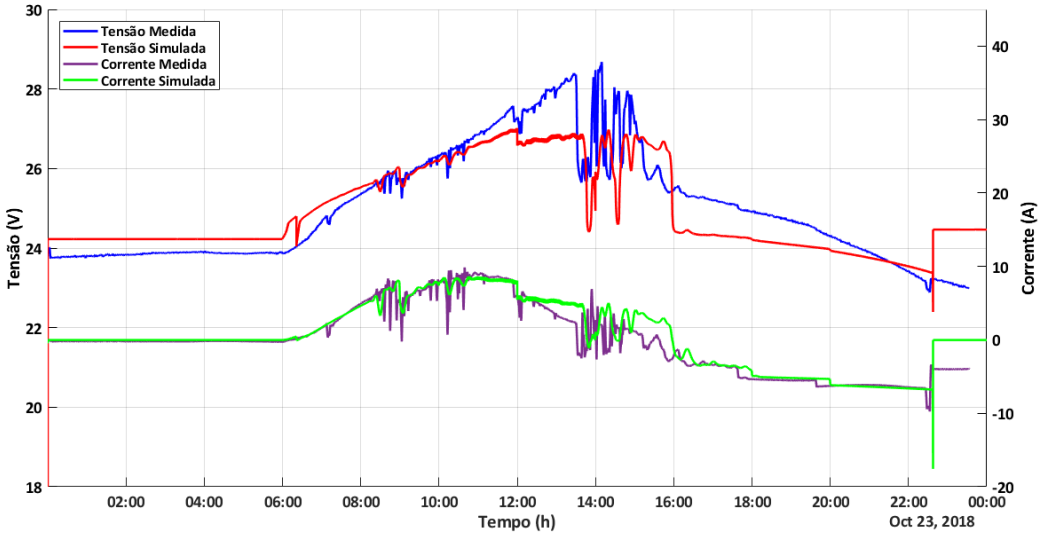
A Figura 4.10 apresenta os resultados de simulação de tensão e corrente nos bancos de baterias, conforme modelagem apresentada no Capítulo 3. A Figura 4.11 apresenta os resultados de simulação para tensão e corrente nos bancos de cargas, enquanto que a Figura

4.12 mostra os valores obtidos em simulação para a potência dos geradores FV. Para fins de comparação, são apresentados também os valores medidos das grandezas correspondentes em cada figura, todos para o dia 23/10/2018.

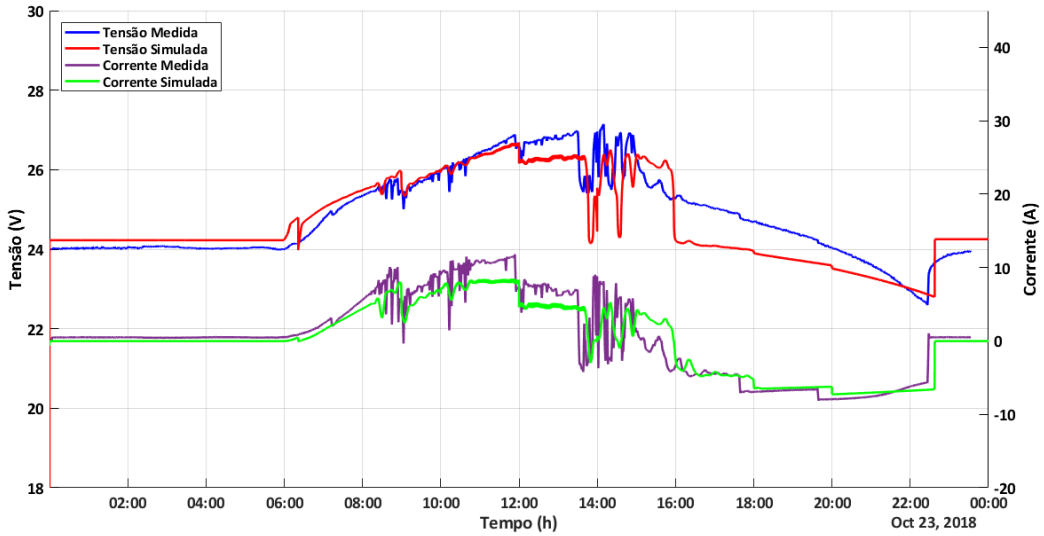
Figura 4.10 – Comparativo dos valores de tensão e corrente simulados e medidos no (a) BB1, (b) BB2 e (c) BB3.



(a)

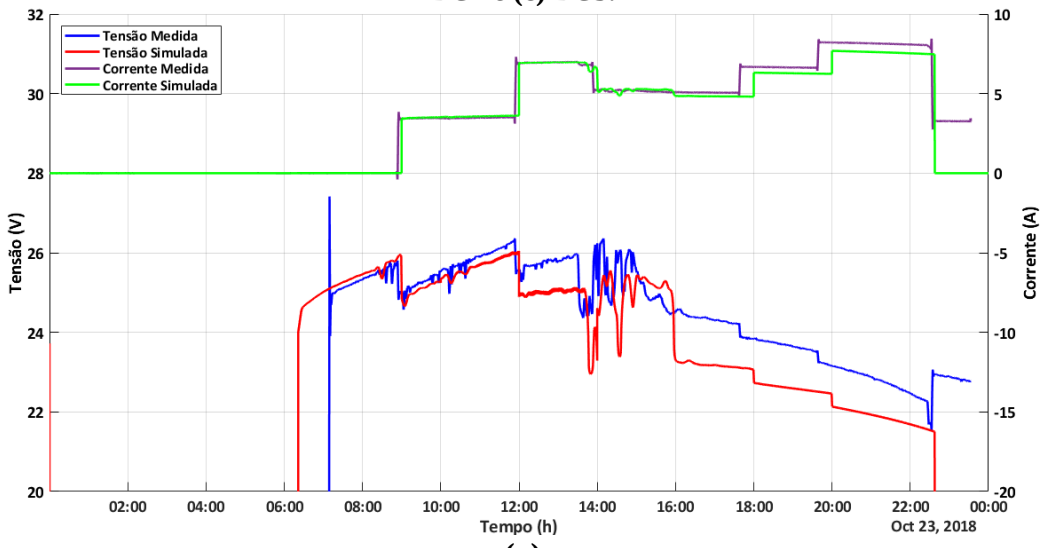


(b)

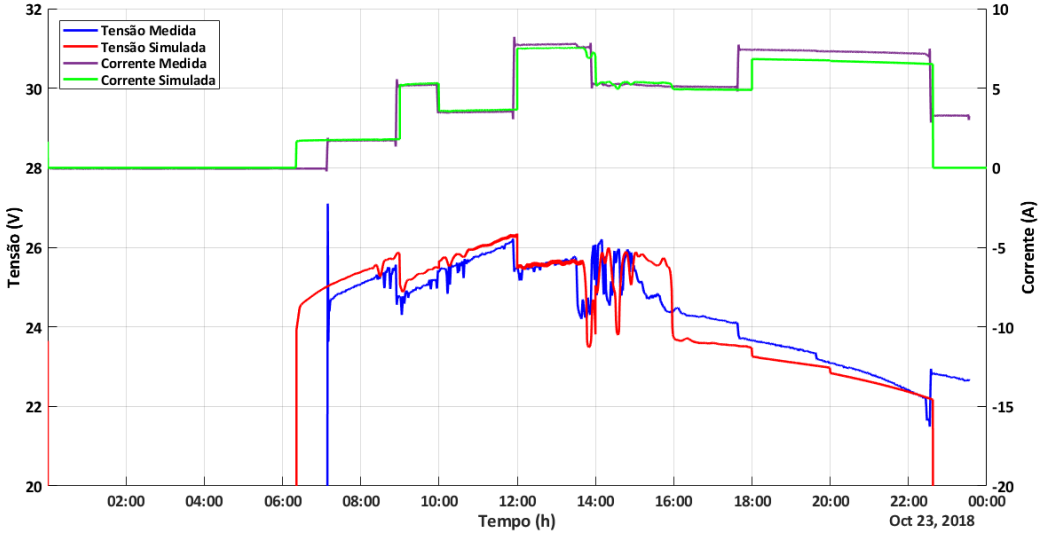


(c)

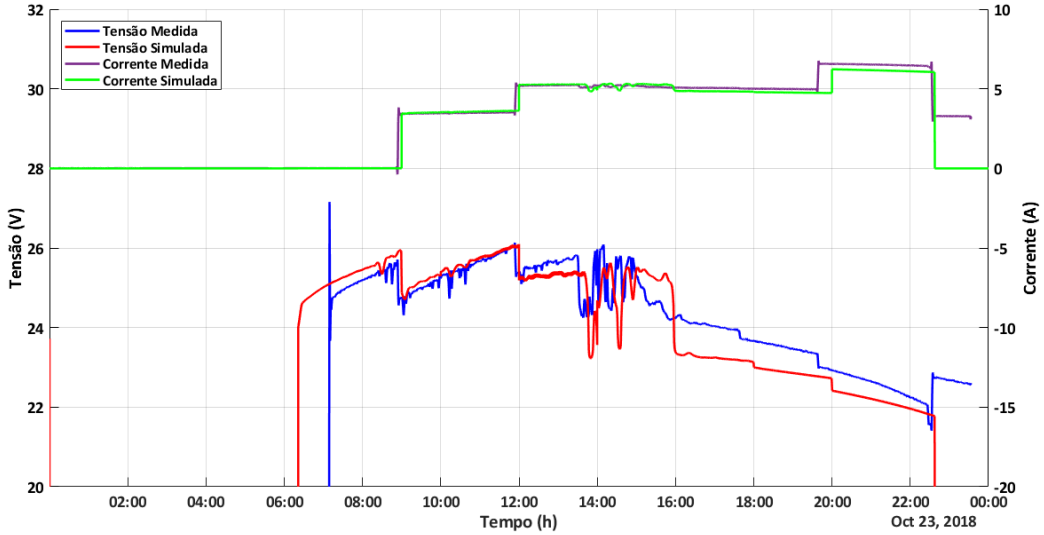
Figura 4.11 - Comparativo dos valores de tensão e corrente simulados e medidos no (a) BC1, (b) BC2 e (c) BC3.



(a)

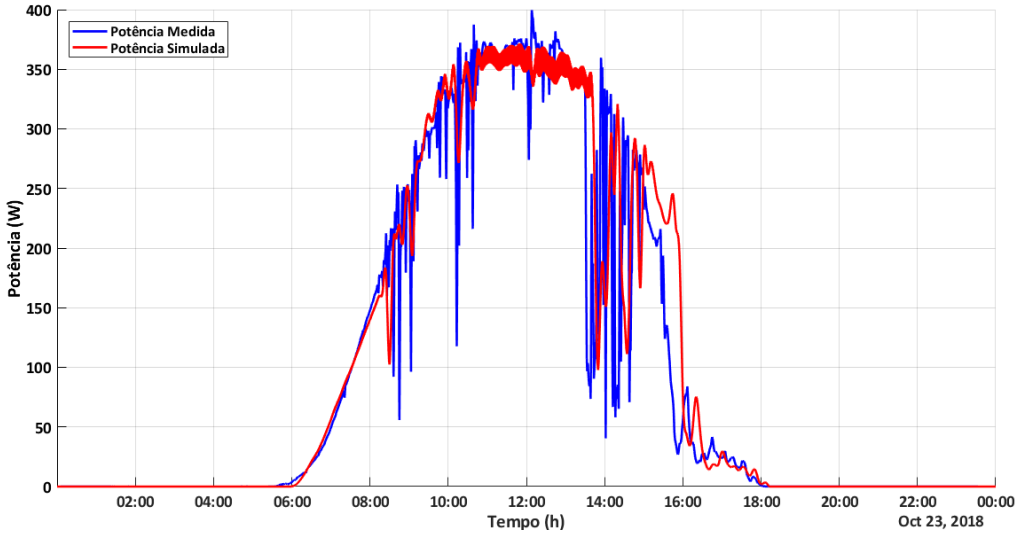


(b)

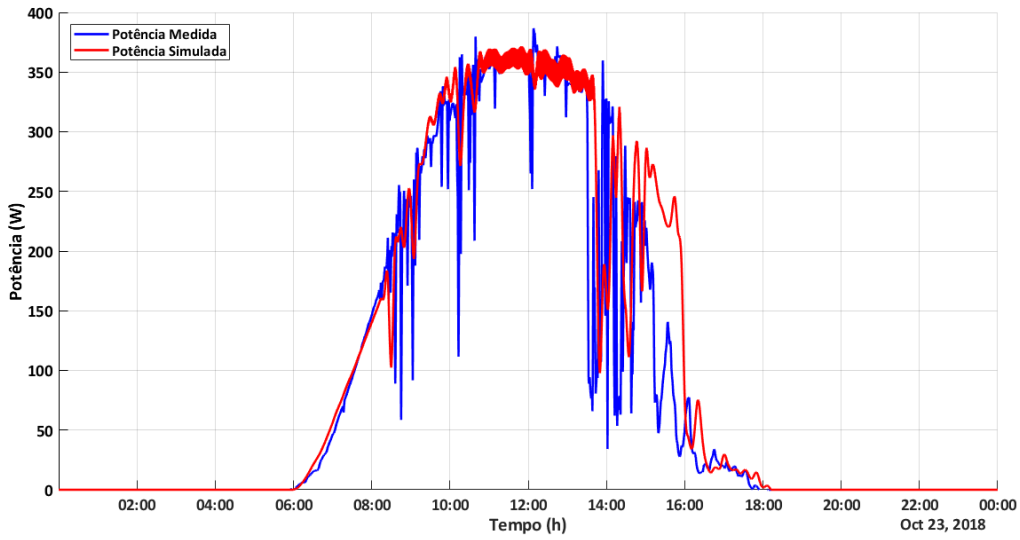


(c)

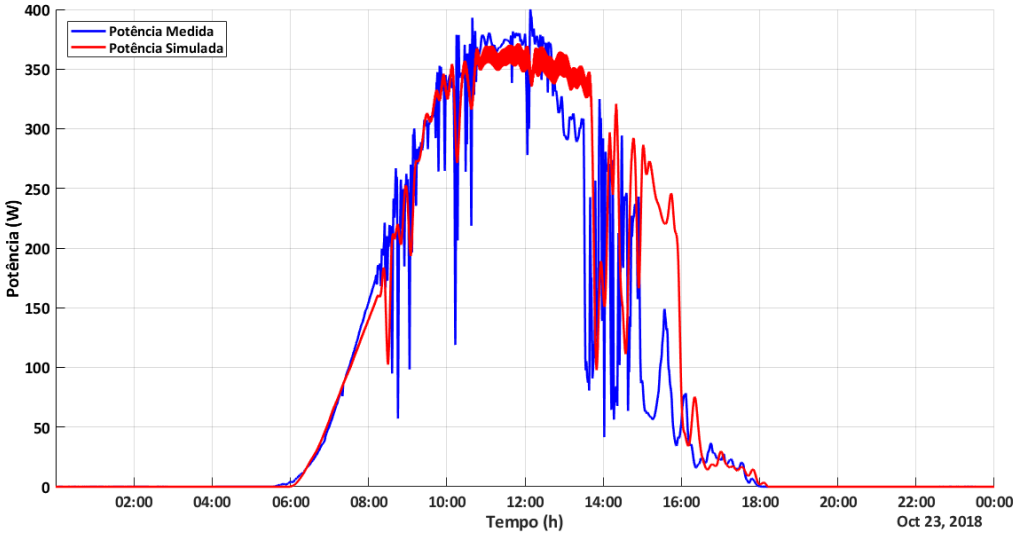
Figura 4.12 - Comparativo dos valores de potência simulados e medidos no (a) GFV1, (b) GFV2 e (c) GFV3.



(a)



(b)



(c)

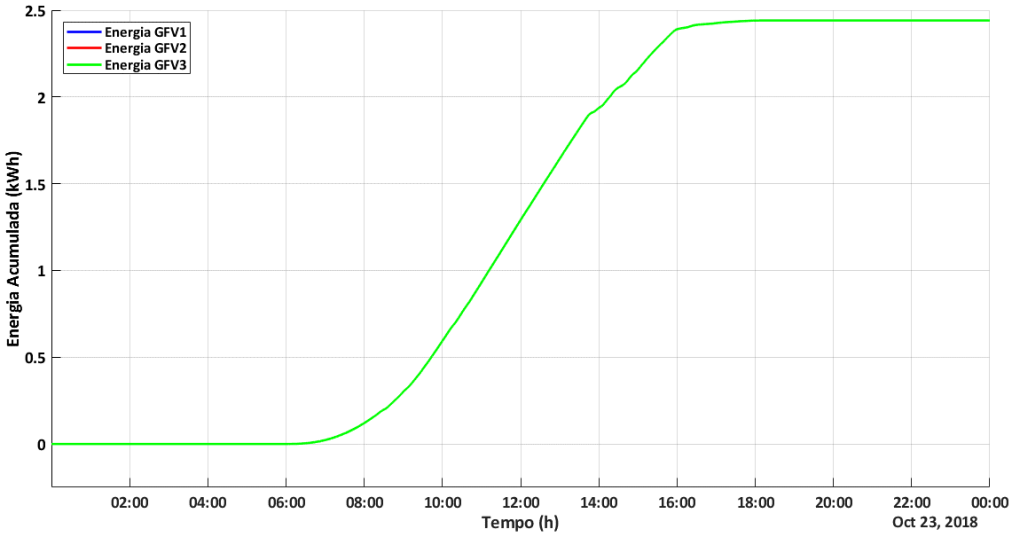
Em relação aos valores simulados de tensão no banco de baterias, percebe-se que apesar do perfil do comportamento ao longo do dia ser similar, há uma diferença considerável em comparação aos valores medidos, principalmente na região de maior carregamento das baterias. Outro comportamento a ser observado é que na simulação para o BB1 e o BB2 tem-se que há o corte de cargas por parte do controlador de carga no final do dia, levando a corrente do BB à zero. Em relação aos dados monitorados, esta condição de corte de carga ocorreu apenas para o BB3. Uma vez que na simulação todos os BBs são retirados da rede por ação do controlador de carga, a rede torna-se completamente desenergizada, desligando-se todos os BCs, o que não ocorreu na realidade conforme dados de medição.

Em relação ao perfil de geração dos GFVs, tem-se uma boa reprodução da potência produzida pela geração FV, sendo as maiores diferenças observadas entre as 15 h e 16 h, em que os resultados e simulação para o GFV2 e GFV3 apresentaram valores bastante superiores aos dados de medição. Isto ocorre devido ao sombreamento que ocorre no período da tarde nos geradores, conforme pode ser observado na Figura 4.13. Percebe-se que o sombreamento ocorre da direita para a esquerda, sendo o GFV3 o mais prejudicado, seguido do GFV2. Como os efeitos de sombreamento não foram considerados no modelo utilizado para os GFVs, a redução de potência não é observada.

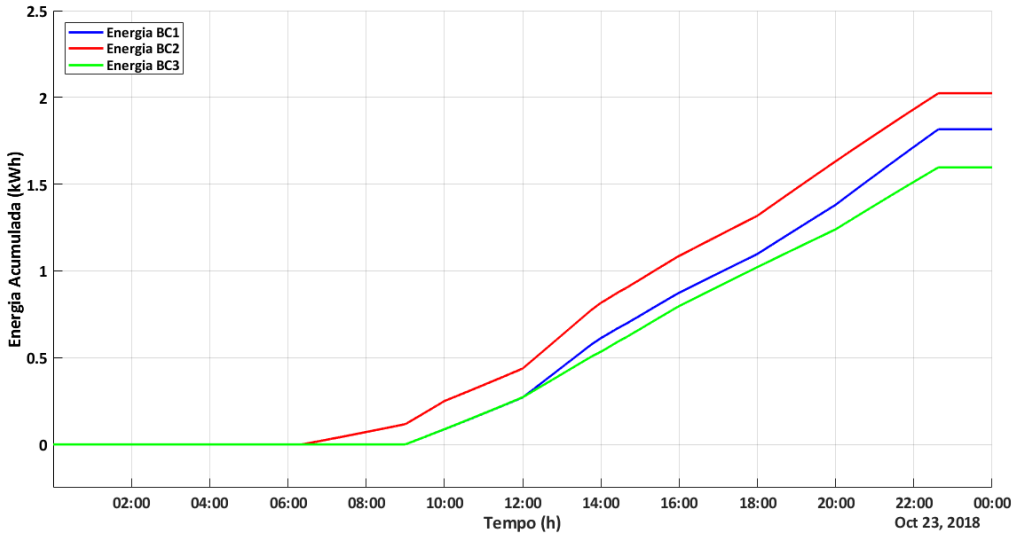
Figura 4.13 – Ocorrência de sombreamento nos GFVs.

A Figura 4.14 apresenta os valores da energia acumulada ao longo do dia, obtidos em simulação, correspondentes às energias produzidas pelos GFVs, consumidas pelos BCs e armazenadas nos BBs.

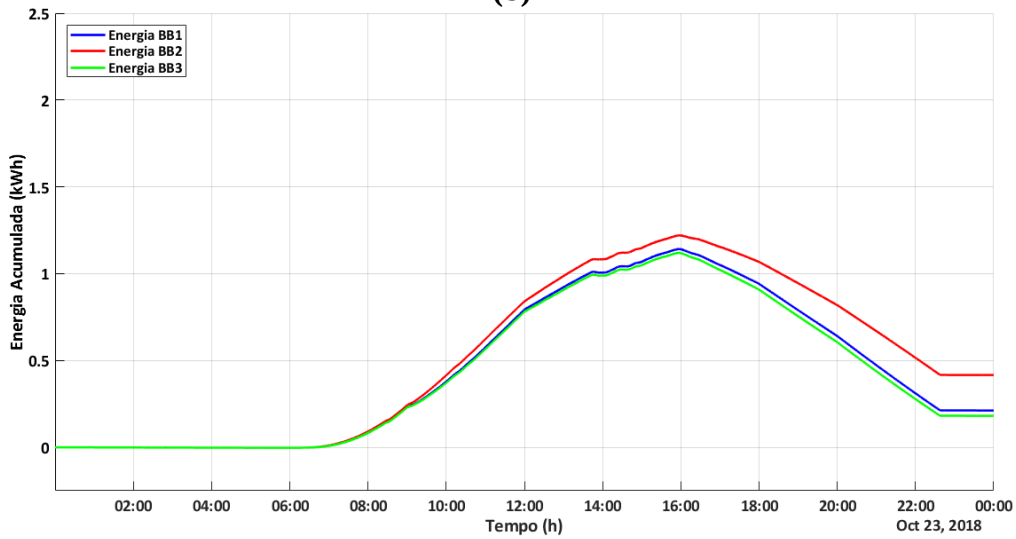
Figura 4.14 – Valores simulados de energia (a) gerada pelos GFVs, (b) consumida pelos BCs e (c) armazenada/extraída dos BBs



(a)



(b)



(c)

Em termos de energia, os valores obtidos em simulação foram penalizados por dois comportamentos observados anteriormente: a não consideração do sombreamento nos GFVs e o corte de cargas por parte de todos os SGAs. Com isso, em simulação, a energia total produzida pelos GFVs, $E_{GFV,SIM}$ = 7,32 kWh é superior ao valor medido (6,98 kWh). Além da energia total consumida pelas cargas, que é inferior na simulação: $E_{BC,SIM}$ = 5,44 kWh (E_{BC} = 6,08 kWh). Em simulação, a energia total injetada nas baterias foi de: $E_{BB,SIM}$ = 0,81 kWh (E_{BB} = 0,74 kWh). Em relação às perdas, foi observado em simulação o valor total de 1,07 kWh, muito superior ao valor medido de 0,16 kWh.

Como não ocorreu corte de geração por parte de nenhum SGA, a simulação resultou na mesma energia total produzida pelos três GFVs, uma vez que se simulou todos operando sob a mesma irradiância e temperatura, portanto as três curvas de energia dos GFVs estão sobrepostas na Figura 4.14a. Na ocorrência de limitação da geração por parte do controlador de carga,

devido ao carregamento do banco de baterias, seria possível observar diferenças entre a energia produzida pelos GFVs.

4.2 Operação do controlador de carga sem bateria

Conforme indicado na sessão de caracterização do controlador de carga, pode ocorrer uma situação de contingência em que há a perda de um banco de baterias. Foi realizado um teste da NDCC em operação considerando a perda do BB2. Neste ensaio, desconectou-se o banco de baterias do SGA2 seguindo o procedimento indicado na Figura 4.15. Ao final do procedimento, o controlador de carga está conectado apenas ao GFV e ao barramento principal da NDCC.

Para monitorar a operação, utilizou-se osciloscópio portátil de 4 canais modelo 190-204, do fabricante *Fluke*. O esquema de conexão dos canais de medição está indicado na Figura 4.16, monitorando-se a tensão e corrente do GFV e do BB nos pontos de conexão ao controlador de carga.

Figura 4.15 – Procedimento para ensaio de operação do controlador de carga sem BB.

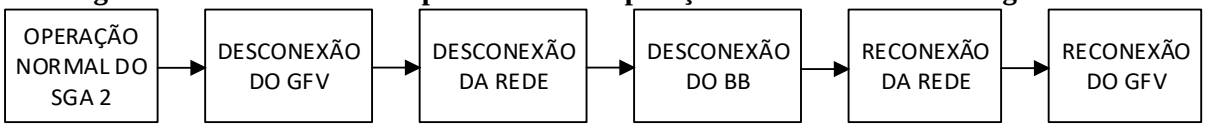
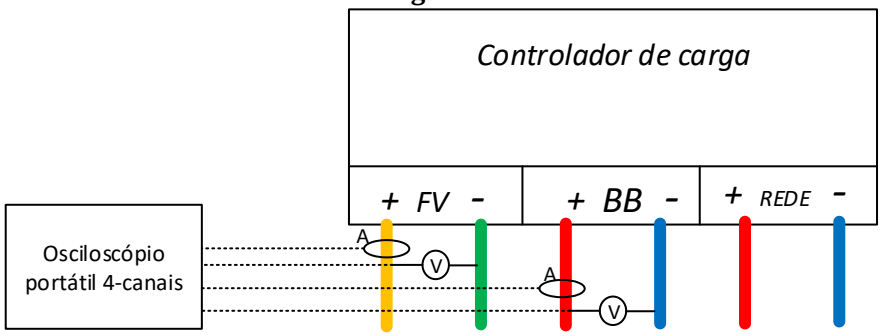
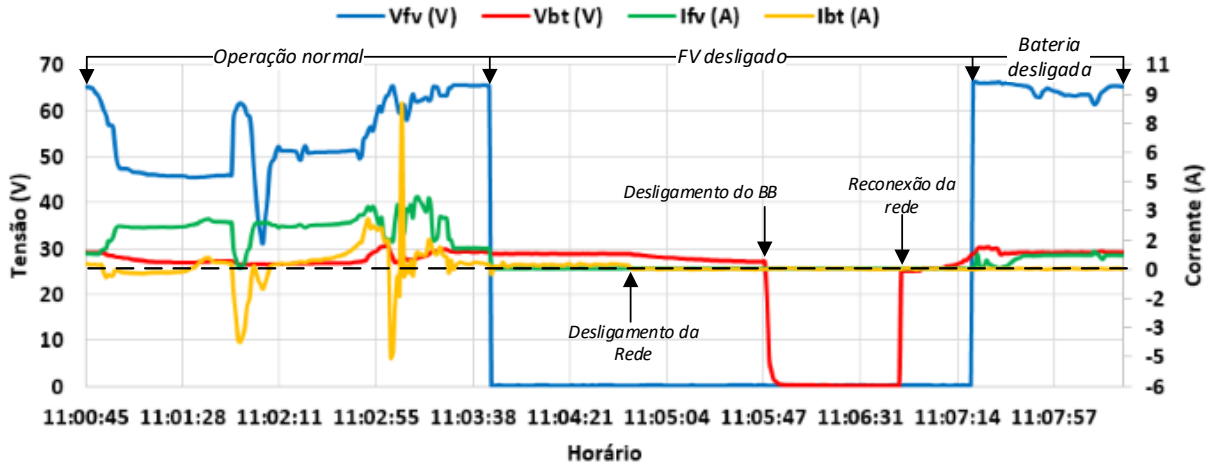


Figura 4.16 – Esquema de conexão da instrumentação para ensaio da operação do controlador de carga sem BB.



A Figura 4.17 apresenta as medições obtidas durante o ensaio. Por volta das 11h03 desconectou-se o GFV2, e em seguida, as 11h05, desconectou-se o controlador de carga da rede e logo após desligou-se o disjuntor do BB, desenergizando por completo o controlador de carga. Próximo das 11h07 é reconectada a rede, recuperando a tensão no ponto de conexão do BB – ainda que o disjuntor para conexão das baterias permaneça desligado. Em seguida, reconectou-se o GFV2, que começou a injetar corrente, elevando a tensão da NDCC. Com isso, pode-se concluir que mesmo após a desconexão do banco de baterias ainda há potência oriunda da geração FV, que está sendo injetada diretamente na NDCC.

Figura 4.17 – Ensaio de operação com controlador de carga sem BB.



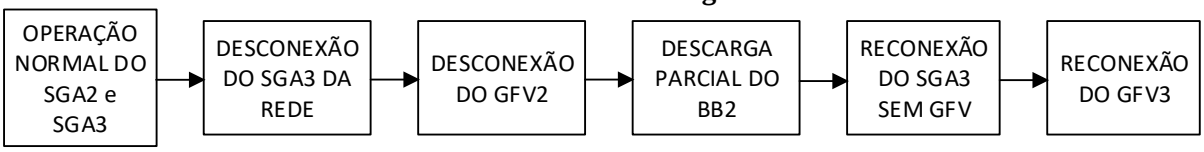
Esta capacidade do controlador de carga de operar sem um BB, desde que provida uma referência de tensão vinda da NDCC, vai além da possibilidade de continuidade do suprimento, pois permite uma maior modularidade e facilidade na expansão da capacidade de geração da rede. Por exemplo, pode-se instalar um sistema de geração sem armazenamento, de modo que a potência do GFV é injetada diretamente na rede. Esta configuração pode ser importante caso a curva de carga do sistema apresente elevada demanda nos momentos de maior geração FV. Desse modo, pode-se expandir a capacidade de geração, sem necessidade de expansão da capacidade de armazenamento.

4.3 Fluxo reverso de carregamento no controlador de carga

Outra possibilidade levantada durante o processo de caracterização do controlador de carga diz respeito ao carregamento do banco de baterias por meio da NDCC. Isto pode ocorrer em duas situações: caso haja um excedente de geração FV em determinado SGA, a potência sobressalente pode ser utilizada para carregar o banco de baterias de outro SGA pela NDCC; ainda, na ocorrência de dois BBs com diferentes estados de carga, um BB pode carregar o outro até atingir o equilíbrio entre as tensões.

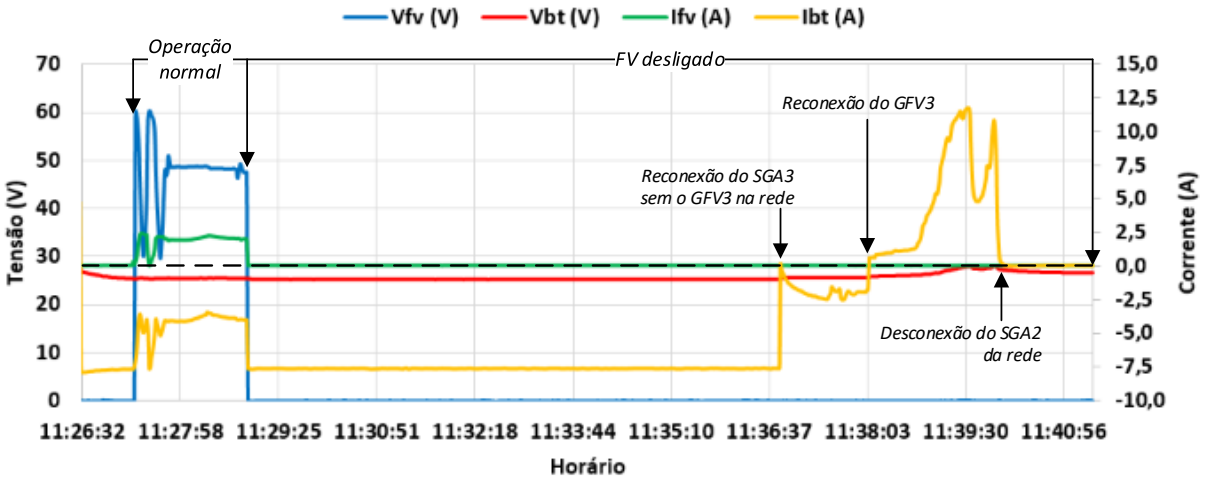
Para verificar a ocorrência destas situações, foi realizado um teste da NDCC em operação considerando a perda do GFV2. O procedimento adotado neste teste está indicado na Figura 4.18. Conforme apontado no procedimento, primeiramente descarrega-se o BB2, enquanto BB3 é mantido em carga plena. Após a descarga parcial do BB2, reconecta-se o SGA3 na rede sem o respectivo GFV, e em seguida, conecta-se o GFV. A instrumentação utilizada neste ensaio foi a mesma apresentada no item anterior, mantendo as mesmas variáveis monitoradas.

Figura 4.18 - Procedimento para ensaio de operação do fluxo reverso de carreamento no controlador de carga.



A Figura 4.19 apresenta as medições obtidas durante o ensaio. Por volta das 11h29 desligou-se o GFV2 e o SGA3 da rede, o SGA1 permaneceu desconectado durante todo o ensaio. Com isso, apenas o BB2 foi responsável pelo atendimento das cargas, descarregando com uma corrente aproximada de 7,5 A. Pouco depois das 11h36 reconectou-se o SGA3 na rede – mantendo os GFV2 e GFV3 desconectados; percebe-se que há uma redução na corrente de descarga do BB2, devido à contribuição do SGA3. Às 11h38 reconectou-se o GFV3, que que passou a injetar potência na rede, gerando um excedente de potência que foi utilizado para carregar o BB associado ao SGA2. Durante o período monitorado, chegou-se a uma corrente de carregamento do BB2 via NDCC próxima de 12,5 A.

Figura 4.19 – Ensaio de operação do fluxo reverso de carregamento no controlador de carga.



Nota-se que há benefícios do ponto de vista da qualidade da energia na rede associados a este comportamento de carga do BB via NDCC. Como um BB pode carregar outro BB, tem-se que as tensões nos BBs tendem a ser iguais, principalmente em condições de carga leve. Além disso, com a possibilidade de utilizar um GFV em outro ponto da rede para carregar o BB, tem-se uma redução da limitação da GFV que pode ocorrer caso o BB de um SGA esteja com carga plena. Logo, com esta configuração, um BB descarregado comporta-se como uma carga na rede.

Por outro lado, em termos de eficiência energética, este comportamento pode não ser o mais recomendado. Dado que a eficiência de carga e descarga das baterias não é unitária, utilizar a energia disponível em um BB para carregar outro BB pode representar um desperdício de

energia. Além disso, as perdas na rede de distribuição podem ser consideráveis a depender das distâncias entre os BBs, e podem ser evitadas caso o carregamento do BB seja efetuado apenas pelo GFV associado ao respectivo SGA.

Dadas as pequenas distâncias da NDCC implementada em laboratório, as perdas associadas a este comportamento são pouco significativas, ainda mais que, em operação normal, a diferença entre as tensões dos BBs não são expressivas. Assim, a corrente de carregamento entre os BBs é reduzida e, por consequência, as perdas por efeito joule na rede de distribuição são reduzidas. Portanto, conclui-se que este comportamento do controlador de carga é adequado e benéfico à operação do sistema.

CONCLUSÃO

A nanorrede c.c. desenvolvida e instalada no laboratório do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas – GEDAE/UFPA mostrou-se adequada para o atendimento das cargas propostas, desde que respeitando-se as limitações do sistema de armazenamento e geração fotovoltaica.

Do ponto de vista energético, obteve-se para um dia típico de operação uma eficiência da rede de distribuição para atendimento às cargas superior a 97 %. Ou seja, menos que 3 % da energia produzida neste dia foi dissipada na rede de distribuição e nos controladores de carga (na etapa de conversão c.c.-c.c.).

Em relação à qualidade de energia no atendimento às cargas, verificou-se prioritariamente a qualidade da tensão nas barras de carga do sistema. Durante um dia típico de operação, a tensão variou em uma faixa de 26,45 V a 22 V (1,10 p.u. a 0,92 p.u., dada a tensão nominal de operação de 24 V). Esta variação é característica da configuração utilizada para formar a NDCC: a conexão dos bancos de baterias em paralelo em diferentes pontos da rede, sem qualquer regulação ativa de tensão no barramento. Desse modo, a tensão no barramento c.c. é função da tensão nos bancos de baterias, que varia ao longo do dia com o estado de carga, temperatura, condições de carregamento da rede e geração FV.

A variação de tensão observada nas barras de cargas influencia diretamente na operação das cargas utilizadas: alteração perceptível na capacidade de iluminação das lâmpadas incandescentes e na capacidade de ventilação dos ventiladores. Contudo, durante todo o período de operação da NDCC, não foram verificados problemas de queima destes equipamentos devido à esta variação.

Foi verificado experimentalmente que a topologia dos controladores de carga implementados permite a ocorrência de duas situações não usuais que podem ter um impacto positivo na operação de uma NDCC: a operação de um gerador FV sem estar necessariamente associado à um banco de baterias (operação sem sistema de armazenamento) e o carregamento de um banco de baterias por meio da NDCC, denominado de fluxo reverso no controlador de cargas (operação sem sistema de geração).

Em relação aos dispositivos de proteção, foi observada a atuação dos disjuntores c.c. em situações de curto-circuito nos bancos de cargas e no controlador de cargas. Contudo, durante todo o período de operação da NDCC, houve a necessidade de troca de dois disjuntores após sua atuação, uma vez que não voltaram a armar após a eliminação do curto-circuito. É importante destacar, contudo, que os disjuntores implementados são de custo reduzido se

comparados a outros disponíveis no mercado nacional de fabricantes tradicionais. Além disso, eles não são certificados pelos órgãos responsáveis no país.

A partir da modelagem estática desenvolvida pôde-se atestar a capacidade da rede em atender as cargas em diversas condições de carregamento e tensão nos bancos de baterias, de modo que em todos os ensaios realizados as tensões nos três bancos de cargas obtidas por meio de simulação estiveram próximas dos valores experimentais (diferença menor que 5 %).

Com a modelagem dinâmica desenvolvida, pode-se prever o comportamento da NDCC ao longo do dia, considerando as variações na disponibilidade do recurso solar e na demanda dos bancos de cargas. A exatidão da simulação contudo, apresenta deficiências associadas, principalmente, à modelagem dos bancos de baterias. Propõe-se, portanto, o refinamento na obtenção dos parâmetros específicos para cada banco de baterias, afim de obter melhores resultados na simulação.

Uma das maiores dificuldades no desenvolvimento deste trabalho esteve associada à implementação do sistema de medição. O grande número de pontos de medição de tensão e corrente que devem ser monitorados simultaneamente ao longo do dia tornou o desenvolvimento do sistema de medição bastante complexo. Além disso, como os valores de tensão e corrente monitorados são relativamente baixos, pequenos erros de leitura na amostragem das grandezas elétricas podem representar diferenças significativas na avaliação da operação do sistema. Por exemplo, um erro de medição na ordem de 100 mV (menos que 0,5 %, considerando a tensão nominal de 24 V), pode representar uma diferença na atuação ou não de um controlador de carga. Neste sentido, considera-se que a melhoria da instrumentação utilizada na aquisição de dados de operação da NDCC é imprescindível para melhor acompanhamento da operação e dar continuidade aos trabalhos que vem sendo desenvolvidos.

É importante ressaltar as dificuldades associadas à utilização de bancos de baterias com vida útil comprometida, o que penalizou a utilização dos bancos de cargas com perfis de maior consumo. Além disso, as diferenças nas curvas de descarga entre baterias de um mesmo banco tornou difícil a modelagem do sistema de armazenamento. A caracterização em bancada das curvas de carga e descarga dos bancos de baterias foi importante para atestar o elevado estado de degradação das baterias utilizadas.

A estrutura experimental desenvolvida neste trabalho é uma importante ferramenta para estudos de nanorredes c.c., possibilitando a utilização de equipamentos comerciais para o desenvolvimento da rede. Diversos estudos mais aprofundados podem ser realizados, como avaliação da qualidade de energia no atendimento de diferentes cargas, avaliação de dispositivos de proteção e avaliação de topologias de conversores.

Com base no que foi desenvolvido neste trabalho, propõe-se os seguintes temas para continuidade e aprofundamento da pesquisa na área:

- Aprimoramento da metodologia de fluxo de carga para considerar a geração FV;
- Melhorar a qualidade e confiabilidade da medição;
- Avaliar outros tipos e tecnologias de baterias;
- Avaliar outros níveis de tensão no barramento c.c. principal;
- Utilizar outras cargas, conectadas diretamente ao barramento c.c. ou utilizando conversores: como freezer, televisão, máquina de bater açaí, etc;
- Investigar o efeito de correntes circulantes no controlador de carga utilizado, bem como outros efeitos associados ao paralelismo dos conversores na rede.

PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO

Publicação em revista tipo magazine

TORRES, P. F.; VIEIRA FILHO, J. A. A. ; CHAAR JUNIOR, V. L. ; ARAUJO, L. F. ; WILLIAMSON, S. J. ; GALHARDO, M. A. B. ; PINHO, J. T. ; MACÊDO, W. N.; "Simulação de fluxo de carga em uma microrrede em corrente contínua alimentada por sistemas fotovoltaicos e baterias para atendimento de pequenas comunidades isoladas". In. Revista Fotovolt. Mar./2019.

Publicações em anais de congressos

TORRES, P. F.; VIEIRA FILHO, J. A. A. ; CHAAR JUNIOR, V. L. ; ARAUJO, L. F. ; WILLIAMSON, S. J. ; GALHARDO, M. A. B. ; PINHO, J. T. ; MACÊDO, Wilson N. . LOAD FLOW SIMULATION OF A LOW-VOLTAGE PV-BATTERY BASED DC MICROGRID TO SUPPLY SMALL ISOLATED COMMUNITIES. In: **European PV Solar Energy Conference and Exhibition**, 2018, Brussels. EU PVSEC Proceedings, 2018. v. 35. p. 1636-1640.

TORRES, P. F.; VIEIRA FILHO, J. A. A. ; WILLIAMSON, S. J. ; PINHO, J. T. ; GALHARDO, M. A. B. ; MACÊDO, Wilson N. . Concepção de estrutura laboratorial para realização de estudos em microrrede em corrente contínua de baixa tensão. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2018, Gramado.

Artigo submetido em revisão

TORRES, P. F.; COSTA, T. O.; ARAÚJO, L. F.; VIEIRA FILHO, J. A. A. ; WILLIAMSON, S. J.; MACÊDO, W. N.**.** Solar Photovoltaic-based DC Nanogrid Testing under Real-World Operating Conditions. Resumo submetido ao **10th International Conference on Power Electronics, Machines and Drives.** 2020.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALUBAR. Catálogo Técnico Condutores Elétricos de Alumínio. , 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL 493/2012**. 2012.

ANEEL. Aprenda a calcular o consumo de seu aparelho e economize energia. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4101&id_area=90>. Acesso em: 23/7/2019.

ARDA POWER. EV Charging DC Microgrids Lift Off in North America with Phase 2 of ARDA Power's Burlington DC Microgrid Project. Disponível em: <http://www.ardapower.com/2/post/2018/12/ev-charging-dc-microgrid-burlington-phase-2.html>. Acesso em: 24/7/2019.

ARIZA CHACÓN, H.; BANGUERO, E.; CORRECHER, A.; PÉREZ-NAVARRO, Á.; MORANT, F. Modelling, Parameter Identification, and Experimental Validation of a Lead Acid Battery Bank Using Evolutionary Algorithms. **Energies**, v. 11, n. 9, p. 2361, 2018.

AUGUSTINE, S.; MISHRA, M. K.; LAKSHMINARASAMMA, N. Adaptive Droop Control Strategy for Load Sharing and Circulating Current Minimization in Low-Voltage Standalone DC Microgrid. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 1, p. 132–141, 2015.

BADEDA, J.; HUCK, M.; SAUER, D. U.; KABZINSKI, J.; WIRTH, J. Basics of lead–acid battery modelling and simulation. **Lead-Acid Batteries for Future Automobiles**. p.463–507, 2017. Elsevier. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780444637000000167>. Acesso em: 7/8/2019.

BLAIFI, S.; MOULAHOUM, S.; COLAK, I.; MERROUCHE, W. An enhanced dynamic model of battery using genetic algorithm suitable for photovoltaic applications. **Applied Energy**, v. 169, p. 888–898, 2016.

BRITO, T. R. **Medição de módulos fotovoltaicos a sol-real por meio de duas cargas capacitivas**, 2018. Dissertação de Mestrado, Belém, Brasil: Universidade Federal do Pará.

COPETTI, J. B.; LORENZO, E.; CHENLO, F. A general battery model for PV system simulation. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 1, n. 4, p. 283–292, 1993.

DASTGEER, F.; GELANI, H. E.; ANEES, H. M.; PARACHA, Z. J.; KALAM, A. Analyses of efficiency/energy-savings of DC power distribution systems/microgrids: Past, present and future. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 104, p. 89–100, 2019.

DÍAZ, E. R.; SU, X.; SAVAGHEBI, M.; et al. Intelligent DC Microgrid living Laboratories - A Chinese-Danish cooperation project. 2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM). **Anais...** . p.365–370, 2015.

ELSAYED, A. T.; MOHAMED, A. A.; MOHAMMED, O. A. DC microgrids and distribution systems: An overview. **Electric Power Systems Research**, v. 119, p. 407–417, 2015.

EPE. **Balanço Energético Nacional: Relatório Síntese 2017**. 2018.

EUROPEAN COMISSION. The Low Voltage Directive (LVD). Disponível em: <https://ec.europa.eu/growth/sectors/electrical-engineering/lvd-directive_en>. Acesso em: 23/7/2019.

FARHADI, M.; MOHAMMED, O. A. Protection of multi-terminal and distributed DC systems: Design challenges and techniques. **Electric Power Systems Research**, v. 143, p. 715–727, 2017.

FAROOQ, R.; MATEEN, L.; AHMAD, M.; et al. Smart DC microgrids: Modeling and power flow analysis of a DC Microgrid for off-grid and weak-grid connected communities. 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). **Anais...** . p.1–6, 2014. Hong Kong: IEEE. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7066139/>. Acesso em: 3/8/2019.

FERREIRA, A. C. **Modelagem e simulação da operação de sistemas de geração com fontes renováveis de energia suprindo minirrede de distribuição**, 2018. Dissertação de Mestrado, Belém, Brasil: Universidade Federal do Pará.

FLEISCHER, K.; MUNNINGS, R. S. Power systems analysis for direct current (DC) distribution systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 32, n. 5, p. 982–989, 1996.

FREGOSI, D.; RAVULA, S.; BRHLIK, D.; et al. A comparative study of DC and AC microgrids in commercial buildings across different climates and operating profiles. 2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM). **Anais...** . p.159–164, 2015.

GARCHE, J.; DYER, C. K.; MOSELEY, P. T.; et al. **Encyclopedia of Electrochemical Power Sources**. Newnes, 2013.

GUASCH, D.; SILVESTRE, S. Dynamic battery model for photovoltaic applications. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 11, n. 3, p. 193–206, 2003.

HUGHES, T. P. **Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930**. JHU Press, 1993.

INEE. O que é Eficiência Energética. Disponível em: <http://www.inee.org.br/eficiencia_o_que_eh.asp?Cat=eficiencia>. Acesso em: 14/8/2019.

INMETRO. **Portaria INMETRO 004/2011**. 2011.

JAYARATHNA, C.; BINDUHEWA, P.; EKANAYAKE, J.; WU, J. Load flow analysis of low voltage dc networks with photovoltaic. 2014 9th International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS). **Anais...** . p.1–6, 2014. Gwalior, India: IEEE. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7036566/>. Acesso em: 3/8/2019.

JHUNJHUNWALA, A.; LOLLA, A.; KAUR, P. Solar-dc Microgrid for Indian Homes: A Transforming Power Scenario. **IEEE Electrification Magazine**, v. 4, n. 2, p. 10–19, 2016.

JORDEHI, A. R. Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 61, p. 354–371, 2016.

KADAVELUGU, A.; SURYANARAYANA, H.; LIU, L.; et al. A simple and accurate efficiency measurement method for power converters. 2017 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). **Anais...** . p.3265–3270, 2017. Tampa, FL, USA: IEEE. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7931165/>. Acesso em: 23/7/2019.

KUMAR, D.; ZARE, F.; GHOSH, A. DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications, and Standardizations Aspects. **IEEE Access**, v. 5, p. 12230–12256, 2017.

LANA, A. **LVDC power distribution system: computational modelling**, 15. ago. 2014. Tese de Doutorado, Lappeenranta University of Technology. Disponível em: <http://lutpub.lut.fi/handle/10024/98647>. Acesso em: 23/7/2019.

LANA, A.; KAIPIA, T.; PARTANEN, J. ON DIMENSIONING LVDC NETWORK CAPACITANCIES AND IMPACT ON POWER LOSSES. , , n. 1099, p. 4, 2011.

LAUDANI, G. A. **LVDC electrical distribution in modern buildings**, jul. 2017. Dissertação de Mestrado, Londres, Reino Unido: Imperial College London. Disponível em: <http://spiral.imperial.ac.uk/handle/10044/1/58952>. Acesso em: 23/7/2019.

LEM. Folha de Dados Transdutor LV 20-P. , 2012.

LEM. Folha de Dados Transdutor HAS 50-S. , 30. maio 2015.

MENG, L.; SHAFIEE, Q.; FERRARI TRECATE, G.; et al. Review on Control of DC Microgrids. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, p. 1–1, 2017.

MESSENGER, R. A.; VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering, Second Edition**. CRC Press, 2003.

MISHIMA, T.; TANIGUCHI, I.; TAMAKI, H.; et al. A Verification of High-efficiency DC Micro-grid Power Systems with High-performance Power Converters and Energy Management Strategy. **Procedia Technology**, International workshop on Innovations in Information and Communication Science and Technology, IICST 2014, 3-5 September 2014, Warsaw, Poland., v. 18, p. 47–52, 2014.

MOHAMMADI, J.; AJAEI, F. B.; STEVENS, G. DC microgrid grounding strategies. 2018 IEEE/IAS 54th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS). **Anais...** . p.1–6, 2018. Niagara Falls, ON: IEEE. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8369995/>. Acesso em: 23/7/2019.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. **NFPA NEC (2011): National Electrical Code**. 2011.

NEXTEKPOWER. Fort Belvoir Direct Coupling® DC Microgrid. Disponível em: <https://www.nextekpower.com/fort-belvoir-direct-coupling-dc-microgrid>. Acesso em: 24/7/2019.

OPTIMA BATTERIES. Folha de Dados Bateria BLUETOP D27M. , 2014. Acesso em: 20/7/2019.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2º ed. São José dos Campos, Brasil: INPE, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2º ed. 2014.

RAZAVI, S.-E.; RAHIMI, E.; JAVADI, M. S.; et al. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 105, p. 157–167, 2019.

REN21. RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2019>. Acesso em: 23/7/2019.

RODRIGUES, M. DE J. DOS S. **Avaliação Teórica e Experimental de Geradores Fotovoltaicos sob Diferentes Condições de Sombreamento**, 10. ago. 2017. Dissertação de Mestrado, Belém, Brasil: Universidade Federal do Pará.

RODRIGUEZ-DIAZ, E.; SAVAGHEBI, M.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. An overview of low voltage DC distribution systems for residential applications. 2015 IEEE 5th International Conference on Consumer Electronics - Berlin (ICCE-Berlin). **Anais...** . p.318–

322, 2015. Berlin, Germany: IEEE. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7391268/>. Acesso em: 23/7/2019.

SHOCKLEY, W. The theory of p-n junctions in semiconductors and p-n junction transistors. **Bell System Technical Journal**, , n. 28: 3, p. 435–489, 1949.

SINGH, B.; MUKHERJEE, V.; TIWARI, P. A survey on impact assessment of DG and FACTS controllers in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 846–882, 2015.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, v. 34, n. 1, p. 23–29, 2009.

TAN, K.; HUANG, A. Q.; MARTIN, A. Development of solid state arc-free socket for DC distribution system. 2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC 2014. **Anais...** . p.2300–2305, 2014. Fort Worth, TX, USA: IEEE. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6803624/>. Acesso em: 23/7/2019.

TON, D. T.; SMITH, M. A. The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. **The Electricity Journal**, v. 25, n. 8, p. 84–94, 2012.

TSAI, H.-L.; TU, C.-S.; SU, Y.-J. Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK. . p.6, 2008.

VAN DEN BROECK, G.; STUYTS, J.; DRIESEN, J. A critical review of power quality standards and definitions applied to DC microgrids. **Applied Energy**, v. 229, p. 281–288, 2018.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009.

WHAITE, S.; GRAINGER, B.; KWASINSKI, A. Power Quality in DC Power Distribution Systems and Microgrids. **Energies**, v. 8, n. 5, p. 4378–4399, 2015.

WORLEYPARSONS. WorleyParsons awarded microgrid project by the University of Toronto. Disponível em: <https://www.worleyparsons.com/news/2019/feb-toronto-microgrid-project>. Acesso em: 24/7/2019.

XIAO, W. **Photovoltaic power system: modelling, design and control**. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2017.

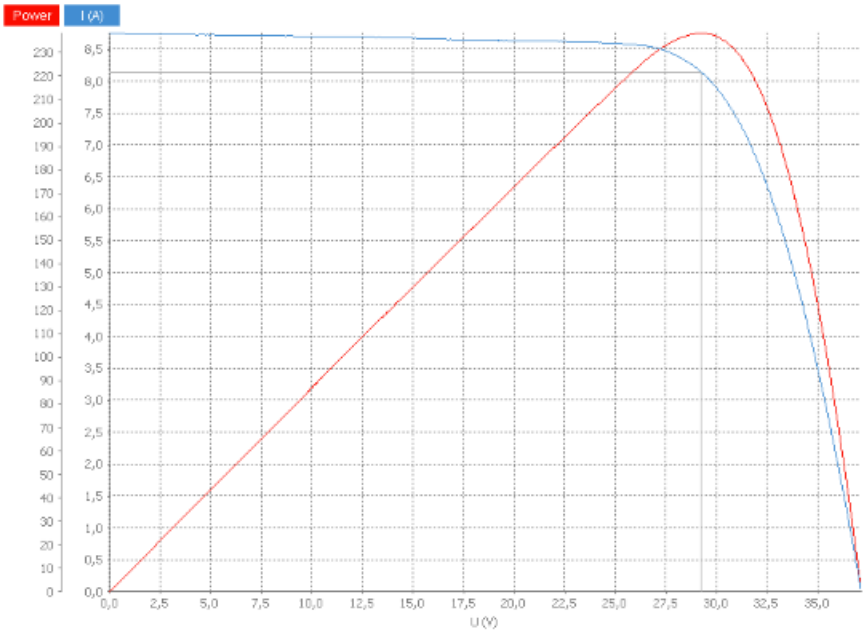
YINGLI. Folha de Dados Módulo FV YL245P-29b. , 2014. Acesso em: 24/7/2019.

ZHANG, F.; MENG, C.; YANG, Y.; et al. Advantages and challenges of DC microgrid for commercial building a case study from Xiamen university DC microgrid. 2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM). **Anais...** . p.355–358, 2015.

ANEXO I

Ensaio em simulador solar de um módulo utilizado na NDCC.

Operator	SOLAR TESTE	Measurement	2019/06/24 17.11.54
PASAN Tester version	R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)		



YL245p-29b			
Manufacturer	Yingli Solar	Type	policistralin
Serial number	124305021064	Configuration DUT	Module
Single cell area	240.25 cm²	DUT area	16335.00 cm²
Cells in series	60	Cells in parallel	1

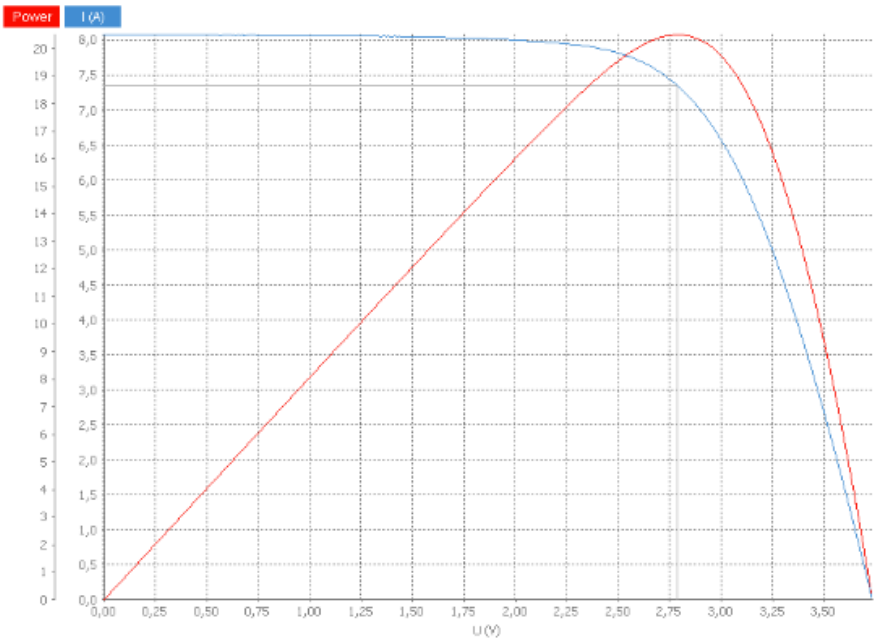
Mono + th			Irradiance Channel 1
Serial number	370		
Sensitivity	128.700 mV/(kW/m²)	Temperature coefficient	0.00 %/°C

direto-YL245p-29b			Irradiance Channel 1
Monitor cell temperature	25.07 °C	Fill factor	73.10 %
DUT temperature	25.78 °C	Cell efficiency	16.53 %
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.59 %
Gavg	999.90 W/m²		
GstdDev	0.25 W/m²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m²		
Regression linear for Voc	37.208 V		
Linear regression Isc	8.760 A		
Regression linear for	0.625 Ω		
Regression linear for	176.423 Ω		
Maximum power	238.249 W		
Voltage at Maximum	29.221 V		
Current at Maximum	8.153 A		

ANEXO II

Ensaio em simulador solar de um módulo padrão utilizado na NDCC para medição de irradiância.

Operator	SOLAR TESTE	Measurement	2017/05/05 16.09.54
PASAN Tester version	R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)		



i925W-Slim			
Manufacturer	i9 Sol	Type	POLI
Serial number		Configuration DUT	Module
Single cell area	243.36 cm²	DUT area	1683.24 cm²
Cells in series	6	Cells in parallel	1
Mono + th			Irradiance Channel 1
Serial number	370		
Sensitivity	128.700 mV/(kW/m²)	Temperature coefficient	0.00 %/°C
DIRETO-i925-Slim			Irradiance Channel 1
Monitor cell temperature	25.88 °C	Fill factor	67.85 %
DUT temperature	26.31 °C	Cell efficiency	14.03 %
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	12.17 %
Gavg	1001.51 W/m²		
GstdDev	0.16 W/m²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m²		
Regression linear for Voc	3.737 V		
Linear regression Isc	8.081 A		
Regression linear for	0.088 Ω		
Regression linear for	93.164 Ω		
Maximum power	20.491 W		
Voltage at Maximum	2.788 V		
Current at Maximum	7.350 A		