



Universidade Federal do Maranhão
Centro de Ciências Exatas e Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Alyston Claydson Veríssimo do Nascimento

**Projeto, estudo e construção de uma microrrede
experimental para testes de equipamentos e
controle**

São Luís - MA
Fevereiro/2022

Alyston Claydson Veríssimo do Nascimento

**Projeto, estudo e construção de uma microrrede
experimental para testes de equipamentos e controle**

Dissertação submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como parte dos requisitos necessários para obtenção do **grau de Mestre em Engenharia Elétrica**.

Área de Concentração: Automação e Controle

Orientador: Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza Ribeiro

Coorientador: Prof. Dr. José Gomes de Matos

São Luís - MA
Fevereiro/2022

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Nascimento, Alyston Claydson Veríssimo do.

Projeto, estudo e construção de uma microrrede experimental para testes de equipamentos e controle / Alyston Claydson Veríssimo do Nascimento. - 2022. 187 p.

Coorientador(a): Prof. Dr. José Gomes de Matos.

Orientador(a): Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza Ribeiro.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2022.

1. Eletrônica de potência. 2. Geração distribuída. 3. Microrredes. I. Matos, Prof. Dr. José Gomes de. II. Ribeiro, Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza. III. Título.

Projeto, estudo e construção de uma microrrede experimental para testes de equipamentos e controle

Alyston Claydson Veríssimo do Nascimento

Dissertação apresentada em 24 de fevereiro de 2022.

Prof. Luiz Antonio de Souza Ribeiro, Dr. - UFMA
(Orientador)

Prof. José Gomes de Matos, Dr. - UFMA
(Coorientador)

Prof. José Antenor Pomilio, Dr. - UNICAMP
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr. - UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

*Dedico este trabalho à minha
esposa Liana e às minhas filhas
Alícia Cristina, Maria Eduarda
e Maria Paula*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar a Deus, por me guiar e permitir chegar até aqui.

Aos meus pais, irmã e sobrinho, por compreenderem a minha ausência, por me incentivarem, por terem confiado e investido em mim.

Em especial, à minha esposa, Liana Amaral de Melo do Nascimento, por ter me incentivado a estudar, pelo amor e carinho. Sobretudo, pela paciência e por ter entendido minha ausência durante esta caminhada.

Ao meu orientador Prof. Dr. Luiz Antonio, por sua amizade e orientação, que contribuíram para meu crescimento profissional e pessoal. Sobre tudo seu apoio, paciência e pelos seus ensinamentos.

Ao meu coorientador Prof. Dr. José Gomes, por sua paciência e ensinamentos, para toda a vida, tanto profissional como pessoal. Às minhas filhas, Maria Paula, Maria Eduarda e Alicia Cristina, por entenderem minha ausência e apoiarem meus estudos.

Aos colegas do IEE-UFMA, por ajudarem nas tarefas diárias e pelos momentos de descontração. Ao João Francisco, por ajudar na montagem e nos testes da microrrede, sempre disposto a contribuir. Em especial, a Hércules Oliveira, por compartilhar seus conhecimentos e ajudar na montagem e nos testes da microrrede do IEE-UFMA.

Aos funcionários da coordenação do PPGEE/UFMA, por darem suporte do início ao fim desta jornada, ao Sr. Alcides Martins, à Sra. Ana Castro, dentre outros.

*A sabedoria é o caminho da felicidade.
(Lilian Amaral de Melo)*

RESUMO

Resumo da Dissertação apresentada ao PPGEE/UFMA como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (Me.)

Projeto, estudo e construção de uma microrrede experimental para testes de equipamentos e controle

Alyston Claydson Veríssimo do Nascimento

Fevereiro/2022

Orientador: Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza Ribeiro

Coorientador: Prof. Dr. José Gomes de Matos

Devido ao aumento do interesse do uso de fontes de energia renováveis, as pesquisas têm sido impulsionadas para viabilizar e integrar às matrizes energéticas os diversos sistemas de geração de energia elétrica. Nesse contexto, as microrredes têm sido largamente estudadas e implementadas. Isso se deve à flexibilidade em relação aos campos de aplicação, podendo serem compostas por fontes dos tipos solar, eólica, geração à Diesel, além de, geralmente, serem construídas considerando os sistemas de armazenamento. Os controles de uma microrrede têm a finalidade de atender às premissas do projeto conceitual no que se refere ao sistema de gerenciamento global, sendo essenciais para o fornecimento contínuo de energia elétrica. Eles são importantes para coordenar as fontes de geração, renováveis ou despacháveis, o sistema de armazenamento e os conversores de potência. Em geral, esses controles são implementados em Controladores Programáveis para Automação, do inglês, *Programmable Automation Controllers* (PAC). Todo o controle da microrrede é implementado no PAC, o qual estabelece comunicação com todos os componentes da microrrede que devem ser controlados. Além das estratégias de controle, uma das dificultadas no desenvolvimento e implementação de uma microrrede é o sistema comunicação. Isso se deve ao fato de que os diversos componentes que a compõem podem ser de diferentes fabricantes. Devido a isso, os protocolos de comunicação e *hardware* dos equipamentos são os mais diversos. Nesse contexto, este trabalho teve como foco de estudo a implementação de uma microrrede, assim como o desenvolvimento de estratégias de controle para aplicações no gerenciamento e monitoramento do sistema. Uma dessas estratégias implementadas se baseou em uma solução para o carregamento do banco de baterias a partir de uma fonte despachável, considerando a dinâmica de uma microrrede desconectada da rede da concessionária. Além disso, fez parte dos objetivos o estudo e o desenvolvimento de *hardware* e *software* de baixo custo, preferencialmente, usando do tipo *open source*, a partir dos quais foi possível propor soluções de integração de dispositivos de comunicação não padronizados. Como forma de se validar esta pesquisa, o sistema de comunicação e as estratégias de controle e gerenciamento da

microrrede foram testados em uma microrrede real, a saber, a instalada em Ilha Grande. Além disso, foi construída no Instituto de Energia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão (IEE-UFMA) toda a infraestrutura de comunicação, bem como foi instalado o PAC, os conversores de potência, os painéis solares, um emulador de rede, um banco de baterias e um conversor bidirecional para o funcionamento de uma microrrede experimental. Um dos objetivos pretendidos com essa microrrede é permitir e disponibilizar futuras pesquisas para o grupo de alunos e professores do IEE-UFMA.

Palavras-chave: geração distribuída; microrredes; eletrônica de potência.

ABSTRACT

Abstract of Dissertation presented to PPGEE/UFMA as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

Design, study and construction of an experimental microgrid for equipment testing and control

Alyston Claydson Veríssimo do Nascimento

February/2022

Advisor: Prof. Ph.D. Luiz Antonio de Souza Ribeiro

Co-Advisor: Prof. Ph.D. José Gomes de Matos

Since the increasing interest in the use of renewable energy sources, several researches have been carried out to enable and integrate the various systems of electric energy generation into the grid. In this context, microgrids have been widely studied and implemented. This is due to the flexibility regarding the fields of application, which can be composed of power sources such as solar, wind, diesel generation, and to generally composed of energy storage systems. The controls of a microgrid are intended to meet the conceptual design assumptions regarding the global management system, being essential for the continuous supply of electrical energy. They are important for coordinating the power sources, renewable or dispatchable, the storage system, and the power converters. In general, these controls are implemented in Programmable Automation Controllers (PAC). All microgrid control is implemented in the PAC, which establishes communication with all microgrid components that must be controlled. In addition to control strategies, one of the difficulties in developing and implementing a microgrid is the communication system. This is due to the fact that the various components composing it may come from different manufacturers. Outing to this, the communication protocols and hardware of the equipment are the most diverse. In this context, this work focused on the study and implementation of a microgrid, as well as the development of control strategies for applications in system management and monitoring. One of the implemented strategies was based on a solution for charging the battery bank from a dispatchable source, taking into account the dynamics of a microgrid disconnected from the utility grid. Furthermore, the study and development of low-cost hardware and software, such as open-source, from which it was possible to propose solutions for integrating non-standard communication. In order to validate this research, the communication system, and the microgrid control and management strategies were tested in a real microgrid, namely the one installed in Ilha Grande. Also, the entire communication infrastructure was built at the Electric Energy Institute of the Federal University of Maranhão (IEE-UFMA), as well as the PAC, power converters, solar panels, a network emulator, a bank of batteries and a

bidirectional converter for the operation of an experimental microgrid. One of the intended objectives with this micro-network is to allow and make future research available to the group of students and professors at the IEE-UFMA.

Keywords: distributed generation; microgrids; power electronics.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Topologia de uma microrrede.	38
Figura 2.2 – Sistema de Geração Centralizado.	39
Figura 2.3 – Sistema de Geração Distribuída.	40
Figura 2.4 – Classificação das microrredes baseada no tipo de energia (CA ou CC).	43
Figura 2.5 – Conversor de dois estágios.	44
Figura 2.6 – Estrutura funcional do sistema de controle de uma microrrede.	47
Figura 2.7 – Relações entre os níveis da estrutura funcional do sistema de controle de uma microrrede.	48
Figura 2.8 – Estrutura em blocos e camadas do sistema de controle de uma microrrede.	50
Figura 2.9 – Circuito equivalente de um gerador síncrono em paralelo com a rede.	55
Figura 2.10–Fasores de Tensão do Gerador.	56
Figura 2.11–Modelo das Camadas de Protocolos do Modelo OSI.	62
Figura 2.12–Hierarquia de protocolos do <i>Modbus</i>	63
Figura 2.13–Pilha de protocolos EtherNet/IP comparado com o modelo OSI.	66
Figura 2.14–Símbolo do <i>Raspberry Pi</i>	68
Figura 2.15– <i>Raspberry Pi</i> 3 B 2Gb.	69
Figura 2.16–Exemplo de fluxo de dados <i>Node-RED</i>	70
Figura 2.17–Diagrama das camadas do <i>software InfluxData</i>	72
Figura 2.18–Exemplo de tela de Informações em tempo real da Microrrede-IEE usando <i>InfluxData</i>	72
Figura 3.1 – Diagrama de blocos mostrando o fluxo de energia em um CAR.	78
Figura 3.2 – Representação idealizada de um conversor alimentador de rede operando como fonte de corrente controlada.	79
Figura 3.3 – Exemplo de diagrama de controle da corrente injetada de CAR.	80
Figura 3.4 – Representação idealizada de um conversor formador de rede operando como fonte de tensão controlada.	80
Figura 3.5 – Diagrama de controle típico do conversor formador de rede Bidirecional.	81
Figura 3.6 – Diagrama de blocos de um conversor formador de rede bidirecional.	82
Figura 3.7 – Diagrama de blocos do controle do CSR operando como fonte de corrente.	83
Figura 3.8 – Diagrama de blocos do controle do CSR operando como fonte de tensão.	83

Figura 3.9 – Divisão da carga entre 02 conversores fonte de tensão em paralelo numa rede de baixa tensão.	84
Figura 3.10–Curvas de controle <i>droop</i> de um inversor bidirecional.	86
Figura 4.1 – Diagrama de blocos simplificado da microrrede experimental IEE-UFMA.	88
Figura 4.2 – Desenho de conexão da rede de comunicação da microrrede.	89
Figura 4.3 – PAC modelo <i>CompactLogix 1769-L18ERM-BB1B Allen-Bradley</i> instalado na microrrede IEE-UFMA.	91
Figura 4.4 – <i>PanelView 800 Allen-Bradley</i> instalado na microrrede IEE-UFMA.	92
Figura 4.5 – Telas implementadas na IHM instalada na microrrede IEE-UFMA.	93
Figura 4.6 – Diagrama de interligação rede do <i>PanelView 800</i> com <i>Compactlogix</i>	93
Figura 4.7 – Servidor de Aplicação do ScadaBR.	94
Figura 4.8 – <i>Add On Instruction</i> para implementar servidor <i>Modbus/TCP</i> no <i>CompactLogix</i>	95
Figura 4.9 – Tela do Supervisório da microrrede usando o ScadaBR.	95
Figura 4.10–Tela do <i>Bot</i> Microrrede_IEE_Bot.	96
Figura 4.11–Relé de proteção utilizado no PCC.	98
Figura 4.12–Conversor USB-RS485-WE-1800-BT.	99
Figura 4.13–Circuito elétrico que alimenta o <i>Raspberry Pi 3 B</i>	100
Figura 4.14–Painéis fotovoltaicos instalados na microrrede do IEE-UFMA.	100
Figura 4.15–Inversor Huawei modelo: SUN2000L-5KTL.	101
Figura 4.16–Diagrama de blocos circuitos de força do SUN2000L-5KTL.	101
Figura 4.17–Diagrama rede de comunicação <i>GridTie</i> com o <i>CompactLogix</i>	103
Figura 4.18–Gráfico de geração de potência ativa dos 3 inversores de painéis fotovoltaicos.103	103
Figura 4.19–Conversor bidirecional instalado na microrrede IEE-UFMA.	104
Figura 4.20–Banco de baterias (em atividade de coleta de dados de densidade de cada elemento).	106
Figura 4.21–Gerador motor a Diesel.	106
Figura 4.22–PowerCommand V3.3.	107
Figura 4.23–Módulo de controle principal MCM3320 da <i>Cummins Power Generation</i>	108
Figura 4.24–Unidades de carga eletrônica na microrrede.	108
Figura 4.25–Diagrama Elétrico da Carga <i>GreenLoad</i>	109
Figura 4.26–Tela do programa Calibrador da Carga <i>GreenLoad</i>	109
Figura 4.27–Pinagem do DB9 macho da Carga <i>GreenLoad</i>	110
Figura 4.28–Conversor RS232 para <i>Wifi</i> - Elfin-EW10.	110
Figura 4.29–Diagrama de Rede <i>CompactLogix</i> e Elfin-EW10.	111
Figura 4.30–Circuito Divisor de Tensão para atenuar a tensão na porta serial.	111
Figura 4.31–Algoritmo Comunicação Serial <i>GreenLoad</i>	113
Figura 4.32–Fluxo de dados para ler e Escrever na <i>GreenLoad</i>	113
Figura 5.1 – Microrrede isolada instalada em Ilha Grande.	115

Figura 5.2 – Gráfico do degrau em malha aberta no gerador Diesel.	120
Figura 5.3 – Diagrama de Blocos do Controlador de Potência do Gerador.	121
Figura 5.4 – Gráfico do controle de potência com erro e sem erro de regime permanente no gerador Diesel em malha fechada.	121
Figura 5.5 – Curvas de potência da carga, GMD e conversor bidirecional.	123
Figura 5.6 – Gráfico do controlador de corrente na bateria em malha fechada.	123
Figura 5.7 – Diagrama de Blocos do Controlador de Potência do GridTie.	125
Figura 5.8 – Gráfico de potência com o inversor <i>GridTie</i> injetando potência na rede CA e Gerador a Diesel desligado.	126
Figura 5.9 – Gráfico de potência com duas fontes <i>GridTie</i> e Gerador a Diesel.	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Ajustes recomendados para o sistema de proteções das microrredes.	57
Tabela 2.2 – Código de serviços do <i>Modbus</i>	64
Tabela 2.3 – Tipo de dados utilizados no protocolo <i>Modbus</i>	65
Tabela 4.1 – Especificação do conversor bidirecional.	105
Tabela 5.1 – Principais componentes da microrrede isolada da Ilha Grande.	116
Tabela 5.2 – Ganhos dos controladores para carregamento baterias com GMD.	120
Tabela 5.3 – Ganhos dos controladores para carregamento baterias com <i>GridTie</i>	124

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	<i>Alternating Current</i>
AES	<i>Advanced Encryption Standard</i>
Ah	Ampere hora
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
APDU	<i>Application Protocol Data Unit</i>
API	<i>Application Programming Interface</i>
ASCII	<i>American Standard Code for Information Interchange</i>
bash	<i>Bourne Again SHell</i>
BIT	<i>BInary digiT</i>
bps	<i>bit per second</i>
CA	Corrente Alternada
CAR	Conversor Alimentador de Rede
CC	Corrente Contínua
CERTS	<i>Consortium of Electric Reliability Technology Solutions</i>
CFR	Conversor Formador de Rede
CIP	<i>Common Industrial Protocol</i>
CPU	<i>Central Processor Unit</i>
CRC	<i>Cyclic Redundancy Check</i>
CSMA/CD	<i>Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection</i>
CSR	Conversor Suporte a Rede

CSS	<i>Cascading Style Sheets</i>
CSV	<i>Character-Separated Values</i>
DBMS	<i>Database Management System</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DER	<i>Distributed Energy Resource</i>
DES	<i>Distributed Energy Storage</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
DNP	<i>Distributed Network Protocol</i>
EIA	<i>Electronic Industries Association</i>
eIoT	<i>energy Internet of Things</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	<i>Estados Unidos da América</i>
FV	Fotovoltaico
Gb	Gigabyte
GD	Geração Distribuída
GMD	Gerador Motor Diesel
GPIO	<i>General Purpose Input Output</i>
GT	Grupo de Trabalho
GW	Gigawatts
HDLC	<i>High-Level Data Link Control</i>
HVAC	<i>Heating, Ventilation and Air Conditioning</i>
HTML	<i>HyperText Markup Language</i>
HTTP	<i>Hyper Text Transfer Protocol</i>
HTTPS	<i>Hyper Text Transfer Protocol Secure</i>
IBM	<i>International Business Machines</i>

IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEE	Instituto de Energia Elétrica
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IIoT	<i>Industrial Internet of Things</i>
IHM	Interface Homem Máquina.
IoT	<i>Internet of Things</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
KW	Potência Ativa <i>KiloWatts</i>
KVAR	Potência Reativa (<i>Kilo Volts Amperes Reativo</i>)
KVA	Potência Aparente (<i>Kilo Volts Amperes</i>)
LAN	<i>Local Area Network</i>
LCL	Filtro Indutor-Capacitor-Indutor
LFAC	<i>Line Frequency Alternating Current</i>
LRC	<i>Longitudinal Redundancy Check</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MoDiCon	<i>Modular Digital Controller</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MQTT	<i>Message Queuing Telemetry Transport</i>
MW	Megawatts
ODVA	<i>Open DeviceNet Vendor Association</i>
OS	<i>Operating System</i>
OSI	<i>Open Systems Interconnection</i>
OPC	<i>Open Platform Communications</i>
PAC	<i>Programmable Automation Controller</i>
PCC	<i>Point of Common Interconnection</i>
PLC	<i>Programmable Logic Controller</i>

PI	Controle Proporcional e Integral
PID	Controle Proporcional, Integral e Derivativo
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
POI	<i>Point Of Interconnection</i>
PPDU	<i>Presentation Protocol Data Unit</i>
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PV	Painel Fotovoltaico
QTA	Quadro de Transferência Automática
RAM	<i>Read Aleatory Memory</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RN	Resolução Normativa
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
RPi	<i>Raspberry Pi</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SD	<i>Secure Digital</i>
SFC	<i>Sequential Function Chart</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	<i>State Of Charge</i>
SPDU	<i>Section Protocol Data Unit</i>
SQL	<i>Structured Query Language</i>
SUM-32	<i>32-bit Sum Algoritm</i>
TCP/IP	<i>Transfer Control Protocol/Internet Protocol</i>
TIA	<i>Telecommunications Industry Association</i>
TPDU	<i>Transport Protocol Unit</i>
TSDB	<i>Time Series DataBase</i>

UFMA	Universidade Federal do Maranhão
USB	<i>Universal Serial Bus</i>
UWM	<i>University Wisconsin Madison</i>
VAR	Potência Reativa (<i>Volts Amperes Reativo</i>)
VA	Potência Aparente (<i>Volts Amperes</i>)
WAR	<i>Web Application Archives</i>
Wifi	<i>Wireless Fidelity</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

*	Sobrescrito que indica valor de referência (<i>Set Point</i>) de uma grandeza.
E_f	Força eletromotriz do gerador.
V_T	Tensão terminal do gerador.
ΔV	Queda de tensão na reatância de regime X_d do gerador.
I_1	Corrente injetada no sistema pela GD.
I_2	Corrente injetada pelo sistema.
δ	Ângulo formado entre a tensão do gerador(E_f) e os terminais do gerador (V_T).
δ'	Ângulo formado entre a tensão do gerador(E_f) e os terminais do gerador (V_T) após um desacoplamento de fonte.
$\Delta\delta$	Salto Vetorial: diferença entre os ângulos nos terminais do gerador quando ocorre desacoplamento de fontes $\Delta\delta = \delta' - \delta$.
P_e^*	Valor de referência da potência ativa .
Q_e^*	O valor de referência da potência reativa.
G_{pq}	Controlador de potência ativa e reativa.
Z_p	A impedância <i>shunt</i> equivalente de saída da fonte de corrente.
f_e	Frequência da rede.
W	Unidade de Potência ativa <i>Watts</i> .
V	Tensão nos terminais do conversor, em <i>Volts</i> .
P	Potência ativa medida nos terminais do conversor, em <i>W</i> .
Q	Potência reativa medida nos terminais do conversor, em <i>Var</i> .

f_0	Frequência elétrica da rede quando a potência ativa nos terminais do conversor for igual a P_0 .
V_0	Tensão nos terminais do conversor quando a potência reativa de saída do mesmo for igual a Q_0 .
k_p	Inclinação (<i>droop</i>) da curva $f \times P$, em Hz/W .
k_p	Inclinação (<i>droop</i>) da curva $V \times Q$, em V/Var .
$\frac{df}{dt}$	Taxa de variação de frequência.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	33
1.1	Introdução Geral	33
1.2	Motivação	35
1.3	Objetivos do Trabalho	35
1.3.1	Objetivo	35
1.3.2	Objetivos Específicos	35
1.4	Estrutura da Dissertação	36
2	REVISÃO DE CONCEITOS TÉCNICOS SOBRE MICRORREDES	37
2.1	Introdução	37
2.2	Microrredes e Recursos Energéticos Distribuídos	37
2.3	Componentes de uma Microrrede	41
2.4	Topologias das Microrredes	43
2.5	Controle das Microrredes	45
2.5.1	Modos de Operação da Microrrede	51
2.5.1.1	Modo Conectado à Rede Elétrica Principal	51
2.5.1.2	Modo Ilhado ou Isolado	52
2.5.1.3	Modo de Transição	52
2.5.2	Métodos de Detecção de Ilhamento	53
2.5.2.1	Técnicas de Detecção Passiva	54
2.5.2.2	Subfrequência ou Sobrefrequência	54
2.5.2.3	Subtensão ou Sobretensão	54
2.5.2.4	Salto Vetorial (<i>Vector Shift</i>)	54
2.5.2.5	Taxa de variação da frequência (<i>Rate Of Change Of Frequency, ROCOF</i>)	55
2.5.2.6	Normas sobre Detecção de Ilhamento	56
2.6	Sistemas de Armazenamento de Energia	57
2.7	Redes de Comunicação para Microrredes	58
2.7.1	Conceito <i>Open Source</i>	59
2.7.2	Comunicação em Redes de Computadores	60
2.7.3	Protocolo <i>Modbus</i>	61
2.7.3.1	Serviços disponíveis no <i>Modbus</i>	64
2.7.3.2	Dados no <i>Modbus</i>	65
2.7.4	<i>Ethernet/IP</i>	65
2.7.5	IoT/IloT	66
2.7.6	eloT	67
2.7.7	<i>Raspberry Pi</i>	67

2.7.8	<i>NodeRed</i>	68
2.8	Banco de Dados de Séries Temporal	70
2.8.1	Banco de Dados <i>InfluxDB</i>	71
2.8.1.1	Plataforma em Camadas <i>InfluxData</i>	71
2.9	Conclusões Parciais	73
3	CONVERSORES ELETRÔNICOS NAS MICRORREDES CA	75
3.1	Introdução	75
3.2	Conversor Alimentador de Rede	78
3.2.1	Controle do Conversor Alimentador de Rede	78
3.3	Conversor Formador de Rede	80
3.4	Conversor de Suporte à Rede	82
3.5	Divisão da carga entre conversores em uma microrrede com conver- sos distribuídos	83
3.6	Conclusões Parciais	85
4	MICRORREDE EXPERIMENTAL	87
4.1	Introdução	87
4.2	Considerações Gerais sobre a Microrrede IEE-UFMA	88
4.3	Dispositivos que compõem a Microrrede	90
4.3.1	Controlador Programável para Automação	90
4.3.2	Interface Homem Máquina	92
4.3.2.1	Supervisório ScadaBR	93
4.3.2.1.1	Tela de Operação do Sistema Supervisório da Microrrede	94
4.3.2.2	Algoritmo de comunicação <i>Telegram</i>	96
4.3.3	Chave PCC	97
4.3.4	<i>Gateway</i> de Comunicação	97
4.3.5	Inversores <i>GridTie</i>	99
4.3.6	Conversor Bidirecional	104
4.3.7	Banco de baterias	105
4.3.8	Gerador motor a Diesel	105
4.3.9	Carga Eletrônica	107
4.3.9.1	Comunicação com a Carga Eletrônica	109
4.3.9.2	Solução para Conexão Física da Porta Serial RS232	110
4.3.9.3	Protocolo de Comunicação Serial <i>Schneider</i>	112
4.3.9.4	Algoritmo de Comunicação da Carga <i>GreenLoad</i> via <i>NodeRed</i>	112
4.4	Conclusões Parciais	114
5	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	115
5.1	Introdução	115

5.2	Condições e Estratégias para Carregamento do Banco de Baterias .	117
5.3	Controle e Análise Somente da Operação do GMD	118
5.4	Controle e Análise da Operação do GMD com o Inversor <i>GridTie</i> .	124
5.5	Conclusões Parciais	127
6	CONCLUSÕES GERAIS, SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS E LISTA DE ARTIGOS	129
6.1	Conclusões Gerais	129
6.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	131
6.3	Lista de Artigos Técnicos Produzidos	131
REFERÊNCIAS		133
APÊNDICES		139
APÊNDICE A	– DESENHO DA MICRORREDE EXPERIMENTAL DO IEE-UFMA	141
APÊNDICE B	– DIAGRAMA DE BLOCOS PAC CONTROLE DE POTÊNCIA DO GMD	143
APÊNDICE C	– DIAGRAMA DE BLOCOS PAC CONTROLE DE POTÊNCIA DO GRIDTIE	147
APÊNDICE D	– CÓDIGO-FONTE: <i>NODE: (SEL_STRING_CARGA)</i>	149
APÊNDICE E	– CÓDIGO-FONTE: <i>NODE: SUM-32</i>	153
APÊNDICE F	– CÓDIGO-FONTE: <i>NODE: PARSER_BUFFER</i>	155
APÊNDICE G	– CÓDIGO-FONTE: <i>NODE: GERAR RESPOSTA PARA O CHARTBOT</i>	157
ANEXOS		159
ANEXO A	– PROTOCOLO COMUNICAÇÃO SERIAL DA CARGA <i>GREENLOAD</i>	161

INTRODUÇÃO

1.1 Introdução Geral

As indústrias, de uma forma geral, têm o uso de energia elétrica como fator primordial em seu processo produtivo. O crescimento industrial está fortemente ligado à disponibilidade de energia elétrica. Atualmente a produção de energia elétrica deve ser, preferencialmente, de forma sustentável com o uso de energias renováveis. No Brasil, a matriz elétrica com este tipo de característica é dominada pelas usinas hidroelétricas, com energia abundante e centralizada. Entretanto, com a desvantagem de ter necessidade do deslocamento das populações ribeirinhas para outros lugares devido a construção dos reservatórios de água e no impacto ambiental na construção das linhas de transmissão. Os novos projetos de geração de energia têm um novo patamar de avaliação, pois agora é dado uma grande ênfase para os custos e os impactos ambientais. Sempre visando custos mais baixos e com impacto ambiental reduzido ou, de preferência, sem impacto. Grandes usinas hidroelétricas são muito caras, pois precisam de grandes áreas para a construção dos reservatórios de água. Além disso, devido ao fato dessas usinas serem implementadas longe dos consumidores, os investimentos aumentam ainda mais com a construção de grandes linhas de transmissão de energia.

Nesse cenário, o novo paradigma da geração de energia é a Geração Distribuída (GD), termo utilizado para designar uma geração de energia elétrica conectada ao longo da rede de transmissão ou de distribuição de energia, instalada mais próximo aos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia.

A GD tem vantagens sobre a geração centralizada, pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas ao longo das linhas de transmissão e das redes de distribuição. Além disso, outra vantagem é que a GD não possui dependência de uma única fonte de energia. Portanto, pode aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia, uma vez que,

se uma fonte vir a falhar, o resultado não será um blecaute total dos consumidores, evitando, assim, vários transtornos à sociedade [1].

Assim como a GD, as microrredes têm revolucionado os sistemas de energia, sendo muito estudadas e utilizadas nos últimos anos. Em termos gerais, as microrredes têm a finalidade de dar maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica para os consumidores, tirando maior proveito das fontes de energia renováveis disponíveis nos locais onde são instaladas.

Embora haja várias definições de microrredes, uma referência muito utilizada na literatura é a aquela do Departamento de Energia dos Estados Unidos - DOE¹, que define uma microrrede como um grupo interconectado de cargas, dispositivos de geração distribuídos e, eventualmente, dispositivos de armazenamento de energia, localizados dentro de uma área claramente definida e que atua como uma única entidade em relação à rede principal [2].

As microrredes podem se conectar à rede elétrica convencional, se assim houver necessidade. Este modo é chamado de operação conectada. Elas também podem se desconectar da rede convencional. Geralmente isso ocorre no caso em que as condições elétricas da rede convencional não estejam momentaneamente satisfatórias, nesse caso, preservando as cargas interligadas a microrrede, ou quando o operador da microrrede intencionalmente pretende operar em modo desconectado, como para executar alguma atividade que demanda maior controle da microrrede.

Para a microrrede ser uma realidade, é necessário o uso dos conversores de energia. Os conversores de energia têm a função de converter a energia gerada a partir das fontes, renováveis ou não, e dos acumuladores de energia, considerando os padrões da rede elétrica, os quais dependem de cada país. Cada fonte de energia elétrica possui uma característica, assim, cada conversor precisa adaptar esta energia aos padrões regidos pelas normas pertinentes.

Para uma adequada implementação e um assertivo funcionamento da microrrede, é necessário elaborar um projeto preliminar para o desenvolvimento correto do estudo e da aplicação das estratégias de controle de microrredes, da infraestrutura de comunicação, dos dispositivos que compõem a microrrede e das escolhas dos tipos fontes de geração. Tendo como base toda essa contextualização, os projetos teórico e experimental para a construção de uma microrrede, no que se refere aos estudos sobre as topologias de microrredes, os controladores, os sistemas de comunicação e as estratégias de gerenciamento de energia, são escopo deste trabalho.

¹ U.S. Department of Energy

1.2 Motivação

O principal motivador para esta pesquisa se baseia nos benefícios trazidos com os avanços nos estudos sobre GD e microrredes, considerando a maximização do uso de energias renováveis. Atualmente têm aumentado as pesquisas em tornar este tipo de geração cada vez mais disponível [3]. A geração de energia elétrica a partir de fontes limpas e renováveis é um futuro da sociedade moderna e ecologicamente correta. Nesse contexto, o governo brasileiro aprovou em 2020 o Programa Mais Luz para a Amazônia (MLA), que deve levar eletricidade a todas as áreas isoladas da Amazônia legal brasileira. Apenas nos estados do Maranhão e do Pará, o número de unidades consumidoras que precisam ser abastecidas com energia elétrica gira em torno de 40.000. Dessas, aproximadamente 10.000 unidades consumidoras serão atendidas por microrredes [4].

A partir do exposto, acredita-se que este trabalho tem grande contribuição no que tange a formação e o desenvolvimento de conhecimento sobre os projetos, topologias, sistemas de comunicação e de gerenciamento de energia em microrredes.

1.3 Objetivos do Trabalho

1.3.1 Objetivo

O principal objetivo deste trabalho é projeto e desenvolvimento de uma microrrede experimental para que seja possível a realização de testes em dispositivos de comunicação, conversores de potência, fontes de energia, assim como testes de estratégias de controle e gerenciamento de energia. Essa microrrede será construída no Instituto de Energia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, no laboratório de Energias Renováveis

1.3.2 Objetivos Específicos

No específico, os objetivos são:

- Desenvolver, projetar e implementar estratégias de controle para gerenciamento de uma microrrede experimental para a realização de testes;
- Estudar e desenvolver *hardware* e *software open source*, para implementar o controle da microrrede;
- Fazer a comunicação do controlador da microrrede com os equipamentos conectados a ela;
- Monitorar e controlar os dispositivos e equipamentos conectados a microrrede;

- Gerar interfaces para apresentar, monitorar e controlar a microrrede através de uma Interface Homem-máquina (IHM);
- Criar ferramentas para automatizar a microrrede e disponibilizar acesso remoto para visualização de dados e de operação da microrrede.

1.4 Estrutura da Dissertação

Para a melhor apresentação do trabalho desenvolvido e de forma a organizar os conceitos, resultados e discursões, a presente dissertação foi dividida em cinco capítulos. O Capítulo 1 faz a introdução do tema em estudo, apresentando o contexto em que ele se insere, a motivação, os objetivos da pesquisa, assim como a estrutura da dissertação.

No Capítulo 2, tem-se a revisão dos conceitos técnicos sobre microrredes, em que é feita a apresentação das principais teorias envolvendo a aplicações das microrredes. Tem-se uma apresentação dos conceitos utilizados sobre as redes de comunicação aplicado às microrredes. Além da a apresentação da teoria sobre o banco de dados de série temporal para gerar um *datalogger*.

O Capítulo 3, trata-se dos conversores eletrônicos nas microrredes CA. As características dos conversores e a teoria envolvida na aplicação destes equipamentos em microrredes.

O Capítulo 4, apresenta os componentes utilizados na montagem da microrrede experimental, em que são destacadas as barreiras e desafios para a implantação da microrrede, além disso, é mostrada a montagem da rede de comunicação entre os dispositivos da microrrede,

O Capítulo 5, apresenta os resultados em função do gerenciamento da microrrede, tem-se o teste de comunicação dos dispositivos da microrrede experimental, tem-se a implantação do controle de carregamento de baterias, usando balanço de carga na microrrede operando em modo ilhado.

Finalmente, no capítulo 6, as conclusões gerais e as sugestões para trabalhos futuros.

REVISÃO DE CONCEITOS TÉCNICOS SOBRE MICRORREDES

2.1 Introdução

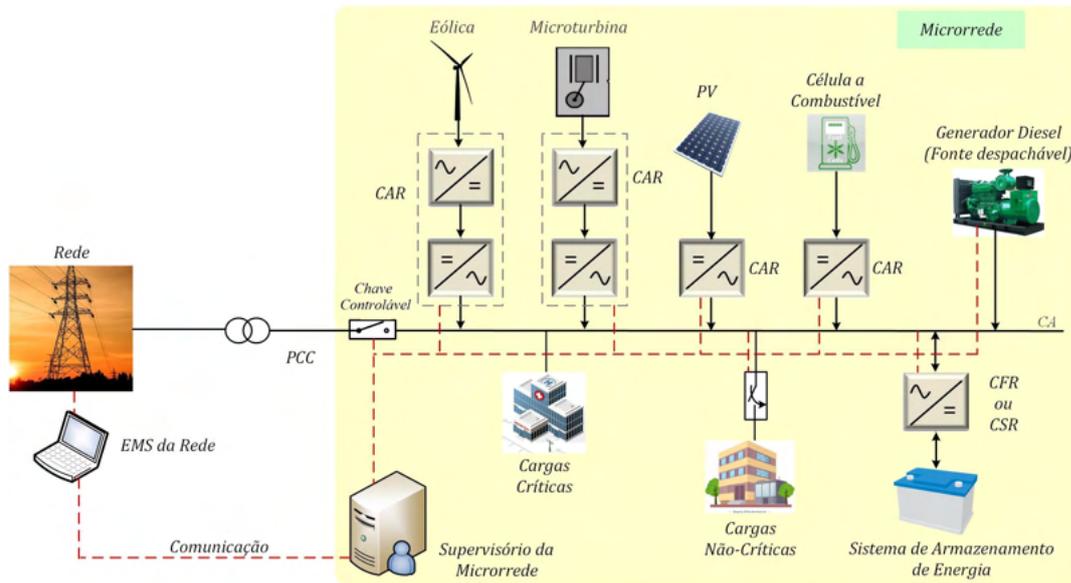
Neste capítulo são tratados conceitos técnicos sobre as microrredes. É apresentada uma breve introdução sobre as microrredes e sobre os componentes utilizados. Inicialmente, é exposto o conceito de microrredes elétricas, suas topologias, modos de funcionamento e os controles associados. Descrevem-se os métodos de detecção de ilhamento e, por fim, é feita uma revisão sobre redes de comunicação aplicadas no controle das microrredes, descrevendo-se as tecnologias de comunicação entre os componentes, contemplando os meios físicos e os protocolos utilizados na integração dos dispositivos ligados a microrrede.

2.2 Microrredes e Recursos Energéticos Distribuídos

Um conceito de microrrede, além daquele já apresentado na seção 1.1 deste documento, pressupõe um conjunto de geradores e cargas operando como um único sistema controlável, que fornece ou absorve energia de uma área específica, conforme ilustrado na Figura 2.1. Para que a microrrede se comporte como uma entidade única, ela deve se conectar e se desconectar com a rede principal, através de uma chave controlada, em um único ponto denominado de PCC, conforme mostrado na Figura 2.1.

Do ponto de vista da rede de distribuição, a microrrede pode ser considerada como uma única célula controlada de um sistema de energia. Por exemplo, esta célula pode ser controlada como uma única entidade de carga, que pode responder em segundos para atender às necessidades da rede elétrica principal.

Figura 2.1 – Topologia de uma microrrede.



Fonte: Adaptado de [5].

Para o cliente, a microrrede pode ser projetada para atender as suas necessidades específicas, tais como: melhorar a confiabilidade, reduzir perdas no alimentador de distribuição, dar suporte para o controle local de tensão, entre outros, ou, simplesmente, para ter a função de fonte de alimentação ininterrupta [6].

Em geral, as microrredes são sistemas pequenos, que têm uma funcionalidade similar à dos sistemas centralizados, mas de pequeno porte. Microrredes podem gerar, distribuir e regular o fluxo de eletricidade entre os consumidores/cargas.

Porém, as microrredes são proprietárias e, portanto, não são gerenciadas pelos governos, sendo, em geral, construídas e mantidas por comunidades, universidades, hospitais, entre outros. Mesmo assim, as microrredes precisam seguir prescrições normativas vigentes.

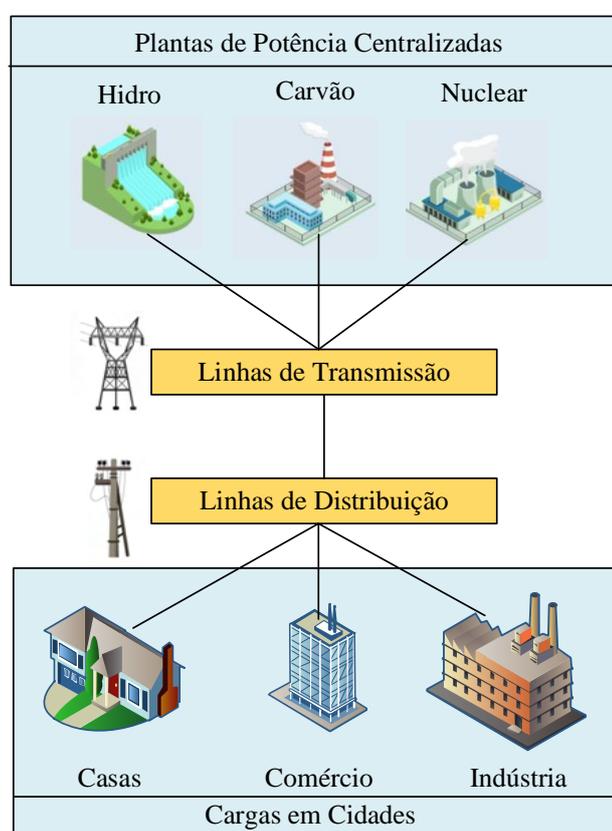
O aspecto proprietário das microrredes permite investimento privado no sistema. Isso, aliado com o seu relativo tamanho reduzido, faz das microrredes viveiros para a inovação, onde se pode, sem embaraços legais, aplicar as mais recentes tecnologias inteligentes que aumentam eficiência e confiabilidade das microrredes, criando-se ilhas de sustentabilidade energética dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN) [7].

Do ponto de vista histórico, os sistemas de geração e distribuição de energia foram concebidos de forma centralizados, com grandes geradores próximos às fontes primárias de energia. Na Figura 2.2, é ilustrado o diagrama simplificado de um sistema centralizado de geração e distribuição de energia, por grandes centrais geradoras longe dos centros de consumo.

Os sistemas centralizados, geralmente não foram pensados para receber geração distribuída. Quando é elaborado o projeto de geração centralizada, é visto somente o pico estimado para a demanda futura. Portanto, se houver necessidade de suprir valores de demanda maior que o projetado, o custo para expansão do sistema centralizado geralmente é muito alto, o que e muitas vezes inviabiliza qualquer tipo de expansão do sistema.

Neste aspecto, a geração distribuída, aliada às microrredes, vem de certa forma viabilizar a expansão do sistema, inicialmente centralizado, a partir do fornecimento de energia com geração mais próxima do consumidor, retardando investimentos para a expansão do sistema integrado. Na Figura 2.3, tem-se uma ilustração de um sistema elétrico interligado com geração distribuída de energia.

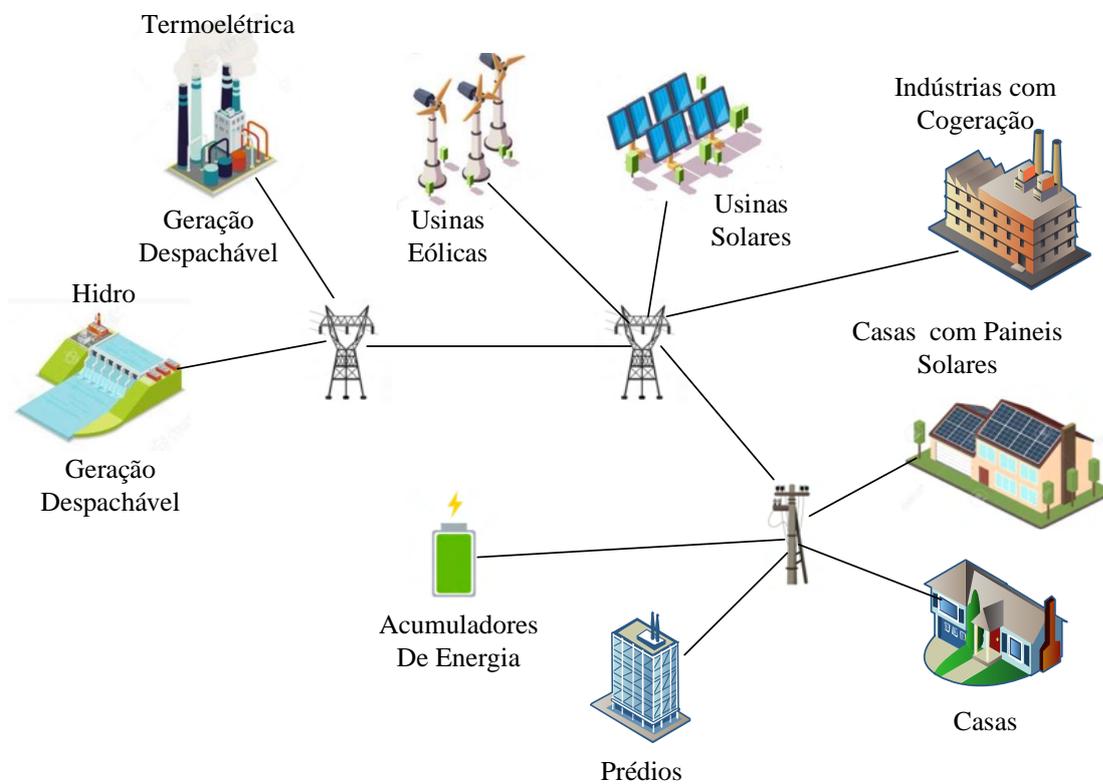
Figura 2.2 – Sistema de Geração Centralizado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As microrredes, conforme ilustrado na Figura 2.1, são sistemas de distribuição, geralmente em baixa ou média tensão, com cargas, recursos energéticos distribuídos (DER - abreviação em inglês *Distributed Energy Resources*) e, geralmente, sistemas de armazenamento de energia (por exemplo, volantes de inércia, supercapacitores e baterias). Os DERs podem ser microturbinas a gás, células a combustível, sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, geradores a combustíveis fósseis (por exemplo, Diesel e gás natural), etc [8].

Figura 2.3 – Sistema de Geração Distribuída.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As principais diferenças entre uma microrrede e uma planta de energia convencional são as seguintes [9]:

1. As microrredes geralmente são de pequena capacidade de geração em comparação aos grandes geradores nas plantas de energia convencional;
2. A geração de energia é feita geralmente na tensão da rede de distribuição, de modo que ela pode ser conectada diretamente ao sistema de distribuição da concessionária local;
3. As microrredes são normalmente instaladas o mais próximo dos clientes.

Do ponto de vista da rede principal, a maior vantagem de uma microrrede é ela poder ser tratada como uma entidade controlada dentro do sistema elétrico de potência. Com isso, ela pode ser operada como uma única carga agregada. Isso determina a facilidade do controle e conformidade com regras e regulamentos de rede, sem prejudicar a confiabilidade e segurança dos usuários de energia.

Do ponto de vista dos clientes, microrredes são benéficas para satisfazer localmente suas necessidades elétricas. Aspectos esses já mencionados anteriormente.

Do ponto de vista ambiental, microrredes reduzem a poluição, lógico, com o uso de energia renovável [9].

2.3 Componentes de uma Microrrede

De acordo com [10], as microrredes são formadas pelos seguintes componentes:

1. **As cargas.** Cargas de uma microrrede são categorizadas em diferentes tipos, em termos de criticidade e controlabilidade. Essa classificação é importante, fundamentalmente quando a microrrede opera de forma não conectada com a rede.
 - a) Cargas críticas - são aquelas que devem ser atendidas em todos os modos operacionais da microrrede. Estas cargas normalmente não podem ser desligadas. Por exemplo, são equipamentos para tecnologia da informação (TI), citando algumas cargas desse tipo, tem-se as fontes de computador, controles de edifícios, sistemas de segurança e sistemas de proteção.
 - b) Cargas prioritárias - são cargas que podem ser desligadas, se necessário, mas devem ser atendidas dentro da disponibilidade de energia. Exemplos são os sistemas de iluminação dos ambientes em geral, com exceção da iluminação de emergência e indicações de portas de saída.
 - c) Cargas controláveis - são aquelas que podem ser interrompidas periodicamente ou pode-se definir o nível de potência que é consumida pela mesma. Exemplos são cargas do sistema de aquecimento, ventilação e ar condicionado (HVAC) (chillers, manipuladores de ar, etc.) e equipamentos não essenciais para os processos industriais ou comerciais. Nesse contexto, para reduzir os desligamentos, os modos de operação dos sistemas HVAC podem ser ajustados conforme a energia disponível na microrrede, preservando o balanço de carga. Por exemplo, um edifício com excesso de energia fotovoltaica (PV), devido à alta capacidade de geração na parte da manhã, pode-se resfriar um edifício a uma temperatura mais baixa e, em seguida, usar esta energia térmica para compensar a carga de calor no período da tarde.
 - d) Cargas interrompíveis - são as cargas que podem ser rejeitadas ou interrompidas a qualquer momento para permitir o atendimento das cargas não interrompíveis não pelo máximo de tempo. Os exemplos incluem armazenamento de energia térmica, bombeamento de água onde houver tanque com capacidade suficiente de armazenamento e carregamento de baterias para armazenamento de energia distribuída (DES).
 - e) Cargas de desvio e despejo - Essas cargas, também conhecidas como *dump loads*, são usadas quando há excesso de capacidade de geração pelas fontes instaladas na

microrrede e a redução da geração não é possível, ou onde há benefício econômico para usar o desvio energia. Um exemplo é uma carga de desvio para uma turbina eólica que absorve a energia das rajadas.

- f) Cargas indefinidas - Outras cargas não definidas acima, incluindo cargas com características indefinidas.

2. **DERs.** Os recursos energéticos distribuídos, compreendendo geração e armazenamento, podem ser:

- a) Geração distribuída - categorizada em dois tipos:

- i. as despacháveis, que podem ser controlados pelo sistema de controle de microrrede e estão sujeitos a restrições técnicas, dependendo do tipo de unidade, como limites de capacidade, limites de rampa, limites de tempo mínimo de ligar ou desligar, tipo de combustível e limites de emissão;
- ii. as unidades não despacháveis, que não podem ser controladas pelo sistema de controle de microrrede, uma vez que a fonte de entrada é incontrolável. As unidades não despacháveis são principalmente as fontes baseadas em renováveis, que produzem uma potência de saída variável e intermitente. São exemplos típicos de GD:

- A. Sistemas com máquinas elétricas rotativas, sejam elas síncronas ou de indução, acionadas mecanicamente por motores primários a Diesel, turbina a gás ou hidráulica, que podem ser conectadas diretamente à rede, ou as turbinas eólicas, que para conexão com a rede, geralmente necessitam de um conversor eletrônico de potência;
- B. Combinação de Calor e Energia (CHP) abreviação em inglês para *Combined Heat and Power*, também chamada de cogeração, onde tanto energia elétrica quanto térmica é produzida;
- C. Sistemas baseados em conversores eletrônicos, que convertem energia CC em CA, sendo os exemplos mais comuns os sistemas de geração com painéis fotovoltaicos.

- b) DES - A principal aplicação do DES é garantir balanço interno de potência na microrrede, principalmente em operação isolada ou ilhada, armazenado um eventual excesso de potência gerada (superávit de geração) ou suprindo um eventual excesso de carga (quando há déficit de geração). Em operação conectada, também pode ser usado para deslocamento de carga, em que a energia armazenada em um período pode ser usada em outros períodos para adequação de demanda contratada ou arbitragem de energia.

3. **Elementos de Controle.** Os elementos de controle de uma microrrede incluem os seguintes itens:

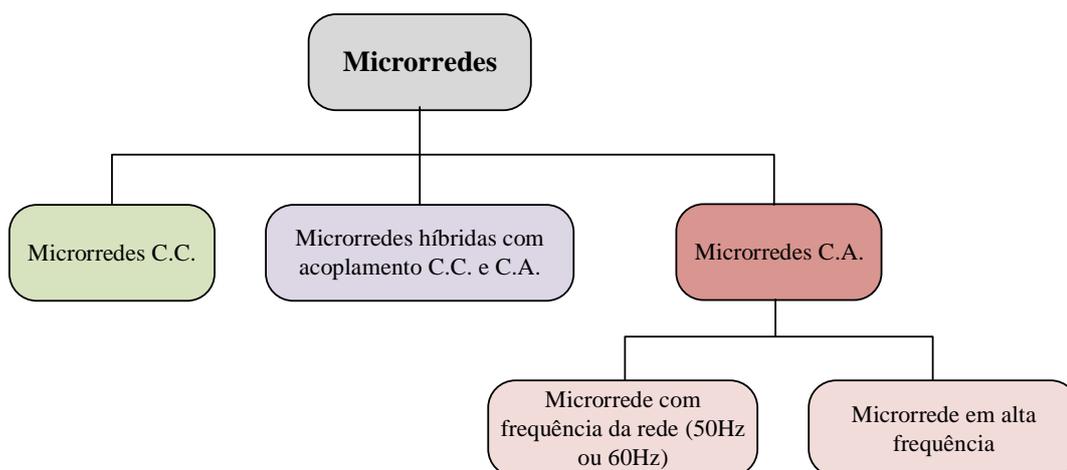
- a) O sistema de controle de microrrede ou sistema de gerenciamento de energia (EMS) – este sistema é composto de *software* e *hardware* e através dele se executa todo o controle da microrrede. A programação da operação dos DERs e cargas da microrrede é executada pelo EMS, abreviação em inglês para *Energy Management System*. O EMS também controla a interação da microrrede com a rede elétrica, implementando as decisões de alternar a microrrede entre os modos conectado e ilhado, executa a regulação de frequência e o controle de tensão e controla a operação de recursos locais (despachos de fontes geradores, segregação de cargas, proteção elétrica, etc.). Ele também pode monitorar e fornecer dados e informações de toda a operação da microrrede.
- b) Elementos adicionais e complementares tais como sensores, sistema comunicação chaves/interruptores inteligentes, redes de comunicações, etc.

2.4 Topologias das Microrredes

As microrredes podem ser classificadas sob os seguintes critérios:

1. Em termos das grandezas elétricas, as microrredes podem ser do tipo CA, CC ou híbridas em CC e CA [11, 12], conforme ilustrado na Figura 2.4. As microrredes CA podem ser na frequência industrial (LFAC Line Frequency AC - 50Hz ou 60Hz) ou em alta frequência (HFAC High Frequency AC - 400Hz ou 500Hz);

Figura 2.4 – Classificação das microrredes baseada no tipo de energia (CA ou CC).

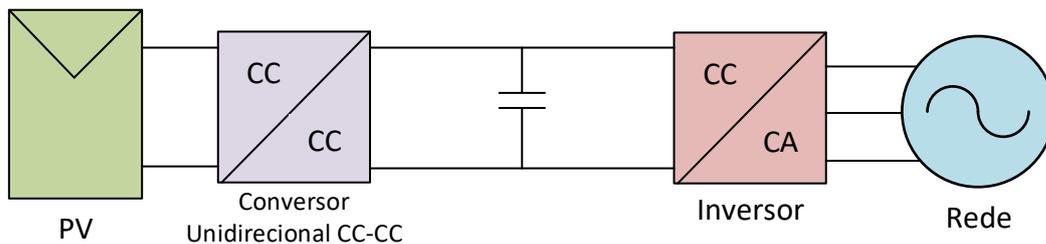


Fonte: [11, 12].

2. Em termos da aplicação, as microrredes podem ser classificadas em três categorias [12]:

- a) Microrredes utilitárias (por exemplo, uma parte da cidade pode ser segregada pela distribuidora para funcionar como uma microrrede);
 - b) Microrredes comerciais e industriais;
 - c) Microrredes isoladas.
3. Em termos da topologia dos conversores eletrônicos de energia, eles podem ser classificados de acordo com o número de estágios de processamento de energia [12], ou seja:
- a) Conversores de energia de um único estágio;
 - b) Conversores de energia de dois estágios. A Figura 2.5 mostra um exemplo de uma estrutura de conversão de energia com 2 estágios (um estágio CC/CC seguido de um estágio CC/CA).

Figura 2.5 – Conversor de dois estágios.



Fonte: [12].

4. Em termos de controle e supervisão, eles podem ser centralizados ou descentralizado. No controle centralizado, existe um controlador que centraliza as informações e envia comandos para geradores e consumidores; no controle descentralizado não existe o controlador central e cada dispositivo faz o seu próprio controle sem qualquer conexão de dados [12].
5. Em termos da forma como os DERs são conectados à microrrede, eles podem ser eletronicamente acoplados (neste caso são usados conversores) ou eles podem ser geradores rotativos convencionais do tipo síncronos, por exemplo, os geradores a Diesel, que podem ser diretamente conectados à microrrede sem uso de conversores [12].
6. As microrredes CA também ainda podem ser construídas na forma de sistemas monofásicos ou trifásicos.

2.5 Controle das Microrredes

Segundo a norma *IEEE Std. 2030.7*, o sistema de controle de uma microrrede deve contemplar um conjunto de funções de controle que tornam a microrrede auto gerenciável e capaz de operar de forma autônoma ou conectada à rede de distribuição, com capacidade de desligamento ou de conexão à rede para troca de energia e alimentação de sistemas ancilares e auxiliares. Este sistema deve possuir funções de controle em tempo real e de gerenciamento de energia. Tais funções envolvem ações que devem ser executadas nas seguintes situações [10]:

1. Operação ilhada da microrrede ou conectada à rede;
2. Transição automática da microrrede do modo conectado à rede para o modo ilhado, quando:
 - a) Houver condições anormais na rede de distribuição (perturbações), detectadas pelo sistema de gerenciamento da qualidade de energia da microrrede;
 - b) Houver interrupções planejadas do sistema (ilhamento intencional planejado).
3. Manter o balanço interno de potência da microrrede em modo ilhado;
4. Ressincronização e reconexão da microrrede à rede de distribuição (transição do modo ilhado para o modo conectado à rede);
5. Gerenciamento da energia para otimizar a geração e o consumo de potência ativa e reativa;
6. Alimentação de sistemas auxiliares;
7. Suporte à rede de distribuição e participação no mercado de energia e/ou na operação da rede da concessionária (quando aplicável).

Os requisitos técnicos a serem atendidos e as funções específicas que o sistema de controle deve executar dependem da estrutura, do local e dos objetivos da microrrede. A estrutura é formada pelos dispositivos disponíveis para formar a microrrede. A estrutura e o local da microrrede geralmente são definidos a partir fatores econômicos e de disponibilidade das fontes primárias de energia. Já os objetivos da microrrede são estabelecidos em razão do perfil dos consumidores e cargas a serem atendidas, além dos benefícios (qualidade de energia, confiabilidade, economia no consumo, etc.), o qual se pretende alcançar com a presença dessa microrrede [10].

Em termos operacionais, a microrrede deve ser vista pela rede de distribuição como uma entidade única e controlável, sendo função do sistema de controle garantir que isto

ocorra. Para atingir este fim, o sistema de controle pode empregar recursos de *hardware* e *software* de forma concentrada ou distribuída para executar as ações de controle. É preferível que as funções deste sistema estejam distribuídas entre os dispositivos (conversores, geradores e etc.), em vez de centralizadas em um único controlador [10].

O sistema de controle também pode conter funções de gerenciamento de energia que envolvam os recursos da microrrede. Desta forma um outro papel fundamental deste sistema é monitorar o estado da microrrede e notificar o sistema de proteção sobre a necessidade de possíveis modificações nos parâmetros de proteção da rede.

Os requisitos gerais que devem ser atendidos pelo sistema de controle no ponto de interconexão da microrrede com a rede (PCC), sigla em inglês para *Point of Common Coupling*, incluem [10]:

1. Detecção de ilhamento (segundo condições pré-estabelecidas);
2. Garantia de operação continuada (*ride-through*¹) durante perturbações de tensão e/ou frequência;
3. Manutenção da qualidade de energia (limitações de *flicker*, distorção harmônica de tensão e corrente, etc.);
4. Controle da geração e/ou do consumo de potência ativa e reativa.

A norma *IEEE 2030.7* também define duas funções principais do sistema de controle de uma microrrede, como [10].

- **Função de despacho:** relacionada aos modos de operação e limites de atuação dos dispositivos individuais do sistema que possuem modos de operação determinados, ou seja, controle do balanço de potência dentro da microrrede, respeitando os limites de potência operacionais dos dispositivos;
- **Função de transição:** responsável por supervisionar as transições entre os estados de ilhamento e de conexão com a rede principal.

A denominação de tais funções como sendo "principais" é de caráter conceitual, uma vez que estas ocupam um lugar específico e central na estrutura funcional do sistema de controle de uma microrrede, conforme ilustrado na Figura 2.6. O nível 1 é composto pelas funções específicas dos equipamentos que compõem a microrrede, tais como conversores, cargas, chaves, etc. Já o nível 2, diz respeito às funções principais de transição e despacho para atender os requisitos exigidos pela rede de distribuição no PCC. Por fim, o nível 3 contém

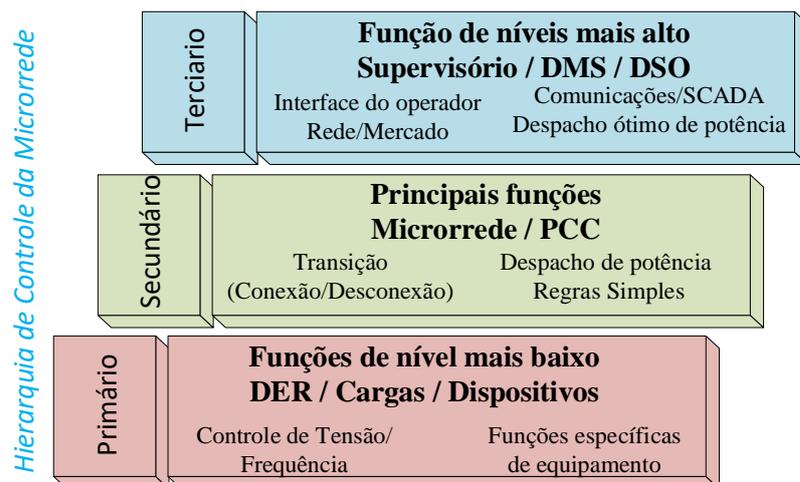
¹ Termo utilizado em sistemas de microrredes que representa a capacidade da microrrede se recuperar mesmo que ocorra uma falha temporária do sistema.

as funções de nível mais alto da rede de distribuição para a operação segura e otimizada da mesma, visando atender também as demandas e os contratos do mercado de energia.

As relações de interação entre os níveis 1 (baixo), 2 (médio) e 3 (alto) dessa estrutura é ilustrada no fluxograma da Figura 2.8, no qual é observado que as funções de controle do nível 1 estão subordinadas aos comandos de origem no nível 2, o qual está subordinado às ações de controle para o atendimento dos requisitos de interconexão e interoperabilidade da microrrede com a rede de distribuição. Tais requisitos são estabelecidos no nível 3.

A norma *IEEE Std 2030.7* também estabelece que as funções de controle da microrrede podem ser organizadas em quatro níveis. Esta classificação tem como base a estrutura funcional do sistema de controle mostrada na Figura 2.8, e os níveis das funções são organizados da seguinte forma [10]:

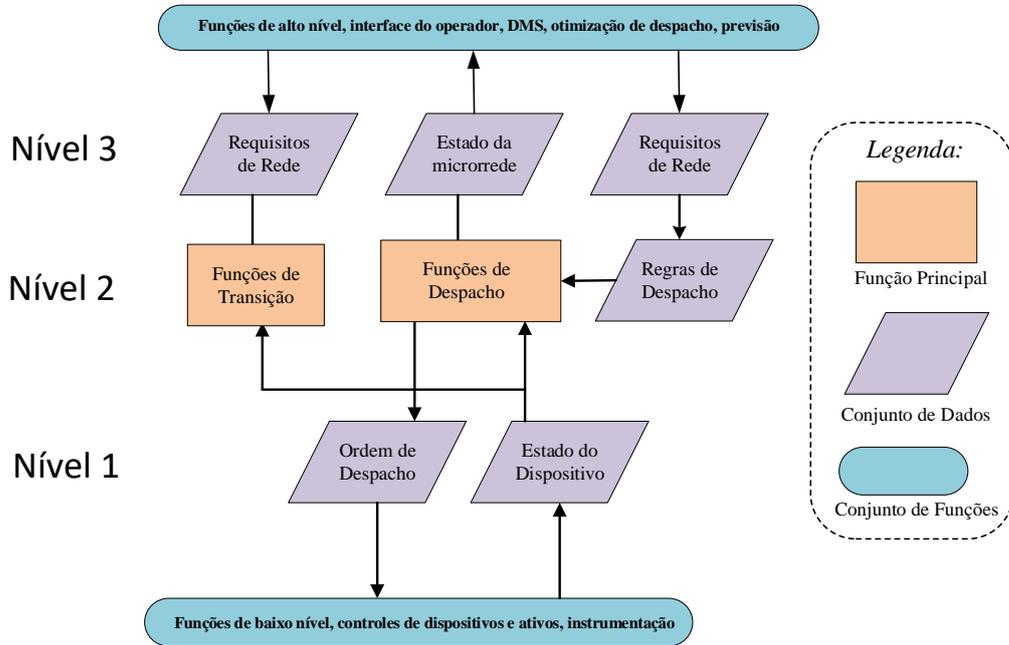
Figura 2.6 – Estrutura funcional do sistema de controle de uma microrrede.



Fonte: Adaptado de [10].

1. **Nível 1:** funções de controle em nível de dispositivo (*Device Level Controller Functions*): São funções executadas diretamente pelos equipamentos e ativos da microrrede, tais como fontes cargas, chaves, conversores de potência, controladores, relés, etc. Estas funções possuem domínio de tempo de execução na faixa de alguns microssegundos a segundos. É necessário garantir a operação segura e estável do equipamento ou ativo. A ordem de execução de tais funções geralmente provém de elementos de níveis mais elevados do sistema de controle da rede. Tais funções incluem:
 - a) Controle de Tensão/Frequência;

Figura 2.7 – Relações entre os níveis da estrutura funcional do sistema de controle de uma microrrede.



Fonte: Adaptado de [10].

- b) Controle da potência reativa;
- c) Controle do armazenamento de energia;
- d) Controle das cargas atendidas pela microrrede;
- e) Controle das unidades de geração;
- f) Controle de carga;
- g) Detecção de ilhamento;
- h) Proteção contra faltas.

2. **Nível 2:** funções de controle de área local (Local Area Controller Functions):

São funções executadas pelo sistema de gerenciamento de energia da microrrede, por agregadores de carga, etc. Essas funções possuem domínio de tempo de execução dentro de faixa de alguns minutos, e incluem:

- a) Controle de estado e sequência lógica de operações;
- b) Gerenciamento de carga;
- c) Gerenciamento das instalações de geração de energia;

- d) Controlador da planta;
- e) Controle automático de gerador;
- f) Transferência de carga;
- g) Ressincronização;
- h) Registro de perturbações.

3. **Nível 3:** funções de controle do sistema supervisorio da microrrede (*Microgrid Supervisory Control Functions*):

São funções executadas pelo sistema de controle da microrrede, e o domínio de tempo de execução está na faixa que vai de alguns minutos a dias. Tais funções incluem:

- a) Previsão do tempo, da demanda e da geração;
- b) Visualização de informações e gerenciamento de dados;
- c) Otimização (*Volt/Var*, despacho econômico, etc.);
- d) Estimação de estado;
- e) Gerenciamento de emergências;
- f) Suavização da geração;
- g) Gerenciamento de topologia da rede (possíveis mudanças);
- h) Reserva energia cinética;
- i) *Black Start System*²;
- j) Coordenação da proteção.

4. **Nível 4:** funções de controle interativo com a rede comercial (*Grid Interactive Control Functions*):

São funções executadas por operadores do sistema elétrico de potência em nível de distribuição primária e transmissão. Tais funções, assim como as do bloco 3, podem ser executadas na faixa que vai de alguns minutos a dias, e incluem:

- a) Controle da rede de distribuição;
- b) Conexão da rede com microrredes adjuntas;
- c) Contratos do mercado de energia;
- d) Sistema de gerenciamento da distribuição (DMS - *Distribution Management System*);
- e) Sistema supervisorio da rede de distribuição.

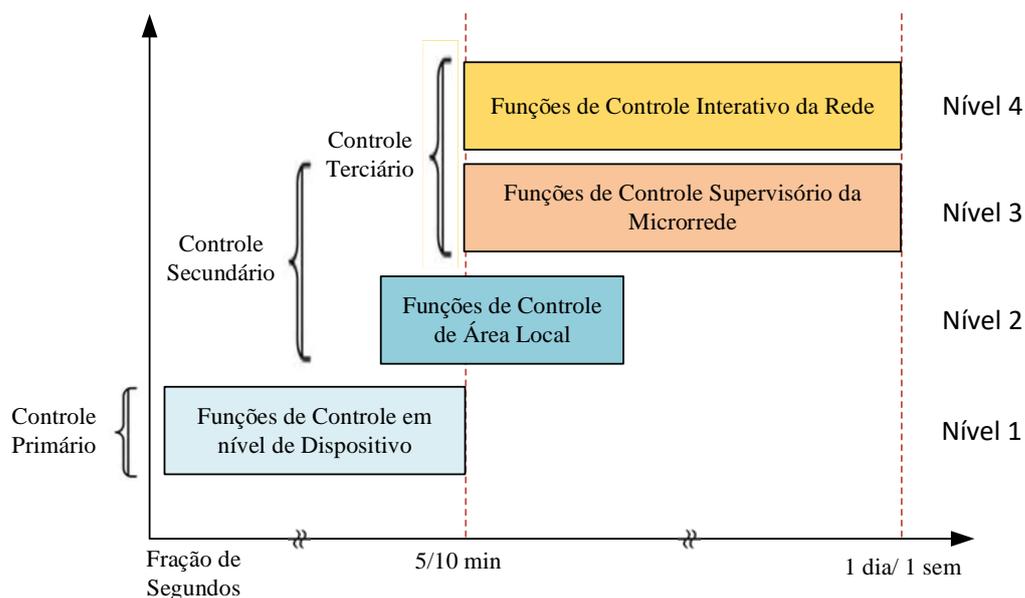
² Termo utilizado para indicar que a microrrede pode ligar as cargas primeiramente em modo isolado, sincronizar com a rede e conectar com a rede principal

Esses blocos de funções de controle podem ser categorizados em três camadas de controle, chamadas de primária, secundária e terciária, conforme ilustrado na Figura 2.8, assim como o domínio de tempo de ação de cada bloco. Todo sistema de controle deve possuir funções que proporcionem a execução de ações de controle apropriadas para cada um dos modos de operação da microrrede, os quais são listados a seguir:

- Modo conectado à rede de distribuição em regime permanente;
- Modo ilhado em regime permanente;
- Modos de transição entre a operação conectada à rede de distribuição e a operação ilhada.

Os requisitos de interconexão e interoperabilidade da microrrede com a rede de distribuição, os quais são estabelecidos na norma *IEEE Std. 1547* [13], também devem ser contemplados pelo sistema de controle.

Figura 2.8 – Estrutura em blocos e camadas do sistema de controle de uma microrrede.



Fonte: Adaptado de [10].

Os desafios mais relevantes em relação à proteção e ao controle da microrrede estão listados abaixo [14]:

- **Fluxo bidirecional de potência:** o sistema atual de distribuição de energia foi projetado para fluxo de energia unidirecional, os consumidores não gerando qualquer tipo de

energia. Como nas microrredes possuem seus próprios geradores, pode-se ter fluxo inverso de potencia, do ponto de vista dos consumidores. Sendo assim, estes devem ter as proteções bem definidas, para não causarem falhas indesejáveis na distribuição de energia, comprometendo a qualidade e suprimento de energia às cargas;

- **Aspectos de estabilidade:** com as várias unidades de geração distribuída, os dispositivos devem ter a estabilidade assegurada com os padrões bem definidos para prover energia sem cortes e não gerar perturbações na rede. E a coordenação dos geradores e consumidores deve ser testada para garantir transição dos modos de operação autônomo na microrrede sem causar distúrbios na rede principal ou dentro da microrrede, também chamada de transição suave;
- **Baixa inércia:** os sistemas de grande porte possuem uma característica normal de grande inércia, devido aos geradores síncronos. Entretanto, as microrredes usam normalmente conversores que possuem baixa inércia (filtros com baixa capacidade de armazenamento de energia). Isso torna o sistema mais sensível a degraus positivos ou negativos de carga, com possíveis variações de frequência e tensão. Se a microrrede possuir vários geradores distribuídos, o conjunto pode ter uma característica unificada de grande inércia, similar aos sistemas que usam geradores rotativos;
- **Incerteza:** coordenar os geradores distribuído, com fontes com características de geração intermitente, como a eólica e solar, exige de um nível controle mais apurado do que se a microrrede tivesse fontes despacháveis, como, por exemplo, a geração a Diesel. Esse desafio para o controle é mais é acentuado em microrredes isoladas, quando há o desafio de se garantir a geração e a demanda, principalmente para manter o balanço de potência e disponibilidade de energia.

2.5.1 Modos de Operação da Microrrede

Uma microrrede pode operar basicamente em três modos [13]:

- Modo conectado à rede elétrica principal;
- Modo ilhado ou isolado;
- Modo de Transição.

2.5.1.1 Modo Conectado à Rede Elétrica Principal

Neste modo de operação, a microrrede está conectada à rede elétrica principal, de modo que a tensão e frequência são impostas por esta. Teoricamente, pode-se considerar a rede principal como uma fonte infinita com relação à microrrede. Isto se deve ao fato que a potência disponível da rede elétrica principal, geralmente, é muito superior à potência

gerada ou consumida pela microrrede. Todos os dispositivos geradores da microrrede devem ser capazes de sincronizar com a rede principal. A microrrede pode receber parte ou toda a energia necessária para suprir as cargas internas, como também deve fornecer energia excedente para rede elétrica principal [15].

2.5.1.2 Modo Ilhado ou Isolado

O modo de operação ilhado corresponde à situação em que a microrrede opera desconectada da rede e somente os geradores internos estão alimentando as cargas, totalmente independente da rede elétrica principal. Neste caso deve existir pelo menos um gerador formador de rede, o qual impõem as referências de tensão e frequência da microrrede.

2.5.1.3 Modo de Transição

Modos de transição são geralmente modos de operação temporários, que têm por finalidade passar o estado de operação da microrrede do modo conectado para o modo desconectado (ilhado) e vice-versa. As transições do modo ilhado para o modo desconectado podem ser intencionais ou não intencionais, podendo haver após o desligamento da chave do PCC a necessidade ou não de *black starts*. A transição do modo não conectado para o modo conectado requer a reconexão com a rede principal, podendo esta operação ser com desligamento anterior das fontes internas da microrrede (reconexão sincronizada) ou não (reconexão com interrupção temporária do suprimento das cargas da microrrede).

Ilhamento intencional: acontece quando o controle da microrrede recebe um comando manual ou automático para se desconectar da rede principal de uma maneira suave. Inicialmente, o controle da microrrede deve equilibrar a geração com o consumo interno na microrrede para que a potência que estiver sendo importada ou exportada da rede principal tenha o valor mais próximo de zero possível no instante da transição, ou seja, a microrrede deve estar gerando a potência a qual está consumindo e a partir desta condição é aberto a chave de conexão (PCC) e a microrrede é ilhada, operando desconectada da rede principal. Como o equilíbrio de potências foi feito de uma forma controlada não haverá distúrbios que comprometam a operação estável da microrrede, evitando-se atuações indevidas das proteções elétricas.

Ilhamento não intencional: é quando a microrrede é desconectada da rede principal, de forma intempestiva, podendo ser por sensibilização da proteção, devido a faltas internas ou externas à microrrede, por desligamento da rede elétrica principal, ou mesmo por erro de controle da operação. Neste cenário, a microrrede é mais exposta a falhas, pois existe um desequilíbrio em degrau entre a geração e a demanda, a ponto de ocorrer desligamento completo da microrrede, se os geradores não forem rápidos o suficiente

para equilibrar a geração com o consumo e manter os valores de tensão e frequência dentro dos padrões de operação pré-estabelecidos.

Black Start: é um estado de transição da microrrede. É uma característica de energizar as cargas somente com a geração interna da microrrede sem auxílio da rede principal. Ou seja, do ponto de vista da microrrede, *Black start* é entendido como a capacidade da mesma para reiniciar sua geração e suprimento das cargas após um colapso total do sistema, sem importar qualquer quantidade energia da rede principal. Ou ainda, a capacidade de restaurar pelo menos uma grande parte do sistema de energia para serviço normal sem qualquer suporte externo [9].

Reconexão com a rede principal: é um estado de transição. É quando a microrrede está ilhada e recebe o comando para se reconectar à rede principal. Logo, ela deve sincronizar-se com a rede principal, a chave de conexão e desconexão existente no PCC deve ser fechada e a rede principal volta a ser a referência para os parâmetros de tensão e frequência. A transição também pode ser feita sem sincronização prévia da microrrede com a rede. Mas, dessa forma, as fontes internas à microrrede precisam ser desligadas para que a chave do PCC seja religada, ficando, assim, as cargas momentaneamente desenergizadas (é o que popularmente se denomina de reconexão “com pisca”).

2.5.2 Métodos de Detecção de Ilhamento

Ilhamento, em um sistema elétrico de potência, é quando dois subsistemas, com cada um deles tendo sua própria geração, têm as fontes de geração de um deles desligadas, passando a ser energizado pela geração do outro. No caso das microrredes (ver Figura 2.1), o ilhamento mais crítico, do ponto de vista de segurança operacional da rede, é quando esta rede é perdida e continua sendo energizada pelas fontes da microrrede. O ilhamento pode ser originado por uma ação deliberada de desligamento ou por atuação de uma função de proteção ou controle ou ainda devido a erro humano [16].

A detecção de ilhamento não intencional é função de proteção obrigatória para todo gerador de energia elétrica conectado ao SIN. É tratado como pré-requisito mínimo para interligação de sistemas de GD aos sistemas elétricos de potência [17].

Para o caso de microrredes, é obrigatório monitorar o desligamento da rede de distribuição para seccionar a microrrede e evitar acidentes principalmente com as equipes de manutenção, devido à energização indevida da rede de distribuição pela microrrede. Em um ilhamento é importante que a microrrede seja rapidamente desconectada da rede principal.

As funções de proteção, geralmente usadas para detecção de ilhamento e abertura da chave do PCC da microrrede, são as que detectam sub e sobrefrequência (81U e 81O), taxa de variação de frequência (df/dt , ROCOF ou 81R), subtensão (27), sobretensão (59), direção do fluxo de potência ativa e reativa (32P e 32Q) e salto vetorial (78). Esses códigos são usuais e

conhecidos como funções ANSI - *American National Standards Institute*. A tabela ANSI pode ser vista em *IEEE Std C37.2-2008* [18].

Quando não for possível garantir a detecção de ilhamento por meio de técnicas locais passivas, como o uso das funções de proteção do parágrafo anterior, deve-se fazer uso da aplicação de técnicas remotas e ou técnicas ativas.

2.5.2.1 Técnicas de Detecção Passiva

Os métodos passivos de detecção de ilhamento estão fundamentados na medição e interpretação dos parâmetros medidos da rede, tensão, corrente e frequência. Estas medidas têm que ser o mais próximo do ponto de conexão entra a microrrede e a rede principal. As técnicas de proteção passiva mais empregadas são descritas resumidamente nos itens que seguem.

2.5.2.2 Subfrequência ou Sobrefrequência

A proteção de subfrequência e sobrefrequência é uma das proteções anti-ilhamento que mais se utiliza. Quando se tem uma microrrede conectada ao sistema de distribuição, a frequência é controlada por este. Como o sistema de distribuição possui uma alta inércia, as variações de frequência são imperceptíveis. Logo se ocorrer uma variação de frequência fora da faixa padrão para uma rede de distribuição, na maioria dos casos isto pode significar uma perda da rede de distribuição, ou seja, um ilhamento.

2.5.2.3 Subtensão ou Sobretensão

No caso de ilhamento por perda da rede conectada com uma microrrede, a variação dos fluxos de potência ativa e reativa no PCC pode implicar em mudanças na frequência e na tensão da microrrede neste ponto. Logo, as proteções de subtensão ou sobretensão podem ser utilizadas com a proteção de subfrequência ou sobrefrequência para aumentar a assertividade na detecção de ilhamento.

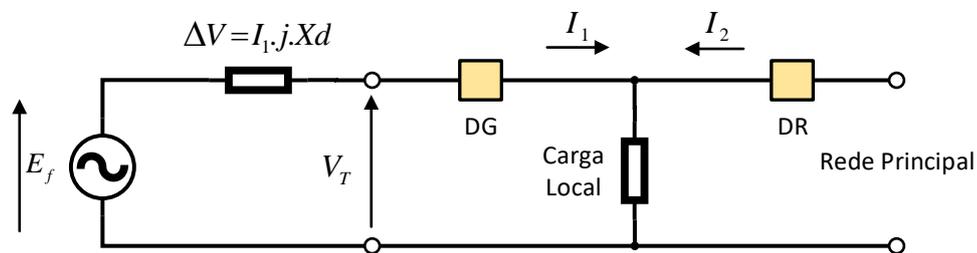
2.5.2.4 Salto Vetorial (*Vector Shift*)

O relé de salto de vetor é aplicado na detecção de ilhamento de microrredes. Para entender o seu princípio de funcionamento, considere o sistema mostrado na Figura 2.9. Em operação em regime permanente, há um ângulo de defasagem entre a tensão interna (\vec{E}_f) e a tensão terminal da máquina (\vec{V}_T), representado na Figura 2.10 por δ .

Quando ocorre um ilhamento, ou seja, a perda da rede principal (quando as fontes de geração do lado da rede não desligadas), o gerador passa a operar ilhado e alimenta sozinho a carga local somada com a carga do lado da rede. A variação brusca da potência fornecida pelo gerador, no instante da perda da rede, causa um deslocamento do ângulo do rotor da

máquina ($\Delta\delta$), fazendo o vetor da tensão terminal, representado na Figura 2.10 por \vec{V}_T , saltar para uma nova posição, com um novo ângulo de fase em relação a tensão interna do gerador. Assim, uma nova defasagem entre as tensões interna e terminal da máquina é estabelecida em $(\delta + \Delta\delta)$, conforme ilustrado na Figura 2.10. Ou seja, há salto vetorial igual a $(\Delta\delta)$. É neste comportamento da tensão terminal da máquina, durante um ilhamento, que se baseia o princípio de funcionamento do relé de detecção de salto vetorial (função 78 ANSI) [19, 20]. Se o valor de $(\Delta\delta)$ for suficiente para sensibilizar o relé de salto vetorial, este atua e comanda o desligamento do disjuntor DR (Figuras 2.9).

Figura 2.9 – Circuito equivalente de um gerador síncrono em paralelo com a rede.



Fonte: Adaptado de [19].

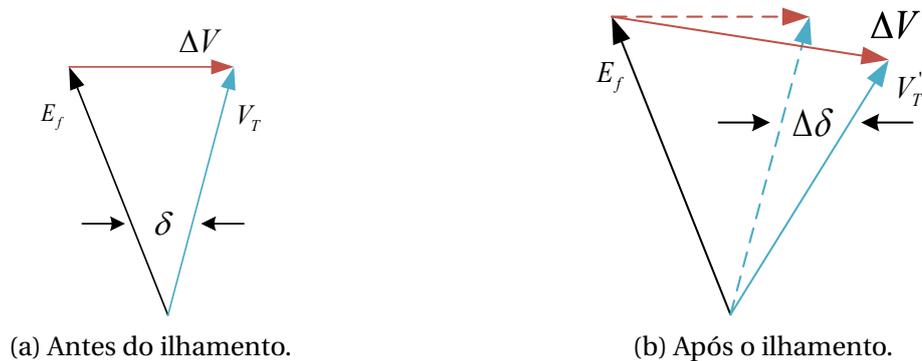
Sendo:

- E_f a força eletromotriz do gerador;
- V_T a tensão terminal do gerador;
- ΔV a queda de tensão na reatância de regime X_d do gerador;
- VSD o disjuntor de conexão associado a um relé de salto de vetor;
- SIS o disjuntor do sistema de distribuição;
- I_1 a corrente injetada no sistema pela GD;
- I_2 a corrente injetada pelo sistema.

2.5.2.5 Taxa de variação da frequência (*Rate Of Change Of Frequency*, ROCOF)

O relé de taxa de variação de frequência (81R, $\frac{df}{dt}$ ou ROCOF - *Rate of Change of Frequency*) também pode ser utilizado em uma microrrede para a detecção de ilhamento. Ele se baseia na medição da taxa de variação da frequência no tempo, resultante de um desequilíbrio entre geração e a carga. No caso de geradores rotativos, quando há uma mudança significativa de carga na transição entre a condição conectada e ilhada, a máquina primária irá desacelerar, até que o regulador de velocidade atue e estabeleça a condição de regime permanente. A taxa

Figura 2.10 – Fasores de Tensão do Gerador.



Fonte: Adaptado de [19, 21].

de desaceleração poderá ser suficiente para sensibilizar o relé [22, 19]. No caso de conversores eletrônicos formadores de rede, que trabalham em *DROOP*, o comportamento é similar ao das máquinas rotativas.

A taxa de variação da frequência é proporcional à mudança da potência de saída entre as condições conectada e ilhada. O ajuste deste elemento deve ser bem elaborado para garantir a sensibilidade na detecção do ilhamento e para não haver desconexões indevidas, provocadas por chaveamento de cargas ou eliminação de faltas no sistema. É recomendável que o ajuste deve ser testado em campo para provar a efetividade da proteção [22].

2.5.2.6 Normas sobre Detecção de Ilhamento

Existem várias normas que regulamentam a detecção de ilhamento e desconexão da microrrede da rede principal, no sentido de evitar acidentes e viabilizar a operação segura da microrrede em modo ilhado. Internacionalmente, uma das mais aplicadas é a norma *IEEE 1547*, a qual estabelece que em caso de ilhamento (perda da rede), a microrrede deve ser desconectada da rede principal antes de 2 segundos [16].

Nacionalmente, o PRODIST – Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, em seu módulo 3, estabelece os requisitos mínimos para conexão de GD ou microrredes aos sistemas de distribuição, inclusive o que deve ser feito em caso de perda da rede (ilhamento) [17].

No estado do Maranhão, a empresa distribuidora de energia elétrica é a Equatorial Energia Maranhão. Ela torna obrigatório, através da **NT 021 EQTL** [23] (NT-Nota técnica, EQTL - Equatorial), que em toda instalação com microgeração deve ter relé multifunção, com as funções de deslocamento de fase ou salto vetorial (ANSI-78) e de taxa de variação de frequência (ANSI 81R ou ROCOF) para fazer a proteção contra ilhamento.

A proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de

carga e de geração, sendo vetada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento, ou seja, nunca reconectar a microrrede com a rede de distribuição quando esta estiver sem energia, devido ao risco de acidentes com a equipe de manutenção da rede de distribuição [23].

Especificamente, para o caso da distribuidora Equatorial Maranhão, os ajustes recomendados para as proteções dos sistemas que se conectem à rede, com e sem a utilização de inversores, onde são apresentados na tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Ajustes recomendados para o sistema de proteções das microrredes.

Requisito Proteção	Estágio	Ajustes	Tempo Máximo Atuação	
			Com Inversor	Sem Inversor(*)
Proteção de subtensão (27)	Único	0,8 p.u.	0,4 seg	-
	Único	0,92 p.u.	-	2 seg
Proteção de sobretensão (59)	Único	1.1 p.u.	0,2 seg	-
	Único	1.05 p.u.	-	5 seg
Proteção de subfrequência (81U)	Único	59,5 Hz	0,2 seg	-
	1 ^o	58,5 Hz	-	10 seg
	2 ^o	56,5 Hz	-	Instantâneo
Proteção de sobrefrequência (81O)	Único	60,5 Hz	0,2 seg	-
	1 ^o	62 Hz	-	30 seg
	2 ^o	66 Hz	-	Instantâneo
Relé de sincronismo (25)	-	10 ^o /10% tensão/ 0,3 Hz	Não Aplicável	Não Aplicável
Anti-ilhamento (78 e 81 $\frac{df}{dt}$ - ROCOF)	-	-	0,2 seg	-
Proteção de sobrecorrente (50/51)	Conforme projeto aprovado no parecer de acesso			
Proteção de injeção de componente C.C (I.C.C) na rede elétrica (sistemas com inversor sem transformador para separação galvânica)	Único	$I_{cc} > 0,5.I_N$	1 seg	-

(*)- Quando a fonte são geradores síncronos.

Fonte: Adaptado de [24].

2.6 Sistemas de Armazenamento de Energia

Os sistemas de armazenamento de energia, em microrredes, podem ser montado usando as mais diversas tecnologias, como por exemplo, os volantes de inércia, os supercapacitores, as baterias eletroquímicas e as baterias gravitacionais. No entanto, do ponto de vista prático, as baterias eletroquímicas ainda são as mais utilizadas.

A bateria eletroquímica é um dispositivo que converte energia química diretamente em energia elétrica através de uma reação de oxirredução. Quando a bateria é recarregável, energia elétrica é convertida em energia química e armazenada nos materiais ativos da bateria [25].

Existem três tipos populares de baterias recarregáveis: chumbo-ácido, níquel cádmio e íons de lítio. Entre essas, a bateria de chumbo-ácido ainda é a mais comum em aplicações para geração distribuída devido, principalmente, ao seu menor custo financeiro e ao maior número de modelos disponíveis no mercado, além de ser uma tecnologia madura.

Para garantir a vida útil e o bom funcionamento das baterias de chumbo-ácido, deve-se atentar para corrente máxima de recarga e à tensão terminal máxima da bateria. Ambas

variáveis, caso sejam extrapoladas, podem aquecer em demasia e até causar a explosão seguida de incêndio nas proximidades da instalação. Logo, por segurança, é necessário manter os parâmetros elétricos de carregamento das baterias dentro do recomendado pelo fabricante.

Na prática, a tensão terminal de uma bateria durante o processo de recarga deve ser inferior ao valor de sua tensão de gaseificação [25]. O valor da tensão de gaseificação é fornecido pelo fabricante e é, tipicamente, da ordem de 2,4V por célula, a 25°C, o que equivale a 14,4V em baterias com tensão nominal de 12V. O valor da corrente máxima de recarga também é fornecido pelo manual da bateria disponibilizado pelo fabricante.

2.7 Redes de Comunicação para Microrredes

Um assunto muito importante dentro do conceito das microrredes é a conectividade dos dispositivos. O aproveitamento de todas as funcionalidades de um controlador, para extrair todos os benefícios que a microrrede pode fornecer, depende da conectividade entre os seus componentes. Ou seja, é necessário existir conectividade eficiente e confiável entre os elementos da microrrede.

Neste contexto, a comunicação tem um aspecto crucial para interação no mundo moderno, seja elas entre pessoas ou entre máquinas. Ou seja, ter-se os dados certos, o mais rápido possível, leva a tomada das decisões mais rápidas e corretas. Isso se aplica à comunicação entre os diversos componentes que compõem o sistema de controle de uma microrrede.

Redes de computadores têm a principal finalidade de enviar e receber dados de forma eletrônica. Do ponto de vista das microrredes, muitas funcionalidades dependem da comunicação entre os dispositivos conectados à microrrede, como fontes, cargas/consumidores, medidores de energia, etc. Numa microrrede, a comunicação é feita entre os seus componentes e o controlador, devendo existir troca de informações para ter o melhor gerenciamento do sistema.

Nesta seção, será abordado o papel do sistema de comunicação aplicado às microrredes. Serão apresentados os meios de comunicação através do modelo de camadas OSI (*Open Systems Interconnection*) e o principal protocolo de comunicação de dados, o TCP/IP (*Transfer Control Protocol/Internet Protocol*). Em seguida serão apresentados os protocolos de comunicação de camada física, responsáveis pelo transporte da informação dentro do contexto das microrredes. Também é apresentada uma explanação dos protocolos disponíveis e os usados na microrrede do IEE/UFMA, a qual foi utilizada para implementação de vários dos conceitos sobre sistemas de comunicação em microrrede, descritos neste trabalho. Outros tópicos abordados nesta seção, são os *softwares* e os protocolos usados para a solução da proposta de controle da microrrede. Uma das premissas é que os *softwares* sejam *open source*, pois, sendo eles distribuídos livremente na Internet, os seus códigos fontes são disponíveis

para adaptações, caso isso seja necessário às especificidades das aplicações.

Ainda nesse contexto, tem-se protocolos que são responsáveis pela codificação da informação, dão suporte aos novos serviços voltados para às aplicações para o sistema de potência. Os protocolos também viabilizam os requisitos de comunicação de dados e segurança necessários para que a troca de informações de maneira eficiente e segura.

2.7.1 Conceito *Open Source*

Open Source é um termo em inglês que significa código aberto. Isso diz respeito ao código-fonte de um *software*, que pode ser adaptado para diferentes fins ou ajustes específicos da aplicação. A licença de uso de um *software open source* não é cobrada, ou seja, a licença é de domínio público. Isto é porque, geralmente, o desenvolvimento do projeto se dá com o compartilhamento de trabalho de um grupo de desenvolvedores. Na grande maioria dos casos, essas ferramentas são compartilhadas *online* pelos desenvolvedores, qualquer pessoa pode usar e modificar o código-fonte, ou seja, não possuem qualquer restrição ou cobrança para seu uso.

O intuito principal de usar este tipo de *software* é não ter custo com licenças, ter a possibilidade de modificar o código-fonte para adaptá-lo às necessidades específicas, ter documentação disponível para consultas e ter disponível as respostas de problemas em seus fóruns.

Segundo [26], o acesso ao código aberto não significa apenas acesso ao código-fonte, É necessário que sejam seguidos os termos de distribuição do *software* de código aberto, devendo serem obedecidos os seguintes critérios:

- i **Redistribuição gratuita:** a licença não deve restringir nenhuma parte do *software* para vender como um componente de uma distribuição de *software* agregada ao conteúdo dos programas de várias fontes diferentes. A licença não deve exigir *royalties* ou qualquer tipo de taxa para venda. Não pode ser cobrada o repasse ou uso deste tipo de *software*;
- ii **Código-Fonte:** o programa deve incluir o código-fonte e deve permitir a distribuição, bem como na forma compilada. Quando alguma forma de um produto não é distribuída com o código-fonte, deve haver um meio bem divulgado de obter o código-fonte por um custo de reprodução não superior a um custo razoável, de preferência baixando pela Internet gratuitamente. O código-fonte deve ser a forma preferencial em que um programador modificaria o programa. Código-fonte ofuscado deliberadamente não é permitido. Formas intermediárias, como a saída de um pré-processador ou tradutor, não são permitidas;
- iii **Obras Derivadas:** a licença deve permitir modificações e trabalhos derivados, e deve permitir que eles sejam distribuídos sob os mesmos termos da licença do *software*

original;

- iv **Integridade do código-fonte do autor:** a licença pode restringir o código-fonte de ser distribuído na forma modificada apenas se a licença permitir a distribuição de "arquivos de *patch*³" com o código-fonte com o propósito de modificar o programa no momento da construção. A licença deve permitir explicitamente a distribuição de *software* desenvolvido a partir do código-fonte modificado. A licença pode exigir que trabalhos derivados contenham um nome ou número de versão diferente do *software* original;
- v **Sem discriminação contra pessoas ou grupos:** a licença deve ser distribuída a todos;
- vi **Sem discriminação contra campos de atuação:** a licença não deve restringir ninguém de fazer uso do programa em um campo específico de atuação. Por exemplo, não pode restringir o programa de ser usado em um negócio, ou de ser usado para pesquisa genética;
- vii **Distribuição de licença:** os direitos associados ao programa devem se aplicar a todos a quem o programa é redistribuído, sem a necessidade de execução de uma licença adicional por essas partes;
- viii **A licença não deve ser específica para um produto:** os direitos associados ao programa não devem depender do programa ser parte de uma distribuição de *software* específica. Se o programa for extraído dessa distribuição e usado ou distribuído dentro dos termos da licença do programa, todas as partes para quem o programa é redistribuído devem ter os mesmos direitos que aqueles concedidos em conjunto com a distribuição original do *software*;
- ix **A licença não deve restringir outro *software*:** a licença não deve impor restrições a outro *software* distribuído junto com o *software* licenciado. Por exemplo, a licença não deve exigir que todos os outros programas distribuídos no mesmo meio sejam *software* de código aberto;
- x **A licença deve ser neutra em termos de tecnologia:** nenhuma disposição da licença pode ser baseada em qualquer tecnologia individual ou estilo de *interface*.

2.7.2 Comunicação em Redes de Computadores

O conceito de rede de computadores é o de um conjunto de computadores autônomos conectados por uma única tecnologia. Um protocolo é um conjunto de regras, especificações e procedimentos que deve governar entidades que se comunicam entre si [27].

³ *Patch* é um arquivo de atualização dinâmica do *software*. A ideia principal é atualizar o *software* sem reinstalar. A tradução literal de *patch* do inglês para português é correção. Na prática significa atualizar o *software* sem precisar reinstalar por completo

A rede de computadores tem a principal função de conectar dispositivos para enviar e receber informações. Para isso, os dispositivos precisam ter um padrão de conexão, chamado de meio físico, e um padrão de comunicação, chamado de protocolo de comunicação ou simplesmente protocolo. Com estes padrões é possível estabelecer comunicação. Os meios físicos e os protocolos precisam ser compatíveis. Uma LAN⁴ é um conjunto de *hardware* e *software* que permite computadores individuais estabelecerem comunicação entre si, trocando informações e recursos. Tais redes são denominadas locais por cobrirem apenas uma área limitada (no máximo de 10km^2 de raio) [27].

Uma das tecnologias mais utilizadas em LANs é a *Ethernet*. Baseada no envio de pacotes, a *Ethernet* tornou-se um padrão na década de 80 ao definir os tipos de cabos, os sinais elétricos para a camada física, o formato de pacotes e os protocolos para a camada de controle de acesso ao meio [27]. Então, *Ethernet* é um padrão de meio físico e um conjunto de protocolos de rede de computadores visando estabelecer um padrão de comunicação entre fabricantes e desenvolvedores. Este padrão é definido em *IEEE 802.3*, também chamado de padrão de acesso ao meio.

Para reduzir a complexidade dos projetos, a maioria das redes de computadores é organizada como uma pilha de camadas com interação hierárquica entre as mesmas. Em todas as redes, o objetivo de cada camada é oferecer determinados serviços às camadas superiores, isolando estas camadas dos detalhes de implementação desses recursos e estabelecer padrão de interface para as implementações [27]. Logo o modelo de referência para a interconexão de sistemas abertos, conhecido como modelo de referência OSI (*Open Systems Interconnection*), estabelecido em sete camadas hierárquicas, o qual incentivou a padronização de redes de comunicação e controle de processos distribuídos, conforme pode ser visto na Figura 2.11 [27].

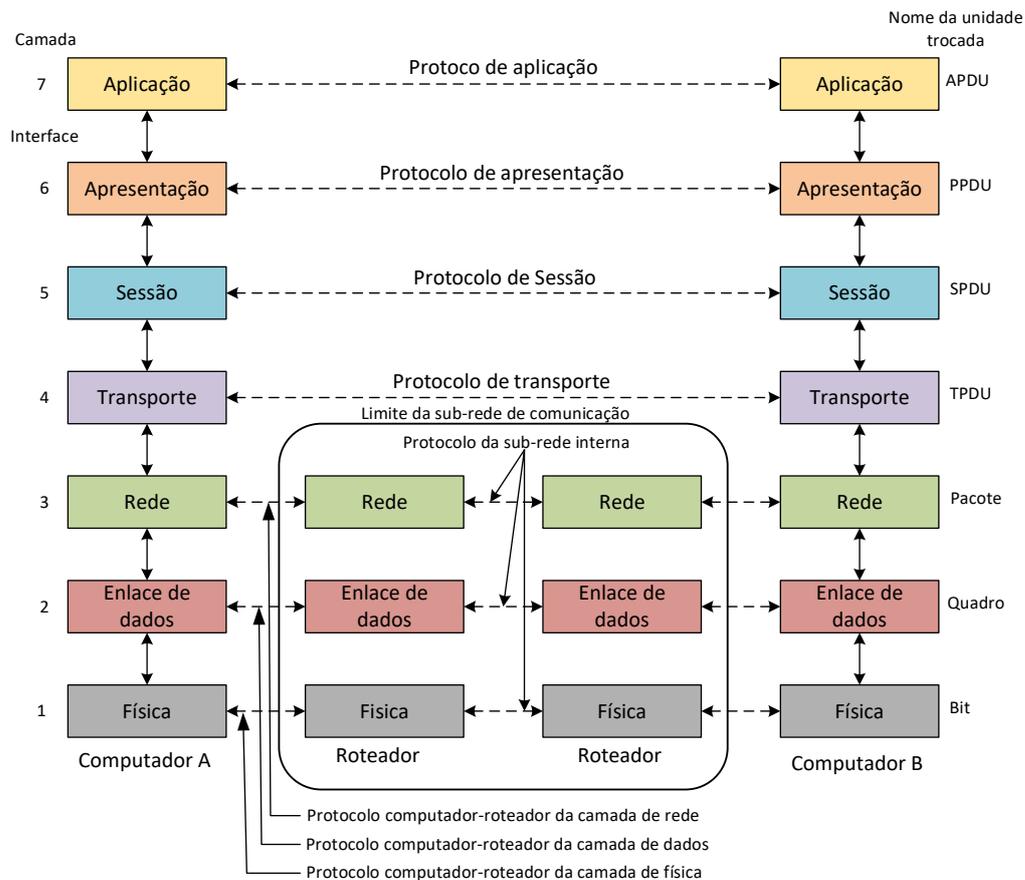
2.7.3 Protocolo *Modbus*

O *Modbus* é um protocolo de comunicação aberto, introduzido no mercado em 1979 pela Modicon, acrônimo de *Modular Digital Controller* [28]. A sua simplicidade de implementação o tornou muito popular para comunicação entre controladores lógicos digitais. Para época, foi um marco na comunicação de controladores, visto que normalmente os controladores eram ilhas e não compartilhava informação digitais entre si. Desta forma, iniciou-se a era da comunicação digital entre controladores na indústria.

O *Modbus* nativamente foi criado para os meios físicos RS232, RS422 e RS485, os padrões de comunicação serial ponto a ponto, meio físico RS232 ou rede com topologia em barramento, meio físico RS485. Foi a *Electronics Industries Association* (EIA) que padronizou o

⁴ LAN é a abreviação em inglês para *Local Area Network* é uma rede de comunicação local de computadores ou dispositivos

Figura 2.11 – Modelo das Camadas de Protocolos do Modelo OSI.



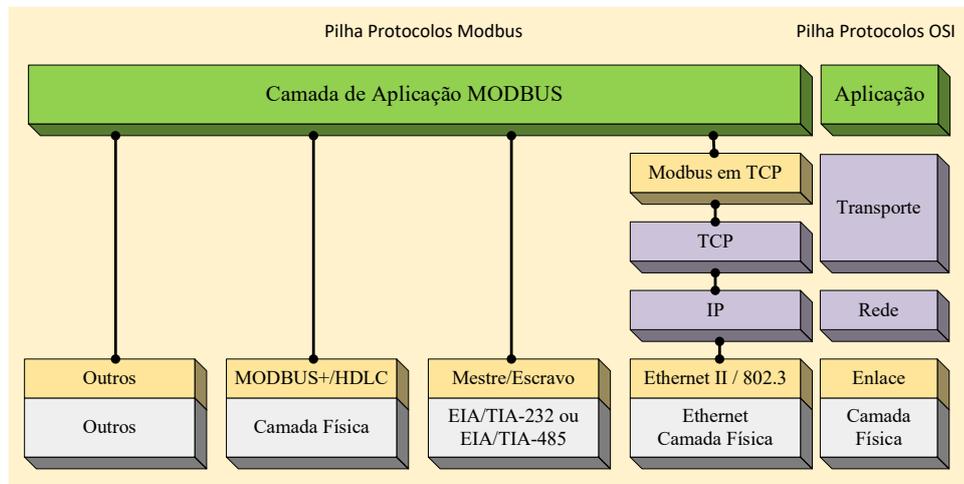
Fonte: Adaptado de [27].

RS-232-C em 1969, RS232 também conhecida como TIA/EIA RS-232C ou V.24 muito popular em comunicação serial dos computadores com seus periféricos, teclado, etc [29].

A norma TIA/EIA-485, conhecida popularmente como RS485, descreve uma interface de comunicação operando em linha diferencial capaz de se comunicar com 32 dispositivos. O meio físico mais utilizado é um par trançado de cabos de cobre. Através deste único par de fios, cada dispositivo transmite e recebe dados. Cada dispositivo aciona o seu transmissor apenas no instante que necessita transmitir, mantendo-o desligado no resto do tempo de modo a permitir que outros dispositivos transmitam dados no modelo mestre/escravo. Em um determinado instante de tempo, somente um dispositivo pode transmitir, o que caracteriza esta rede como *half-duplex* [30].

O protocolo *Modbus* foi adaptado para o uso do meio físico *Ethernet*, logo, pode-se usar o *Modbus/TCP*. Na Figura 2.12, mostra-se as camadas de protocolos para o protocolo *Modbus*.

O *Modbus*, quando usado em meio físico serial, RS232 e RS485, tem a configuração de

Figura 2.12 – Hierarquia de protocolos do *Modbus*.

Fonte: Adaptado de [28].

topologia mestre escravo. Quando utilizado em RS485, tem-se a possibilidade de comunicar com mais de dois dispositivos e somente pode haver um único dispositivo mestre, e este é endereçado como nó 0. No meio físico RS232, tem-se a possibilidade de comunicar com somente dois dispositivos, um mestre e outro escravo, ou seja, a comunicação é ponto a ponto [28].

O protocolo *Modbus* possui dois tipos de transmissão serial de dados, o *Modbus-RTU* e o *Modbus-ASCII*.

A principal diferença se dá pelo fato de que o *Modbus-RTU* (*Remote Terminal Units*) emprega codificação na base binária e o *Modbus-ASCII* (*American Standard Code for information Interchange*) usa o conjunto de caracteres da tabela do código ASCII. O *Modbus-RTU* executa a verificação de erros usando o método de CRC (*Cyclic Redundancy Check*), enquanto o *Modbus-ASCII* usa o método de verificação de erros LRC (*Longitudinal Redundancy Check*), menos eficaz. O formato de dados também é diferente, pois a variação da RTU usa 1 bit (simplificação para dígito binário, em inglês, *Binary digit*) de início, 8 bits de dados e 1 bit de parada. Em oposição ao formato de dados, o *Modbus-ASCII* usa o conjunto de caracteres ASCII para representar caracteres hexadecimais, cada um contendo 4 bits de dados. Existem 10 bits em cada *byte* no modo *Modbus-ASCII*. Eles consistem em: 1 bit de início, 7 bits de dados (com o bit menos significativo enviado primeiro), 1 bit para conclusão de paridade e 1 bit de parada [28].

A combinação de codificação binária com a verificação de erros em CRC é mais robusta e torna o *Modbus-RTU* adequado para aplicações industriais, pois permite uma transmissão sem perda de informação em relação à alternativa de caracteres ASCII.

2.7.3.1 Serviços disponíveis no *Modbus*

A especificação do protocolo define um conjunto de funções, cada uma possui seu código único. Estes códigos encontram-se no intervalo entre 1 a 127, sendo que o intervalo de 129 a 255 está reservado para os códigos de exceção na resposta [28]. São definidas também três categorias de códigos de funções:

Public: os códigos são únicos e estão associados a funções definidas e documentadas. São validadas pela organização *Modbus-IDA*⁵ e existem testes de conformidade para as mesmas. Como são funções padronizadas, devem estar implementadas em todos os equipamentos que utilizem o protocolo *Modbus* para comunicação. Na Tabela 2.2, são apresentadas as funções disponíveis no protocolo *Modbus* [28];

Tabela 2.2 – Código de serviços do *Modbus* .

Código da função <i>Modbus</i>	Nome	Função
01	Ler Bobina 0x	Lê os dados do bit (N bits)
02	Ler Entrada 1x	Lê os dados do bit
03	Ler múltiplos Registros 3x	Lê o tipo inteiro / tipo de carácter / palavra de status / dados de ponto flutuante (N palavras)
04	Ler registros de entrada	Lê os dados do tipo inteiro / palavra de status / tipo de ponto flutuante
05	Escrever bobina simples	Grava os dados do bit
06	Escreve registro	Grava os dados do tipo inteiro / tipo de carácter / palavra de status / tipo de ponto flutuante (1 palavra)
15	Escrever múltiplas bobinas	Grava os dados de bit (N bits)
16	Gravar registros múltiplos	Grava o tipo inteiro / tipo de carácter / palavra de status / dados de ponto flutuante (N palavras)

Fonte: Adaptado de [28].

User Defined: a especificação apresentadas em [28] define os intervalos de 65 a 72 e de 100 a 110 como códigos de funções para implementação livre por parte dos utilizadores. Os respectivos códigos não são padronizados, pois dependem dessas mesmas implementações tanto na parte do cliente como na parte servidora. Estas funções só estarão disponíveis nos equipamentos em que o utilizador as implementar [28];

Reserved: estes códigos são usados por alguns fabricantes para soluções proprietárias e não estão disponíveis para uso público. Não são discutidos na especificação, sendo o leitor remetido para o anexo A do documento [28] para detalhes sobre os códigos reservados [28].

⁵ *Modbus-IDA* - é uma organização sem fins lucrativos que agrupa usuários e fornecedores de dispositivos de automação que visam à adoção do pacote de protocolos *Modbus* e a evolução da arquitetura de endereçamento para sistemas de automação distribuídos em vários segmentos de mercado.

2.7.3.2 Dados no Modbus

As funções públicas básicas foram desenvolvidas para troca de dados especificamente para controladores lógicos programáveis Modicon da época, final dos anos 70, então é mapeado no protocolo o mesmo mapa de memória dos controladores modelo Modicon. Na Tabela 2.3, apresentam-se os tipos de dados básicos [28]. O *Modbus* surgiu em uma época que a memória era cara. Devido a isso, os tipos de dados são simples, com 16 bits de tamanho. Contudo, nas aplicações modernas, utilizam-se dados com mais de 16 bits e, por isso, faz-se necessário uma adaptação juntando os registros para formar valores com maior capacidade de dados.

Tabela 2.3 – Tipo de dados utilizados no protocolo *Modbus*.

Campo	Acesso	Tamanho	Descrição
Entradas Discretas	Somente leitura	1 bit	Usado como entradas
Saídas de Bobinas	Leitura/escrita	1 bit	Usado para controle discreto
Registros de Entrada	Somente leitura	16 bits	Usado para entrada
Registros de Retenção	Leitura/escrita	16 bits	Usado para uma variedade de coisas, incluindo entradas, saídas, dados de configuração, etc.

Fonte: Adaptado de [28].

2.7.4 Ethernet/IP

EtherNet/IP (Industrial Protocol) é um protocolo aberto com finalidade de comunicar dispositivos industriais que utilizam a tecnologia *Ethernet* padrão (*IEEE 802.3* combinado com o *TCP/IP*) [31].

EtherNet/IP oferece várias opções de topologia de rede, incluindo estrela ou linear com dispositivos de infraestrutura *Ethernet* padrão, ou anel de nível de dispositivo (DLR) com dispositivos *EtherNet/IP* compatíveis com DLR [31].

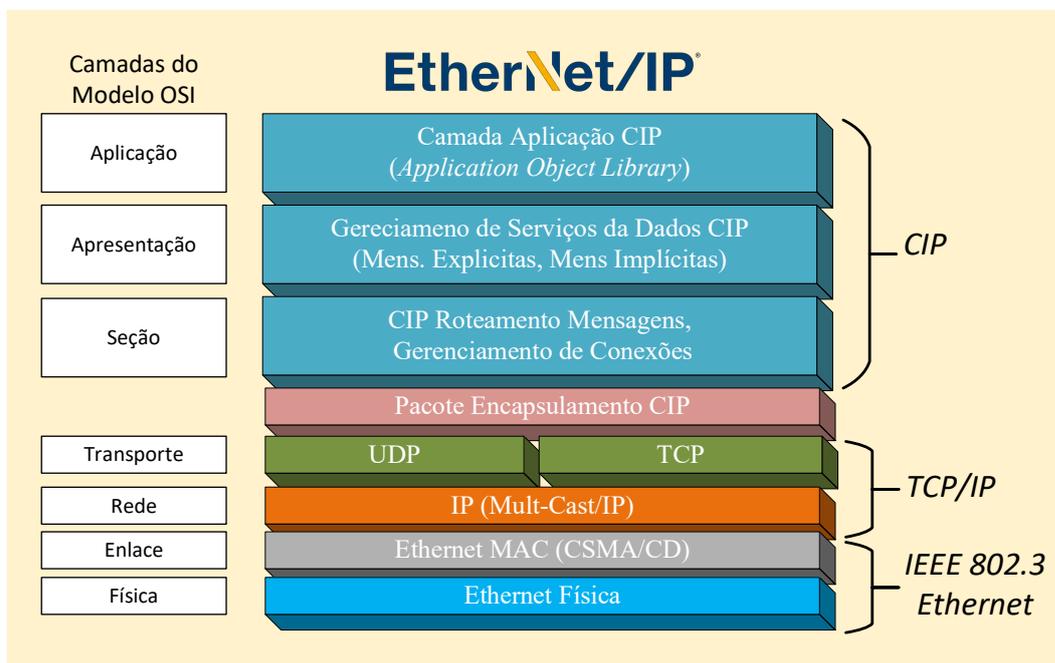
Como todas as redes CIP (*Control and Information Protocol*), a *EtherNet/IP* utiliza o protocolo industrial comum (CIP) para suas camadas superiores. As redes CIP seguem o modelo OSI, que define uma estrutura para implementar protocolos de rede em sete camadas. As redes que seguem esse modelo definem um conjunto completo de funcionalidades de rede, desde a implementação física até o aplicativo ou a camada de interface do usuário [31].

O CIP engloba um conjunto abrangente de mensagens e serviços para uma variedade de aplicações de automação de manufatura, incluindo controle, segurança, energia, sincronização e movimento, informações e gerenciamento de rede [31].

A *EtherNet/IP* é uma rede *Ethernet* industrial aberta, capaz de operar aplicações, por exemplo, de controle de inversor (ligar ou desligar), de segurança, de movimento e processo. A *EtherNet/IP* permite trafegar informações seguras em tempo real entre máquinas, sistemas

e empresas. O protocolo tem sua padronização feita pela ODVA ⁶, que define os padrões e desenvolve ferramentas para a implantação do protocolo comum industrial (CIP). Na Figura 2.13, é apresentada a comparação do modelo OSI com a pilha de protocolos O CIP é um protocolo da camada da aplicação compartilhado por uma família de redes industriais, *EtherNet/IP*, *ControlNet* e *DeviceNet*. Ele fornece rede industrial para segurança, sincronização de tempo, controle de movimento e informações. Esse protocolo fornece serviços de CIP *Safety*, *CIP Sync*, *CIP Motion*, *CIP Energy* e *CIP Security* [31].

Figura 2.13 – Pilha de protocolos EtherNet/IP comparado com o modelo OSI.



Fonte: Adaptado de [32].

2.7.5 IoT/IIoT

IoT é a sigla em inglês para *Internet of Things*, que significa Internet das coisas e representa desde de 2000 a necessidade de integrar todos os dispositivos com a Internet. A IoT é um conceito que tem vários benefícios em prol da qualidade de vida do usuário. Ela é conhecida como a quarta revolução industrial e não é apenas uma tecnologia, mas um conceito que enfatiza a fabricação de interconexões entre coisas e seres humanos [33].

A ideia principal por trás da IoT é ter uma conexão independente e autônoma que seja segura e permita a troca de dados entre o mundo real e os dispositivos físicos. Nestes dias,

⁶ ODVA é a abreviação para *Open DeviceNet Vendor Association* (ODVA). A ODVA, uma organização internacional criada para apoiar as tecnologias de rede baseadas em CIP. Com membros de empresas fabricantes de dispositivos de para automação

vários dispositivos estão conectados na Internet e o número de tais dispositivos atualmente ainda estão aumentando [34].

IIoT sigla em inglês para Internet das coisas Industrial (*Industrial Internet of Things*) é uma subcategoria do conceito de IoT, sendo aplicada ao grupo de dispositivos utilizado na indústria. Possui o mesmo conceito de conectar os sensores utilizados e ter proveito das informações para melhorar ou aumentar a produção da indústria. Na indústria, o padrão deve ser robusto, para os ambientes mais agressivos e com disponibilidade de conexões, tanto por redes de comunicação com cabos como por redes de comunicação sem fios.

2.7.6 eIoT

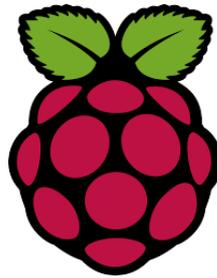
O conceito de IoT aplicado a dispositivos que gerenciam energia é denominado Internet das coisas de energia (eIoT). É proposta para uma subcategoria para esta solução. A eIoT traz a perspectiva de todos os dispositivos que consomem eletricidade terem a possibilidade de conexão com a Internet e, conseqüentemente, poderem compartilhar o seu consumo de energia com o resto da rede em tempo real, ou com os atrasos aceitáveis de envio de informações. As tecnologias eIoT devem, portanto, ser adotadas dentro do contexto para serem impulsionadoras emergentes de mudança na gestão de energia [35].

2.7.7 Raspberry Pi

Na universidades do Reino Unido, os professores tinham uma grande dificuldade com os novos alunos devido ao fato deles nunca terem tido contato com programação de computadores. Portanto, o *Raspberry Pi* inicialmente foi concebido para popularizar o ensino de programação aos alunos antes de chegarem a faculdade.

O nome surgiu da ideia de colocar o nome do equipamento seguindo o padrão das grandes marcas os quais estavam usando nome de fruta, igual a uma gigante no campo de tecnologia a *Apple*, palavra em inglês que significa maçã. Então os criadores colocaram o nome de *Raspberry* palavra em inglês, que significa framboesa, e a sigla *Pi* significa *Python interpreter*, ou seja, o *Raspberry Pi* (RPI) tem a linguagem de programação nativa sendo *Python*. *Python* é uma linguagem de programação de computadores em alto nível, fácil de ensinar e utilizar pelos novos programadores. Na Figura 2.14, tem-se o símbolo o qual foi escolhido em um concurso organizado pelos criadores para escolha da logomarca. Assim nasceu o nome e o logótipo de um dos mais famoso computador de baixo custo o *Raspberry Pi*.

Em 2006, os primeiros RPi foram baseados no microcontrolador *Atmel ATmega644*, em que os idealizadores do projeto, *Eben Upton, Rob Mullins, Jack Lang e Alan Mycroft*, pensaram em um jeito de desenvolver um computador simples e barato para poder aumentar o interesse dos estudantes pela área da computação no Reino Unido. Então, foi criado a

Figura 2.14 – Símbolo do *Raspberry Pi*.

Fonte: [36].

plataforma *Raspberry Pi*, que é um microcomputador desenvolvido pela Fundação *Raspberry Pi* [36]. O Computador *Raspberry Pi* é um *System on Chip* (SoC), um desenvolvimento em que uma única placa carrega todos os circuitos essenciais, como a *Central Processing Unit* (CPU), a *Graphics Processing Unit* (GPU) e várias entradas, saídas e processamento circuitos. A disponibilidade de recursos como os pinos *General Purpose Input Output* (GPIO) tornam o computador acessível para *hardware* de programação, bem como a condução circuitos eletrônicos e coleta de dados por vários meios [37].

Isso torna o computador capaz de ser usado em varias áreas, mesmo sendo inicialmente criado para ser uma opção barata para o ensino de programação. A primeira geração do computador veio com um *slot* de cartão SD, abreviação em inglês para *Secure Digital*, tem a função de instalar e usar uma versão adequada para uma distribuição *Linux* derivada da Debian. A distribuição de sistema operacional disponibilizado pela *Raspberry Pi Foundation*, chamada de *Raspbian OS*, OS é a sigla em inglês para *Operating System*, não é a única disponível. Os computadores da segunda e terceira geração possuem um *slot* para cartão *MicroSD* [37]. Na Figura 2.15, tem a foto do *Raspberry Pi* 3 Série B de 1Gb de RAM, memória de acesso aleatório.

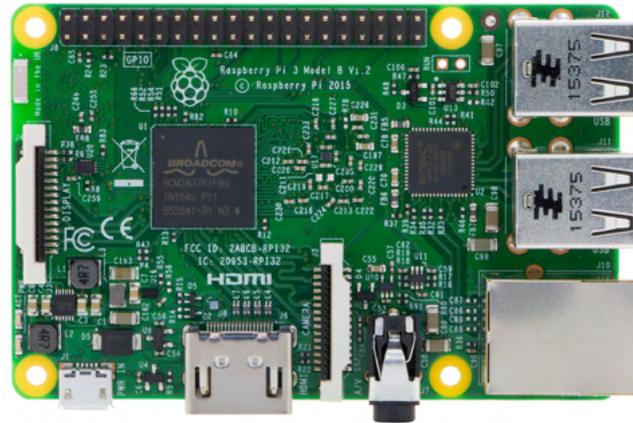
2.7.8 NodeRed

Node-Red é uma ferramenta em código aberto para programação em fluxo de dados que é implementado em *Node.js*. Foi criada em 2013 pela IBM⁷ com a função de conectar dispositivos e *hardware* de maneira simples a vários tipos de serviços ou outros *softwares* [38].

Node.js é uma plataforma construída sobre o motor *V8 Java Script Engine*⁸, máquina eficiente no uso dos *softwares* navegadores o qual chamou a atenção dos desenvolvedores de

⁷ IBM sigla em inglês para *International Business Machines Corporation* que é uma empresa com sede nos Estados Unidos da América voltada para a área de informática.

⁸ Desenvolvido pelo *Google* usado nos aplicativos Navegadores *Chrome* como o interpretador da linguagem *JavaScript*

Figura 2.15 – *Raspberry Pi 3 B 2Gb.*

Fonte: Elaborado pelo autor.

servidores de HTML. HTML (Linguagem de Marcação de HiperTexto) é o bloco de construção mais básico da *web*. Define o significado e a estrutura do conteúdo da *web*. Outras tecnologias além do HTML geralmente são usadas para descrever a aparência/apresentação (CSS)⁹ ou a funcionalidade/comportamento (*JavaScript*) de uma página da *web*. "Hipertexto" refere-se aos *links* que conectam páginas da *web* entre si, seja dentro de um único *site* ou entre *sites*. *Links* são um aspecto fundamental da *web*. Ao carregar conteúdo na Internet e vinculá-lo a páginas criadas por outras pessoas, você se torna um participante ativo na *world wide web* [39].

Com o objetivo de construir facilmente aplicações de rede rápidas e escaláveis. *Node.js* usa um modelo de entrada e saída direcionada a evento não bloqueante que o torna leve e eficiente, ideal para aplicações em tempo real com troca intensa de dados através de dispositivos distribuídos [40].

Características no *Node.js*:

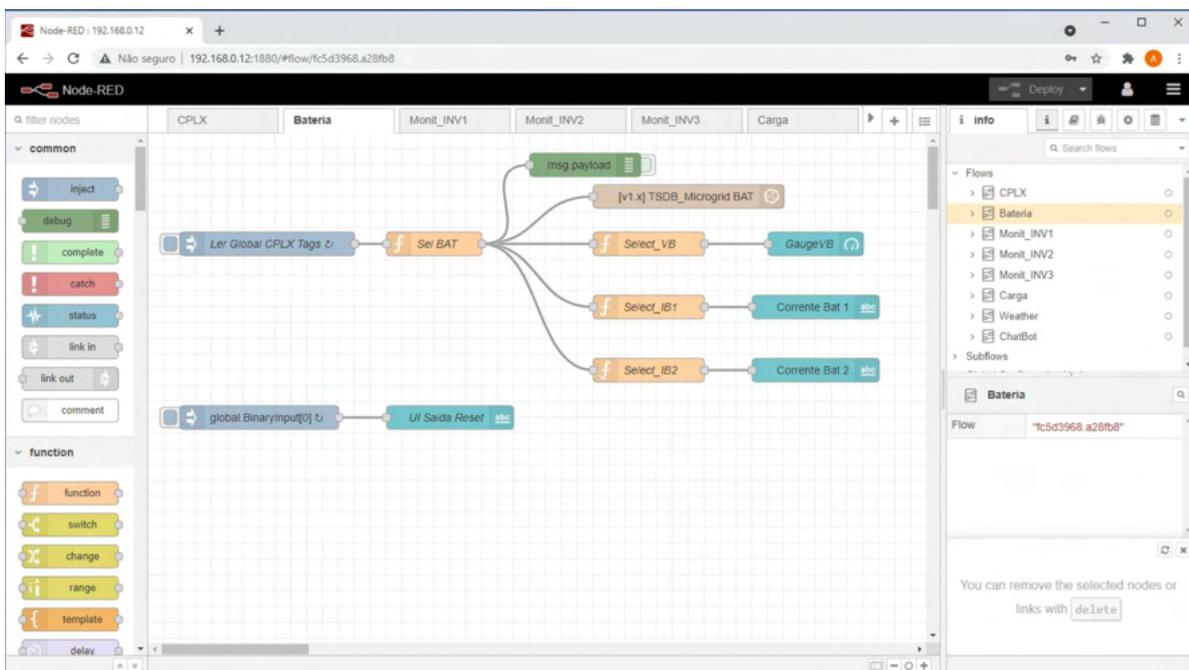
- Tem a função de responder às requisições das aplicações do lado servidor;
- Usado tanto em *Front-End* como em *Back-End*;
- Código aberto: livre de licenças e ainda possibilita consulta a comunidades ativas de desenvolvedores que utilizam *Node.js* compartilham solução de problemas;
- Programação *JavaScript*, muito popular nas aplicações que utilizam a Internet;
- Performance: baixo consumo de memória e aproveitamento da CPU (Processamento não Bloqueante).

⁹ CSS sigla em inglês para *Cascading Style Sheets* é um mecanismo para adicionar estilo a um documento *web*.

A edição do fluxo é baseada no navegador. Não precisa instalar qualquer outro aplicativo no computador, que acessará o servidor para fazer a criação dos fluxos de dados, sendo necessário apenas usar qualquer programa navegador compatível. O *Node-RED* fornece um editor de fluxo baseado em navegador que torna mais fácil conectar fluxos usando a ampla gama de nós disponíveis. Os fluxos podem ser implantados em tempo de execução, não precisa parar o servidor para fazer as alterações. A linguagem de programação usada é a *JavaScript* [38].

O *Node-RED* é uma ferramenta para elaboração de programas muito intuitivo. O usuário deve imaginar o fluxo que a informação vai trafegar pelo nó, basta ligar os nós fazendo uma alusão a programação estruturada sendo os nós, funções, e a ligação entre eles, as chamadas das funções. Com isso, tem-se a apresentação gráfica dos nós e as ligações, assim fica muito mais fácil de entender o fluxo dos dados. A interação com interface gráfica intuitiva e fácil de interagir com o programa como um todo. Na Figura 2.16, tem-se um exemplo de fluxo no *Node-RED*.

Figura 2.16 – Exemplo de fluxo de dados *Node-RED*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.8 Banco de Dados de Séries Temporal

Para o estudo das microrredes, é necessário ter dados históricos para analisar o funcionamento dos dispositivos. Com os dados, é possível gerar gráficos os quais tem as grandezas como tensão, corrente e potência ou outra "grandeza importante". Para Isso, é necessário

armazenar os dados e recuperá-los. Esta ferramenta é chamada de banco de dados de série temporal é usada para armazenar os dados da microrrede.

Dentro da ampla família de *DBMS NoSQL*¹⁰, uma nova ramificação é definida especificamente para lidar com Séries Temporais chamado de TSDB (*Time Series DataBase*).

2.8.1 Banco de Dados *InfluxDB*

O *InfluxDB* é um dos bancos de dados de série temporal que tem a finalidade de lidar com esse tipo específico de dados em série temporal, em vez de adotar um esquema de dados genérico para este caso em particular. A base é aliar uma informação com o tempo e com a finalidade de gerar gráficos de tendência de processo. Já que, em uma série temporal, o principal aspecto é ordenação. No *InfluxDB*, os dados são fisicamente ordenados por tempo. Outra característica importante é a capacidade de definir para uma informação em função de um dado grupo, com administração simples das políticas de retenção, ou seja, regras específicas para gerenciar dados antigos, por exemplo, a exclusão de todos os dados mais antigos que três meses. Outra característica fundamental do *InfluxDB* é a possibilidade de definir consultas contínuas, ou seja, uma ferramenta de consulta capaz de funcionar continuamente em um fluxo de dados de entrada, em vez de em lote. Como uma observação final, o *InfluxDB* usa um modelo de dados híbrido, em que os valores são armazenados como em um DBMS baseado em linha, enquanto os índices, *tag's*¹¹ nomeadas no *InfluxDB*, são armazenadas como em uma coluna baseada DBMS [41].

2.8.1.1 Plataforma em Camadas *InfluxData*

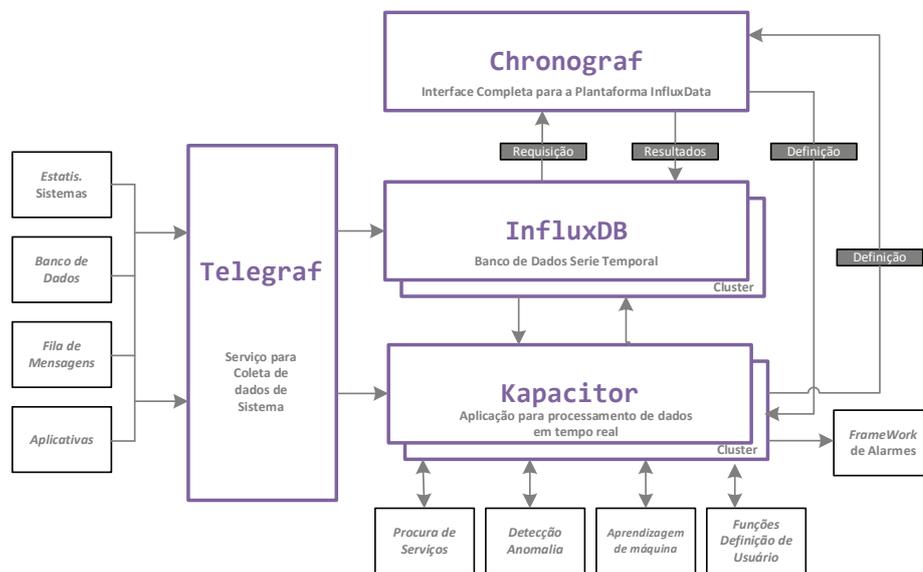
A plataforma é em código aberto para auxiliar na criação e gerenciamento do TSDB (*Time Series DataBase*). O *TICK Stack* é um conjunto de *softwares* de código aberto, mas totalmente integrado, projetado para lidar com grandes quantidades de informações, utilizando data e hora para organizar os dados e dar suporte às necessidades de análise de métricas [42]. Na Figura 2.17, tem-se o diagrama do *software InfluxData* que disponibiliza o gerenciamento do mesmo.

Na Figura 2.18, há um exemplo de uma Tela de Informações em tempo real de uma microrrede.

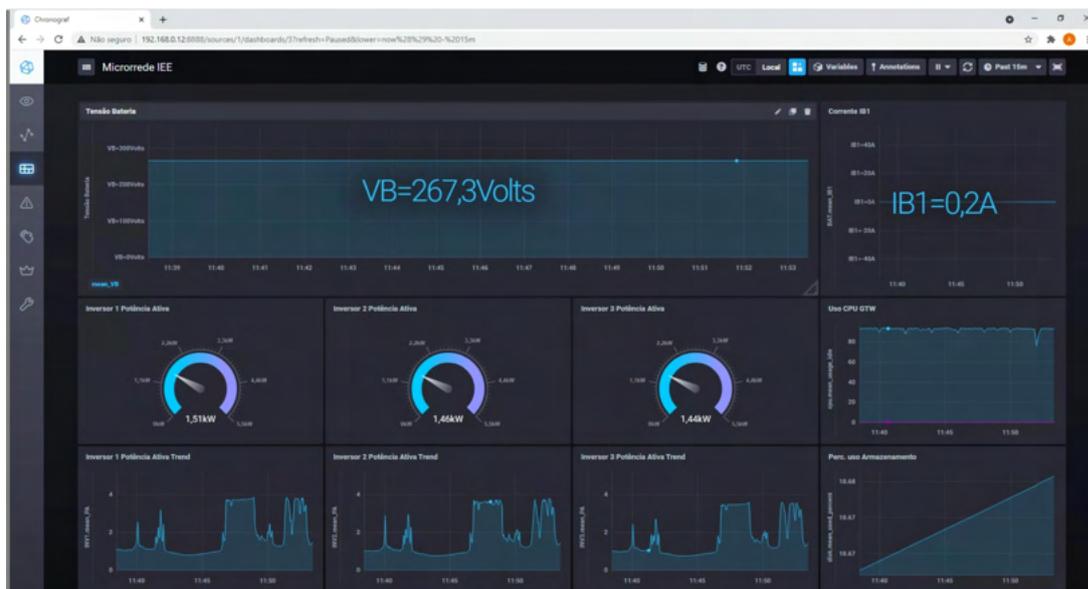
Telegraf: é um agente de servidor orientado por interface para coletar e relatar métricas. As interfaces do *Telegraf* fornecem uma variedade de métricas dos sistemas em que é executado [42].

¹⁰ São Gerenciadores de Banco de Dados que não utilizam a linguagem SQL (*Structured Query Language*) para gerar as consultas aos dados

¹¹ *Tag* é como a informação é chamadas dentro do PAC, também são variáveis de processo dentro dos controladores.

Figura 2.17 – Diagrama das camadas do software *InfluxData*.

Fonte: Adaptado de [42].

Figura 2.18 – Exemplo de tela de Informações em tempo real da Microrrede-IEE usando *InfluxData*.

Fonte: Elaborador pelo autor.

InfluxDB: é um banco de dados de série temporal criado exclusivamente para lidar cargas de gravação e consulta. O InfluxDB é um armazenamento de dados, escrito especificamente para dados com registro de data e hora e especialmente útil para casos de uso como monitoramento de aplicativos, monitoramento de IoT e análises em tempo real [42].

Chronograf: é a interface de usuário administrativa e o mecanismo de visualização da pilha. Isso torna mais fácil configurar e manter o monitoramento e alertas para sua infraestrutura [42].

Kapacitor: é um mecanismo de processamento de dados nativo. Ele pode processar dados de fluxo e lote do InfluxDB. Permite que você conecte sua própria lógica ou funções definidas pelo usuário para processar alertas com limites dinâmicos, combinar métricas para padrões, calcular anomalias estatísticas e realizar ações específicas com base nesses alertas, como balanceamento de carga dinâmica de processos [42].

2.9 Conclusões Parciais

Neste capítulo, foi apresentada uma revisão sobre conceitos técnicos relacionados às microrredes. Primeiramente, foi contextualizada a definição de microrrede, os componentes de uma microrrede, as vantagens de usar uma microrrede, as principais topologias em função do tipo de energia e frequência utilizada, as filosofias de controle em camadas, os modos de operação da microrredes, além de um aspecto muito importante que é a detecção de ilhamento, quando a microrrede opera conectada com a rede elétrica da distribuidora local.

Mostrou-se o conceito do *software open source*, como uma alternativa de implementar sistemas de monitoração, comunicação e supervisão em microrredes. Estes *softwares* estão disponíveis gratuitamente.

Mostrou-se o conceito sobre as redes de computadores e os principais meios de comunicação, junto com os principais protocolos que são utilizados na prática, *Modbus*, *Modbus/TCP*, *Ethernet/IP*. Também visto os conceitos sobre os movimentos IoT, IIoT e sobre o movimento de integração dos dispositivos de energia eIoT.

Finalmente, discorreu-se sobre o *hardware Raspberry Pi* e os *softwares open source* instalados e utilizados, são eles o Node-Red e o InfluxDB.

CONVERSORES ELETRÔNICOS NAS MICRORREDES CA

3.1 Introdução

As fontes de geração de energia elétrica a partir de recursos renováveis são conectadas a microrrede através de conversores eletrônicos de potência. A principal função destes conversores é regular e adequar os níveis de tensão, frequência e corrente gerados, de forma que estas fontes possam ser conectadas à microrrede de maneira segura. A razão de se utilizar estes dispositivos de interface é que as fontes primárias produzem energia de forma intermitente e são sazonais, inadequadas para utilização pelos consumidores.

Os tipos de conversores e seus respectivos controles dependem do tipo de microrrede (CC ou CA), do tipo de fonte primária de energia (solar fotovoltaica, eólica, células de combustível, etc.) e da função do conversor dentro da microrrede. Dependendo do tipo de microrrede, a saída do conversor pode ser CC ou CA; dependendo do tipo de fonte primária a entrada do conversor pode ser CC ou CA. Portanto, os conversores utilizados em tais aplicações podem ser classificados como:

- CC – CC: usados quando a fonte primária é CC e a microrrede é CC;
- CC – CA: usados quando a fonte primária é CC e a microrrede é CA;
- CA – CC: usados quando a fonte primária é CA e a microrrede é CC;
- CA – CA: usados quando a fonte primária é CA e a microrrede é CA.

Na Figura 2.1 do Capítulo 2, que ilustra o conceito genérico de uma microrrede CA, pode-se ver diversos tipos de fontes e seus respectivos conversores de interface entre as fontes e a rede CA da microrrede. Por exemplo, observa-se que os conversores usados na turbina eólica e na microturbina são CA – CA e os conversores usados nos painéis fotovoltaicos e na célula à combustível são CC – CA. Enquanto, o conversor conectado ao banco de baterias pode funcionar como CA – CC, caso o fluxo de energia seja da microrrede para o banco de baterias, ou CC – CA, caso o fluxo de energia seja do banco para a microrrede. Esse tipo de conversor é, portanto, bidirecional, pois o fluxo de potência nele pode ser da bateria para rede e vice-versa.

Os conversores, cujas entradas e/ou saídas são CA podem ser monofásicos ou trifásicos. Para os conversores trifásicos, duas topologias podem ser consideradas maduras: 1) inversor de 2 níveis; 2) inversor multinível, sendo o de 3 níveis considerado uma tecnologia madura. A razão de se utilizar inversores multiníveis é diminuir o filtro de saída dos conversores. Isto porque o filtro corresponde a uma parcela significativa do tamanho e peso do conversor.

De acordo com a função desempenhada, os conversores podem ser classificados como [15]:

- Conversores formadores de rede (CFR): utilizados para formar a rede elétrica CA e controlar os valores da frequência e da tensão, quando a microrrede está trabalhando de forma ilhada/isolada;
- conversores alimentadores da rede (CAR): utilizados para injetar energia na rede a partir das fontes primárias existentes. Em geral, funcionam rastreando o ponto de máxima produção de potência, quando conectados às fontes renováveis;
- conversores de suporte à rede (CSR): injetam ou absorvem potência em pontos da microrrede, com o objetivo de minimizar as quedas ou elevações de tensão. Estes conversores são conectados a uma fonte despachável, por exemplo, a um sistemas de armazenamento de energia.

Na Figura 2.1, estão identificados os CAR, CFR e CSR. Observa-se que os CAR estão conectados as fontes renováveis de energia e o CFR ao sistema de armazenamento de energia, sendo este bidirecional. Embora na Figura 2.1, o CSR esteja conectado a um sistema de armazenamento de energia, ele pode ser conectado a qualquer fonte despachável.

Os conversores utilizados em microrredes devem apresentar várias funcionalidades, dentre as quais, destacam-se aquelas relacionadas ao controle, à proteção e à comunicação. As principais funcionalidades que estes conversores devem apresentar são:

Harmônicos: é desejável que o conversor tenha capacidade de injetar componentes harmônicas na microrrede, com a finalidade de cancelar os efeitos causados por cargas não-lineares, ou seja, é desejável que o conversor tenha características de filtro ativo. Esta característica melhora a qualidade de energia da microrrede;

Controle de Potência Ativa: é a característica que possibilita o controle da potência ativa fornecida para a rede. Para conversores bidirecionais, o conversor pode injetar energia na rede ou absorver energia da rede;

Controle de Potência Reativa: o conversor tem a possibilidade de controlar a potência reativa absorvida ou injetada na microrrede. Essa característica contribui para a regulação de tensão e, conseqüentemente, melhora a característica de qualidade de energia do sistema;

OnGrid: o conversor viabilizar a operação da microrrede conectado à fonte de energia externa à microrrede, ou seja, com a rede (pode funcionar em sincronismo com fonte externa de energia);

OffGrid: o Conversor tem a possibilidade de trabalhar em modo isolado. O próprio conversor deve gerar controlar a tensão e a frequência da microrrede;

Bidirecional: o conversor tem a opção de controlar o fluxo de potência da microrrede a rede e vice-versa. Neste caso o conversor deve estar ligado a um equipamento armazenador de energia;

Monofásico: a saída do conversor é monofásica;

Trifásico: a saída do conversor é trifásica;

MPPT: (*Maximum Power Point Tracking*) o conversor tem em seu controle o algoritmo que rastreia o ponto de máxima potência das fontes primárias de energia. Melhora a eficiência no aproveitamento da energia disponível;

WiFi: o conversor tem possibilidade de se conectar em redes sem fio para monitoração e/ou comando;

Ethernet: o conversor tem a opção de porta Ethernet padrão RJ45 para monitoração e/ou comando dos parâmetros;

Modbus: o conversor tem opção de porta serial com protocolo *Modbus* para monitoração e/ou comando dos parâmetros;

Modbus/TCP: o conversor tem disponível, através de rede Ethernet sem fio ou conectada através cabos de pares trançados, o protocolo *Modbus* implementado em rede Ethernet/TCP, para monitoração e/ou alteração de parâmetros;

RS485: o conversor tem opção de porta serial para gerar redes de conversores meio físico RS485;

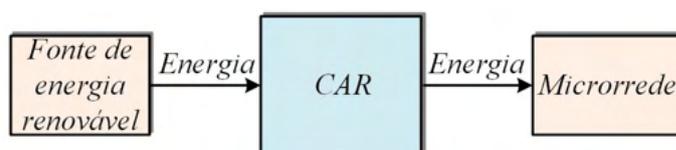
USB: o conversor tem porta USB¹ (Universal Serial Bus) para conexão de um computador com o conversor para programação, comandos e monitoração do conversor. Facilita a configuração inicial e alteração dos parâmetros do equipamento;

Datalogger: é um equipamento conectado no conversor, geralmente via RS485, que armazena dados dos parâmetros elétricos de operação, os quais podem ser acessados via aplicativo de celular ou computador. A apresentação é através de gráficos de dados históricos de informações, como potência ativa de geração, energia já gerada até então, dentre outros.

3.2 Conversor Alimentador de Rede

Os CAR's são os que "alimentam" a microrrede com energia a partir das fontes primárias existentes, conforme ilustrado no diagrama de blocos da Figura 3.1. Considerando que os CAR's têm função de injetar na microrrede uma quantidade pré-definida de potência, em geral, a máxima potência disponível da fonte renovável, o seu modo de funcionamento é como fonte de corrente. A Figura 3.2 mostra o circuito equivalente do CAR, representado por uma fonte de corrente controlada em paralelo com uma grande impedância de saída. Essa fonte de corrente precisa estar sincronizada com a tensão CA da microrrede no ponto de conexão do conversor com o sistema para que a potência ativa injetada e a potência reativa injetada ou absorvida sejam adequadamente controladas.

Figura 3.1 – Diagrama de blocos mostrando o fluxo de energia em um CAR.



Fonte: Adaptado de [25].

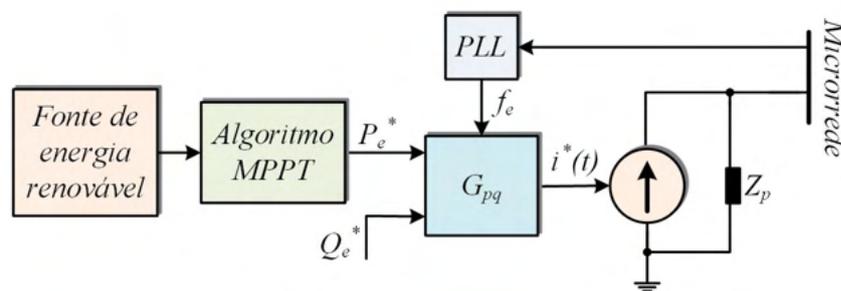
3.2.1 Controle do Conversor Alimentador de Rede

Na Figura 3.3, é exemplificada a estratégia de controle de um CAR para injeção de corrente na rede a partir de um painel solar fotovoltaico. Estes conversores, em geral, utilizam filtros LCL, abreviação para filtro Indutor-Capacitor-Indutor, para as suas saídas [43, 44]. A

¹ USB - Abreviação em inglês para *Universal Serial Bus*, é um padrão da indústria que estabelece especificações para cabos, conectores, e protocolos de comunicação para conexão, comunicação e provimento de energia entre computadores pessoais e seus dispositivos periféricos

referência de tensão do barramento CC é fornecida pelo algoritmo de rastreamento do ponto de máxima produção de potência do painel solar [45], sendo o controle feito pelo controlador de tensão CC, que aumenta ou diminui o nível de corrente a ser injetado de forma a manter a tensão do barramento CC igual a tensão de referência. A corrente a ser injetada deve estar em sincronismo com a tensão da rede, de tal forma que se possa injetar corrente com fator de potência unitário, capacitivo ou indutivo. Este sincronismo é representado pelo bloco chamado PLL, sigla em inglês para *Phase Locked Loop*.

Figura 3.2 – Representação idealizada de um conversor alimentador de rede operando como fonte de corrente controlada.



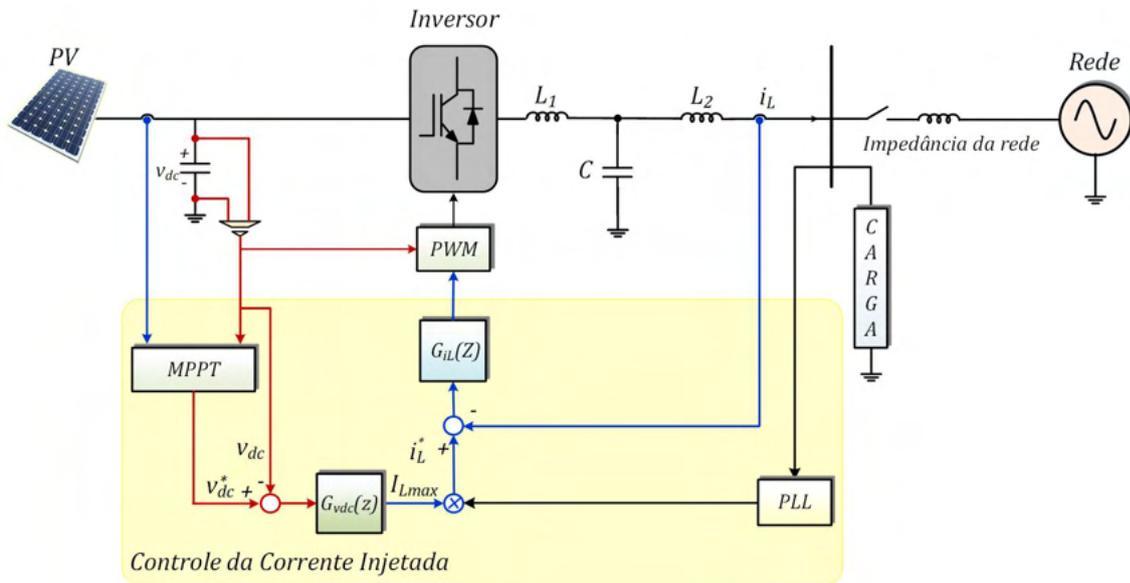
Fonte: Adaptado de [25].

Sendo:

- P_e^* valor de referência da potência ativa a ser injetada na microrrede;
- Q_e^* o valor de referência da potência reativa a ser injetada ou absorvida da microrrede, geralmente fixada em zero para que a injeção de potência ativa seja feita com fator de potência unitário;
- G_{pq} o controlador de potência ativa e reativa, cuja saída é o sinal $i^*(t)$, que é a referência da corrente instantânea fundamental a ser injetada na microrrede;
- Z_p a impedância *shunt* equivalente de saída da fonte de corrente que modela o CAR e
- f_e a frequência elétrica da microrrede.

O valor da referência para a potência ativa P_e^* na Figura 3.2 tem a estratégia definida de acordo com a fonte primária de energia, caso seja um painel fotovoltaico, por exemplo, é determinado a partir de um algoritmo de busca do ponto de máxima produção de potência (MPPT) da fonte primária de energia. Já o valor da referência para a potência reativa Q_e^* , geralmente é ajustado para zero, para que a injeção de potência na microrrede seja feita com fator de potência unitário. Outra possibilidade é determinar o valor de Q_e^* a partir de alguma estratégia de controle de energia reativa que possa, por exemplo, ter o objetivo de manter a tensão da microrrede com valores aceitáveis, previamente estabelecidos, podendo funcionar como conversor de suporte a rede também [25].

Figura 3.3 – Exemplo de diagrama de controle da corrente injetada de CAR.

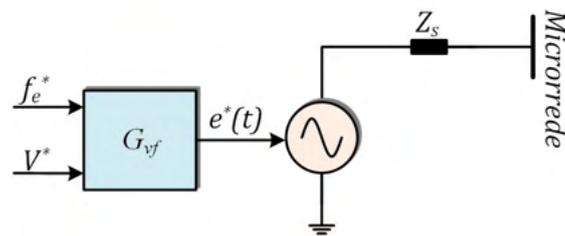


Fonte: Adaptado de [25].

3.3 Conversor Formador de Rede

Um CFR pode ser representado por uma fonte ideal de tensão controlada, em série com uma baixa impedância, conforme ilustrado na Figura 3.4. Portanto, estes conversores são controlados em tensão.

Figura 3.4 – Representação idealizada de um conversor formador de rede operando como fonte de tensão controlada.

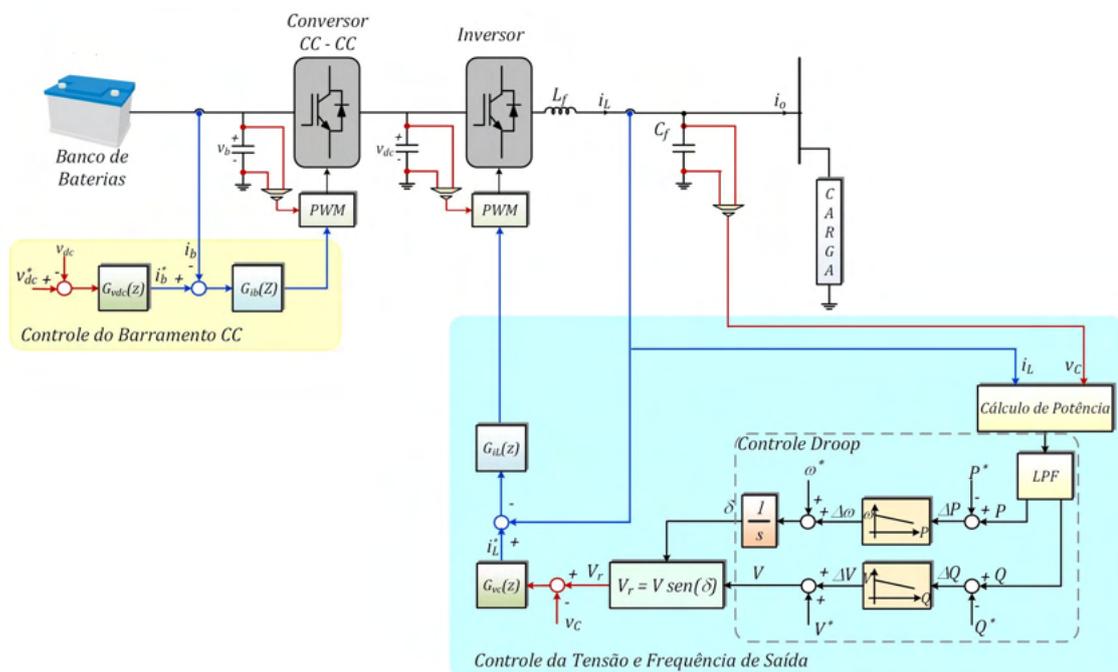


Fonte: Adaptado de [25].

Um diagrama de blocos típico do sistema de controle de um CFR é mostrado na Figura 3.5. Nesta figura, o conversor bidirecional é composto por duas partes: conversor CC – CC e inversor. O conversor CC-CC é responsável pelo controle da tensão do barramento CC e o inversor é responsável pelos controles da tensão e frequência da saída. A malha de controle da tensão do barramento CC é composta por duas malhas em cascata: 1) Malha interna de controle da corrente da bateria e 2) Malha externa de controle da tensão no barramento

CC. O controle da tensão e frequência de saída é implementado pelo inversor. Embora haja a representação de um único conversor bidirecional na Figura 3.5, na prática, vários conversores podem ser conectados em paralelo para compartilhamento de carga. A operação de conversores em paralelo pode ser feita com ou sem comunicação entre as unidades [46, 47]. As estratégias mais interessantes sob o ponto de vista de custo são aquelas que não têm comunicação entre as unidades. Dentre estas, o controle com curvas de decaimento (Controle *Droop*) é amplamente utilizado na literatura uma vez que assegurar a estabilidade de tensão/frequência e garante o compartilhamento de potência entre as unidades, similar ao funcionamento de geradores síncronos [47, 48]. Na Figura 3.5, é exemplificada a estratégia de controle *Droop* para gerar as referências de frequência e tensão para as malhas internas de controle da tensão de saída do conversor. A partir das medições de tensão e corrente de saída, calculam-se as potências ativas e reativas de saída. A curva de decaimento de potência ativa gera a referência de ângulo (frequência) da tensão de saída e a curva de decaimento de potência reativa gera a referência de amplitude da tensão. As malhas internas de corrente e tensão controlam a tensão de saída.

Figura 3.5 – Diagrama de controle típico do conversor formador de rede Bidirecional.



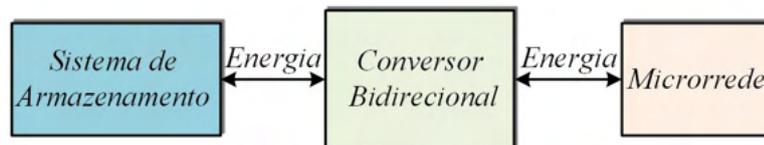
Fonte: Adaptado de [25].

Para a implementação das malhas internas de controle de corrente e tensão empregam-se controladores Proporcional + Integrais (PI), tanto no referencial síncrono [49, 50], quanto no referencial estacionário [51, 52]. Os controladores PI no referencial síncronos apresentam erros de regime permanente nulo, entretanto requerem transformações dos referenciais estacionário para o síncrono e vice-versa. Isso aumenta bastante o processamento de tais

controladores especialmente quando se requer compensadores de componentes harmônicas. Uma outra possibilidade é o uso de controladores Proporcionais + Ressonantes (PR) [53, 54]. Além de produzirem erro de regime permanente nulo estes controladores são implementados no referencial estacionário, o que simplifica bastante a implementação dos compensadores de harmônicas.

Os CFRs são utilizados para formar a rede elétrica de corrente alternada e controlar os valores da frequência e da tensão RMS, abreviatura em inglês para *Root Mean Square*. Esses conversores geralmente são conectados a um sistema de armazenamento de energia e utilizado quando a microrrede está isolada, mas também podem ser usados para implementar estratégias de arbitragem de energia, como *Peakshaving*, em microrredes conectadas à Rede. Nesses casos, um melhor aproveitamento operacional dos CFRs é obtido se eles operarem de modo bidirecional, ou seja, podendo retirar ou fornecer energia ao sistema de armazenamento, conforme ilustrado no diagrama de blocos da Figura 3.6.

Figura 3.6 – Diagrama de blocos de um conversor formador de rede bidirecional.

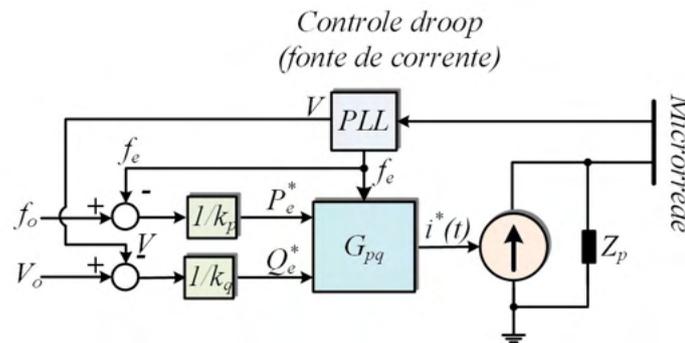


Fonte: Adaptado de [25].

3.4 Conversor de Suporte à Rede

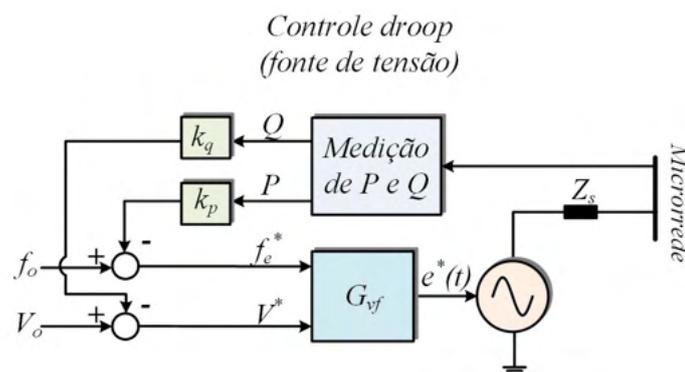
Os CSR são utilizados para injetar ou absorver potência em determinados pontos de uma microrrede distribuída, interferindo nos fluxos internos de potência, com o objetivo de minimizar as quedas ou elevações de tensão entre pontos da mesma. Numa microrrede isolada autônoma esses conversores podem ser alimentados por sistemas de armazenamento de energia. Os CSRs podem ser interligados à rede como fonte de corrente ou como fonte de tensão, sendo que os valores de potência ativa ou reativa são determinados de acordo com a estratégia de controle *Droop*. Na Figura 3.7, é apresentado o diagrama de blocos do controle do CSR funcionando como fonte de corrente e na Figura 3.8, é mostrado o diagrama do CSR funcionando como fonte de tensão.

Figura 3.7 – Diagrama de blocos do controle do CSR operando como fonte de corrente.



Fonte: Adaptado de [25].

Figura 3.8 – Diagrama de blocos do controle do CSR operando como fonte de tensão.



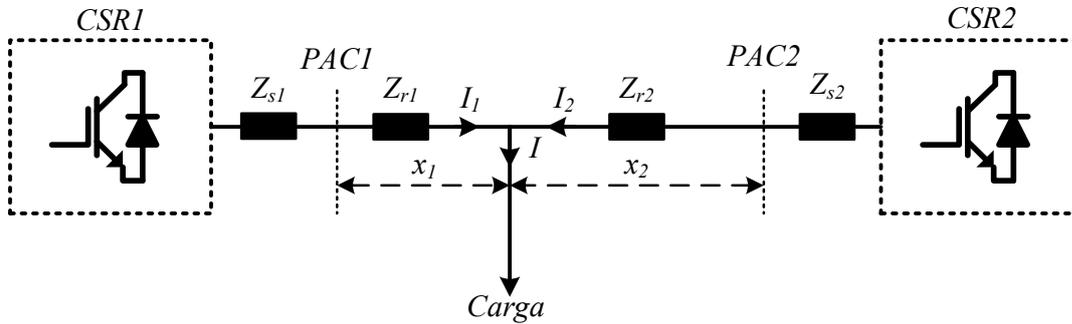
Fonte: Adaptado de [25].

3.5 Divisão da carga entre conversores em uma microrrede com conversores distribuídos

Quando dois conversores são conectados em pontos diferentes de uma microrrede distribuída, eles, mesmo sendo de mesma potência nominal, dificilmente irão dividir equitativamente a carga, a menos que algum controle de potência seja implementado nos sistemas de controle dos mesmos.

Para esclarecer esse comportamento, considere Figura 3.9. Observa-se na figura que, mesmo se as impedâncias de saída Z_{r1} e Z_{r2} dos dois conversores CSR1 e CSR2 forem iguais, as impedâncias Z_{r1} e Z_{r2} dos trechos da rede entre a carga equivalente e os geradores dificilmente serão iguais. Além disso, as distâncias x_1 e x_2 entre cada conversor e o ponto de conexão da carga equivalente na rede podem variar com o tempo, o que implica em variações no tempo também das impedâncias Z_{r1} e Z_{r2} .

Figura 3.9 – Divisão da carga entre 02 conversores fonte de tensão em paralelo numa rede de baixa tensão.



Fonte: Adaptado de [25].

Esse problema tem sido resolvido na prática, utilizando a estratégia de controle *droop* para controlar quanto cada um dos conversores deve suprir em termos de potência ativa e potência reativa. Esta é uma solução clássica, há muito tempo empregada para divisão de cargas entre geradores síncronos, conectados em paralelos, mesmo que estejam distantes uns dos outros.

O controle *droop* não necessita do uso de comunicação física entre os gerados, visto que ele pode ser implementado com base nos valores de frequência, potência ativa, tensão e potência reativa nos terminais de cada unidade geradora. Embora existam variações, segundo o controle *droop* clássico, a potência ativa e a frequência de cada gerador obedece a Equação 3.1, enquanto a tensão e potência reativa devem obedecer a Equação 3.2.

$$f_e - f_0 = -k_p(P - P_0) \quad (3.1)$$

$$V - V_0 = -k_g(Q - Q_0) \quad (3.2)$$

Sendo:

- f_e a frequência elétrica da rede num determinado instante, em *Hz*;
- V a tensão nos terminais do conversor, em *Volts*;
- P a potência ativa medida nos terminais do conversor, em *W*;
- Q a potência reativa medida nos terminais do conversor, em *VAr*;
- f_0 a frequência elétrica da rede quando a potência ativa nos terminais do conversor for igual a P_0 ;

- V_0 a tensão nos terminais do conversor quando a potência reativa de saída do mesmo for igual a Q_0 ;
- k_p a inclinação (*droop*) da curva $f \times P$, em Hz/W ;
- k_p a inclinação (*droop*) da curva $V \times Q$, em V/Var .

Devido ao problema descrito das diferentes impedâncias do sistema, é preciso uma estratégia de controle para determinar quanto de potência ativa ou reativa deva ser injetada ou absorvida por um CSR, que é interligado em paralelo com uma microrrede independente do ponto de conexão. O controle sem comunicação de dados entre os conversores e dados pelos parâmetros da rede como a frequência que expressa o quanto de potência ativa tem no sistema e a tensão da rede que expressa o quanto tem queda de tensão ou na geração ou absorção de potência reativa este controle é chamado de *droop*. Para funcionar o controle, é necessário que a realimentação dos parâmetros da rede como frequência e potência. Muito utilizado em inversores que operam em paralelo para fazer uma divisão de carga [25].

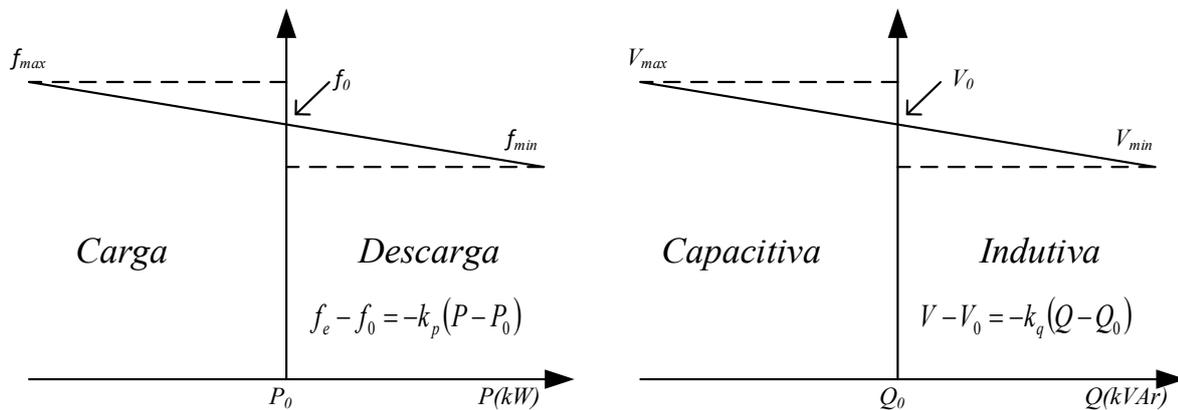
Os valores de P_0 e Q_0 nas equações 3.1 e 3.2 podem ser escolhidos de forma arbitrária, no entanto, é comum seus valores serem arbitrados para zero.

Em conversores alimentados por bancos de baterias, que podem operar de modo bidirecional, é conveniente fazer P_0 e Q_0 iguais a zero. Neste caso, f_0 é a frequência da rede quando a potência ativa nos terminais do conversor for nula e V_0 é o valor da tensão nos terminais do conversor quando o mesmo opera com fator de potência unitário, ou seja, potência reativa nula. A potência ativa é convencionada, a critério do projeto da microrrede, positiva, quando o banco de baterias fornece potência à rede (em regime de descarga da bateria), e negativa, quando absorve potência ativa (em regime de carregamento da bateria). Quanto à potência reativa, os valores positivos referem-se à potência reativa indutiva e valores negativos, à potência reativa capacitiva nos terminais do conversor [25]. A Figura 3.10 apresenta as curvas de controle droop para um converso bidirecional, sendo 3.10a para frequência versus potência ativa e 3.10b para tensão versus potência reativa.

3.6 Conclusões Parciais

Este capítulo apresentou uma revisão sobre os diversos tipos de conversores eletrônicos de potência, que são utilizados em microrredes. Foram descritas as características dos conversores formadores de rede, dos alimentadores de rede e daqueles que são instalados para dar suporte às microrredes, principalmente no controle de tensão. Essa descrição contemplou estratégias de controle desses conversores.

Uma seção do capítulo foi dedicada para explicar o princípio e funcionamento do controle *droop* para controlar a divisão de carga entre dois os mais conversores, conectados de forma distribuída em uma microrrede.

Figura 3.10 – Curvas de controle *droop* de um inversor bidirecional.

(a) Frequência versus potência ativa.

(b) Tensão versus potência reativa.

Fonte: Adaptado de [25].

Os conceitos e informações sobre os conversores eletrônicos utilizados em microrredes, disponibilizados neste capítulo, dão suporte à montagem, ao controle e à operação de microrredes, com fontes de renovais e com sistemas de armazenamento de energia.

Entender o funcionamento dos controles em 1^o nível dos conversores é o ponto de partida para desenvolver os controles de 2^o nível da microrrede. No próximo capítulo, será discutido a montagem da microrrede experimental, abrindo a possibilidade de fazer testes de controles em 2^o nível para realizar estudos das redes de comunicações e acompanhar o funcionamento da microrrede.

MICRORREDE EXPERIMENTAL

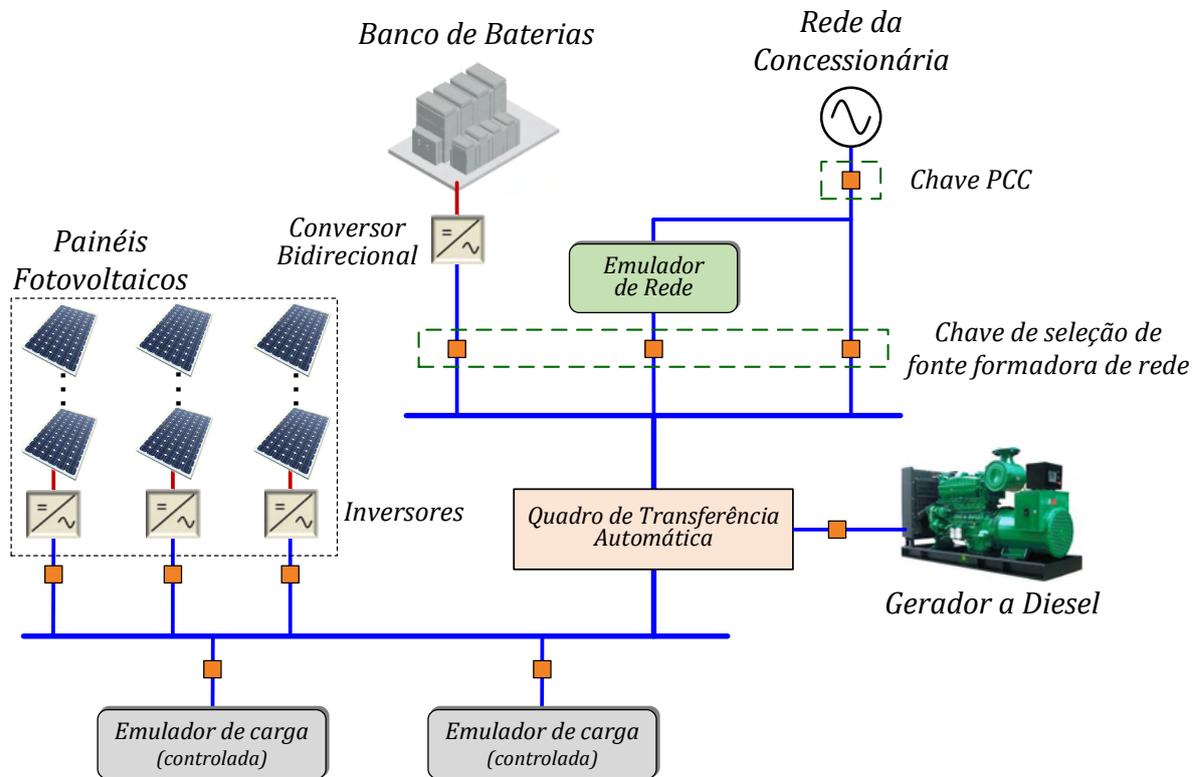
4.1 Introdução

Conforme discutido no Capítulo 1, bem como os conceitos e topologias sobre microrredes nos Capítulos 2 e 3, foi proposta nesse trabalho a construção de uma microrrede experimental que será instalada no laboratório de Energias Renováveis do IEE-UFMA. Na Figura 4.1, é ilustrada a topologia escolhida para essa microrrede, a qual pode operar conectada ou desconectada da rede da concessionária. Esse modo de operação pode ser controlado através da Chave PCC.

Como um dos objetivos dessa microrrede é oferecer infraestrutura para o desenvolvimento de pesquisas futuras em todo o escopo de microrredes, além do uso comum do conversor formador de rede (no caso, bidirecional) e da rede da concessionária, também foi instalado um emulador de rede. Dessa forma, será possível produzir diversos cenários típicos da rede principal, como desbalanceamento, falta de fase, distorções de formas de ondas, subtensões, entre outros. Portanto, será possível a realização de diversos tipos de testes, como os que envolvem qualidade de energia, análise de desempenho de conversores, verificação de estratégias de controle e gerenciamento da microrrede, entre outros.

Em termos gerais, a microrrede poderá ser formada ou pela rede da concessionária, ou pelo conversor bidirecional, ou pelo emulador de rede, ou pelo gerador a Diesel. Sendo que as três primeiras podem ser habilitadas a partir da chave de seleção de fonte formadora de rede (ver Figura 4.1), as quais representam a rede principal para o Quadro de Transferência Automática (QTA) do gerador. A partir desse QTA, o gerador pode se conectar a essa rede principal para operar em paralelismo permanente, despachando potência, ou em paralelismo momentâneo, o qual o gerador assume toda a carga e o QTA desconecta a rede principal. Nesse último caso, o gerador passaria a ser a fonte prioritária, formando a rede. Além disso,

Figura 4.1 – Diagrama de blocos simplificado da microrrede experimental IEE-UFMA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

são conectados três inversores monofásicos de mesma potência (um em cada fase) no lado da carga, as quais são emuladas por duas cargas eletrônicas controláveis, de maneira que é possível controlar a variação de um perfil de carga típico de uma microrrede de pequeno porte.

4.2 Considerações Gerais sobre a Microrrede IEE-UFMA

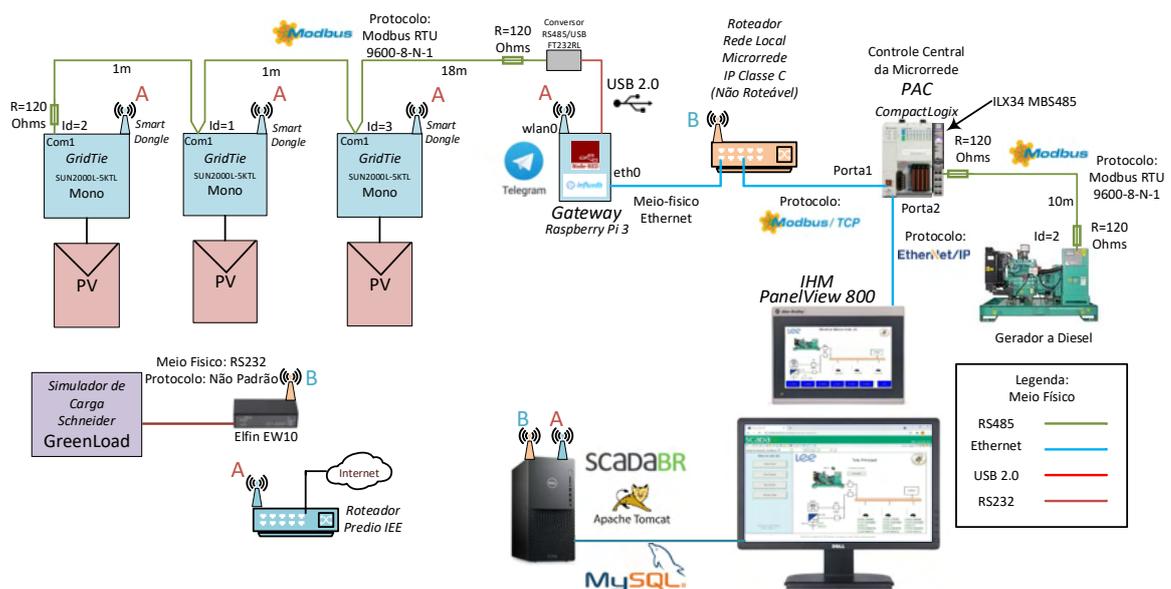
A microrrede experimental foi construída utilizando uma rede em corrente alternada (CA) e circuito trifásico, com tensão de $380V_{ca}$ entre fase-fase e $220V_{ca}$ entre fase-neutro, com frequência de 60Hz. A escolha desses valores de tensão e frequência foi determinada pelo fato de que a maioria dos equipamentos utilizados no IEE-UFMA funcionam com esse padrão.

No Apêndice A, é apresentado o diagrama unifilar do circuito de potência da microrrede experimental, bem como todos os dispositivos conectados a ela. Nesse circuito de potência, existem 4 barras, as quais são conectadas a saída do QTA do gerador, duas cargas eletrônicas controláveis e três inversores. As conexões desses dispositivos com as quatro barras são feitas através de indutores trifásicos, que são utilizados para simular a impedância

de uma rede de distribuição. A inclusão dos indutores é para gerar uma microrrede com características predominantemente indutiva. Cada indutor desses possui um contator trifásicos em paralelo. Com a função de curto-circuitar os terminais do próprio indutor, desabilitando assim o efeito da impedância da rede de distribuição. Além do contator em paralelo, também foi adicionado em cada indutor um contator em série, permitindo conectar/desconectar uma fonte/carga.

O monitoramento e gerenciamento da microrrede foi elaborado adotando-se uma topologia concentrada e que é dependente do PAC, responsável por coordenar os modos de operação e gerenciamento de energia da microrrede, além de prover e obter informações para e dos dispositivos de comunicação, fontes, conversores, IHM, supervisor, *datalogger*, etc. Portanto, toda a infraestrutura de comunicação passa pelo PAC. Na Figura 4.2, é ilustrada a infraestrutura da rede de comunicação implementada para todos os dispositivos da microrrede.

Figura 4.2 – Desenho de conexão da rede de comunicação da microrrede.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A rede de comunicação foi implementada utilizando o protocolo *Ethernet* Local (sem conexão com a Internet), sendo que todos os dispositivos de comunicação foram configurados com IP fixo em classe C (não roteável). O motivo dessa escolha se fundamentou em garantir a separação entre a rede de comunicação da microrrede e as demais redes externas no IEE-UFMA, que são conectadas à Internet. Somado a isso, os protocolos *Modbus/TCP* e *Ethernet/IP* não têm uma camada de segurança de compartilhamento de informações ou autenticação.

O acesso ao sistema de monitoramento e gerenciamento da microrrede é feito através de um computador com autenticação por senha e funciona como servidor, a partir do qual é possível acessar o PAC. O acesso à sala que contém esses dispositivos e componentes, e na qual a microrrede foi instalada, é restrito aos alunos e professores que desenvolvem pesquisas relacionadas à microrrede experimental. A lógica de controle foi concebida na camada do controle secundário. Não faz parte do escopo deste trabalho o controle a nível de dispositivo e, portanto, não foram desenvolvidas estratégias de controle a nível primário.

4.3 Dispositivos que compõem a Microrrede

A microrrede experimental é formada por vários dispositivos, como os de potência, de controle e de comunicação. Esses dispositivos têm as finalidades de monitorar e controlar o fluxo de energia, considerando as cargas, a geração e o armazenamento de energia. Esses dispositivos são:

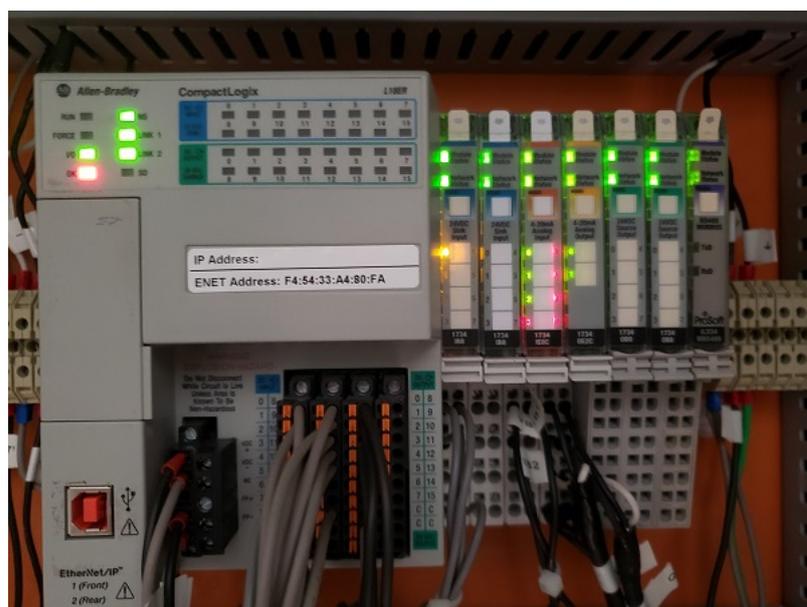
- Controlador Programável;
- Interface Homem Máquina;
- Chave PCC;
- *Gateways* de Comunicação;
- Inversores *GridTie*;
- Conversor Bidirecional;
- Banco de baterias;
- Grupo Gerador a Diesel;
- Carga Eletrônica.

4.3.1 Controlador Programável para Automação

Um PLC, sigla em inglês para *Programmable Logic Controller*, tem a finalidade de controlar um sistema através do processamento de lógicas binárias e geralmente tem a linguagem de programação visual chamada de *Ladder*, similar aos diagramas de controle em comandos elétricos. Isso facilita o entendimento para os profissionais da área de engenharia elétrica, pois os mesmos geralmente possuem treinamentos necessários para interpretar e projetar controle de sistemas de potência, utilizando a teoria de comandos elétricos, sendo muito comum na área de acionamento de motores. O PLC é adequado para aplicações de pequeno porte e locais, sem conexões com redes ou compartilhamento de dados. São equipamentos atrativos devido ao menor custo em relação a outros controladores de maior

porte. Porém, são limitados à expansão de entradas e de saídas, e ao nível de complexidade da lógica. Essas limitações foram algumas das justificativas que contribuíram na escolha da utilização de um PAC, sigla em inglês para *Programmable Automation Controller*, ao invés do PLC, para a implementação do controle e monitoramento proposto neste trabalho. O PAC pode processar não somente lógica binária, mas dados mais complexos como, por exemplo, de sinais analógicos, de protocolos de segurança, de redes de comunicação e de controle discreto, como o proporcional e integral, etc. Além da linguagem *Ladder*, o PAC opera com outras linguagens como a de Diagramas de Blocos, diagramas de SFC, sigla em inglês para *Sequential Flow Chart*, e Texto Estruturado. Portanto, é possível resolver problemas computacionais mais simples, como lógica binária em linguagem de programação visual, e mais complexos, como filtros digitais e controladores PI, PID, etc. O PAC deve ser especificado de acordo com a aplicação e em função de três parâmetros: quantidades e tipos das entradas, quantidades e tipos de saídas e complexidade do programa (quais instruções serão utilizadas previamente). A partir dessas informações de projeto foi possível escolher o modelo ideal, levando em consideração o melhor custo benefício. Portanto, para o controle da microrrede deste trabalho, foi utilizado um PAC modelo *CompactLogix L18ER* da marca *Allen-Bradley* fabricado pela *Rockwell Automation* e é mostrado na Figura 4.3.

Figura 4.3 – PAC modelo *CompactLogix 1769-L18ERM-BB1B* Allen-Bradley instalado na microrrede IEE-UFMA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.2 Interface Homem Máquina

Uma IHM foi utilizada para que o operador da microrrede pudesse alterar mais facilmente, quando necessário, *setpoints* programados no PAC. São exemplos desses *setpoints* os valores da tensão mínima que representa a profundidade máxima de descarga do banco de baterias, da tensão máxima que representa o final de carga do banco de baterias, do máximo valor de horas que o gerador a Diesel pode operar (em função do nível de combustível disponível), dentre outros. Para esse dispositivo, foi escolhido o modelo *PanelView 800* da marca *Allen-Bradley* e fabricado pela *Rockwell Automation* e é mostrado na Figura 4.4.

Figura 4.4 – *PanelView 800 Allen-Bradley* instalado na microrrede IEE-UFMA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

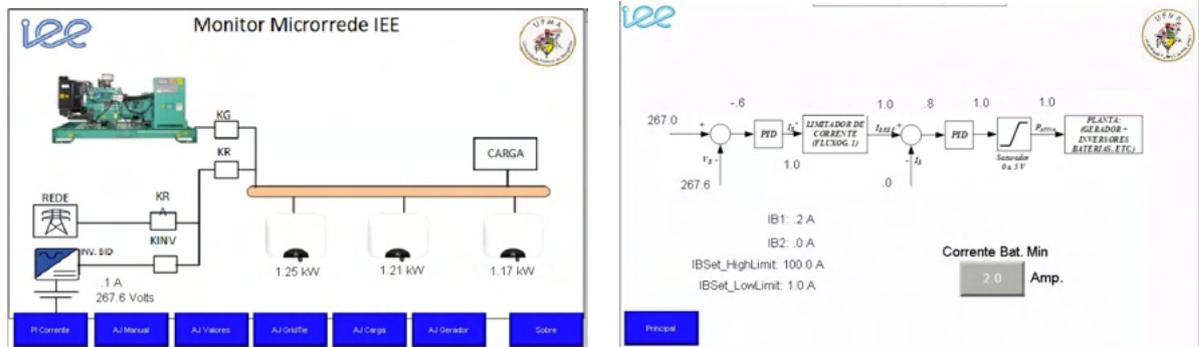
O PanelView 800 é uma IHM com características industriais e utiliza um *software* de configuração e criação das telas que não precisa de compra de licença. Este *software* é o *Connected Components Workbench* da *Rockwell Automation*. Esse modelo foi pensado no intuito de mitigar os custos de instalação da microrrede.

Já foram implementadas na IHM as telas com as configurações básicas da microrrede, como o diagrama geral de blocos e as imagens de cada conversor com os respectivos *setpoints*. Além disso, também foram implementadas as telas que mostram o estado de todos os dispositivos conectados na microrrede. Algumas dessas telas são mostradas na Figura 4.5.

Na Figura 4.6, é ilustrada a interligação do *PanelView 800* com o *Compactlogix* por meio de cabo de rede, padrão Ethernet, com os pares trançados, usando o protocolo *Ethernet/IP*.

Com o objetivo de melhorar o monitoramento da microrrede, implementou-se duas ferramentas que funcionam em complemento à IHM. Essas ferramentas são mostradas nas subseções a seguir.

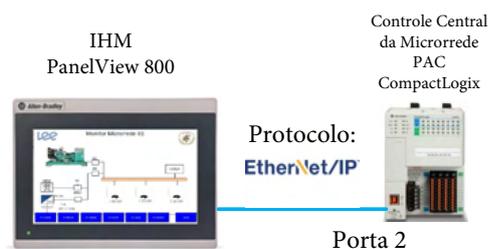
Figura 4.5 – Telas implementadas na IHM instalada na microrrede IEE-UFMA.



(a) Tela IHM Principal.

(b) Tela de Controle de Carregamento de Baterias.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.6 – Diagrama de interligação rede do *PanelView 800* com *Compactlogix*.

Fonte: Elaborado pelo autor.

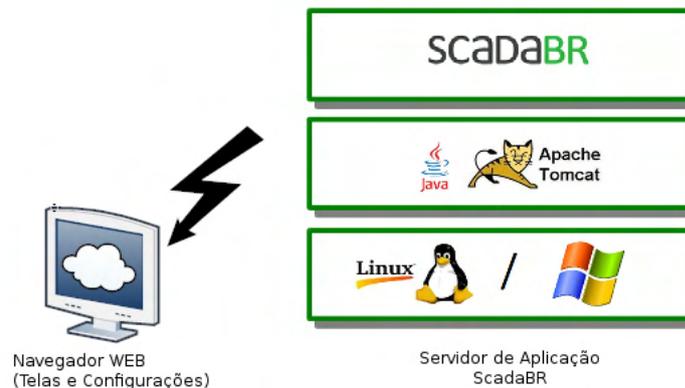
4.3.2.1 Supervisório ScadaBR

ScadaBR é um *software* gratuito e de código-fonte aberto, é utilizado para desenvolvimento de aplicações de automação, aquisição de dados e controle supervisão. O ScadaBR tem a função de um tradicional sistema *software* SCADA, a sigla em inglês para *Supervisory Control and Data Acquisition*. O ScadaBR funciona no sistema operacional do Windows e do Linux. Este tipo de *software* existe desde o final dos anos 60 e é fundamental em qualquer tipo de aplicação em computador que envolva máquinas, controladores lógicos programáveis, acionamentos eletrônicos e sensores [55].

O ScadaBR é executado a partir de um *software* conhecido como "Servidor de Aplicação Java", que nativamente é executado no servidor com o Apache Tomcat instalado. A partir do momento que o servidor de aplicação *web* está *online*, tem um endereço de IP que será utilizado para acessar com o navegador na máquina cliente [55]. Na Figura 4.7, é mostrado um diagrama de blocos que ilustra o a conexão do servidor com a aplicação do programa ScadaBR.

O acesso ao servidor é feito usando um navegador *web*, *Google Chrome* ou *Microsoft*

Figura 4.7 – Servidor de Aplicação do ScadaBR.



Fonte: [55].

Edge. No projeto da microrrede, foi testado e usado o *Google Chrome*. A linguagem de programação utilizada no ScadaBR é *HTML* e *JavaScript*. *HTML* é uma linguagem para gerar a página a ser apresentada, e a *JavaScript* é uma linguagem para processamento de dados. Para utilizar o ScadaBR, é necessário que se aprenda a programar nas linguagens citadas. Com esse conjunto de ferramentas é possível desenvolver uma plataforma em código aberto, que possui aplicações básicas para visualização.

4.3.2.1.1 Tela de Operação do Sistema Supervisório da Microrrede

O sistema supervisório foi instalado em um computador de mesa, em que é disponibilizado o serviço. O ScadaBR possui nativamente módulo de comunicação em *Modbus/TCP*. Então foi configurado os *tags* internamente no *CompactLogix* e disponibilizado para o ScadaBR. O ScadaBR funciona como um servidor de HTML e acessar as telas em qualquer computador ligado na rede do laboratório, bastando utilizar um navegador de internet, colocando o endereço IP de origem do servidor. E de posse da senha de acesso, pode-se verificar o estado de operação da microrrede e enviar comandos para controlá-la. A tela é construída basicamente com objetos previamente programados em HTML no módulo de Representação Gráfica e com os *tags* de origem do *CompactLogix*.

O protocolo utilizado para comunicação do *CompactLogix* com o ScadaBR foi o *Modbus/TCP*. O ScadaBR não tem compatibilidade com o *Ethernet/IP*. Logo, foi implementado um *Add On Instruction* no *CompactLogix* para funcionar com um servidor *Modbus/TCP*. O *Add On Instruction* utiliza do conceito de *sockets*¹ em TCP com intuito de transferir e receber as informações do protocolo *Modbus/TCP*. Programação disponível no *site* da *Rockwell*

¹ Um *socket* é uma *interface* de comunicação bidirecional entre processos. Os *sockets* são a base da comunicação em redes TCP/IP e também são muito usados em comunicações entre processos no interior de um mesmo computador.

4.3.2.2 Algoritmo de comunicação *Telegram*

Foi implementado um sistema de comunicação através do programa *Telegram*, em que o intuito foi construir uma conexão da microrrede com o programa de mensagens para fornecer ao operador e usuários um canal de informação em tempo real. A partir desse programa, configurou-se o envio de mensagens automáticas para os usuários e operadores, assim como mensagens que são enviadas a partir de solicitações feitas pelos mesmos. Para construir a conexão da microrrede com o aplicativo *Telegram*, foi necessário criar um *bot*², uma programação em *JavaScript* que é mostrada no Apêndice G. Na Figura 4.10, é mostrada uma tela, como exemplo, de interações em tempo real com a microrrede.

Figura 4.10 – Tela do *Bot* Microrrede_IEE_Bot.



Fonte: Elaborado pelo autor.

² *Bots* são aplicativos de terceiros executados dentro do *Telegram*. Os usuários podem interagir com os *bots*, enviando-lhes mensagens, comandos e solicitações *inline*. Os *bots* são controlados usando solicitações *HTTPS* para a aplicação *bot*.

4.3.3 Chave PCC

Um dos componentes muito importante dentro da microrrede é a Chave PCC, a qual é responsável por conectar/desconectar a microrrede da rede da concessionária. Para esse fim, foi selecionado e dimensionado um disjuntor telecomandado para automatizar e proteger a microrrede, deixando o sistema dentro dos padrões de segurança para fazer a conexão com a rede principal.

O disjuntor motorizado é comandado por um relé multifunção de proteção, modelo URP6000, que é mostrado na Figura 4.11. O *Software* para configuração desse relé é gratuito e permite a parametrização, monitoração, coleta de oscilografia e acesso a memória [56].

Esse relé possui disponíveis as seguintes proteções: sub/sobrecorrente (ANSI 37/ 50/ 50N/ 50GS/ 50Q/ 50BF/ 51/ 51V/ 51C/ 51N/51GS/ 51Q/ 50BF), sub/sobretensão (ANSI 27/ 27-0/ 59/ 59N), sobretensão residual (ANSI 64G), direcional de corrente (ANSI 67/ 67N/ 67GS), direcional de potência (ANSI 32), sequência de fase (ANSI 47), subfrequência (ANSI 81), verificação de sincronismo (ANSI 25) e salto vetorial (ANSI 78). Também possui alarme de estado da integridade do circuito da bobina (ANSI 74), falha de disjuntor (ANSI 62BF), bloqueio (ANSI 86), seletividade lógica (ANSI 68), oscilografia (ANSI 98), perfil de carga e registro de eventos [56]. O relé ainda possui um painel frontal com 04 mostradores alfanumérico de LED, sendo 38 LEDs de sinalização, 06 teclas de programação e *reset*, 01 tecla local/remoto e 02 teclas liga/desliga disjuntor [56].

Em relação à comunicação, o relé possui porta USB frontal e serial RS232/RS485 traseira com protocolos de comunicação *Modbus-RTU* e DNP3-L2. Para a integração à microrrede, será feita uma conexão utilizando a porta serial RS485 e usando o protocolo *Modbus-RTU* com o *gateway* da microrrede, permitindo, assim, a transferência dos dados para o controlador central da microrrede [56].

4.3.4 Gateway de Comunicação

Gateway é um dispositivo de comunicação que tem a função de conectar duas redes de comunicação com protocolos e meios físicos diferentes. No caso deste trabalho, existem redes de comunicação, que têm a função de extrair e/ou enviar dados para equipamentos que compõem a microrrede. Os tipos de *gateway* foram especificados de acordo com os dispositivos de comunicação de rede de cada um dos componentes da microrrede. Para o gerador a Diesel, a rede de comunicação é do tipo RS485 com protocolo *Modbus-RTU*, que é padrão de fábrica da maioria dos fabricantes de geradores. A conexão do gerador com o PAC se deu através de um cartão de comunicação *Prosoft*. Além desse cartão, são utilizados outros três: i) 01 do tipo saída analógica de 0 a 20 mA, utilizado para o comando de kW e kVA; ii) 01 do tipo entrada digital de 24 V_{cc} , utilizado para informar o estado de "pronto para carga", dos disjuntores da rede principal e do gerador, e quando há a presença da rede principal;

Figura 4.11 – Relé de proteção utilizado no PCC.



Fonte: [56].

e iii) 01 do tipo saída digital de 24 V_{cc} , utilizado para o comando de ligar remotamente. Os valores médios dos custos dos cartões são: R\$ 6.000,00 para o cartão de comunicação *Prosoft*, R\$ 2.000,00 para o cartão de saída analógica de 0 a 20 mA e R\$ 600,00 para os de entrada e saída digitais de 24 V_{cc} . Os valores são altos para interligar a rede de comunicação RS485, com o protocolo *Modbus-RTU*, por isso, o estudo de encontrar outra forma de comunicar o PAC com este tipo de rede.

No momento da instalação da rede de comunicação do gerador, havia a disponibilidade dos cartões de conexão compatíveis com o PAC. No entanto, essa disponibilidade não era fato no momento da instalação da rede de comunicação dos inversores, sendo o dispositivo padrão de comunicação dos inversores é RS485 com o protocolo *Modbus-RTU*. Devido a isso, foi feita uma análise de custo-benefício para a implantação dessa rede de comunicação para os inversores.

A solução encontrada, economicamente viável e confiável, foi utilizar um conjunto de *hardware* mais um conversor (USB-RS485) para montar o *gateway* com o intuito de comunicar simultaneamente com os 3 inversores *GridTie*. O *hardware* adquirido foi um *Raspberry Pi* modelo 3 Série B, que custa em média R\$ 550,00, e pode ser visto na Figura 2.15 do Capítulo 2. O conversor USB-RS485 adquirido foi o modelo USB-RS485-WE-1800-BT, que custa em média R\$ 40,00, e é mostrado na Figura 4.12. Com essa solução proposta, foi possível se economizar em torno de R\$ 8.610,00, em relação a opção com o cartão *Prosoft* ligado diretamente ao PAC.

O *Raspberry Pi* é um computador portátil, o qual é executado no sistema operacional Linux *Raspberry OS Lite*, esta versão possui somente o básico do Linux, ou seja, não tem

Figura 4.12 – Conversor USB-RS485-WE-1800-BT.



Fonte: Elaborador pelo autor.

Interface Gráfica do Usuário. Portanto, somente se pode fazer a configuração do computador via *bash*³, que tem como base o *Debian* adaptado para o *hardware* do *Raspberry Pi*.

Depois de instalado o sistema operacional Linux *Raspberry Pi*, instalou-se também os seguintes *softwares*:

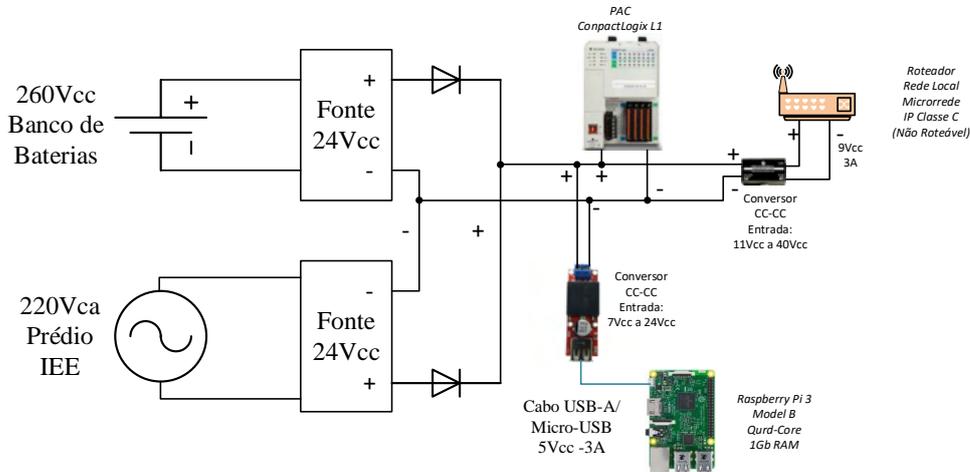
- i Node Red: é uma ferramenta de desenvolvimento baseada em fluxo de dados para programação visual, desenvolvida originalmente pela IBM, para conectar dispositivos de *hardware*, aplicativos e serviços interligados, como parte da teoria da IoT;
- ii *InfluxDB*: é um banco de dados de série temporal de código aberto, usado para armazenar dados para gerar gráficos de processos.

Na Figura 4.13, é mostrado o diagrama de alimentação do circuito de energia dos componentes críticos que controlam e monitoram a microrrede, são eles: controlador PAC, roteador *Wifi* e *Raspberry PI 3 B*. Uma alimentação redundante foi projetada para aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia, garantindo assim o funcionamento do controle e monitoramento da microrrede em qualquer teste ou cenário. Uma fonte é alimentada pela própria rede do prédio do IEE-UFMA, em $220V_{ca}$, e a outra fonte é alimentada pelo banco de baterias da microrrede, em $260V_{cc}$. Cada fonte possui $24V_{cc}$ na saída e tem conectado em sua saída um diodo para evitar a alimentação reversa da segunda fonte.

4.3.5 Inversores *GridTie*

Foram instalados na microrrede três inversores fotovoltaicos monofásicos de 5 kW cada, modelo SUN2000L-5KTL do fabricante *Huawei*. Cada um dos conversores foi ligado em

³ O *bash* é uma ferramentas de *script* do *Unix* é ideal para usuários Linux e administradores de sistema operacional. Seu nome é uma abreviação de *Bourne Again Shell*.

Figura 4.13 – Circuito elétrico que alimenta o *Raspberry Pi 3 B*.

Fonte: Elaborado pelo autor.

fases diferentes no prédio do IEE. Os painéis fotovoltaicos foram instalados parte na laje do prédio do IEE e parte em um telhado montado em estrutura metálica, projetado para servir como estacionamento ao mesmo tempo em que os painéis solares geram energia, conforme mostrado na Figura 4.14.

Figura 4.14 – Painéis fotovoltaicos instalados na microrrede do IEE-UFMA.



(a) Painéis fotovoltaicos do telhado do IEE. (b) Painéis fotovoltaicos do estacionamento do IEE.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O inversor SUN2000L-5KTL, ilustrado na Figura 4.15, tem duas entradas para as *strings* dos painéis fotovoltaicos, admitindo uma tensão de máxima de $1100 V_{cc}$ e uma tensão nominal de $600 V_{cc}$. Possui dois circuitos de MPPT, sendo a máxima corrente permitida é de 11 A. Cada circuito rastreia o ponto de potência máxima das *strings* de painéis fotovoltaicos, sendo que quanto mais desses circuitos houver, mais eficiente será a conversão de energia. A máxima eficiência desses inversores é de 98.40%. As proteções de tensão e de correntes

são existentes tanto na entrada CC, como na saída CA. Além disso, também são disponíveis proteções de anti-ilhamento e polaridade reversa na entrada CC [57].

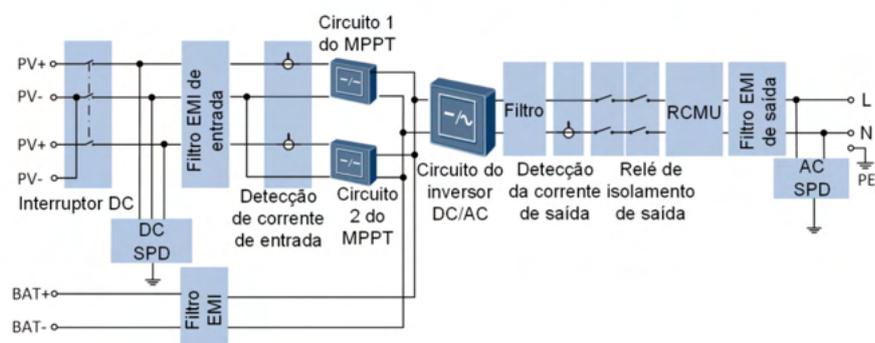
Figura 4.15 – Inversor Huawei modelo: SUN2000L-5KTL.



Fonte: [57].

O inversor SUN2000L-5KTL também possui uma conexão para bateria externa, a qual tem a finalidade de armazenar a energia excedente produzida pelos painéis fotovoltaicos e que não é usada pelas cargas locais. A energia armazenada nas baterias pode ser exportada para a rede elétrica com base na condição da carga [57]. Um diagrama simplificado do circuito de potência do inversor é apresentado na Figura 4.16. Contudo, essa função não foi utilizada, pois a microrrede é provida de um sistema de armazenamento constituído por um banco de baterias chumbo-ácido.

Figura 4.16 – Diagrama de blocos circuitos de força do SUN2000L-5KTL.



Fonte: [57].

O dispositivo padrão de comunicação dos inversores *GridTie* disponibiliza uma comunicação via *Dongle Wifi* com o protocolo *Modbus/TCP*. Entretanto, esta comunicação só disponibiliza o monitoramento da geração de energia, pois o fabricante *Huawei* implementou

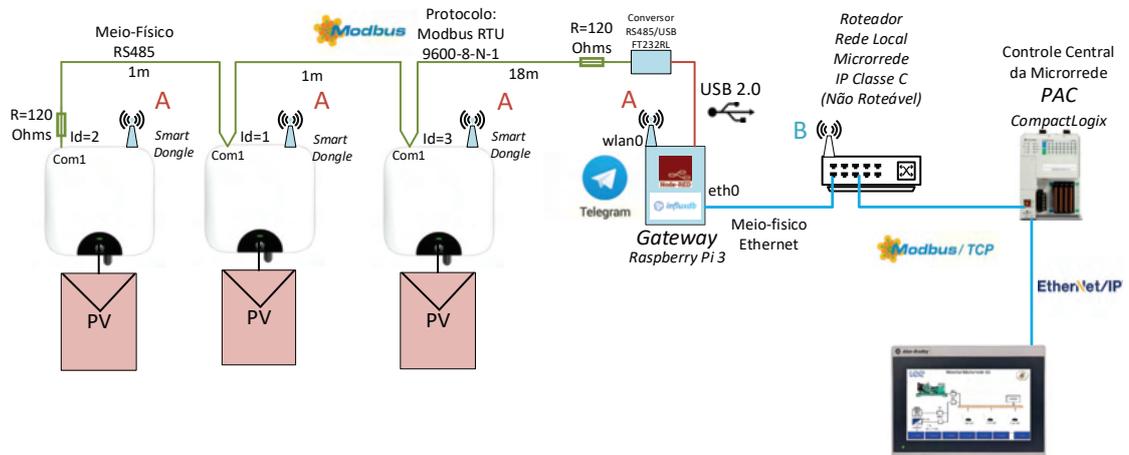
nos inversores uma função de autenticação que bloqueia os comandos os quais são enviados para o inversor *GridTie*, quando se utiliza esse tipo de comunicação diretamente com o roteador da microrrede. Os comandos somente são permitidos via *Wifi* por meio de um aplicativo (*FusionHome*) desenvolvido pelo fabricante. É uma implementação de segurança no *software* de comunicação desenvolvido pela *Huawei*. Foram feitas várias pesquisas para resolver esse problema, porém não foi possível a implementação de envio de comandos de controle para os inversores via *Dongle Wifi* com o protocolo *Modbus/TCP*.

Conforme mencionado na subseção 4.3.4, a conexão do Compactlogix com os inversores *GridTie* foi feito via o *Raspberry Pi 3* e conversor USB-RS485, conforme mencionado na subseção 4.3.4. Sendo assim, possível o envio de comandos de controle das variáveis via RS485 e protocolo *Modbus-RTU*.

Na Figura 4.17, é mostrado o diagrama de interligação dos componentes para comunicação do inversor *GridTie* com o PAC. Quando a microrrede não está em operação, não há um gerenciamento e ela é formada pela rede da concessionária, os inversores são liberados para operarem no MPPT, injetando potência na rede da concessionária. Se a carga do prédio do IEE for maior que essa geração, parte da carga será suprida pela rede da concessionária. Na situação em que a geração solar for maior que a carga do prédio, o excedente de energia é absorvido pela rede da concessionária. Quando a microrrede está em operação, a rede de comunicação é indispensável para o controle das variáveis necessárias para a implementação das estratégias de controle para a limitação da potência gerada pelos inversores. Essa importância se torna mais notável quando a microrrede opera no modo isolado da rede da concessionária. Nesse cenário, quando a geração solar não é totalmente absorvida pela carga, o excedente será absorvido pelo sistema de armazenamento de energia. Caso esse sistema já tenha alcançado ou esteja próximo do estado máximo de carga, faz-se necessário a limitação da potência dos inversores. É importante destacar que o controle se baseia em limitar somente a potência. Portanto, caso haja uma potência disponível inferior que a limitada pelo controle, a partir dos painéis fotovoltaicos, essa inferior será a potência injetada pelos inversores.

No *gateway Raspberry Pi 3*, foi instalado um banco de dados temporal InfluxDB para salvar as informações das fontes de geração de energia, dos inversores e do gerador a Diesel, assim como a energia que passa pelo contator da rede principal do QTA. Dessa forma, foi possível montar um bando de dados com registros de até 6 meses contínuos a um tempo de amostragem de 1,4 segundos. A partir desse banco de dados, para gerar os *Dashboard* dos gráficos, utilizou-se o *software Grafana* (aplicação *web* de análise de código aberto multiplataforma e visualização interativa da *web*). A partir do *Grafana* é feito a consulta ao banco de dados (*query*), os quais são exportados para arquivos texto do tipo CSV⁴, é possível

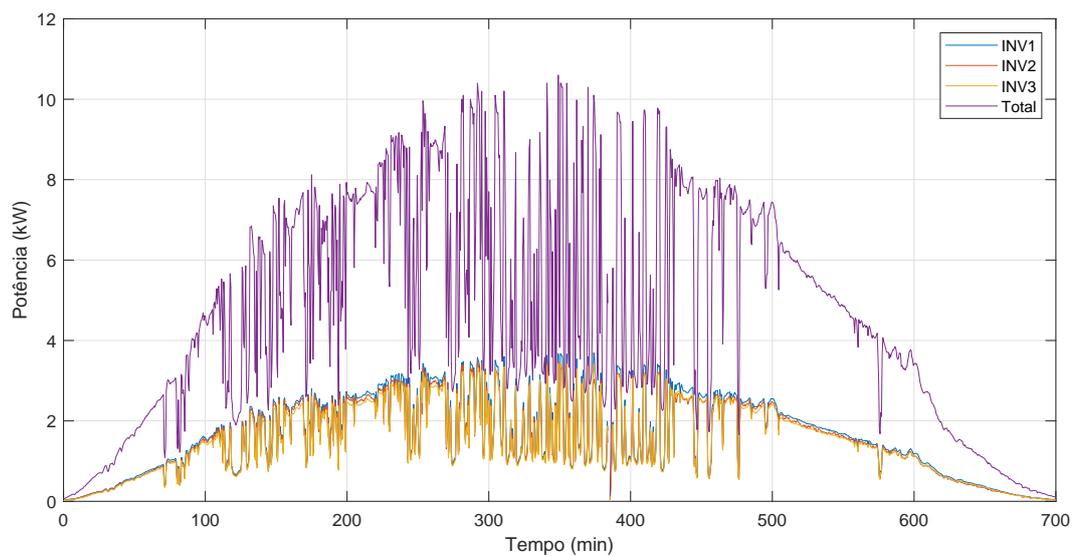
⁴ Os arquivos de texto do tipo CSV (do inglês "*Character-Separated Values*" traduzido para português "valores separados por um delimitador") servem para armazenar dados tabulares (números e texto) em texto simples.

Figura 4.17 – Diagrama rede de comunicação *GridTie* com o CompactLogix.

Fonte: Elaborado pelo autor.

gerar dados estatísticos e gráficos para estudos futuros. Como exemplo, é mostrado na Figura 4.18, o gráfico da geração de energia a partir dos três inversores, especificamente no dia 13/09/2021 das 06:00 às 18:00.

Figura 4.18 – Gráfico de geração de potência ativa dos 3 inversores de painéis fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.6 Conversor Bidirecional

O conversor bidirecional instalado na microrrede não é comercial. Ele é produto de um projeto de P&D intitulado “Conversor bidirecional para aplicações em microrredes baseadas em fontes renováveis e banco de baterias”, financiado pela concessionária de energia Equatorial Energia. Na Figura 4.19, é mostrado o protótipo desse conversor. O objeto geral deste projeto de pesquisa foi desenvolver, montar e controlar dois conversores bidirecionais cabeças de série, os quais foram implementados em microrredes isoladas reais como forma de aumentar a eficiência do sistema de geração de energia elétrica e diminuir os custos de implantação da mesma. Os objetivos específicos do projeto foram:

- Projetar, montar e desenvolver 2 conversores bidirecionais de 40 kVA;
- Projetar e testar as malhas de controle de conversores bidirecionais;
- Testar em laboratório as funcionalidades dos conversores bidirecionais, operando em paralelo com grupos geradores a Diesel de potência similar;
- Testar em campo, na Ilha Grande, os conversores bidirecionais em substituição aos inversores atualmente instalados para validação do produto;
- Formar recursos humanos quanto a operação de microrredes e suas respectivas fontes de geração a partir de energias renováveis.

Figura 4.19 – Conversor bidirecional instalado na microrrede IEE-UFMA.



(a) Painel do conversor bidirecional.



(b) Painel do conversor bidirecional aberto.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 4.1, são mostradas algumas especificações desse conversor. Outras informações podem ser obtidas em [58].

Tabela 4.1 – Especificação do conversor bidirecional.

Componentes	Características
Indutores de entrada (L_1 e L_2)	2 mH, 80 A (ondulação de 5,5 A em 10 kHz)
Diodos de entrada (D_{d1} e D_{d2})	Tensão de operação reversa (VRWM) mínima: 400 V Pulso de corrente não repetitivo (IFSM) mínimo: 125 A, 625 μ s
Ponte H de entrada – braços 5 e 6 (SKM 400GB12T4)	Opera de modo <i>interleaved</i> Correntes de entrada e saída CC Frequência de chaveamento: 10 kHz Potência nominal: 30 kW Potência máxima: 45 kW / 30 s Tensão de entrada nominal: 240V Tensão de saída nominal (V_{CC}): 450 V Corrente média máxima de entrada (por braço): 63 A Corrente média de saída máxima (total): 100 A
Inversor de saída – braços 1 a 4 (SKM 150GB12T4G)	Frequência de chaveamento: 10 kHz Tensão de saída: 380V _{ca} , 60 Hz Corrente nominal de saída (por fase): 45 A
Capacitores do barramento CC (B43875-A5478-Q015 EPCOS)	Banco formado por capacitores de 4,7 mF, 450 V Capacitância equivalente: 9400 μ F, 900 V
Filtro LC de saída	Indutores (L_{p1-3} , L_n): 1 mH, 45 A Capacitores: 60 μ F, 380V _{ca} (conectados em Y)
Indutores de paralelismo	L_{s1-3} : 0,52 mH, 68 A

Fonte: [58].

Em relação a comunicação do inversor bidirecional com o controlador central da microrrede, é feita via entradas e saídas discretas, comandos de liga e desliga, e o retorno do estado de operação, ligado e desligado. Ainda está sendo feito estudos no sentido de desenvolver neste protótipo algum tipo de comunicação em rede de comunicação.

4.3.7 Banco de baterias

O banco de baterias utilizado na microrrede experimental é formado por 120 baterias estacionárias do Fabricante Moura, conforme é mostrado na Figura 4.20. Cada elemento possui tensão nominal de 2 V_{CC} , totalizando uma tensão nominal de 240 V_{CC} nos terminais do banco. A capacidade em Ah de cada elemento é de 300. A máxima profundidade de descarga do banco é ajustada através do PAC, porém, geralmente, tem-se utilizado um valor de referência de 40%. Os terminais do banco de baterias são conectados no lado CC do conversor bidirecional.

4.3.8 Gerador motor a Diesel

O Gerador Motor a Diesel (GMD), instalado na microrrede experimental é fornecido pelo fabricante CUMMINS, modelo C40D6 conforme mostrado na Figura 4.21, frequência 60 Hz, potência *Standby* 42 kW/53 kVA e potência *Prime* 38 kW/48 kVA. Possui injeção eletrônica de combustível, 6 cilindros em linha, turbo comprimido, com regulador eletrônico automático de velocidade (*Electronic Governor*), com níveis de emissão compatíveis com a norma americana *Tier3*. Sistema de excitação sem escovas (*Brushless*) com excitatriz em separado do tipo a ímã permanente (PMG) e regulador eletrônico de tensão com variação de até $\pm 1\%$.

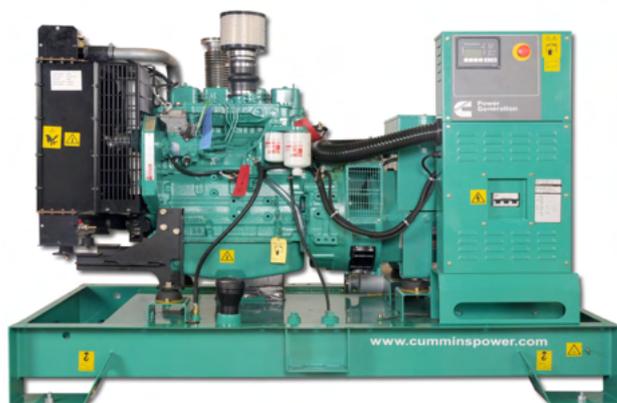
O grupo gerador é composto por mais dois componentes, são eles:

Figura 4.20 – Banco de baterias (em atividade de coleta de dados de densidade de cada elemento).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.21 – Gerador motor a Diesel.



Fonte: [59]

- O *PowerCommand* versão 3.3, conforme mostrado na Figura 4.22, é um sistema de monitoramento, medição e controle de GMD da *Cummins Power Generation*. O mesmo conta com suporte a vários idiomas e controle digital de transferência de energia, que permite a operação de transferência de carga nos modos de transferência de transição aberta, transição fechada ou suave (rampa);
- O módulo de controle principal MCM3320 da *Cummins Power Generation*, conforme mostrado na Figura 4.23, executa as funções de supervisão, controle e transferência de carga entre rede e GMDs. O mesmo consiste em um componente de controle do sistema baseado em microprocessador otimizado para utilização em controles de GMD's em paralelismo digital *PowerCommand*, integrando as funções principais em um único sistema de controle. O MCM3320 é configurável para diferentes arranjos de operação e possui uma função que permite transferência de carga com ou sem rampa.

Figura 4.22 – PowerCommand V3.3.



Fonte: [59].

4.3.9 Carga Eletrônica

Normalmente, quando é necessário testar um equipamento ou simular uma carga em uma microrrede, são utilizadas cargas passivas. Neste caso, a energia é gasta geralmente em forma de calor. Portanto, quanto maior a potência, maior será a energia dissipada.

No entanto, a carga eletrônica utilizada na microrrede experimental é um modelo *GreenLoad*, regenerativa e trifásica, do fabricante Schneider Electric Brasil. Na Figura 4.24, são mostradas as duas unidades desse modelo de carga que foram instaladas na microrrede. A entrada dessa carga regenerativa é conectada ao barramento CA da microrrede e a saída é conectada à rede principal. Dessa maneira, a energia é devolvida à rede e a energia dissipada é reduzida consideravelmente. O gasto é somente das perdas ocasionadas pelo chaveamento

Figura 4.23 – Módulo de controle principal MCM3320 da *Cummins Power Generation*.



Fonte: [59].

e filtros internos da carga regenerativa. Isso gera economia de energia e permite práticas sustentáveis.

Figura 4.24 – Unidades de carga eletrônica na microrrede.

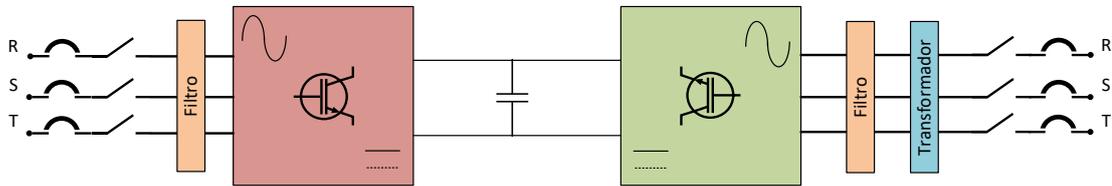


Fonte: Elaborado pelo autor.

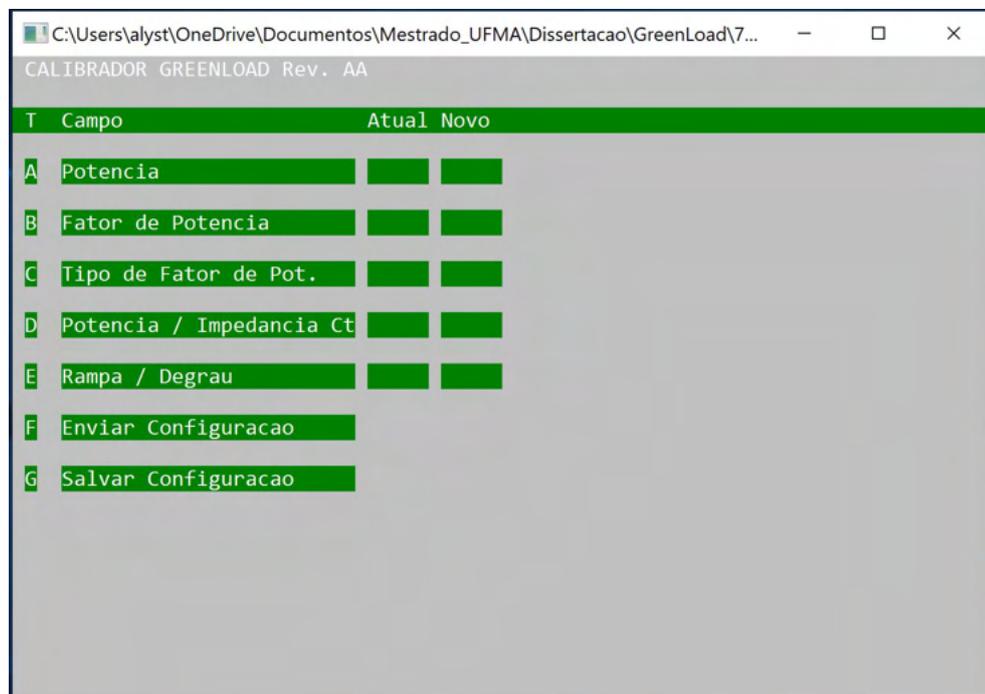
A carga eletrônica regenerativa consiste em dois inversores na configuração *back to back*, conforme ilustrado na Figura 4.25.

A interface de programação disponibilizada para os ajustes da carga *GreenLoad* foi desenvolvida utilizando programação em C++ e é chamada de "Calibrador". Nesse *software*,m é possível alterar os parâmetros de configuração e da operação da carga *GreenLoad*, via comunicação e por meio físico serial em RS232. Na Figura 4.26, é mostrado a tela do programa "Calibrador".

A comunicação dessa carga é feita através da porta serial DB9. A pinagem desse tipo de terminal é mostrada na Figura 4.27, em que o pino 2 o transmissor de dados, o pino 3, o

Figura 4.25 – Diagrama Elétrico da Carga *GreenLoad*.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.26 – Tela do programa Calibrador da Carga *GreenLoad*.

Fonte: Elaborado pelo autor.

receptor de dados e o pino 5 o referencial.

4.3.9.1 Comunicação com a Carga Eletrônica

A carga eletrônica *Greenload* possui uma IHM no equipamento, em que pode se alterar a configuração, logo, é possível manualmente estabelecer os valores de potência ativa e reativa necessários para o teste. Porém, essa forma não é viável para realização de testes nos quais uma carga variável é necessária. Para resolver isso, foi necessário fazer a conexão da carga *GreenLoad* com o PAC via a porta serial RS232, que é disponível no equipamento.

Figura 4.27 – Pinagem do DB9 macho da Carga *GreenLoad*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.9.2 Solução para Conexão Física da Porta Serial RS232

No caso da carga *GreenLoad* foi usado um adaptador RS232 para *Wifi* chamado Elfin-EW10. A unidade Elfin-EW10 é uma solução para conexão de dispositivo de porta serial à rede *wireless Ethernet*. Este dispositivo oferece possibilidade de configuração dos parâmetros armazenados em memória *flash*, um servidor *Web* embutido é o acesso a configuração do conversor, possui a pilha de protocolo TCP/IP e criptografia baseada em padrões (AES)⁵. Na Figura 4.28, é mostrado o conversor Elfin-EW10.

Figura 4.28 – Conversor RS232 para *Wifi* - Elfin-EW10.



Fonte: Elaborado pelo autor.

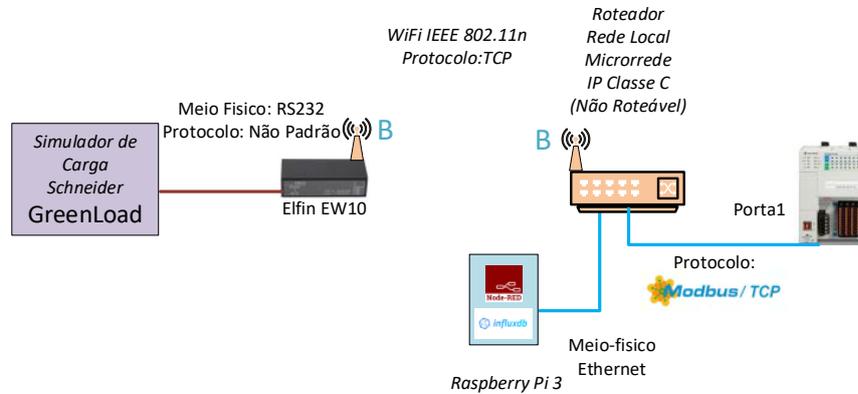
A configuração foi realizada acessando a rede sem-fio gerada pelo conversor Elfin-EW10 e a configuração da porta serial precisa ser com *BaudRate*: 9600bps; *DataBits*: 8; *Stop-Bits*:1; *FlowControl*: Nenhum.

Na Figura 4.29, é mostrado o diagrama de conexão de rede de comunicação entre o *Greenload*, *Raspberry Pi* e o *CompactLogix*.

Nos testes iniciais, o conversor Elfin-EW10 operou nos testes de comunicação por um período de somente 3 horas, após este período houve uma falha de comunicação com a carga *Greenload*. Ao se investigar, foi verificado que a porta de entrada não estava mais processando

⁵ O *Advanced Encryption Standard* (AES) especifica um algoritmo usando criptografia aprovado pelo FIPS (Federal Information Processing Standards) que pode ser usado para proteger dados criptografados. O algoritmo AES é um protocolo de criptografia em bloco simétrico que pode criptografar (codificar) e descriptografar (decifrar) informações.

Figura 4.29 – Diagrama de Rede CompactLogix e Elfin-EW10.

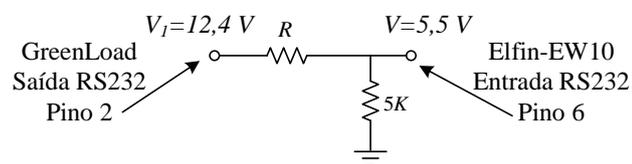


Fonte: Elaborado pelo autor.

os sinais elétricos. Foi feita uma medição no nível de tensão na porta de comunicação serial da carga *Greenload* e verificou-se que a tensão estava com 12,5 Volts, muito maior que a tensão padrão de 5,5 Volts. Assim, foi necessário adicionar um resistor para gerar uma queda de tensão na porta de entrada do Elfin-EW10, de modo a evitar novamente a queimar da porta serial.

Na Figura 4.30, é mostrado o circuito para calcular o resistor, utilizando a fórmula do divisor de tensão, conforme a Equação 4.1.

Figura 4.30 – Circuito Divisor de Tensão para atenuar a tensão na porta serial.



Fonte: Elaborado pelo autor.

$$R = \frac{(V_1 - V) \cdot 5K\Omega}{V} \quad (4.1)$$

4.3.9.3 Protocolo de Comunicação Serial *Schneider*

Este Protocolo foi implementado baseado no “*Standard Device Protocol Revision 3.0*” da *Systems Enhancement Corporation*. O protocolo consiste em padronizar uma série de grupos de parâmetros que são acessíveis através de sequência de caracteres para as solicitações e comandos específicos. Todas as sequências de caracteres de solicitação e de retorno estão no formato *ASCII*. Estes possuem cabeçalho que identifica o tipo de comando enviado e o número de identificação da carga a qual se comunica. Possuem ainda no final da sequência de caracteres três caracteres, os quais são a verificação do cálculo das somas de caracteres, que serve para conferência de erros de comunicação. No Anexo A, é mostrado o documento completo de referência para comunicação com a carga *Greenload*.

Observa-se que a sequência de caracteres do comando de verificação de integridade da mensagem de comunicação é feita com o protocolo SUM-32 (*32-bit Sum Algorithm*).

4.3.9.4 Algoritmo de Comunicação da Carga *GreenLoad* via *NodeRed*

Para comunicar o *NodeRed* com a carga *GreenLoad* via comunicação serial, foi necessário desenvolver um algoritmo para controlar o acesso à porta serial. Nessa porta serial, não há implementação de uma fila de transmissão de mensagem para organizar a sequência de envio de mensagens. Neste caso, o conversor é transparente nas comunicações. Caso seja enviado um comando e a carga não responder é tratado como *timeout* e gera um erro de comunicação com a carga. Enviar vários comandos, sem esperar a sua respectiva resposta, vai ocorrer a associação dos dados de forma errônea, pois cada solicitação deve estar associada a uma mensagem de resposta.

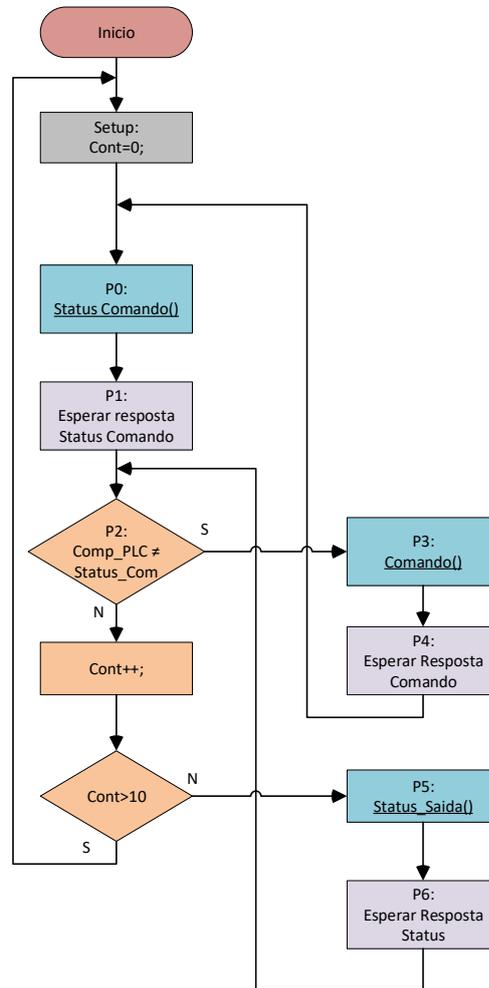
Na Figura 4.31, é mostrado o fluxograma do algoritmo desenvolvido para controlar o fluxo de dados da carga *GreenLoad*. Esse fluxograma é idealizado com a base na teoria dos semáforos, ou seja, só é enviado uma solicitação a porta serial quando a solicitação anterior tiver sido recebida ou contado o tempo para a falha de *timeout*. Cada mensagem de solicitação tem sua prioridade para acesso ao meio físico de comunicação com as sequências programadas por prioridade.

No Apêndice D, é mostrada o código implementado para gerar as palavras de comando enviado via serial RS232 no *Node: Sel String Comando Carga* no aplicativo *NodeRed*.

Na Figura 4.32, é mostrado a implementação no *NodeRed* do algoritmo mostrado na Figura 4.31.

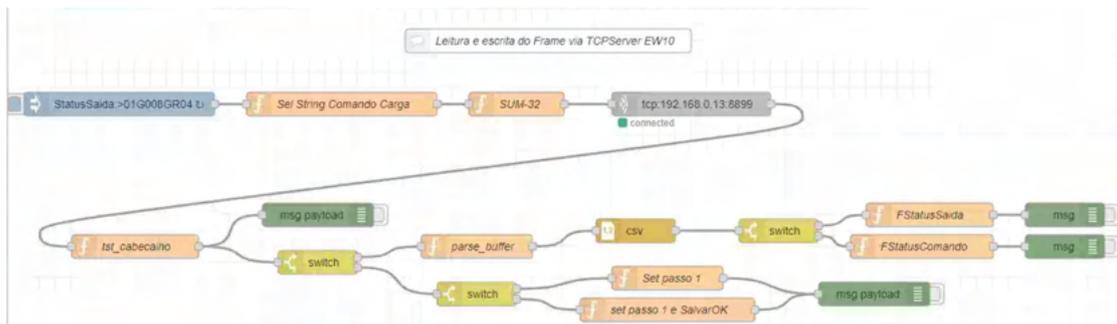
No Apêndice E, é mostrado o código implementado para gerar a palavra para verificar a integridade da mensagem usando o algoritmo chamado de *SUM-32*.

Figura 4.31 – Algoritmo Comunicação Serial *GreenLoad*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.32 – Fluxo de dados para ler e Escrever na *GreenLoad*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4 Conclusões Parciais

Conforme foi apresentado neste capítulo, todos os principais componentes da microrrede IEE-UFMA já foram adquiridos, instalados e configurados. De modo que a infraestrutura dos circuitos de potência, de comando e de comunicação, bem como circuitos e componentes auxiliares já foram testados. De maneira geral, podemos afirmar que atualmente a microrrede é funcional em parte, pois ainda não foi possível monitorar e controlar ao mesmo tempo todos os componentes que a compõem, consideram a topologia adotada neste trabalho.

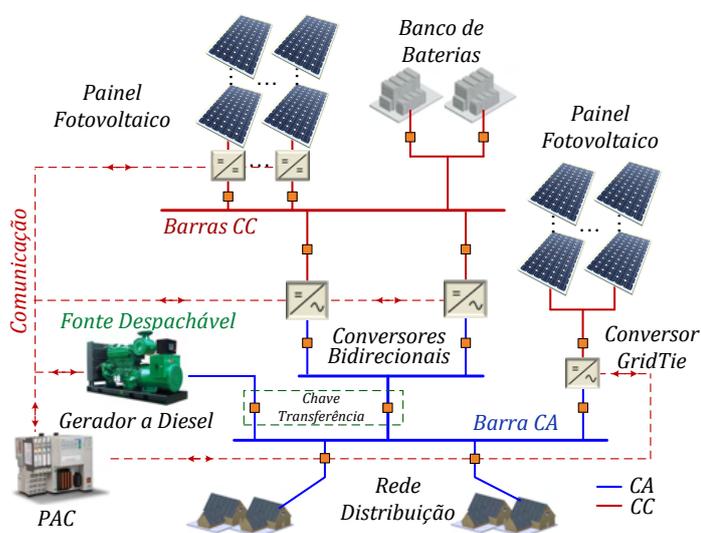
Uma série de fatores contribuíram para o surgimento dessa situação, são exemplo: atrasos de componentes adquiridos, devido a problemas de produção e de logística indicados pelos próprios fabricantes; fechamento temporário da universidade, devido a atual pandemia vivida nos dos últimos anos; e outros. Contudo, foi possível realizar vários testes experimentais em partes da microrrede IEE-UFMA. Além disso, foi possível implementar e testar todas as lógicas de monitoramento e controle em uma microrrede isolada real, a qual foi instalada em Ilha Grande, município de Humberto de Campos, no estado do Maranhão. Essa microrrede isolada foi utilizada como campo de pesquisa de vários P&D desenvolvidos pelo grupo do IEE-UFMA.

RESULTADOS EXPERIMENTAIS

5.1 Introdução

Com base no que foi apresentado no Capítulo 4, principalmente, na questão que foi discutido na seção 4.4, serão apresentados neste capítulo os resultados experimentais do funcionamento da microrrede isolada da Ilha Grande, a qual será utilizada como estudo de caso, e cuja topologia é ilustrada na Figura 5.1. As estratégias de monitoramento, controle e gerenciamento dessa microrrede isolada foram desenvolvidas e implementadas pelo autor deste trabalho e membros do grupo de pesquisa do IEE-UFMA.

Figura 5.1 – Microrrede isolada instalada em Ilha Grande.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em termos gerais, as topologias das microrredes IEE-UFMA e a de Ilha Grande são similares (ver Figura 4.1 do Capítulo 4 e Figura 5.1): existe um sistema de armazenamento, o qual é conectado a um conversor bidirecional, que por sua vez alimenta as cargas; há um gerador a Diesel que simultaneamente alimenta as cargas e carrega o banco de baterias, e que também pode ser formador de rede, alimentando as cargas em uma situação na qual o conversor bidirecional esteja em falha.

As principais diferenças entre essas microrredes são: a de Ilha Grande não pode ser conectada à rede da concessionária e a do IEE-UFMA pode através da chave PCC; a de Ilha Grande possui uma fonte solar adicional, que é conectada ao barramento CC, além do inversor *GridTie*. Além disso, a quantidade de componentes e suas potências são diferentes.

Na Tabela 5.1, são mostrados os principais componentes da microrrede isolada da Ilha Grande.

Tabela 5.1 – Principais componentes da microrrede isolada da Ilha Grande.

Componente	Potência / Capacidade	Característica
Dois geradores fotovoltaicos	31.87 kWp (total) com 120 V_{cc} (saída)	Fonte renovável primária com algoritmo de MPPT individual
Um gerador fotovoltaico	19.80 kWp com 380/220 V_{ca} (saída)	Fonte renovável auxiliar com algoritmo de MPPT individual
Grupo gerador a Diesel	73 kVA/59 kW (modo <i>prime</i>)	Fonte despachável controlada pelo PAC
Banco de baterias	2500 Ah (120 V_{cc}) Chumbo-ácido	Duas strings com 60 elementos cada (2 V_{cc} e 1250Ah)
Dois conversores bidirecionais	40 kVA cada / 120 V_{cc} / 380 V_{ca}	Forma a rede e compartilham potência

Fonte: Elaborado pelo autor.

Devido à característica intermitente da fonte solar, essas microrredes trabalham com sistemas de armazenamento, que geralmente são compostos por bancos de baterias, para este caso, é do tipo chumbo-ácido. Logo, quando há irradiação suficiente, as fontes renováveis produzem potência para suprir a demanda dos consumidores. Caso a geração seja maior que a demanda, o excedente de energia é armazenado no banco de baterias. Caso a demanda seja maior que a geração, o banco de baterias fornece o complemento de potência necessária para o atendimento da carga. Na situação em que o banco de baterias alcança o nível máximo de descarga, uma fonte despachável de potência (no caso um gerador a Diesel) é acionada para evitar a descontinuidade do fornecimento de energia e, ao mesmo tempo, carregar o banco de baterias. Esse fluxo de energia é gerenciado através de estratégias de controle implementadas no PAC e a principal abordagem é o gerenciamento de energia no sistema de armazenamento, considerando carregamentos completos e parciais para a manutenção e

preservação da vida útil do banco de baterias. Esses sistemas de controle, monitoramento e gerenciamento de energia geralmente são classificados em três níveis de controle [60], conforme discutido no Capítulo 2. Porém, apenas o controle de nível secundário fez parte do escopo do desenvolvimento deste trabalho.

Nesse contexto, para o controle das fontes e gerenciamento do fluxo de potência da microrrede, foram implementadas duas lógicas de controle, uma para o controle da potência do gerador a diesel e uma para o controle da limitação da potência do inversor *GridTie*, sendo ambas considerando o estado de carga (SOC - sigla em inglês para State of Charge) do banco de baterias. Além desses controles, será discutido a seguir as diretrizes para o carregamento desse banco de baterias.

É importante comentar que a microrrede do IEE-UFMA não possui um gerador fotovoltaico conectado ao barramento CC e o existente na microrrede isolada da Ilha Grande possui um controle primário que faz o próprio conversor limitar a potência gerada quando o banco de baterias estiver carregado, não sendo, portanto, necessária a implementação de uma lógica no PAC para tal função.

5.2 Condições e Estratégias para Carregamento do Banco de Baterias

Além de alimentar os consumidores, o GMD é acionado para garantir o carregamento do banco de baterias, seguindo recomendações específicas que dependem dos fabricantes do banco de baterias, visando preservar a vida útil do banco [61, 62]. Essas cargas têm o objetivo de garantir que as baterias não permaneçam em um SOC abaixo de 100% por longos períodos, pois alguns problemas podem surgir, como: sulfatação na bateria, desequilíbrio de tensão entre as baterias e desequilíbrio de densidade eletrolítica [60]. Portanto, é necessário definir alguns *setpoints* de operação para controlar a carga e descarga das baterias, embora esses *setpoints* mudem ao longo do tempo de operação das baterias. Para este caso de estudo, as condições para o carregamento das baterias são:

- Máxima profundidade de carga (DoD_{max}) é atingida: sempre que este limite for atingido, o banco de baterias deve ser totalmente recarregado. Neste trabalho, a variável monitorada e controlada pelo PAC é a tensão do banco de baterias, que serve como indicação aproximada do SOC. Este carregamento é feito primeiramente com uma corrente constante (por exemplo, limitada a 10% da capacidade nominal em amperes-hora (Ah) da bateria) até que a tensão do terminal da bateria atinja seu valor final de carregamento. Depois disso, o carregamento é feito mantendo uma tensão terminal constante e igual a esse valor. A carga termina quando duas condições são atendidas: a) a tensão máxima permitida no terminal da bateria é atingida e 2) três medições consecutivas

de corrente, medidas de hora em hora, são aproximadamente iguais dentro de uma tolerância, por exemplo, de até $\pm 10\%$;

- O DoD_{max} não é atingido, mas o SOC diário não é maior ou igual a 90%: neste caso o GMD é despachado e a carga termina quando o SOC atingir 90%. O GMD é desligado quando a tensão do terminal da bateria atinge seu valor máximo de carga e permanece neste valor pelo menos por duas horas acumuladas ao longo do dia;
- Há um desequilíbrio diário na quantidade de Ah de carga e descarga: neste caso, o GMD é ligado para carregar o banco e o carregamento termina quando o Ah injetado no banco de baterias for maior que o retirado mais as perdas no carregamento e ciclos de descarga. Essas perdas são estimadas em 20%;
- Existe uma programação de carga periódica e específica: esta carga tem como objetivo a equalização do banco de baterias e é realizada com periodicidade de, por exemplo, a cada dez dias. O cronograma de carregamento é: a) o primeiro passo é feito com corrente constante, por exemplo, igual a 10% da capacidade nominal do banco em Ah, até que a tensão do terminal atinja o valor máximo de carregamento; b) o segundo passo é feito com uma tensão terminal de carga máxima constante; c) a terceira, e última etapa é feita com uma corrente constante igual a 5% da capacidade nominal da bateria em Ah, e a tensão terminal no bando de bateria é mantida no valor da tensão de equalização. Na primeira vez que este carregamento é feito, ele é finalizado duas horas após a tensão terminal do banco atingir o valor da tensão de equalização. Na segunda vez que esse carregamento é feito, ele é finalizado quatro horas após a tensão terminal do banco atingir o valor da tensão de equalização. Esses dois ciclos se repetem indefinidamente.

5.3 Controle e Análise Somente da Operação do GMD

Em geral, o controle de um dispositivo é feito baseado no conhecimento dos parâmetros da planta, a partir dos quais se obtém os polos dominantes do sistema. A partir desse conhecimento, o projeto do controlador é feito de maneira que se consiga cancelar a dinâmica lenta do sistema, proporcionando uma resposta tão rápida quanto possível, considerando as limitações sistema [10]. Infelizmente, o conhecimento desses parâmetros não é facilmente obtido em um sistema que envolve vários dispositivos gerenciáveis como são as microrredes, principalmente, quando esses dispositivos são projetados isoladamente por terceiros. Uma solução encontrada em campo para contornar esse problema foi projetar os controladores com base na análise da resposta dinâmica à resposta ao degrau de referência em malha aberta dos sistemas. Como as respostas obtidas apresentaram uma curva exponencial, foi possível representar aproximadamente esses sistemas a partir de uma função de transferência de primeira ordem. Nesse tipo de sistema é possível aproximar o tempo de acomodação, t_s , a

cinco constantes de tempo do sistema, τ , ou seja, $5\tau = t_s$ [61]. Dessa maneira, foi possível estimar o polo dominante e a função de transferência equivalente da planta controlada do GMD, $G_{plant}(s)$, apresentada em (5.1).

$$G_{plant}(s) = \frac{1}{(\tau_p s + 1)} \quad (5.1)$$

Um controlador PI foi projetado para eliminar o erro em regime permanente e a função de transferência de malha aberta utilizada é apresentada em (5.2). Tanto o projeto do controlador como a parametrização no PAC foram feitos no domínio da frequência. A partir dos parâmetros obtidos, o PAC possui um algoritmo interno que faz a conversão do modo contínuo para o discreto. Essa é uma vantagem desse tipo de controlador.

$$G_{openloop}(s) = k_p \frac{(s + k_{pi})}{s} \frac{1}{(\tau_p s + 1)} \quad (5.2)$$

Onde k_p e k_{pi} são respectivamente os ganhos proporcional e proporcional-integral do controlador. O zero do controlador foi projetado para cancelar o polo dominante da planta, ou seja, $k_{pi} = 1/\tau_p$, e o ganho proporcional, k_p , foi projetado para o sistema operar na largura de faixa desejada.

Para atender às condições de carregamento do banco de baterias, foram projetados três controladores PI: de tensão e de corrente do banco de baterias, e de potência do GMD.

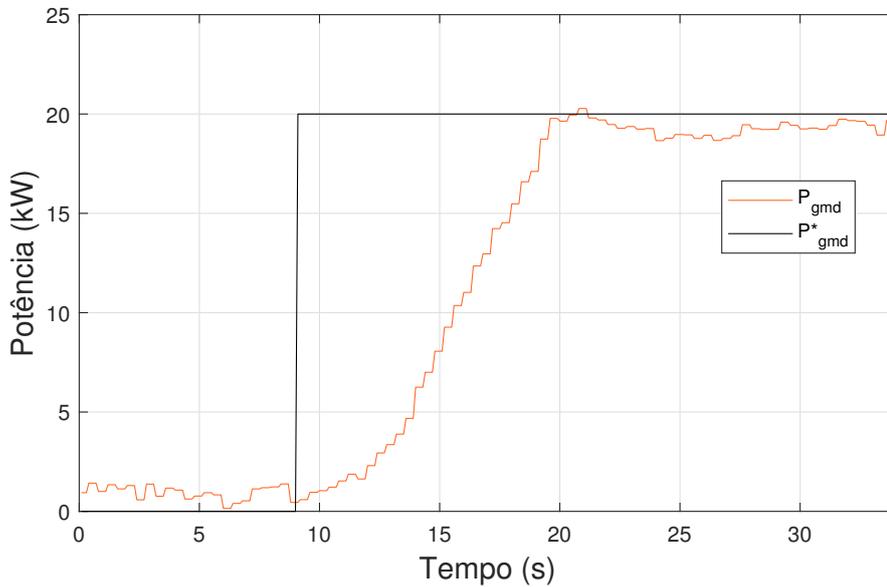
No PAC, é configurado um gráfico de *Trend* para acompanhar as variáveis: de referência de potência ativa e o retorno de potência ativa da saída do GMD. Antes de ligar o GMD é ajustado a referência de potência ativa em 0 kW, feito no programa de configuração do PAC. É ligado o GMD e o controle procede na sincronizado com barramento AC da microrrede. Após o GMD ligado e sincronizado, é feito o ajuste manualmente da referência de potência ativa no programa para um valor fixo, no caso de 20 kW, o GMD vai começar a gerar a potência requerida. O resultado deste teste que é gerado o gráfico da Figura 5.2.

Com base na metodologia apresentada, foram estimadas as funções de transferência das plantas do sistema. Como exemplo, o tempo de acomodação da resposta dinâmica do GMD foi estimado a partir da resposta a um degrau de referência de potência do GMD, conforme é mostrado na Figura 5.2.

Todos os controladores foram projetados da mesma forma. Definindo essas funções de transferência, foram implementados os controles de tensão e de corrente no banco de baterias e o controle de potência no GMD. Os ganhos desses controladores são mostrados na Tabela 5.2.

Na Figura 5.3, é mostrado o diagrama de blocos completo do sistema para a malha de controle do GMD e no Apêndice B tem o diagrama de blocos implementado no PAC. Nos primeiros testes de implementação em campo, foram utilizados apenas os controles de tensão

Figura 5.2 – Gráfico do degrau em malha aberta no gerador Diesel.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 5.2 – Ganhos dos controladores para carregamento baterias com GMD.

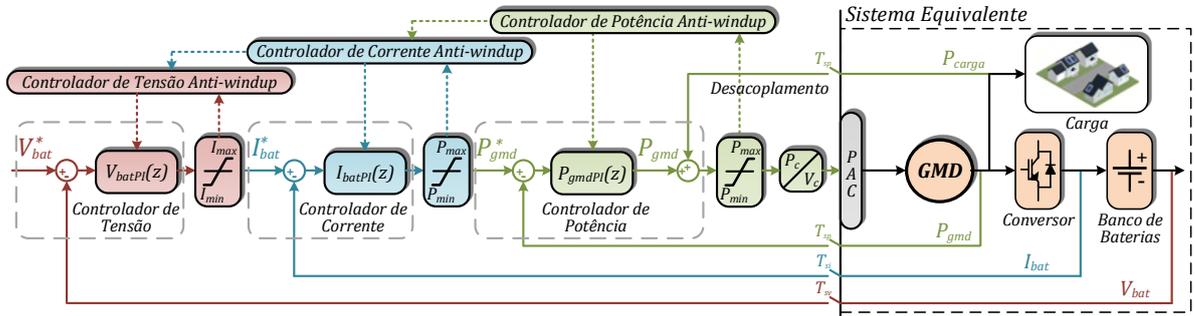
Controlador	P	I
Tensão	0,2494	0,375
Corrente	0,03015	0,208
Potência	0,8581	0,1785

Fonte: Elaborado pelo autor.

e corrente do banco de baterias, a partir dos quais era calculada a potência de referência, que era convertida em um sinal analógico de $0,25$ a $4,75V_{cc}$ a serem enviados ao controlador do GMD. Com o valor desta entrada em até $0,25V_{cc}$, o GMD não produzia potência ativa, ao passo que, se o valor desta entrada fosse $4,75V_{cc}$, ele produzia sua potência nominal.

Devido à não linearidade entre a entrada analógica do controlador do gerador e a potência de saída por ele produzida, a potência produzida não foi igual à potência de referência enviada ao seu controlador, conforme é mostrado na Figura 5.4, na faixa de 0 a 40 segundos (os dados foram obtidos pelo próprio PAC). Pela IHM era visto um erro em regime permanente, comparando o valor de potência na saída do controlador de corrente, que é a referência de potência ativa enviado para o GMD, com a potência de saída do GMD. Nesse intervalo de 0 a 40 segundos o sinal de referência de potência ativa era enviado do controlador de corrente diretamente para o GMD em malha aberta, tem-se o erro em regime permanente visível. Como a saída do GMD tem um medidor de potência, tem-se a possibilidade de adicionar um

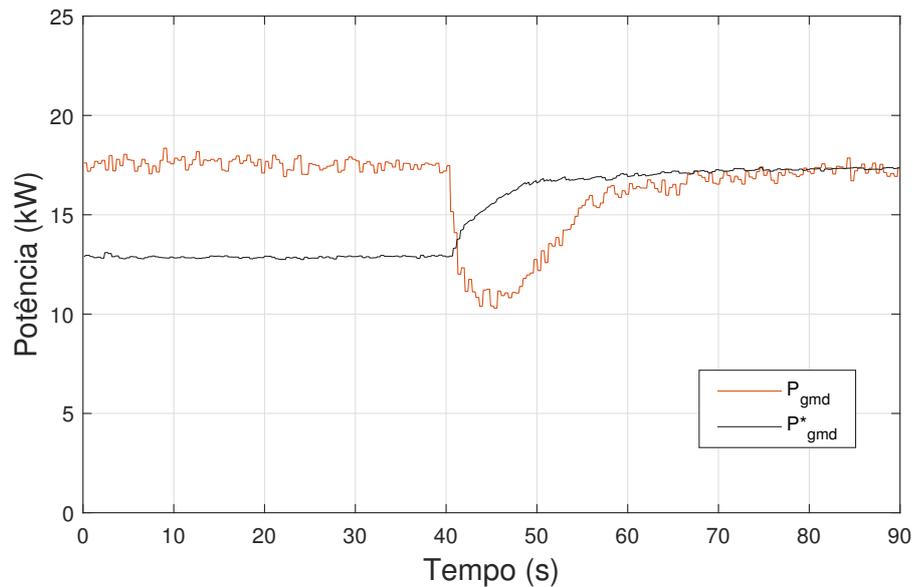
Figura 5.3 – Diagrama de Blocos do Controlador de Potência do Gerador.



Fonte: Elaborado pelo autor.

controlador de potência em malha fechada e retirar o erro em regime permanente. Portanto, este problema, conforme mostrado na Figura 5.4, foi resolvido e pode ser visto claramente na faixa de 60 a 90 segundos. Observa-se que a resposta segue o sinal de referência, não apresenta erro de regime permanente e nem sobressinal. O transitório de 40 a 60 segundos é devido à habilitação do controlador de potência PI através do controlador PAC.

Figura 5.4 – Gráfico do controle de potência com erro e sem erro de regime permanente no gerador Diesel em malha fechada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Mesmo após a resolução do problema anterior, observou-se que, em algumas situações de perda de carga, havia o desligamento do conversor bidirecional e, em seguida, o

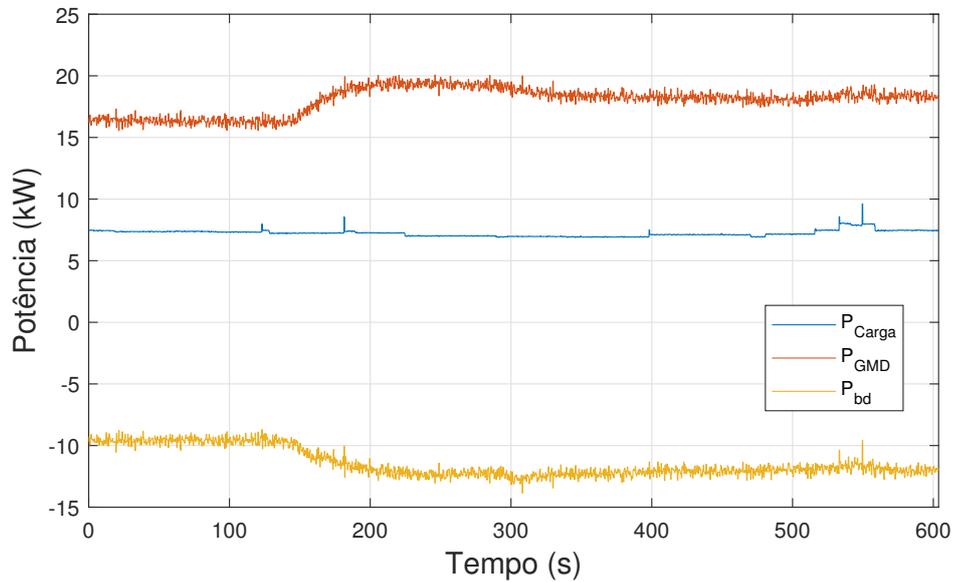
desligamento do GMD devido à proteção por sobretensão atuar. Este problema foi resolvido com a introdução do desacoplamento da perturbação da demanda de carga (P_{load}) em relação à referência de potência (P_{dgs}) a ser revertida pelo conversor bidirecional para o banco de baterias (ver Figura 5.3). Sem o desacoplamento da demanda de carga, em caso de desligamento do consumidor, a referência de potência a ser produzida pelo GMD permanecia alta por um determinado tempo, devido à baixa largura de faixa do controlador de potência. Como resultado, o GMD continuava a produzir praticamente a mesma potência de antes dos consumidores serem desligados. Essa potência teria que ser revertida pelo conversor bidirecional para o banco de baterias.

Dependendo do valor da potência a ser revertida abruptamente para o banco de baterias, a proteção do conversor bidirecional pode atuar e desligá-lo. Em geral, cada controlador deve ser ajustado de acordo com a grandeza a qual está regulando, ou seja, o controlador de potência (P_{dgs_PI}) foi sintonizado de acordo com a dinâmica do GMD, o controlador de corrente (I_{bat_PI}) foi sintonizado de acordo com a dinâmica do conversor bidirecional e, por fim, o controlador de tensão (V_{bat_PI}) foi ajustado de acordo com a dinâmica da bateria. Esses controladores PI têm a finalidade de controlar a potência, corrente e tensão, respeitando os limites de corrente e tensão no banco de baterias, que dependem das condições e estratégias de carregamento já descritas. Paralelamente a esses controladores PI, foram projetados controladores *anti-windup*, implementados em cascatas. Somente quando os controladores PI saturam, os controladores *anti-windup* entram em operação, atuando da malha mais interna para a mais externa e inibindo a função dos integradores de cada controlador PI para evitar, principalmente, o sobressinal.

Após a correta sintonia de todos os controladores, alguns testes foram realizados para avaliar o desempenho do sistema. Na Figura 5.5, são mostradas as curvas de potência do GMD, do conversor bidirecional e da potência demandada pela carga ao longo de 10 minutos. Durante o intervalo de 0 a aproximadamente 150 segundos, o GMD entrou automaticamente em operação para carregar o banco de baterias, seguindo a lógica de controle implementada. No instante 150 segundos, o limite máximo de corrente no banco de baterias foi aumentado no controlador PAC e o sistema atingiu o regime permanente, como pode ser visto na Figura 5.5, a partir dos 300 segundos. Observa-se também que, entre 500 e 600 segundos, o conversor bidirecional responde mais rapidamente à variação de carga e isso se deve ao fato de sua resposta dinâmica ser mais rápida que a do GMD.

Na Figura 5.6, é mostrada a resposta dinâmica do controlador de corrente implementado. Inicialmente o banco de baterias está sendo carregado com 100 A, e então, aproximadamente aos 250 segundos, o carregamento da bateria é desligado e a referência de corrente foi ajustada para 0. Observa-se que a corrente se torna negativa e isso se deve ao fato de o conversor bidirecional suprir a carga (demanda dos consumidores). Aos 275 segundos, o carregamento da bateria é acionado em rampa até atingir o valor de 100 A. É possível obser-

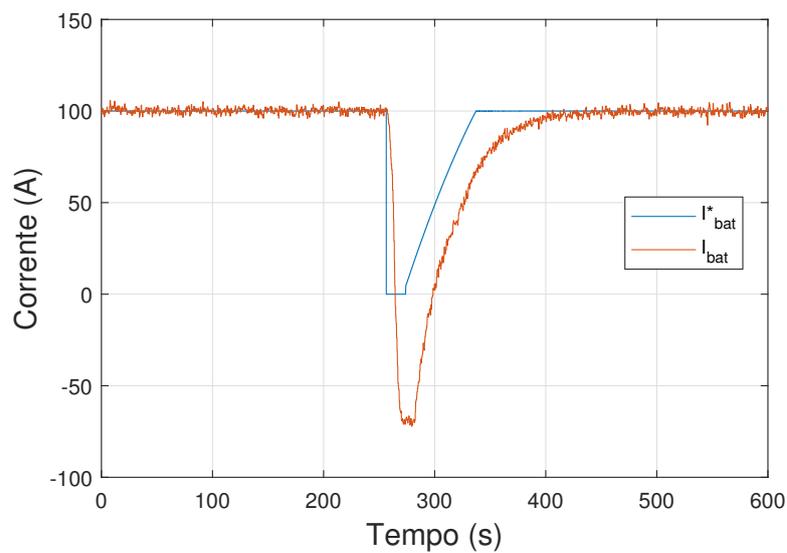
Figura 5.5 – Curvas de potência da carga, GMD e conversor bidirecional.



Fonte: Elaborado pelo autor.

var que o controle da malha de corrente não apresenta erro em regime permanente e não apresenta sobressinal, o que valida o projeto elaborado e implementado do controlador.

Figura 5.6 – Gráfico do controlador de corrente na bateria em malha fechada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4 Controle e Análise da Operação do GMD com o Inversor *GridTie*

Sempre que o SOC do banco de baterias estiver abaixo de 100% e o GMD não estiver ligado, o controle do inversor *GridTie* é liberado para operar no modo de MPPT. Outro modo de operação do inversor *GridTie* é o de geração limitada de potência, o qual é necessário para a situação em que o banco de baterias está carregado ou quase carregado (sob a tensão terminal máxima permitida, ou seja, SOC superior a 90%) e também para não exceder a corrente máxima de carga permitida da bateria. O controle desta variável foi implementado através de comunicação física RS485 utilizando o protocolo *Modbus-RTU*, através do qual os valores de potência ativa são lidos e escritos. Assim, não foi necessário estimar a resposta dinâmica do conversor *GridTie*, como foi feito para o GMD. Para isso, o PAC possui uma placa instalada no *PAC-bus* do fabricante Prosoft ILX34-MBS485.

Portanto, para a malha de controle do conversor *GridTie*, foram implementados apenas os controladores de tensão e corrente da bateria, sendo utilizados os ganhos mostrados Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Ganhos dos controladores para carregamento baterias com *GridTie*.

Controlador	P	I
Tensão	0,2792	0,5
Corrente	0,019	5.0

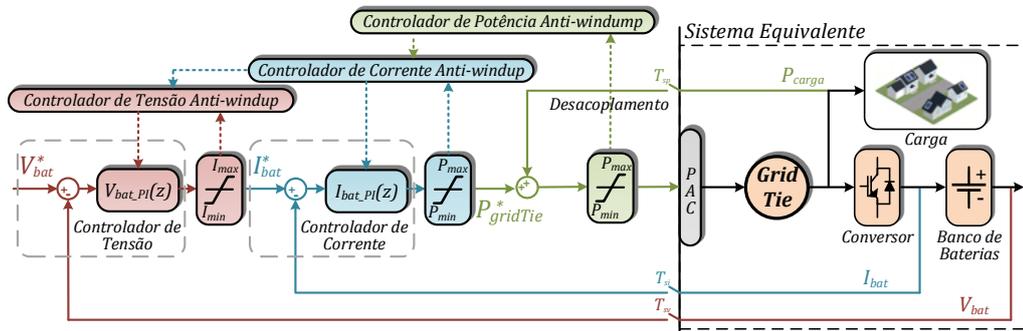
Fonte: Elaborado pelo autor.

A malha de controle implementada para o inversor *GridTie* é semelhante à do GMD. A única diferença é o fato de não haver controlador PI de potência, pois esta variável é configurada via comunicação *Modbus-RTU* e não há erro de regime permanente. Na Figura 5.7, é mostrado o diagrama de blocos do sistema para a malha de controle do inversor *GridTie* e no Apêndice C, é mostrado o diagrama de blocos implementado no PAC.

As malhas de controle do inversor *GridTie* e do GMD são independentes entre si e dependem da corrente e tensão no banco de baterias, e ambos consideram o desacoplamento da carga. Devido à dinâmica do *GridTie* ser muito mais rápida do que a do GMD, se houver irradiação disponível, o *GridTie* assume a injeção de potência na rede CA mais rápido que o GMD. Portanto, se o carregamento do banco de baterias ocorrer durante o dia, isso resultará em uma considerável economia de combustível.

Após a correta sintonia de todos os controladores, alguns testes foram realizados para avaliar o desempenho do sistema e as medições foram obtidas do próprio PAC. Em um dos testes, o intervalo de tempo dos dados coletados foi de 120 segundos, os quais foram separados em dois gráficos de 60 segundos, sendo que o GMD é desligado durante os primeiros 60 segundos.

Figura 5.7 – Diagrama de Blocos do Controlador de Potência do GridTie.

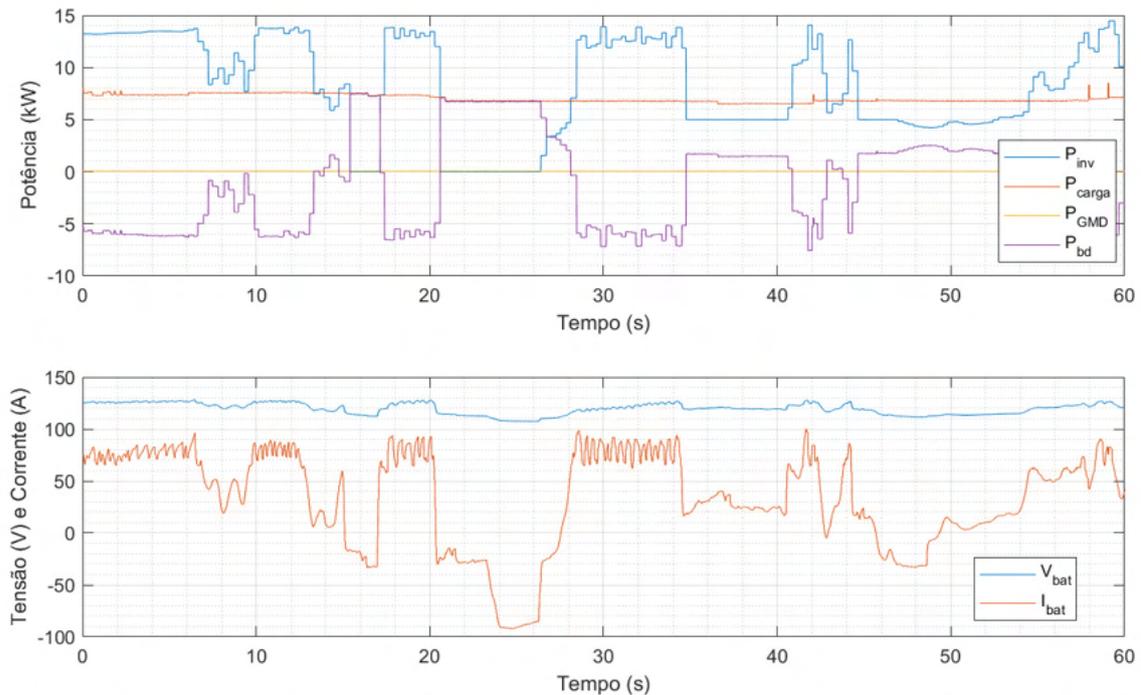


Fonte: Elaborado pelo autor.

No primeiro gráfico da Figura 5.8, apresentado na parte superior, são mostradas as curvas de potência do inversor *GridTie* (linha azul), do GMD (linha amarela, está desligado), do conversor bidirecional (linha roxa) e da demanda de carga (linha laranja). Observa-se que o conversor bidirecional absorve os degraus de geração fotovoltaica do inversor *GridTie*, equilibrando a potência do sistema. Isso significa que a geração de energia fotovoltaica é utilizada para alimentar a carga, que é quase constante, e o excedente é armazenado no banco de baterias através do conversor bidirecional. Além disso, no segundo gráfico da Figura 5.8, apresentado na parte inferior, são mostradas as curvas de tensão e corrente na bateria, plotadas na mesma escala. A convenção de fluxo de potência adotada para o conversor bidirecional foi: a) negativa, quando absorve potência do barramento CA (rede), e b) positiva, quando injeta potência no barramento CA (rede). A convenção da direção de corrente adotada para o banco de baterias foi: a) negativo, quando o banco está descarregando e b) positivo, quando o banco está carregando.

No primeiro gráfico da Figura 5.9, apresentado na parte superior, são mostradas novamente as curvas de potência, mas nesta situação o GMD é ligado aproximadamente no instante 86 segundos. Nesse teste, o GMD foi ligado porque a tensão do terminal do banco de baterias atingiu um DoD máximo (40%). Portanto, este tipo de carregamento é feito primeiramente com uma corrente constante (neste caso igual a 100A) conforme mostrado no segundo gráfico da Figura 5.9, apresentado na parte inferior, até que a tensão do terminal da bateria atinja seu valor final de carregamento (2,4V por célula, que correspondem a 144V nos terminais da bateria). Os tipos de cargas do banco de baterias foram descritos com mais detalhes na seção 5.2. Também é possível notar a partir do instante 86 segundos da Figura 5.9 que as potências do inversor *GridTie* e do GMD se complementam para garantir a corrente de carga no banco de baterias. Dependendo da irradiação disponível, como a dinâmica do inversor *GridTie* é mais rápida que a do GMD, o *GridTie* injeta mais energia na rede CA do que

Figura 5.8 – Gráfico de potência com o inversor *GridTie* injetando potência na rede CA e Gerador a Diesel desligado.

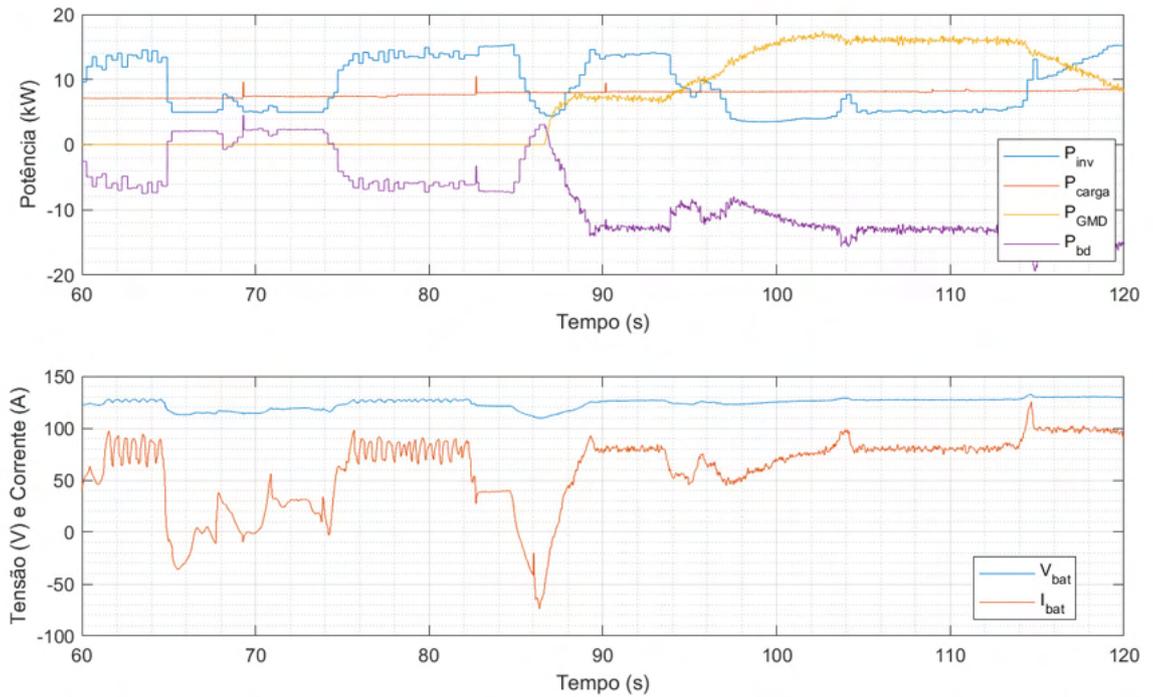


Fonte: Elaborado pelo autor.

o GMD. Isso pode ser melhor entendido com as seguintes análises sobre a Figura 5.9: a) na faixa de 90 a 100 segundos, a geração do inversor *GridTie* diminui devido à pouca irradiação disponível e o GMD gradualmente assume a maior parte da injeção de potência na rede CA; e b) na faixa de 110 a 120 segundos, a geração do inversor *GridTie* aumenta devido à maior irradiação disponível e o GMD reduz gradualmente a injeção de energia na rede CA. Embora os dados de irradiação não sejam mostrados nas figuras, os comportamentos descritos acima foram observados durante os testes.

Na Figura 5.8, de 28 a 34 segundos, no gráfico superior com linha vermelha, que indica a corrente em CC na bateria, tem-se uma oscilação que é causada pela regulação do barramento CA entre o *GridTie* e o conversor bidirecional.

Portanto, com base nos resultados experimentais, tanto as malhas de controle do GMD quanto do inversor *GridTie* apresentaram bom desempenho, de acordo com os critérios de projeto adotados.

Figura 5.9 – Gráfico de potência com duas fontes *GridTie* e Gerador a Diesel.

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5 Conclusões Parciais

Neste capítulo, descreveu-se a microrrede utilizada como estudo de caso para a validação das estratégias de controle implementadas no PAC para o gerenciamento da microrrede. Apesar de se utilizar a microrrede isolada de Ilha Grande, as estratégias de controle e gerenciamento da microrrede IEE-UFMA são similares. Um dos pontos principais para o gerenciamento dessas microrrede é o carregamento do banco de baterias. Por isso, foram apresentadas as estratégias de carregamento do banco de baterias, considerando as indicações do fabricante para que se pudesse preservar a vida útil do banco de baterias. Nesse contexto, foram discutidos os projetos das malhas de controle para o controle de potência do gerador a diesel e da limitação de potência do inversor *GridTie*, bem como os cálculos dos ganhos dos controladores foram realizados.

A partir dos resultados apresentados, pôde-se validar os projetos das malhas de controle, assim como comprovar a perfeita operação da microrrede, a qual está em funcionamento e atende aproximadamente 50 famílias.

CONCLUSÕES GERAIS, SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS E LISTA DE ARTIGOS

6.1 Conclusões Gerais

Neste trabalho, foi discutido conceitos e topologias de microrredes, bem como a descrição e os funcionamentos dos componentes que a compõem, para que se fizesse possível a implementação de uma microrrede experimental, a qual está em fase de conclusão no prédio IEE-UFMA. Dessa maneira, será possível o desenvolvimento e implementação de estratégias de controle para aplicações no gerenciamento e monitoramento do sistema em trabalhos futuros.

A ideia inicial era concluir essa microrrede a fim de que as estratégias de controle e de gerenciamentos desenvolvidas neste trabalho fossem testadas em laboratório. Porém, mesmo que a microrrede experimental não tenha sido concluída em sua totalidade, foi possível validar os estudos desenvolvidos nesta pesquisa a partir da microrrede isolada da Ilha Grande. Sendo possível, assim, a realização de todos os testes necessários para o término deste trabalho.

Neste contexto, uma das estratégias de controle desenvolvidas foi uma metodologia para o gerenciamento de uma fonte de energia despachável para o carregamento de banco de baterias em uma microrrede isolada, considerando a dinâmica da geração distribuída. Um controlador PAC foi utilizado após uma análise de custo-benefício e devido à facilidade de programação. Parametrização em tempo contínuo, linguagem em *Ladder* e em Diagrama de Blocos. Controladores PI e *anti-windup* foram projetados para as malhas de tensão, de corrente e de potência para o carregamento do banco de baterias, considerando todas as condições impostas pelo fabricante das baterias neste estudo de caso.

Dessa maneira, com o projeto adequado dos controladores, foi possível obter os resultados esperados para as malhas de controle: erro nulo em regime permanente, respostas sem sobressinal e respostas dinâmicas rápidas, considerando o desacoplamento das perturbações. A microrrede apresentou bom desempenho para a lógica e para os controladores projetados e implementados no PAC e, devido a isso, ela continua operando com essas configurações.

No que se refere às redes de comunicação para microrredes, não há um padrão. Existem alguns meios físicos que normalmente são disponibilizados para fazerem a integração dos dispositivos em geral. Como exemplo, podemos citar os meios físicos de comunicação do tipo RS232 e do tipo RS485, os quais operam com o protocolo *Modbus-RTU*, conforme discutido no desenvolvimento deste trabalho. Esses meios físicos de comunicação não são aplicados em redes de comunicação modernas, as quais geralmente possuem características de segurança, de interconectividade (modular).

Uma solução encontrada para esse problema foi utilizar um *hardware*, no caso o *Raspberry Pi*, juntamente com conversores de rede de comunicação, e desenvolver um *software* para possibilitar a integração de diferentes tipos de dispositivos ao controlador central da microrrede através de um único meio de comunicação, o *Wifi*. Adicionalmente, essa solução permitiu a redução com os custos de instalação da microrrede, uma vez que se possibilitou substituir cartões do controlador PAC, os quais são consideravelmente mais caros do que a solução proposta.

Complementarmente, um dos objetivos deste trabalho foi estudar e desenvolver alternativas para a construção de um supervisor para monitorar as principais variáveis da microrrede do IEE-UFMA, de modo que fosse uma solução gratuita e compatível com o controlador central da microrrede. Isso foi pensado devido aos custos dos supervisórios do mercado de automação.

Uma opção encontrada para essa aplicação foi a utilização da plataforma ScadaBR, a qual é gratuita, compatível com o controlador PAC da microrrede e utiliza o protocolo *ModBus/TCP*, também utilizado na microrrede. Com a utilização dessa plataforma, foi possível desenvolver telas intuitivas. Esse supervisor possui funcionalidade básicas que atendem ao objetivo de armazenar informações de variáveis em um banco de dados e também de disponibilizar essas informações em modos de gráficos de tendências. Isso permite construir bancos de dados de vários tamanhos, os quais permitem os desenvolvimentos de estudos de tendências, estatísticas, confiabilidades, análises de falhas, entre outros. Além disso, essa plataforma possibilita a emulação de um IHM, semelhante à física, disponibilizando todos os *setpoints* configurados, facilitando a operação e manutenção do sistema por parte do usuário.

Por fim, considerando os resultados e soluções apresentadas, acredita-se que este trabalho tem resultados satisfatórios para um projeto, desenvolvimento, implementação, operação e monitoramento de uma microrrede, principalmente em modo de operação isolado da rede.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

- i Desenvolver lógica de controle para seletividades de cargas críticas e não críticas, de modo que operações de contingências seja possível desligar cargas não essenciais.
- ii Estuda e desenvolver lógicas para o gerenciamento de fluxo de energia considerando abordagens de mercado, *peakshaving* e arbitragem de energia.
- iii Estudar soluções de comunicação de baixo custos, como as apresentadas neste trabalho, desenvolvendo análises comparativas com aquelas de padrões industriais.

6.3 Lista de Artigos Técnicos Produzidos

A seguir são listados os artigos publicados em congressos, nacionais e internacionais, produzidos durante o desenvolvimento desta dissertação de mestrado.

- A. C. V. Nascimento, H. A. Oliveira, J. G. de Matos, L. A. de Souza Ribeiro and L. d. P. Assunção Pinheiro, "*Controls of a dispatchable power source and a gridtie converter for battery bank charging in isolated microgrid*," 2021 *Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, 2021, pp. 1-8, doi: 10.1109/COBEP53665.2021.9684114.
- A. C. V. Nascimento, H. A. Oliveira, J. G. De Matos and L. A. De Souza Ribeiro, "*Dispatchable power source control for battery bank charging through a bidirectional grid forming converter in isolated microgrid*," 2021 *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTLatinAmerica52371.2021.9543077.
- A. C. V. Nascimento; H. A. Oliveira; J. G. de Matos; L. A. Ribeiro et al. "*Controle de fonte despachável de energia para carregamento de banco de baterias através de controlador PAC*". In: ANAIS DA XIV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2021, Online. Anais eletrônicos. Campinas, Galoá, 2021. doi: 10.17648/cbqee-2021-130524

REFERÊNCIAS

- 1 INEE. *INEE*. 2014. INEE- Instituto Nacional de Eficiência Energética. Informações do Site. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 20 janeiro 2020. Citado na página 34.
- 2 TON, D. T.; SMITH, M. A. The U.S. department of energy's microgrid initiative. *The Electricity Journal*, 2012. Citado na página 34.
- 3 EPE. 2020. EPE-Empresa de Pesquisa Energética. Informações do Site. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>>. Acesso em: 20 setembro 2020. Citado na página 35.
- 4 ELETROBRAS - Programa Mais Luz para a Amazônia. 2021. Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Mais-Luz-para-a-Amazonia.aspx>>. Acesso em: 10 de outubro de 2021. Citado na página 35.
- 5 HOSSAIN, M. A. et al. Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 109, p. 160–186, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518332745>>. Citado na página 38.
- 6 LASSETER, R. H. Microgrids. In: *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 305–308 vol.1. Citado na página 38.
- 7 FERNANDES, J. P. M.; STEFANELLO, M. Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica. p. 77–88, 2011. Citado na página 38.
- 8 HATZIARGYRIOU, N. (Ed.). *Microgrids: Architectures and Control*. WILEY, 2014. ISBN 1118720687. Disponível em: <https://www.ebook.de/de/product/21811592/microgrids_architectures_and_control.html>. Citado na página 39.
- 9 CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. *Microgrids and Active Distribution Networks*. [S.l.: s.n.], 2009. ISBN 9781849190145. Citado 3 vezes nas páginas 40, 41 e 53.
- 10 IEEE. IEEE standard for the specification of microgrid controllers. *IEEE Std 2030.7-2017*, IEEE, p. 1–43, 2018. Citado 7 vezes nas páginas 41, 45, 46, 47, 48, 50 e 118.
- 11 WANG, X. et al. A review of power electronics based microgrids. *Journal of power electronics*, v. 12, p. 181–192, 01 2012. ISSN 1598-2092. Citado na página 43.
- 12 EID, B. M. et al. Control methods and objectives for electronically coupled distributed energy resources in microgrids: A review. *IEEE Systems Journal*, v. 10, n. 2, p. 446–458, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.

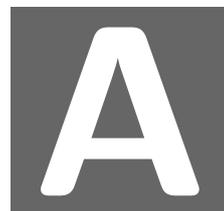
- 13 IEEE. IEEE guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. *IEEE Std 1547.4-2011*, v. 5, p. 1–54, 2011. ISSN 2475-742X. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 51.
- 14 OLIVARES, D. E. et al. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 5, p. 1905–1919, 2014. ISSN 1949-3061. Citado na página 50.
- 15 ROCABERT, J. et al. Control of power converters in ac microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 76.
- 16 IEEE. IEEE guide for monitoring, information exchange, and control of distributed resources interconnected with electric power systems. *IEEE Std 1547.3-2007*, p. 1–160, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 56.
- 17 ANEEL. 2016. Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Modulo 3, Acessos ao Sistema de Distribuição. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 17 março 2021. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 56.
- 18 IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations - Redline. *IEEE Std C37.2-2008 (Revision of IEEE Std C37.2-1996) - Redline*, p. 1–62, 2008. Citado na página 54.
- 19 JENKINS, N. et al. *Embedded Generation*. London: IEE, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 55 e 56.
- 20 FREITAS, W.; XU, W. False operation of vector surge relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 19, n. 1, p. 436–438, 2004. ISSN 0885-8977. Citado na página 55.
- 21 FREITAS, W. et al. Comparative analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 2, p. 1315–1324, 2005. Citado na página 56.
- 22 THOLOMIER, D.; YIP, T.; LLOYD, G. Protection of distributed generation (DG) interconnection. In: *2009 Power Systems Conference*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–15. Citado na página 56.
- 23 EQUATORIAL. 2019. Conexão de Microgeração Distribuída ao Sistema de Distribuição - NT 020 EQTL Normas e Padrões. Disponível em: <<https://ma.equatorialenergia.com.br/institucional/normas-tecnicas/>>. Acesso em: 17 março 2021. Citado 2 vezes nas páginas 56 e 57.
- 24 EQUATORIAL. 2019. Conexão de Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição - NT 021 EQTL Normas e Padrões. Disponível em: <<https://ma.equatorialenergia.com.br/institucional/normas-tecnicas/>>. Acesso em: 17 março 2021. Citado na página 57.
- 25 MATOS, J. G. d. *Controle de Potência em Microrredes CA Isoladas com Aerogeradores e Banco de Baterias Distribuídos*. Tese (Doutorado), 2014. Engenharia. Disponível em: <<http://tedebc.ufma.br:8080/jspui/handle/tede/551>>. Citado 11 vezes nas páginas 57, 58, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85 e 86.
- 26 OPENSOURCE.ORG. 2021. Disponível em: <<https://opensource.org/osd>>. Acesso em: 31 de agosto de 2021. Citado na página 59.

- 27 TANENBAUM, A. S. *Redes de computador* (4^a. ed.). Distrito Federal: Pearson Educação, 2003. ISBN 9781512942040. Disponível em: <<https://ebookcentral.proquest.com/lib/gbv/detail.action?docID=4870854>>. Citado 3 vezes nas páginas 60, 61 e 62.
- 28 THE Modbus Organization. 2021. Disponível em: <<https://modbus.org/>>. Acesso em: 19 de julho de 2021. Citado 4 vezes nas páginas 61, 63, 64 e 65.
- 29 THE RS232 Standard. 2021. Disponível em: <https://www.camiresearch.com/Data_Com_Basics/RS232_standard.html>. Acesso em: 19 de julho de 2021. Citado na página 62.
- 30 RS422 and RS485 Overview and System Configurations. 2021. Disponível em: <<https://www.ti.com/lit/an/slla070d/slla070d.pdf>>. Acesso em: 19 de julho de 2021. Citado na página 62.
- 31 ETHERNET/IP ODVA Technologies Industrial Automation. 2021. Disponível em: <<https://www.odva.org/technology-standards/key-technologies/ethernet-ip/>>. Acesso em: 21 de julho de 2021. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 66.
- 32 ETHERNET/IP Supported SCADA Manageable ProView Ethernet Switches Advantech - Smart Factory. 2021. Disponível em: <<https://www2.advantech.eu/smart-factory/>>. Acesso em: 21 de julho de 2021. Citado na página 66.
- 33 DAVOODY-BENI, Z. et al. Application of iot in smart grid: Challenges and solutions. In: *2019 5th Iranian Conference on Signal Processing and Intelligent Systems (ICSPIS)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–8. Citado na página 66.
- 34 CHOPRA, K.; GUPTA, K.; LAMBORA, A. Future internet: The internet of things-a literature review. In: *2019 International Conference on Machine Learning, Big Data, Cloud and Parallel Computing (COMITCon)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 135–139. Citado na página 67.
- 35 MUHANJI, S. O.; FLINT, A. E.; FARID, A. M. *eIoT - The Development of the Energy Internet of Things in Energy Infrastructure*. [S.l.]: Springer, Cham, 2019. ISBN 9783030104276. Citado na página 67.
- 36 RPI: Teach, Learn, and Make with *Raspberry Pi*. 2021. Disponível em: <<https://www.raspberrypi.org/>>. Acesso em: 03 de outubro de 2021. Citado na página 68.
- 37 YAMANOOR, N. S.; YAMANOOR, S. High quality, low cost education with the raspberry pi. In: *2017 IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5. Citado na página 68.
- 38 NODE-RED. 2021. Disponível em: <<https://nodered.org/>>. Acesso em: 18 de agosto de 2021. Citado 2 vezes nas páginas 68 e 70.
- 39 HTML: Linguagem de Marcação de Hipertexto | MDN. <<https://developer.mozilla.org/pt-BR/docs/Web/HTML>>. (Acessado em 08/08/2021). Citado na página 69.
- 40 NODE.JS. 2021. Disponível em: <<https://nodejs.org/en/>>. Acesso em: 18 de agosto de 2021. Citado na página 69.
- 41 MARTINO, S. D. et al. Industrial internet of things: Persistence for time series with nosql databases. In: *2019 IEEE 28th International Conference on Enabling Technologies: Infrastructure for Collaborative Enterprises (WETICE)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 340–345. Citado na página 71.

- 42 INFLUXDB (*TICK Stack*). 2021. Disponível em: <<https://www.influxdata.com/time-series-platform/>>. Acesso em: 17 de agosto de 2021. Citado 3 vezes nas páginas 71, 72 e 73.
- 43 LOH, P. C.; HOLMES, D. G. Analysis of multiloop control strategies for lc/cl/lcl-filtered voltage-source and current-source inverters. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 41, n. 2, p. 644–654, 2005. Citado na página 78.
- 44 AO, M. P. F. A. et al. An approach to increase the bandwidth of current controllers for grid-tied converters with lcl filter. In: *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. [S.l.]: IEEE, 2019. p. 3764–3768. ISSN 2329-3721. Citado na página 78.
- 45 ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 22, n. 2, p. 439–449, jun 2007. Citado na página 79.
- 46 CHANDORKAR, M. C.; DIVAN, D. M.; R., A. Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 29, n. 1, p. 136–143, 1993. Citado na página 81.
- 47 GUERRERO, J. M. et al. A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 19, n. 5, p. 1205–1213, 2004. Citado na página 81.
- 48 HOU, X. et al. Distributed hierarchical control of ac microgrid operating in grid-connected, islanded and their transition modes. *IEEE Access*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 6, p. 77388–77401, 2018. Citado na página 81.
- 49 ROWAN, T. M.; KERKMAN, R. J. A new synchronous current regulator and an analysis of current-regulated pwm inverters. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IA-22, n. 4, p. 678–690, 1986. Citado na página 81.
- 50 FREIJEDO, F. D. et al. Tuning of synchronous-frame pi current controllers in grid-connected converters operating at a low sampling rate by mimo root locus. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 62, n. 8, p. 5006–5017, 2015. Citado na página 81.
- 51 ITO, Y.; KAWAUCHI, S. Microprocessor based robust digital control for ups with three-phase pwm inverter. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 10, n. 2, p. 196–204, 1995. Citado na página 81.
- 52 HOLMES, D. G. et al. Optimized design of stationary frame three phase ac current regulators. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 11, p. 2417–2426, 2009. Citado na página 81.
- 53 LOH, P. C. et al. A comparative analysis of multiloop voltage regulation strategies for single and three-phase ups systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 18, n. 5, p. 1176–1185, 2003. Citado na página 82.
- 54 RIBEIRO, L. A. S. et al. Full discrete modeling, controller design, and sensitivity analysis for high-performance grid-forming converters in islanded microgrids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 54, n. 6, p. 6267–6278, 2018. Citado na página 82.
- 55 SCADABR. 2021. Disponível em: <<https://www.scadabr.com.br/>>. Acesso em: 22 de agosto de 2021. Citado 2 vezes nas páginas 93 e 94.

- 56 URP6000 Manual do usuário. 2021. Disponível em: <<https://www.pextron.com/index.php/pt-br/manuais/manual-urp6000>>. Acesso em: 14 de outubro de 2021. Citado 2 vezes nas páginas 97 e 98.
- 57 SUN2000L-5KTL Manual do usuário. 2021. Disponível em: <<https://support.huawei.com/enterprise/br/doc/EDOC1100041487>>. Acesso em: 14 de setembro de 2021. Citado na página 101.
- 58 RIBEIRO, L. A. de S. et al. DC-AC bidirectional converters for application in isolated microgrids. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, Springer, v. 32, n. 4, p. 1087–1098, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 104 e 105.
- 59 CUMMINS Brasil. 2021. Disponível em: <<https://www.cummins.com/pt-br/br/cummins-brasil>>. Acesso em: 10 de outubro de 2021. Citado 3 vezes nas páginas 106, 107 e 108.
- 60 LINDEN, D.; REDDY, T. B. *Handbook of Batteries*. 3rd. ed. New York, USA: McGraw-Hill, 2002. Citado na página 117.
- 61 IEEE Guide for Selecting, Charging, Testing, and Evaluating Lead-Acid Batteries Used in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems. *IEEE Std 1361-2014 (Revision of IEEE Std 1361-2003)*, p. 1–39, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 117 e 119.
- 62 IEEE Guide for Test and Evaluation of Lead-Acid Batteries Used in Photovoltaic (PV) Hybrid Power Systems. *IEEE Std 1661-2019 (Revision of IEEE Std 1661-2007)*, p. 1–18, 2019. Citado na página 117.

Apêndices



DESENHO DA MICRORREDE EXPERIMENTAL DO IEE-UFMA

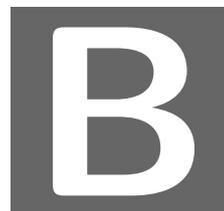
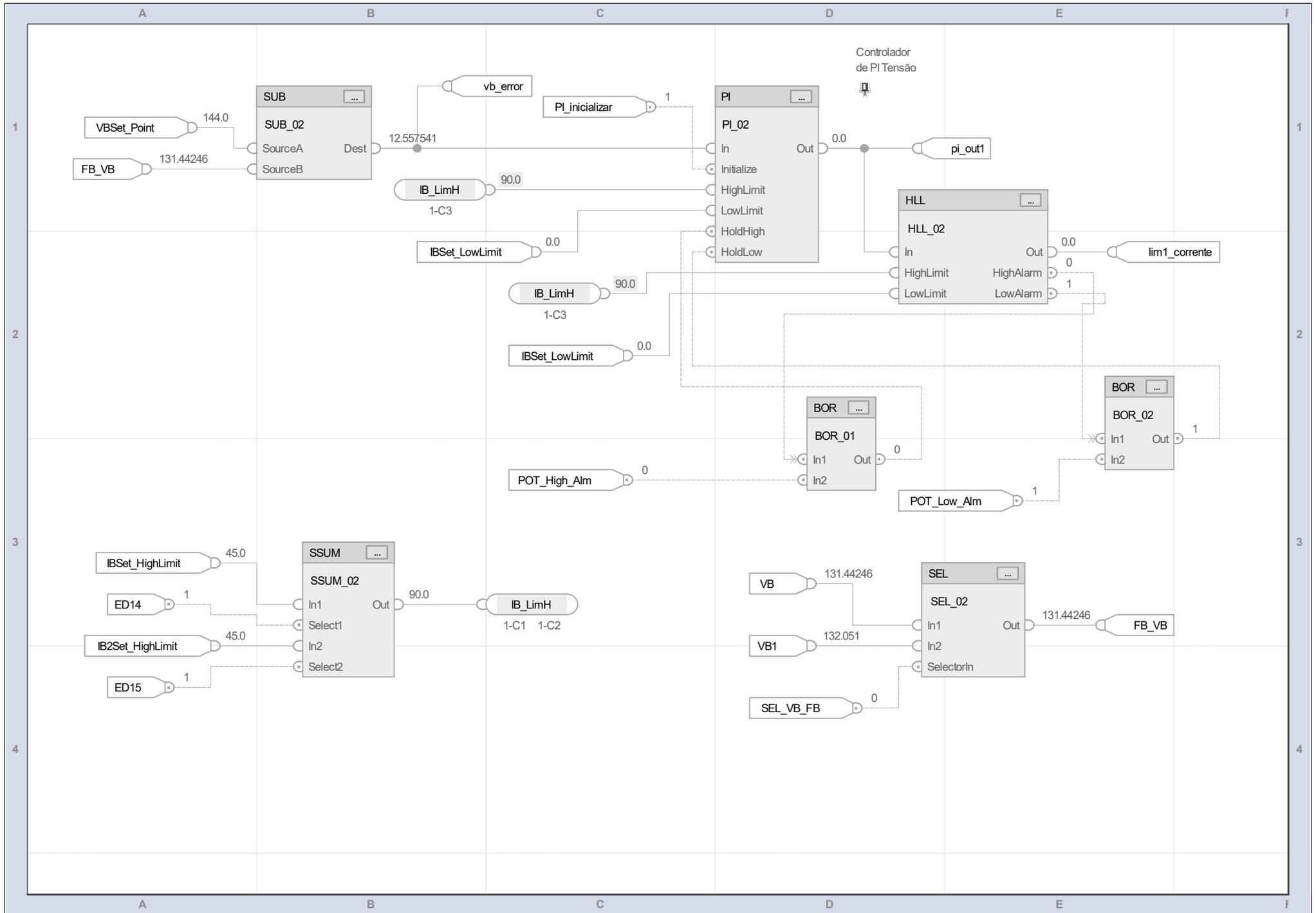
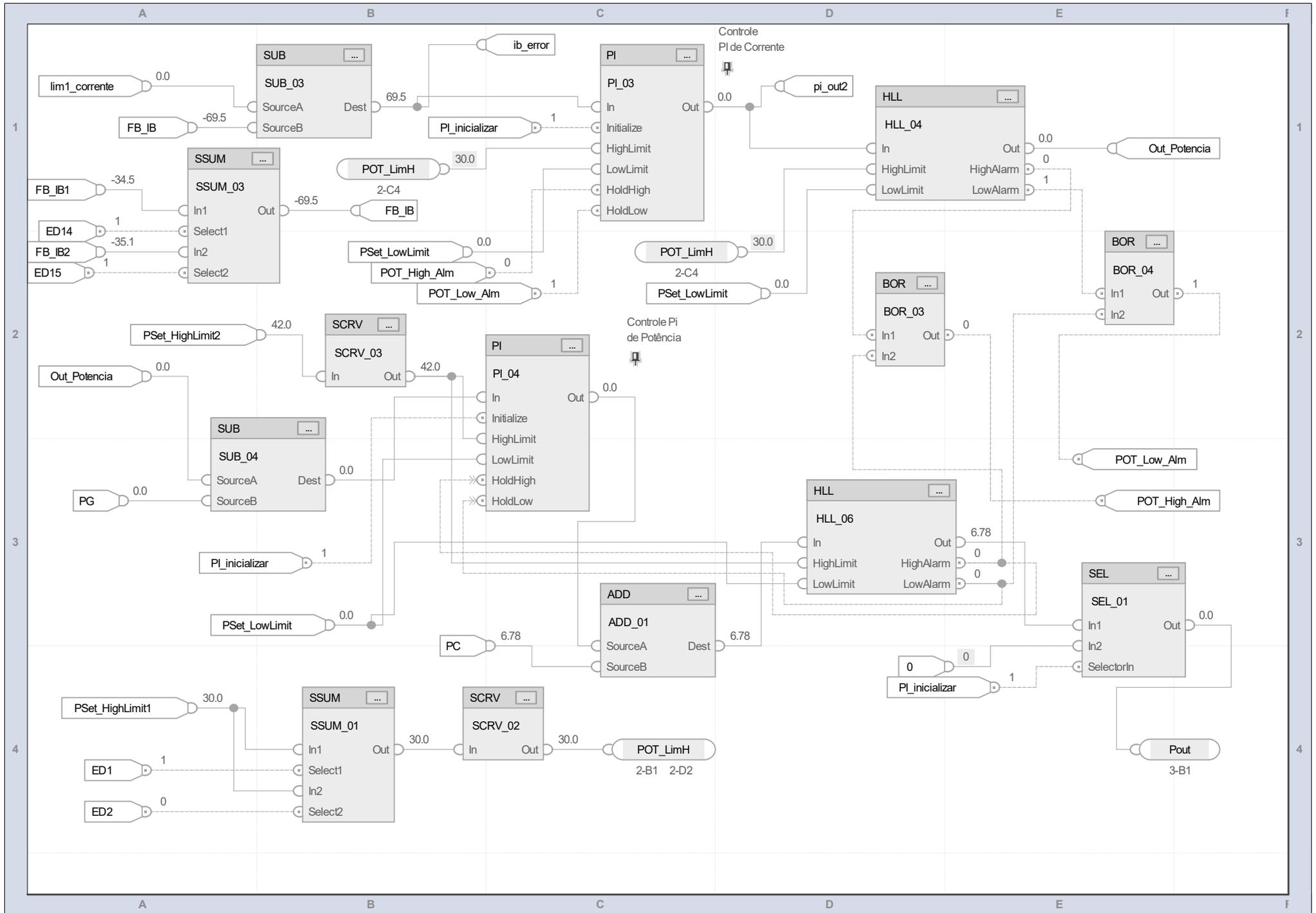


DIAGRAMA DE BLOCOS PAC CONTROLE DE POTÊNCIA DO GMD





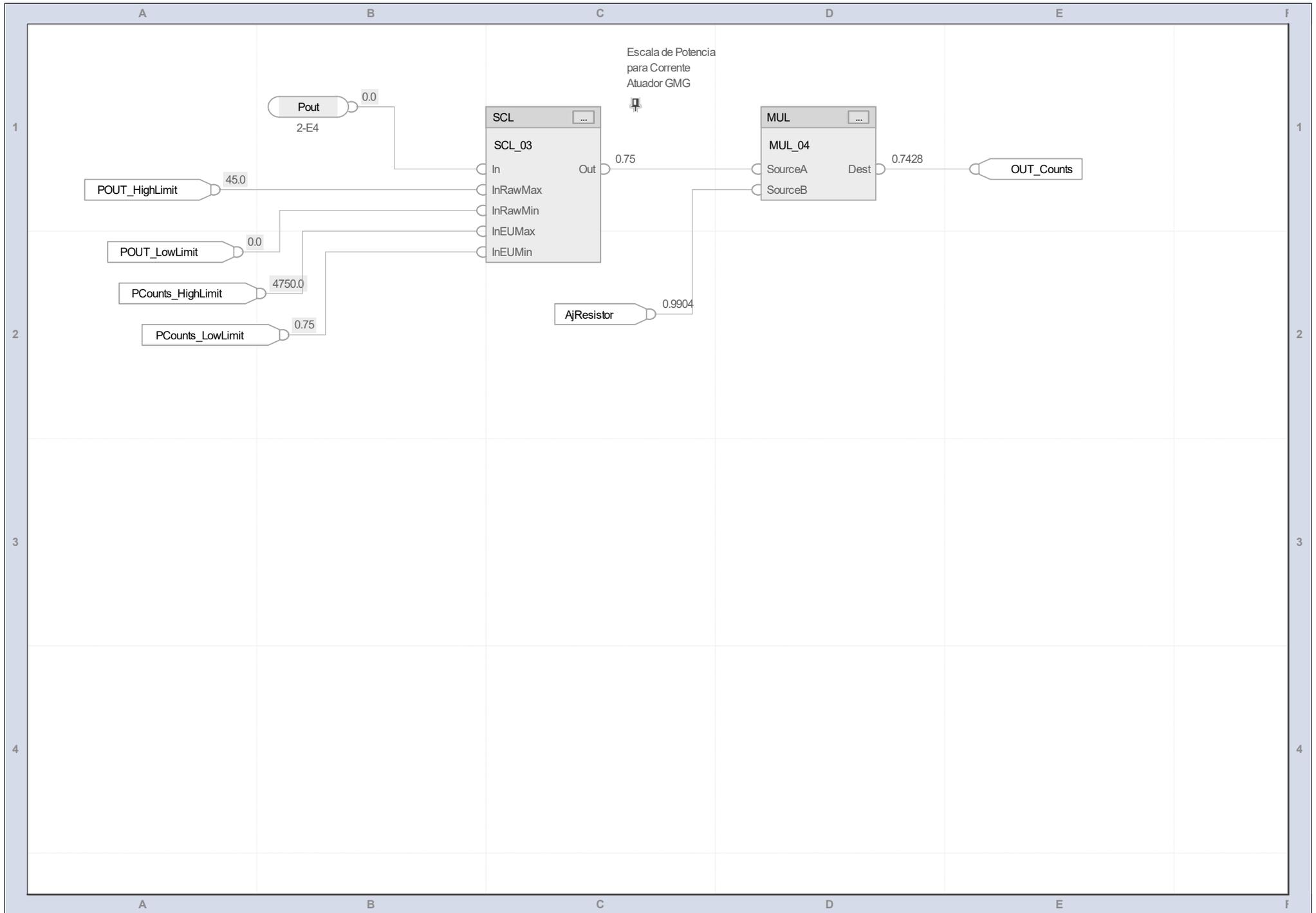
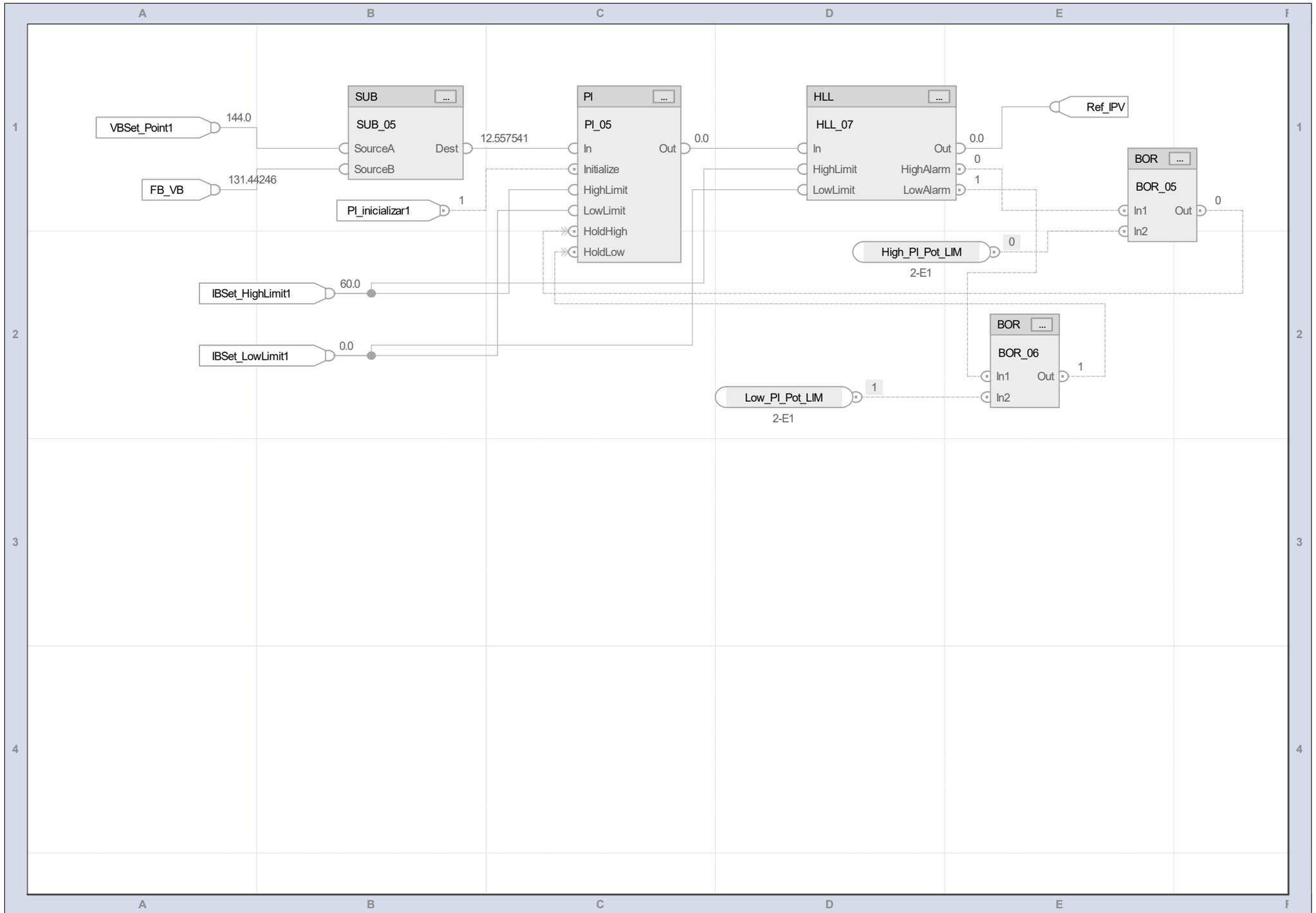




DIAGRAMA DE BLOCOS PAC CONTROLE DE POTÊNCIA DO GRIDTIE





CÓDIGO-FONTE: *Node:* (SEL_STRING_CARGA)

Código-fonte em *JavaScript* para o *Node:Sel String Comando Carga* para gerar a palavra de controle da mensagem para envio via RS232 ler e escrever na carga *GreenLoad*:

Listagem D.1 – Código fonte em *JavaScript* para gerar a palavra de controle da mensagem carga *GreenLoad*

```

1 // Algoritmo para gerar a String de comando para enviar e receber da
   Carga GreenLoad Status e Comandos
2
3 const setcontador = 30; // Numero para atualizar comando da saida da
   carga
4 var potencia = 0; // Variavel temporaria para calculo da potencia
5 var GLStatusCom = global.get("GLStatusCom"); // Atualiza com status
   do comando carga
6 var GLCom = global.get("GLCom"); // Recuperar Variavel Global
7 var FPTemp = 0; // Inicializar Variavel Temporaria
   para FP
8 var passo = flow.get("passo"); // Recuperar passo para gerar
   comando
9 var cont = flow.get("cont"); // Contador para Atualizar status da
   Saida.
10
11
12 // Passo para verificar qual mensagem sera enviada a carga
13 if (passo==0){
14   if (GLCom.ComSalvar || (GLCom.ComZConst != GLStatusCom.ComZConst) || (
       GLCom.ComDegrau != GLStatusCom.ComDegrau) || (GLCom.ComFP!
       =GLStatusCom.ComFP) || (GLCom.ComPot != GLStatusCom.ComPot)){

```

```
15     passo = 3;
16     flow.set("passo",passo);
17 }
18 else
19 {
20     cont++; // incrementa contator para atualizar status do
           comando
21     flow.set("cont",cont);
22     if(cont>setcontador){
23         passo = 1; // Passo 1 Atualiza Status do Comando
24         flow.set("passo",passo);
25     }
26     else{
27         passo = 5; // Passo 2 atualiza status da saida
28         flow.set("passo",passo);
29     }
30 }
31 }
32 // passo para atualizar status do comando de saida
33 if (passo==1){
34     msg.payload=">01G008GR31"; // Status do Comando de potencia da
           Carga
35     cont = 0;
36     flow.set("cont",cont);
37     msg.topic = "StatusComando";
38 }
39 // Passo para gerar comando de escrita na carga
40 if (passo==3){
41     if (GLCom.ComSalvar){
42         msg.payload = ">01X00908071"; // Comando Salvar EEPROM
           Configuracao
43         msg.topic = "ComandoSalvar";
44     }
45     else{
46         if (GLCom.ComZConst!=GLStatusCom.ComZConst){
47             if (GLCom.ComZConst)
48                 msg.payload = ">01X028GR31,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,1,"; //Comando
           para saida impedancia constante
49             else
50                 msg.payload = ">01X028GR31,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,0,"; //
           Comando para saida Potencia constante
51             msg.topic = "Comando";
52         }
53     }
54     else
55     if (GLCom.ComDegrau!=GLStatusCom.ComDegrau){
56         if (GLCom.ComDegrau)
           msg.payload = ">01X028GR31,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,1";
```

```
57         else
58             msg.payload = ">01X028GR31,,,,,,,,,,,,,0";
59
60         msg.topic = "Comando";
61     }
62     else
63     if (GLCom.ComPot!=GLStatusCom.ComPot){
64         potencia = parseInt(GLCom.ComPot*10,10);
65         msg.payload = ">01X029GR31,,,,,,,,,,,,,"+
66             potencia.toString()+",,,"; // comando para setar
67             potencia da carga
68         msg.topic = "Comando";
69     }
70     else
71     if (GLCom.ComFP!=GLStatusCom.ComFP){
72         potencia = parseInt(GLStatusCom.ComPot*10,10);
73         if (GLCom.ComFP>0){
74             FPtemp=GLCom.ComFP*100;
75             if(FPtemp==100)
76                 msg.payload = ">01X032GR31,,,,,,,,,,,,,"+
77                     potencia.toString()+", "+100+",,,";
78             else
79                 msg.payload = ">01X032GR31,,,,,,,,,,,,,"+
80                     potencia.toString()+"0,"+FPtemp.toString()+",,,";
81
82             msg.topic = "Comando";
83         }
84         else{
85             if(GLCom.ComFP==-1){
86                 msg.payload = ">01X032GR31,,,,,,,,,,,,,"+
87                     potencia.toString()+",228,,,";
88                 msg.topic = "Comando";
89             }
90             else{
91                 FPtemp = Math.abs(GLCom.ComFP*100)+128;
92                 msg.payload = ">01X032GR31,,,,,,,,,,,,,"+
93                     potencia.toString()+", "+FPtemp.toString()+",,,";
94                 msg.topic = "Comando";
95             }
96         }
97     }
98 }
99
100 // Passo para Status da Saida
101 if (passo==5){
102     msg.payload=">01G008GR04"; // Status da saida da Carga
103     msg.topic = "StatusSaida";
104 }
```

```
98 }  
99 return msg;
```



CÓDIGO-FONTE: *Node: SUM-32*

Código *JavaScript* para gerar o valor de checagem de mensagem *Node SUM-32*:

Listagem E.1 – Código fonte em *JavaScript* Calculo do SUM-32 verificação de mensagem RS232 Greenload

```
1 // Calculo do SUM-32 verificacao de msg RS232 Greenload
2 var str = msg.payload; // Salvar String
3 var n;
4 var len = str.length;
5 var sum = 0;
6 var strsum = "";
7 var padrao = "";
8   for (n = 0; n < len; n++)
9       sum = (sum + (str.charCodeAt(n) & 0xFF)) & 0xFFFFFFFF;
10
11 strsum = sum.toString(16); // converter para string base 16 HEX
12
13 // adicionar "0", "00" ou "000" de acordo com o tamanho da resposta.
14 switch (strsum.length){
15     case 1:
16         padrao = "000";
17         strsum1 = padrao.concat(strsum);
18         break;
19     case 2:
20         padrao = "00";
21         strsum1 = padrao.concat(strsum);
22         break;
23     case 3:
24         padrao = "0";
25         strsum1 = padrao.concat(strsum);
```

```
26     break;
27     default:
28         strsum1 = strsum;
29     break;
30 }
31 // fazer a string de saida ser caixa alta.
32 msg.payload = str.concat(strsum1.toUpperCase());
33
34 // selecionar o proximo passo no flag.
35 if (msg.topic=="StatusComando")
36     flow.set("passo",2);
37
38 if((msg.topic == "Comando")||(msg.topic == "ComandoSalvar"))
39     flow.set("passo",4);
40
41 if(msg.topic == "StatusSaida")
42     flow.set("passo",6);
43
44 return msg;
```



CÓDIGO-FONTE: *Node*: PARSE_BUFFER

Código *JavaScript* para o *Node*: **parser_buffer** para separar dados da mensagem recebida da carga *GreenLoad*:

Listagem F.1 – Código fonte em *JavaScript* algoritmo para separar dados da mensagem recebida da carga carga *GreenLoad*

```

1 //algoritmo para separar dados da string recebida da carga
2 var cabecalho = msg.payload.slice(0,4);
3 var tam_dados = parseInt(msg.payload.slice(5,7),10);
4 var dados = msg.payload.slice(7,msg.payload.length-4);
5 var checksum = msg.payload.slice(msg.payload.length-4,
    msg.payload.length)
6 var str_tst = msg.payload.slice(0,msg.payload.length-4)
7 var str = str_tst; // Salvar String
8 var n;
9 var len = str.length;
10 var sum = 0;
11 var strsum = "";
12 var padrao = "";
13 var checksum_calc = "";
14
15 for (n = 0; n < len; n++)
16 {
17     sum = (sum + (str.charCodeAt(n) & 0xFF)) & 0xFFFFFFFF;
18 }
19 strsum = sum.toString(16); // converter para string base 16 HEX
20
21 switch (strsum.length){
22     case 1:
23         padrao = "000";

```

```
24     strsum1 = padrao.concat(strsum);
25     break;
26     case 2:
27         padrao = "00";
28         strsum1 = padrao.concat(strsum);
29         break;
30     case 3:
31         padrao = "0";
32         strsum1 = padrao.concat(strsum);
33         break;
34     default:
35         strsum1 = strsum;
36         break;
37 }
38 checksum_calc = strsum1.toUpperCase();
39
40 if (checksum_calc==checksum)
41     checksum_tst=true;
42 else
43     checksum_tst=false;
44
45
46 msg.tam_dados=tam_dados;
47 msg.cabecalho=cabecalho;
48 msg.dados=dados;
49 msg.checksum=checksum;
50 msg.checksum_tst = checksum_tst;
51
52 msg.payload = msg.dados;
53 return msg;
```



CÓDIGO-FONTE: *Node*: GERAR RESPOSTA PARA O CHARTBOT

Código *JavaScript* para o *Node*: Gerar resposta para o ChartBot: Script *JavaScript* que faz o processamento das mensagens Bot Telegram.

Listagem G.1 – Código fonte em *JavaScript* para Gerar resposta para o ChatBot

```

1 var telegram_msg = {};
2 var comando_msg = msg.payload;
3 // Recuperar as variaveis para gerar as respostas
4 var BAT = global.get("CPLXTags"); // Recuperar Variavel CLPXTags
5 var INV1 = global.get("INV1"); //Recuperar variavel INV1
6 var INV2 = global.get("INV2"); //Recuperar variavel INV2
7 var INV3 = global.get("INV3"); //Recuperar variavel INV3
8 var Carga = global.get("GLStatus"); //Recuperar variavel GLStatus
   GreenLoad
9 var weather = global.get("weather"); // Recuperar Variavel de Tempo
10 let data1 = new Date(weather.sunrise*1000); // converte para data
11 let dataFormatada1 = (data1.getHours()+":"+data1.getMinutes()+":"+
   data1.getSeconds());
12 let data2 = new Date(weather.sunset*1000); // converte para data
13 let dataFormatada2 = (data2.getHours()+":"+data2.getMinutes()+":"+
   data2.getSeconds());
14
15 // identificar o comando para gerar a resposta
16 if (comando_msg.content=="Bateria")
17   telegram_msg.content = "Bateria: "+BAT.VB+" Volts; "+"Corrente: "+
   BAT.IB1+" A";
18 else
19   if (comando_msg.content=="Inv1")

```

```
20 telegram_msg.content = "INV1: Potencia Ativa "+INV1.PA+" kW;
    Potencia Reativa: "+INV1.PR+" kVAr; FP "+INV1.FP+" Frequncia:
    "+INV1.Freq+" Hz;"+ " Eficiencia: " +INV1.Eff+" %";
21 else
22 if(comando_msg.content=="Inv2")
23 telegram_msg.content = "INV2: Potencia Ativa "+INV2.PA+" kW;
    Potencia Reativa: "+INV2.PR+" kVAr; FP "+INV2.FP+" Frequncia:
    "+INV2.Freq+" Hz;"+ " Eficiencia: " +INV2.Eff+" %";
24 else
25 if(comando_msg.content=="Inv3")
26 telegram_msg.content = "INV3: Potencia Ativa "+INV3.PA+" kW;
    Potencia Reativa: "+INV3.PR+" kVAr; FP "+INV3.FP+" Frequncia:
    "+INV3.Freq+" Hz;"+ " Eficiencia: " +INV3.Eff+" %";
27 else
28 if(comando_msg.content=="Tempo")
29 telegram_msg.content ="Cidade: "+weather.location +" Temperatura:
    "+weather.tempc+"C; Humidade: "+weather.humidity+"%; Detalhes:
    "+weather.detail+"; Amanhacer: "+dataFormatada1+" ;"+ " Por do
    Sol: " +dataFormatada2;
30 else
31 if(comando_msg.content=="Carga"){
32 var potenciaAtiva = Carga.PotAtivaA+Carga.PotAtivaB+
    Carga.PotAtivaC;
33 var potenciaReativa = Carga.PotReativaA+Carga.PotReativaB+
    Carga.PotReativaC ;
34 var tensao = (Carga.TensaoFNA+Carga.TensaoFNB+Carga.TensaoFNC)/3;
35 telegram_msg.content = " GreenLoad: Tensao:" +tensao.toFixed(2)+"
    Volts; Potencia Ativa:"+(potenciaAtiva.toFixed(2))+"kW;
    Potencia Reativa :"+(potenciaReativa.toFixed(2))+" kVAr; FP: "
    +(Carga.FPA.toFixed(2))+"; Frequncia:"+Carga.Freq+" Hz";
36 }
37 else
38 telegram_msg.content="Comando nao reconhecido";
39
40
41 //Atualizar as variaveis no Payload para enviar ao Telegram
42 telegram_msg.type = "message";
43 telegram_msg.chatId = comando_msg.chatId;
44 msg.payload = telegram_msg;
45 return msg;
```

Anexos



PROTOCOLO COMUNICAÇÃO SERIAL DA *CARGA GreenLoad*

Este documento contém a descrição completa do protocolo implementado para comunicação com a Carga *Greenload* desenvolvido pela *Schneider Electric*.

DESCRIÇÃO DA IMPLEMENTAÇÃO

PROTOCOLO DE COMUNICAÇÃO 4

Rev.: CA

para

Equipamentos Schneider Electric

1.	Introdução	3
2.	Grupos e Parâmetros Disponíveis	3
2.1.	Grupo de Identificação do Nobreak (GID=1):	3
2.2.	Grupo de Bateria do Nobreak (GID=2):	3
2.3.	Grupo de Variáveis de Entrada do Nobreak (GID=3):.....	4
2.4.	Grupo de Variáveis de Saída do Nobreak (GID=4):.....	4
2.5.	Grupo de Variáveis de Bypass do Nobreak (GID=5):.....	5
2.6.	Grupo de Alarmes do Nobreak (GID=6):.....	6
2.7.	Grupo de Testes do Nobreak (GID=7):.....	7
2.8.	Grupo de Comandos do Nobreak (GID=8):	7
2.9.	Grupo de Configuração do Nobreak (GID=9):	8
2.10.	Grupo de Miscelâneas do Nobreak (GID=30):	8
2.11.	Grupo de Constantes de Conversão da Supervisão do Nobreak (GID=31):.....	9
2.12.	Grupo de Valores de A/D da Supervisão do Nobreak (GID=32):.....	9
2.13.	Grupo de Constantes de referência para Supervisão do Nobreak (GID=33):.....	10
2.14.	Grupo de Relógio de Tempo Real do Nobreak (GID=34):	11
2.15.	Grupo de Estatísticas de Eventos do Nobreak (GID=35):.....	11
2.16.	Grupo de Carga de Todos os Eventos do Nobreak (GID=36):	11
2.17.	Grupo de Carga de Novos Eventos do Nobreak (GID=37): NÃO IMPLEMENTADO	12
2.18.	Grupo de Repetição de Frame de Eventos do Nobreak (GID=38):.....	12
2.19.	Grupo de Agendamento do Nobreak (GID=39):.....	13
2.20.	Grupo 1 de Constantes de Referência para o Controle (GID=40):.....	13
2.21.	Grupo de Constantes de Conversão para o Controle (GID=41):	14
2.22.	Grupo de RMS de AD do Controle (GID=42):	15
2.23.	Grupo 2 de Constantes de Referência para o Controle (GID=43):.....	16
2.24.	Reservado (GID=44):.....	17
2.25.	Grupo de Monitoração do Painel de operação (GID=45):	17
2.26.	Grupo de Estatística de Quantidade Total de Eventos Ocorridos (GID=50):.....	18
2.27.	Grupo de Estatística de Tempo Total dos Eventos Ocorridos (GID=51):.....	18
2.28.	Grupo de Estatística de Tempo dos Últimos Eventos Ocorridos (GID=52):.....	18
3.	Comunicação.....	19
3.1.	Interface Compartilhada e Operação Multiplexada:.....	19
3.1.1.	Máximo Número de Unidades:.....	19
3.2.	Parâmetros de Operação da Serial:.....	19
3.3.	Formato da Mensagem:	19
3.3.1.	Cabeçalho:.....	19
3.3.2.	Número de Identificação da Unidade:.....	19
3.3.3.	Tipo de Mensagem:	19
3.3.4.	Comprimento:.....	20
3.3.5.	Campo de Dados:	20
3.3.6.	Checksum:	20
3.4.	Mensagens do IBM-PC Hospedeiro para o Nobreak:	20
3.4.1.	Mensagem de Verificação de Nobreak Presente:	20
3.4.2.	Mensagem de Solicitação de Parâmetros:	21
3.4.3.	Mensagem de Ajuste de Parâmetros:.....	21
3.5.	Mensagens do Nobreak para o IBM-PC:.....	21
3.5.1.	Mensagem de Retorno de Dados:.....	21
3.6.	Exemplos de Comunicação:	22
3.6.1.	Exemplo de Verificação de Nobreak Presente:	22
3.6.2.	Exemplos de Solicitação de Parâmetros:.....	22
3.6.3.	Exemplos de Ajuste de Parâmetros	23
4.	Histórico de alterações	24

1. INTRODUÇÃO

Este Protocolo foi implementado baseado no “Standard Device Protocol Revision 3.0” da **Systems Enhancement Corporation**.

O protocolo contém em seu padrão uma série de grupos de parâmetros que são acessíveis através de frames de solicitação específicos.

Os parâmetros contidos no protocolo devem estar armazenados ou ser resultado do processamento interno das informações no Nobreak.

Todos os frames de solicitação e de retorno estão no formato ASCII. Estes possuem cabeçalho que identifica o tipo de comando enviado e o número de identificação do Nobreak destino. Possuem ainda checksum que serve como somatório para conferência de erros de comunicação.

Esta documentação contém uma descrição completa do protocolo implementado.

2. GRUPOS E PARÂMETROS DISPONÍVEIS

Cada valor é escrito no campo de dados do frame em forma de seqüência de caracteres que o representam. Parâmetros diferentes no campo de dados do frame são separados por vírgulas.

Abaixo temos a especificação dos grupos de parâmetros suportados por este protocolo.

Cada parâmetro dentro do grupo tem suas características de tipo, limites ou comprimento, sua descrição, seu número de identificação estendido (XID), definição se o parâmetro é de leitura e ou escrita e implementação em firmware atual.

Os tipos de parâmetros possíveis são **byte**, **short**, **long** e **string**. O tipo **byte** é um tipo básico que corresponde a um caractere em memória. O tipo **short** corresponde a dois bytes. O tipo **long** corresponde a quatro bytes. O tipo **string** é uma seqüência de caracteres.

Os limites são o mínimo e máximo inteiro que as variáveis numéricas suportam.

O comprimento é definido como o mínimo e o máximo número de caracteres que um string pode possuir. Não está incluído no comprimento o caractere nulo para finalização de strings.

A descrição da variável descreve o significado de seu conteúdo.

O Número de Identificação Estendido (XID) corresponde ao número de acesso direto do respectivo parâmetro.

A definição se o parâmetro é de leitura e ou escrita é feita no campo E/L (E-Escrita, L-Leitura), onde parâmetros de leitura exclusiva não podem ser ajustados e parâmetros que permitam escrita podem ser ajustados.

A implementação em firmware atual pode ser Sim, Não ou Adição. As implementações adicionais são aquelas não previstas pelo Protocolo Padrão para dispositivos e implementadas adicionalmente pela Schneider Electric.

2.1. GRUPO DE IDENTIFICAÇÃO DO NOBREAK (GID=1):

Este grupo contém as informações que identificam o Nobreak.

Parâmetro	Tipo	Comprimento	Descrição	XID	E/L	Implem.
Fabricante	string	18	Nome do Fabricante do Nobreak	0101	L	Sim
Modelo	string	16	Designação de Modelo do Nobreak	0102	L	Sim
Firmware de Supervisão	string	16	Versão de firmware de Supervisão do Nobreak	0103	L	Sim
Identificação	string	7	Identificação do Nobreak	0104	L	Sim
Firmware de Controle	string	16	Versão de firmware de Controle do Nobreak	0105	L	Sim
Firmware de Display	string	16	Versão de firmware de Display do Nobreak	0106	L	Sim

Os parâmetros deste grupo só são acessíveis via solicitação individual do campo XID.

2.2. GRUPO DE BATERIA DO NOBREAK (GID=2):

Este grupo contém as informações sobre o conjunto de baterias instaladas no Nobreak.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem.
Condição da Bateria	Byte	0 a 2	0= Boa; 1= Fraca; 2= Trocar.	0201	L	Não
Estado da Bateria	Byte	0 a 3	0= Normal; 1 = Bateria Crítica, 2 = Baixa, 3 = Alta	0202	L	Sim
Carga da Bateria	Byte	0 a 1	0= Flutuação; 1= Carregando.	0203	L	Sim
Segundos em Bateria	Long	0 a 99999	Segundos em bateria	0204	L	Sim
Minutos Estimados	short	0 a 999	Tempo para deslig. por CC baixa	0205	L	Sim
Carga Estimada	short	0 a 999	Percentual de Carga	0206	L	Sim
Tensão Bateria #1	short	0 a 9999	Tensão de Bateria em 0.1 Volts	0207	L	Sim
Corrente Bateria #1	short	-9999 a 9999	Corrente de Bateria em 0.1 Amps	0208	L	Sim
Temperatura da Bateria	short	0 a 999	Temp. de Bateria em 0,1 graus C	0209	L	Sim
Tensão Bateria #2	long	0 a 9999	Tensão de Bateria em 0.1 Volts	0210	L	Não
Corrente Bateria #2	long	0 a 99999	Corrente de Bateria em 0.1 Amps	0211	L	Não
Minutos em Bateria	long	0 a 999999	Número de minutos em Bateria desde a instalação	0212	L	Não
Corrente no Barramento CC	short	0 a 9999	Corrente de Barramento CC em 0.1 Amps	0213	L	Adição
Tensão no Barramento CC	short	0 a 9999	Tensão de Barramento CC em 0.1 Volts	0214	L	Adição
Temperatura do Nobreak	byte	0 a 999	Temperatura do Nobreak em 0,1 graus C	0215	L	Adição

2.3. GRUPO DE VARIÁVEIS DE ENTRADA DO NOBREAK (GID=3):

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem.
Num. Linhas Anormais	long	0 a 999999	Número linhas fora da tolerância	0301	L	Não
Num Linhas de Entrada	byte	1 a 3	Número de fases (entrada)	0302	L	Não
Fator de Potência	short	0 a 100	Fator de potência *100	0303	L	Não
Frequência na Fase A	short	0 a 9999	Frequência atual em 0.1Hz	0304	L	Sim
Tensão Fase-Fase AB	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 Volts RMS	0305	L	Sim
Corrente na Fase A	short	0 a 9999	Corrente atual em 0.1 Amps RMS	0306	L	Sim
Potência na Fase A	short	0 a 9999	Potência atual em 0.1 KWatts	0307	L	Sim
Pot. Aparente Fase A	short	0 a 9999	Pot. aparente atual em 0.1 KVA	0308	L	Sim
Tensão Fase-Neutro A	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0309	L	Sim
Frequência na Fase B	short	0 a 9999	Frequência atual em 0.1Hz	0310	L	Não
Tensão Fase-Fase BC	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0311	L	Sim
Corrente na Fase B	short	0 a 9999	Corrente atual em 0.1 Amps RMS	0312	L	Sim
Potência na Fase B	short	0 a 9999	Potência atual em 0.1 KWatts	0313	L	Sim
Pot. Aparente Fase B	short	0 a 9999	Pot. aparente atual em 0.1 KVA	0314	L	Sim
Tensão Fase-Neutro B	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0315	L	Sim
Frequência na Fase C	short	0 a 9999	Frequência atual em 0.1 Hz	0316	L	Não
Tensão Fase-Fase CA	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0317	L	Sim
Corrente na Fase C	short	0 a 9999	Corrente em 0.1 amps RMS	0318	L	Sim
Potência na Fase C	short	0 a 9999	Potência atual em 0.1 KWatts	0319	L	Sim
Pot. Aparente Fase C	short	0 a 9999	Pot. aparente atual em 0.1 KVA	0320	L	Sim
Tensão Fase-Neutro C	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0321	L	Sim
Pot. Reativa Fase A	short	0 a 9999	Potência reativa em 0.1 KVAr	0322	L	Adição
Pot. Reativa Fase B	short	0 a 9999	Potência reativa em 0.1 KVAr	0323	L	Adição
Pot. Reativa Fase C	short	0 a 9999	Potência reativa em 0.1 KVAr	0324	L	Adição

2.4. GRUPO DE VARIÁVEIS DE SAÍDA DO NOBREAK (GID=4):

	Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem.
1	Fonte de Saída	byte	1, 2 e 5	Fonte atual da potência de saída: 1=Inversor; 2=Bypass; 5=Outra.	0401	L	Sim

2	Frequência de Saída	short	0 a 9999	Frequência de saída atual em 0.1 Hz	0402	L	Sim
3	Número de Linhas	byte	1 a 3	Número de fases (saída)	0403	L	Não
4	Fator de Potência	short	0 a 100	Fator de Potência atual *100	0404	L	Não
5	Tensão Fase-Fase AB	short	0 a 9999	Tensão em 0.1 volts RMS	0405	L	Sim
6	Corrente da Fase A	short	0 a 9999	Corrente de atual em 0.1 Amps RMS	0406	L	Sim
7	Potência na Fase A	short	0 a 9999	Potência atual em 0.1 KWatts	0407	L	Sim
8	Carga na Fase A	short	0	Percentual da capacidade em uso	0408	L	Sim
9	Pot. Aparente Fase A	short	0 a 9999	Pot. aparente atual em 0.1 KVA	0409	L	Sim
10	Tensão Fase-Neutro A	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0410	L	Sim
11	Tensão Fase-Fase BC	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0411	L	Sim
12	Corrente na Fase B	short	0 a 9999	Corrente atual em 0.1 Amps RMS	0412	L	Sim
13	Potência na Fase B	short	0 a 9999	Potência atual em 0.1 Kwatts	0413	L	Sim
14	Carga na Fase B	short	0	Percentual da capacidade em uso	0414	L	Sim
15	Pot. Aparente Fase B	short	0 a 9999	Pot. aparente atual em 0.1 KVA	0415	L	Sim
16	Tensão Fase-Neutro B	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0416	L	Sim
17	Tensão Fase-Fase CA	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0417	L	Sim
18	Corrente na Fase C	short	0 a 9999	Corrente atual em 0.1 Amps RMS	0418	L	Sim
19	Potência na Fase C	short	0 a 9999	Potência atual em 0.1 Kwatts	0419	L	Sim
20	Carga na Fase C	short	0	Percentual da capacidade em uso	0420	L	Sim
21	Pot. Aparente Fase C	short	0 a 9999	Pot. aparente atual em 0.1 KVA	0421	L	Sim
22	Tensão Fase-Neutro C	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0422	L	Sim
23	Pot. Reativa Fase A	short	0 a 9999	Potência reativa em 0.1 KVAR	0423	L	Adição
24	Pot. Reativa Fase B	short	0 a 9999	Potência reativa em 0.1 KVAR	0424	L	Adição
25	Pot. Reativa Fase C	short	0 a 9999	Potência reativa em 0.1 KVAR	0425	L	Adição
26	Corrente A Inversor	short	0 a 9999	Corrente atual em 0.1 volts RMS	0426	L	Adição
27	Corrente B Inversor	short	0 a 9999	Corrente atual em 0.1 volts RMS	0427	L	Adição
28	Corrente C Inversor	short	0 a 9999	Corrente atual em 0.1 volts RMS	0428	L	Adição
29	Tensão F-N A Inversor	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0429	L	Adição
30	Tensão F-N B Inversor	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0430	L	Adição
31	Tensão F-N C Inversor	short	0 a 9999	Tensão atual em 0.1 volts RMS	0431	L	Adição
32	Frequência de Inversor	short	0 a 9999	Frequência de inversor atual em 0.1 Hz	0432	L	Adição
33	Status da Saída	short	0 a 5	0 = Saída desenergiz. (led apagado) 1 = Saída Inv Norm (led Vd lig) 2 = Saída Inv Sobr (led Vm pisc) 3 = Saída Byp Norm (led Vd lig) 4 = Saída Byp Sobr (led Vm pisc) 5 = Falha seq. fase (Pisca Vd/Vm)	0433	L	Adição

2.5. GRUPO DE VARIÁVEIS DE BYPASS DO NOBREAK (GID=5):

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem.
Frequência do Bypass	short	0 a 9999	Frequência do Bypass em 0.1Hz	0501	L	Sim
Número de Linhas do Bypass	byte	0 a 9	Número de fases do Bypass	0502	L	Não
Tensão na Fase A do Bypass	short	0 a 9999	Tensão na fase A do Bypass p/ Neutro ou fase B em 0.1 Volts.	0503	L	Sim
Corrente na Fase A do Bypass	long	0 a 99999	Corrente na fase A do Bypass em 0.1 Amps	0504	L	Não
Potência na Fase A do Bypass	long	0 a 99999	Potência em Watts na fase A ou da fase A para a fase B do Bypass	0505	L	Não
Tensão na Fase B do Bypass	short	0 a 9999	Tensão na fase B do Bypass p/ Neutro ou fase B em 0.1 Volts.	0506	L	Sim
Corrente na Fase B do Bypass	long	0 a 99999	Corrente na fase B do Bypass	0507	L	Não

			em 0.1 Amps			
Potência na Fase B do Bypass	long	0 a 999999	Potência em Watts na fase B ou da fase A para a fase B do Bypass	0508	L	Não
Tensão na Fase C do Bypass	short	0 a 9999	Tensão na fase C do Bypass p/ Neutro ou fase A em 0.1 Volts	0509	L	Sim
Corrente na Fase C do Bypass	long	0 a 99999	Corrente na fase C do Bypass em 0.1 Amps	0510	L	Não
Potência na Fase C do Bypass	long	0 a 999999	Potência em Watts na fase C ou da fase C para a fase A.	0511	L	Não

2.6. GRUPO DE ALARMES DO NOBREAK (GID=6):

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem.
Alarme de Bypass Manual (Singelo) ou Desconexão (Paralelo Ativo) Acionado	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0601	L	Sim
Alarme de Retificador Anormal	byte	0 a 3	0=Normal; 1=Crítico; 2=Baixo; 3=Alto	0602	L	Sim
Alarme Genérico #3	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0603	L	Não
Alarme Genérico #4	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0604	L	Não
Alarme Genérico #5	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0605	L	Não
Alarme Genérico #6	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0606	L	Não
Alarme Genérico #7	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0607	L	Não
Alarme Genérico #8	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0608	L	Não
Alarme Genérico #9	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0609	L	Não
Alarme Genérico #10	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0610	L	Não
Alarme Genérico #11	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0611	L	Não
Alarme Genérico #12	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0612	L	Não
Alarme Genérico #13	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0613	L	Não
Alarme Genérico #14	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0614	L	Não
Alarme Genérico #15	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0615	L	Não
Alarme Genérico #16	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0616	L	Não
Alarme Sobretemperatura Mód. Potência	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0617	L	Sim
Alarme Entrada Anormal	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0618	L	Sim
Alarme Saída Anormal	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0619	L	Sim
Alarme Sobrecarga	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0620	L	Sim
Alarme Bypass Anormal	byte	0 a 3	0=Inativo, 1=Ativo, 2 = Falha seq. fases 3 = Falha Freq.	0621	L	Sim
Alarme Genérico #22	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0622	L	Não
Alarme Genérico #23	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0623	L	Não
Alarme Genérico #24	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0624	L	Não
Alarme Sistema Desligado	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0625	L	Sim
Alarme Genérico #26	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0626	L	Não
Alarme Genérico #27	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0627	L	Não
Alarme Genérico #28	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0628	L	Não
Alarme Genérico #29	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0629	L	Não
Alarme Genérico #30	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0630	L	Não
Alarme Genérico #31	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0631	L	Não
Alarme Temperatura Interna	byte	0 a 3	0=Inativo; 1>32°C; 2>36 °C; 3>40 °C; 4>38°C	0632	L	Sim
Alarme Genérico #33	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0633	L	Não
Alarme Genérico #34	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0634	L	Não
Alarme Genérico #35	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0635	L	Não
Alarme de Falha no Inversor	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0636	L	Sim

Alarme de Deslig. de Emergência	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0637	L	Sim
Alarme Genérico #38	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0638	L	Não
Alarme de Bateria não Conectada ao Testar	byte	0 ou 1	1 = Teste de banco não detectou bat.	0639	L	Sim
Alarme de Falha na Seqüência de Fases na Saída	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0640	L	Adição
Alarme de Tensão CA Baixa na Saída	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0641	L	Adição
Alarme de Tensão CA Alta na Saída	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0642	L	Adição
Alarme de Disjuntores	byte	0 a 7	Bit0 = Dj Ent Bit1 = Dj Bat Bit2 = Dj C.Estatica	0643	L	Não
Alarme de Temperatura Interna Crítica	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0644	L	Adição
Alarme de Falha no Carregador de Baterias	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0645	L	Adição
Alarme de Equipamento Aguardando Fechamento da Contatora de Entrada	byte	0 ou 1	0=Inativo; 1=Ativo	0646	L	Adição
Alarme de Falha na Autonomia Esperada	byte	0 ou 1	0=Inativo, 1=Ativo	0647	L	Adição

2.7. GRUPO DE TESTES DO NOBREAK (GID=7):

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem.
Resultado do Teste	byte	0, 1, 2 ou 4	0 = Nenhum teste realizado 1 = Teste realizado 2 = Em teste 4 = Teste apontou falha	0701	L	Sim
Detalhes do resultado				0702	E	Não
Comando de Teste da Bateria	byte	0 ou 2	0 = nenhuma ação 2 = Inicia teste do banco.	0703	E+L	Adição

Os comandos somente ocorrem mediante setagem individual, via XID.

2.8. GRUPO DE COMANDOS DO NOBREAK (GID=8):

Parâmetro	Tipo	Limites	2.8.1.1.1 Descrição	XID	E/L	Implem.
Tipo de Desligamento	byte	1 ou 2	Tipo de Ação do Desligamento: 1=Desliga Saída; 2=Desliga todo Nobreak;	0801	E+L	Não
Desligamento Temporizado	long	-1 a 9999999	Tempo para o Desligamento do Nobreak: -1=Abortado; 0 =Imediato; X =após X segundos;	0802	E+L	Sim
Religamento Temporizado	long	-1 a 9999999	Tempo para o Religamento do Nobreak: -1=Abortado; 0 =Imediato; X =após X segundos;	0803	E+L	Sim
Desligamento com Duração	long	0 a 9999999	Ação de desligamento,	0804	E+L	Não
Tipo de Religamento	byte	1 ou 2	Tipo de Ação de Religamento: 1=Automático; 2=Manual.	0805	E+L	Não
Alarme Remoto do Nobreak	byte	0 ou 1	0 = Silencia / nenhum ativo; 1 = Ativo; *(Só é possível calar o alarme)	0806	E+L	Adição
Calibração de Constantes do Nobreak	byte	1 ou 2	1 = Transfere para a EEPROM serial as constantes do Nobreak. 2 = Recupera p/o Nobreak a última calibração efetuada na EEPROM.	0807	E	Adição
Limpeza do Buffer de	byte	0	0 = Limpa o Buffer de Eventos	0808	E	Adição

Eventos do Nobreak			do Nobreak; demais geram erro.			
Inicializações do Relógio de Tempo Real do Nobreak	byte	0	Nada	0809	E	Adição
Resset das Estatísticas de Comunicação das seriais 1 e 2 do Nobreak	byte	0	Nada	0810	E	Adição
Compensação $V_{flutuação}$	byte	0 ou 1	1=Habilita compensação de tensão de flutuação em função de temperatura / Habilitada; 0=desabilita.	0811	E+L	Adição
Paralelismo	byte	0 a 65535	Modos do paralelismo: 0 = singelo; 1 = paralelo c/ bypass; 2 = reservado; 3 = paralelo modular TOP;	0812	E+L	Adição
Capacidade Banco de Baterias	short	0 a 9999	Capacidade em Ah	0813	E+L	Adição
Calibração da Identificação de MODBUS	byte	0 a 255	Identificação no barramento	0814	E+L	Adição
Reset das Estatísticas do Equipamento	byte	0 ou 1	Zera as estatísticas do equipamento	0815	E+L	Adição
Calibração das tensões do inversor	Byte	1-Início 0-Fim	Habilita/Desabilita calibração das tensões do inversor	0816	E+L	Adição

Os comandos somente ocorrem mediante setagem individual, via XID.

2.9. GRUPO DE CONFIGURAÇÃO DO NOBREAK (GID=9):

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem.
Tensão Nominal de Entrada	short	0 a 999	Tensão em Volts RMS	0901	E+L	Sim
Frequência Nominal da Entrada	short	0 a 9999	Frequência em 0.1 Hz	0902	E+L	Sim
Tensão Nominal de Saída	short	0 a 999	Tensão em Volts RMS	0903	E+L	Sim
Frequência Nominal de Saída	short	0 a 9999	Frequência em 0.1 Hz	0904	E+L	Sim
Pot. Aparente Nominal	short	0 a 65536	Potência Aparente em 0,1 KVA	0905	E+L	Sim
Potência Real de Saída Nominal	short	0 a 65536	Potência nominal em 0,1 KW	0906	E+L	Sim
Tempo Nominal em Bateria Baixa	byte	0 a 99	Tempo em CC Baixa em minutos	0907	E+L	Não
Ajuste do Alarme Sonoro	byte	1 a 4	1=Desabilitado; =Habilitado; 3=Mudo; 4=Desabilitado até bateria baixa.	0908	E+L	Não
Pto de Transf. por CA Baixa	short	0 a 999	Tensão CA mínima.	0909	E+L	Não
Pto de Transf. por CA Alta	short	0 a 999	Tensão CA máxima.	0910	E+L	Não
Data de Instalação da Bateria	string	8	formato: AAAAMMDD	0911	E+L	Não
Vida Nominal da Bateria	long	0 a 99999	Vida útil da Bateria em dias	0912	E+L	Não

2.10. GRUPO DE MISCELÂNEAS DO NOBREAK (GID=30):

Parâmetro	Tipo	Compr./Lim.	Descrição	XID	E/L	Implem.
Data	string	8	AAAAMMDD	3001	E+L	Não
Tempo	string	6	HHMMSS	3002	E+L	Não
Baud Rate da Serial	byte	5	1= 300 bps; 2= 1200 bps; 3= 2400 bps; 4= 4800 bps; 5= 9600 bps; 6= 19200 bps; 7= 38400 bps	3003	L	Sim
Timeout	short	10 a 9999	Pior Atraso de Resposta em milisegundos	3004	E+L	Não

Reservado	-	-	Reservado para futuras Implementações.	3005	E+L	Não
Reservado	-	-	Reservado para futuras Implementações	3006	E+L	Não
Modelo do Nobreak	string	16	Versão de Hardware do Nobreak	3007	E+L	Sim
Identificação do Nobreak	string	7	Número de Identificação do Nobreak	3008	E+L	Sim
Identificação de Comunicação do Nobreak	byte	1 a 99	Número de Identificação do Nobreak	3009	E+L	Sim
Código OEM do equipamento	byte	0 a 65536	0 = CP	3010	E+L	Sim

Os parâmetros deste grupo só são acessíveis via solicitação individual do campo XID.

2.11. GRUPO DE CONSTANTES DE CONVERSÃO DA SUPERVISÃO DO NOBREAK (GID=31):

Este grupo contém as constantes de conversão dos valores digitais com os quais opera o firmware de supervisão para valores de grandezas de engenharia.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem.
Cte Corrente A de Entrada	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3101	E+L	Adição
Cte Corrente B de Entrada	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3102	E+L	Adição
Cte Corrente C de Entrada	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3103	E+L	Adição
Cte Tensão Fase A de Entrada	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3104	E+L	Adição
Cte Tensão Fase B de Entrada	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3105	E+L	Adição
Cte Tensão Fase C de Entrada	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3106	E+L	Adição
Cte Tensão Fase A de Saída	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3107	E+L	Adição
Cte Tensão Fase B de Saída	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3108	E+L	Adição
Cte Tensão Fase C de Saída	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3109	E+L	Adição
Cte Tensão Fase AB de Entrada	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3110	E+L	Adição
Cte Tensão Fase BC de Entrada	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3111	E+L	Adição
Cte Tensão Fase CA de Entrada	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3112	E+L	Adição
Cte Tensão Fase AB de Saída	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3113	E+L	Adição
Cte Tensão Fase BC de Saída	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3114	E+L	Adição
Cte Tensão Fase CA de Saída	short	0 a 65535	Constante de conversão.	3115	E+L	Adição
Reservado para futura implement.	short	0 a 65535		3116	E+L	Adição
Reservado para futura implement.	short	0 a 65535		3117	E+L	Adição
Reservado para futura implement.	short	0 a 65535		3118	E+L	Adição
Reservado para futura implement.	short	0 a 65535		3119	E+L	Adição
Reservado para futura implement.	short	0 a 65535		3120	E+L	Adição
Reservado para futura implement.	short	0 a 65535		3121	E+L	Adição
Reservado para futura implement.	short	0 a 65535		3122	E+L	Adição
Reservado para futura implement.	short	0 a 65535		3123	E+L	Adição
Reservado para futura implement.	short	0 a 65535		3124	E+L	Adição
Reservado para futura implement.	short	0 a 65535		3125	E+L	Adição

2.12. GRUPO DE VALORES DE A/D DA SUPERVISÃO DO NOBREAK (GID=32):

Este grupo contém os valores digitais lidos pelo conversor analógico-digital e medida de tempo para as frequências.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Valor de A/D da Corrente de Entrada A.	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3201	L	Adição
Valor de A/D da Corrente de Entrada B.	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3202	L	Adição

Valor de A/D da Corrente de Entrada C.	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3203	L	Adição
Valor de A/D da Tensão de Entrada Fase A	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3204	L	Adição
Valor de A/D da Tensão de Entrada Fase B	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3205	L	Adição
Valor de A/D da Tensão de Entrada Fase C	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3206	L	Adição
Valor de A/D da Tensão de Saída Fase A	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3207	L	Adição
Valor de A/D da Tensão de Saída Fase B	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3208	L	Adição
Valor de A/D da Tensão de Saída Fase C	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3209	L	Adição
Valor de A/D da Temperatura Externa	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3210	L	Adição
Valor de A/D da Temperatura Interna	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3211	L	Adição
Potência Aparente Fase A	short	0 a 65535	RMS de AD	3212	L	Sim
Potência Útil Fase A	short	0 a 65535	RMS de AD	3213	L	Sim
Potência Reativa Fase A	short	0 a 65535	RMS de AD	3214	L	Sim
Potência Aparente Fase B	short	0 a 65535	RMS de AD	3215	L	Sim
Potência Útil Fase B	short	0 a 65535	RMS de AD	3216	L	Sim
Potência Reativa Fase B	short	0 a 65535	RMS de AD	3217	L	Sim
Potência Aparente Fase C	short	0 a 65535	RMS de AD	3218	L	Sim
Potência Útil Fase C	short	0 a 65535	RMS de AD	3219	L	Sim
Potência Reativa Fase C	short	0 a 65535	RMS de AD	3220	L	Sim
Frequência de Entrada	short	0 a 65535	Contador do período da rede de entrada	3221	L	Sim
Valor de A/D da Tensão de Entrada Fase AB	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3222	L	Sim
Valor de A/D da Tensão de Entrada Fase BC	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3223	L	Sim
Valor de A/D da Tensão de Entrada Fase CA	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3224	L	Sim
Valor de A/D da Tensão de Saída Fase AB	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3225	L	Sim
Valor de A/D da Tensão de Saída Fase BC	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3226	L	Sim
Valor de A/D da Tensão de Saída Fase CA	short	0 a 65535	Valor digital do A/D	3227	L	Sim

2.13. GRUPO DE CONSTANTES DE REFERÊNCIA PARA SUPERVISÃO DO NOBREAK (GID=33):

Este grupo contém as constantes de supervisão do Nobreak, em valores de A/D.

Parâmetro	Tipo	Límites	Descrição	XID	E/L	Implem
Sobretensão CA de Entrada	short	0 a 65535	Valor de A/D	3301	E+L	Sim
Subtensão CA de Entrada	short	0 a 65535	Valor de A/D	3302	E+L	Sim
Sobretensão CA de Saída	short	0 a 65535	Valor de A/D	3303	E+L	Sim
Subtensão CA de Saída	short	0 a 65535	Valor de A/D	3304	E+L	Sim
Faixa de frequência de entrada * 10	short	0 a 65535	Valor de A/D	3305	E+L	Sim
Reservado p/ Subtensão CA da Entrada para acionamento do Tiristor de Bateria	short	0 a 65535		3306	E+L	Sim
Reservado p/ futura implementação	short	0 a 65535		3307	E+L	Sim
Reservado p/ futura implementação	short	0 a 65535		3308	E+L	Sim
Reservado p/ futura implementação	short	0 a 65535		3309	E+L	Sim
Reservado p/ futura implementação	short	0 a 65535		3310	E+L	Sim
Reservado p/ futura implementação	short	0 a 65535		3311	E+L	Sim
Reservado p/ futura implementação	short	0 a 65535		3312	E+L	Sim
Reservado p/ futura implementação	short	0 a 65535		3313	E+L	Sim

Reservado p/ futura implementação	short	0 a 65535		3314	E+L	Sim
Reservado p/ futura implementação	short	0 a 65535		3315	E+L	Sim
Reservado p/ futura implementação	short	0 a 65535		3316	E+L	Sim

2.14. GRUPO DE RELÓGIO DE TEMPO REAL DO NOBREAK (GID=34):

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Ano	short	2001 a ...	Ano atual	3401	E+L	Adição
Mês	byte	1 a 12	Mês atual	3402	E+L	Adição
Dia	byte	1 a 31	Dia atual	3403	E+L	Adição
Hora	byte	0 a 23	Hora atual	3404	E+L	Adição
Minuto	byte	0 a 59	Minuto atual	3405	E+L	Adição
Segundo	byte	0 a 59	Segundo atual	3406	E+L	Adição
Dia da Semana	byte	1 a 7	Dia da Semana atual	3407	E+L	Adição

2.15. GRUPO DE ESTATÍSTICAS DE EVENTOS DO NOBREAK (GID=35):

Este grupo contém as informações sobre a utilização do buffer de eventos do Nobreak.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Total de Eventos	short	0 a capac. do buffer	Quantidade de Eventos no Buffer	3501	L	Adição
Número de Eventos Novos	short	0 a capac. do buffer	Quantidade de Eventos novos no Buffer	3502	L	Adição
Capacidade do Buffer de Eventos	short	1024	Número máximo de Eventos no Buffer	3503	L	Adição.

2.16. GRUPO DE CARGA DE TODOS OS EVENTOS DO NOBREAK (GID=36):

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem.
Número de Eventos no frame	byte	0 a 4	Número de Eventos neste frame	3601	L	Adição
Ano do Evento 1	short	0 a 99	Ano do evento gerado	3602	L	Adição
Mês do Evento 1	byte	1 a 12	Mês do evento gerado	3603	L	Adição
Dia do Evento 1	byte	1 a 31	Dia do evento gerado	3604	L	Adição
Hora do Evento 1	byte	0 a 24	Hora do evento gerado	3605	L	Adição
Minuto do Evento 1	byte	0 a 60	Minuto do evento gerado	3606	L	Adição
Segundo do Evento 1	byte	0 a 60	Segundo do evento gerado	3607	L	Adição
Quarto de ciclo do Evento 1	byte	0 239	1/240 segundo do evento gerado	3608	L	Adição
Código do Evento 1	byte	0 a 255	Código do evento gerado	3609	L	Adição
Ano do Evento 2	short	0 a 99	Ano do evento gerado	3610	L	Adição
Mês do Evento 2	byte	1 a 12	Mês do evento gerado	3611	L	Adição
Dia do Evento 2	byte	1 a 31	Dia do evento gerado	3612	L	Adição
Hora do Evento 2	byte	0 a 24	Hora do evento gerado	3613	L	Adição
Minuto do Evento 2	byte	0 a 60	Minuto do evento gerado	3614	L	Adição
Segundo do Evento 2	byte	0 a 60	Segundo do evento gerado	3615	L	Adição
Quarto de ciclo do Evento 2	byte	0 239	1/240 segundo do evento gerado	3616	L	Adição
Código do Evento 2	byte	0 a 255	Código do evento gerado	3617	L	Adição
Ano do Evento 3	short	0 a 99	Ano do evento gerado	3618	L	Adição
Mês do Evento 3	byte	1 a 12	Mês do evento gerado	3619	L	Adição
Dia do Evento 3	byte	1 a 31	Dia do evento gerado	3620	L	Adição
Hora do Evento 3	byte	0 a 24	Hora do evento gerado	3621	L	Adição
Minuto do Evento 3	byte	0 a 60	Minuto do evento gerado	3622	L	Adição
Segundo do Evento 3	byte	0 a 60	Segundo do evento gerado	3623	L	Adição
Quarto de ciclo do Evento 3	byte	0 239	1/240 segundo do evento gerado	3624	L	Adição
Código do Evento 3	byte	0 a 255	Código do evento gerado	3625	L	Adição
Ano do Evento 4	short	0 a 99	Ano do evento gerado	3626	L	Adição

Mês do Evento 4	byte	1 a 12	Mês do evento gerado	3627	L	Adição
Dia do Evento 4	byte	1 a 31	Dia do evento gerado	3628	L	Adição
Hora do Evento 4	byte	0 a 24	Hora do evento gerado	3629	L	Adição
Minuto do Evento 4	byte	0 a 60	Minuto do evento gerado	3630	L	Adição
Segundo do Evento 4	byte	0 a 60	Segundo do evento gerado	3631	L	Adição
Quarto de ciclo do Evento 4	byte	0 239	1/240 segundo do evento gerado	3632	L	Adição
Código do Evento 4	byte	0 a 255	Código do evento gerado	3633	L	Adição

Este grupo serve de interface para transferência dos eventos do Nobreak para IBM-PC. Cada frame de resposta contém um parâmetro de quantidade de eventos nele, seguido dos próprios eventos. Cada evento dentro do frame é representado por sete parâmetros. São eles: ANO, MÊS, DIA, HORA, MINUTO, SEGUNDO, CÓDIGO DO EVENTO. Onde os dados de relógio são os da ocorrência do evento.

Cada frame de retorno de eventos conterá no máximo quatro eventos. O retorno de todos os eventos do Nobreak é feito fazendo solicitações consecutivas do grupo 36, após uma única solicitação do grupo 35.

2.17. GRUPO DE CARGA DE NOVOS EVENTOS DO NOBREAK (GID=37): NÃO IMPLEMENTADO

2.18. GRUPO DE REPETIÇÃO DE FRAME DE EVENTOS DO NOBREAK (GID=38):

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem.
Número de Eventos no frame	byte	0 a 4	Número de Eventos neste frame	3801	L	Adição
Ano do Evento 1	short	0 a 99	Ano do evento gerado	3802	L	Adição
Mês do Evento 1	byte	1 a 12	Mês do evento gerado	3803	L	Adição
Dia do Evento 1	byte	1 a 31	Dia do evento gerado	3804	L	Adição
Hora do Evento 1	byte	0 a 24	Hora do evento gerado	3805	L	Adição
Minuto do Evento 1	byte	0 a 60	Minuto do evento gerado	3806	L	Adição
Segundo do Evento 1	byte	0 a 60	Segundo do evento gerado	3807	L	Adição
Quarto de ciclo do Evento 1	byte	0 239	1/240 segundo do evento gerado	3808	L	Adição
Código do Evento 1	byte	0 a 255	Código do evento gerado	3809	L	Adição
Ano do Evento 2	short	0 a 99	Ano do evento gerado	3810	L	Adição
Mês do Evento 2	byte	1 a 12	Mês do evento gerado	3811	L	Adição
Dia do Evento 2	byte	1 a 31	Dia do evento gerado	3812	L	Adição
Hora do Evento 2	byte	0 a 24	Hora do evento gerado	3813	L	Adição
Minuto do Evento 2	byte	0 a 60	Minuto do evento gerado	3814	L	Adição
Segundo do Evento 2	byte	0 a 60	Segundo do evento gerado	3815	L	Adição
Quarto de ciclo do Evento 2	byte	0 239	1/240 segundo do evento gerado	3816	L	Adição
Código do Evento 2	byte	0 a 255	Código do evento gerado	3817	L	Adição
Ano do Evento 3	short	0 a 99	Ano do evento gerado	3818	L	Adição
Mês do Evento 3	byte	1 a 12	Mês do evento gerado	3819	L	Adição
Dia do Evento 3	byte	1 a 31	Dia do evento gerado	3820	L	Adição
Hora do Evento 3	byte	0 a 24	Hora do evento gerado	3821	L	Adição
Minuto do Evento 3	byte	0 a 60	Minuto do evento gerado	3822	L	Adição
Segundo do Evento 3	byte	0 a 60	Segundo do evento gerado	3823	L	Adição
Quarto de ciclo do Evento 3	byte	0 239	1/240 segundo do evento gerado	3824	L	Adição
Código do Evento 3	byte	0 a 255	Código do evento gerado	3825	L	Adição
Ano do Evento 4	short	0 a 99	Ano do evento gerado	3826	L	Adição
Mês do Evento 4	byte	1 a 12	Mês do evento gerado	3827	L	Adição
Dia do Evento 4	byte	1 a 31	Dia do evento gerado	3828	L	Adição
Hora do Evento 4	byte	0 a 24	Hora do evento gerado	3829	L	Adição
Minuto do Evento 4	byte	0 a 60	Minuto do evento gerado	3830	L	Adição
Segundo do Evento 4	byte	0 a 60	Segundo do evento gerado	3831	L	Adição
Quarto de ciclo do Evento 4	byte	0 239	1/240 segundo do evento gerado	3832	L	Adição
Código do Evento 4	byte	0 a 255	Código do evento gerado	3833	L	Adição

Este grupo serve de interface para transferência dos eventos do Nobreak para IBM-PC. Cada frame de resposta contém um parâmetro de quantidade de eventos nele, seguido dos próprios eventos. Cada evento dentro do frame é representado por sete parâmetros. São eles: ANO, MÊS, DIA, HORA, MINUTO, SEGUNDO, CÓDIGO DO EVENTO. Onde os dados de relógio são os da ocorrência do evento.

Cada frame de retorno de eventos conterá no máximo quatro eventos. Permite a repetição do último frame de retorno de eventos, podendo ser este frame a resposta a uma solicitação pelo grupo 37 ou pelo grupo 36.

2.19. GRUPO DE AGENDAMENTO DO NOBREAK (GID=39):

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Dia da Semana	byte	0 a 7	Dia da Semana do teste de Baterias 0 = cancela teste agendado	3901	E+L	Adição
Hora	byte	0 a 23	Hora do teste de Baterias	3902	E+L	Adição
Minuto	byte	0 a 59	Minuto do teste de Baterias	3903	E+L	Adição
Hora	byte	0 a 23	Hora do comando de ligar o equipamento 255=Cancela comando	3904	E+L	Adição
Minuto	byte	0 a 59	Minuto do comando de ligar o equipamento	3905	E+L	Adição
Hora	byte	0 a 23	Hora do comando de desligar o equipamento 255=Cancela comando	3906	E+L	Adição
Minuto	byte	0 a 59	Minuto do comando de desligar o equipamento	3907	E+L	Adição

2.20. GRUPO 1 DE CONSTANTES DE REFERÊNCIA PARA O CONTROLE (GID=40):

Este grupo contém o grupo 1 de referências de funcionamento para o firmware de controle.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Reservado p/ Ganho Proporcional da malha de tensão do Inversor	short	0 a 65535	Ganho para malha de controle	4001	E+L	Sim
Reservado p/ Ganho Derivativo da malha de tensão do Inversor	short	0 a 65535	Ganho para malha de controle	4002	E+L	Sim
Limitação Corrente do Indutor	short	0 a 65535	Valor para corte de pulsos	4003	E+L	Sim
Reservado p/ Variação máxima do PWM	short	0 a 65535	Valor que variação do período interno	4004	E+L	Sim
Impedância Máxima Bateria	short	0 a 65535	Quociente entre valor de engenharia de VBAT e IBAT	4005	E+L	Sim
Offset da Corrente de Bateria	short	0 a 65535	Valor de média de AD correspondente a corrente de bateria nula	4006	E+L	Sim
Barramento CC Normal	short	0 a 65535	Valor RMS de A/D p/ tensão normal de barramento CC	4007	E+L	Sim
Sobretensão Barramento CC	short	0 a 65535	Valor média de A/D p/ sobretensão de barramento CC	4008	E+L	Sim
Subtensão Barramento CC	short	0 a 65535	Valor média de A/D p/ subtensão de barramento CC	4009	E+L	Sim
Sobretensão de Bateria	short	0 a 65535	Valor de média de AD para a sobretensão CC de bateria	4010	E+L	Sim

Subtensão de Bateria	short	0 a 65535	Valor de média de AD para a subtensão CC de bateria	4011	E+L	Sim
Tensão de Flutuação da Bateria	short	0 a 65535	Valor da média de AD para a tensão de flutuação da bateria	4012	E+L	Sim
Tensão de Equalização da Bateria	short	0 a 65535	Valor da média de AD para a tensão de equalização da bateria	4013	E+L	Sim
Referência de Fase Bypass	short	0 a 65535	Valor para ajuste de fase entre inversor e rede alternativa	4014	E+L	Sim
Referência de Fase Saída	short	0 a 65535	Valor para ajuste de fase entre inversor e saída	4015	E+L	Sim
Faixa de frequência percentual	short	0 a 65535	Valor em décimo de percentual para faixa de frequência nominal	4016	E+L	Sim
Reservado p/ Ganho do sincronismo	short	0 a 65535	Ganho proporcional da malha	4017	E+L	Sim
Reservado p/ Incremento máximo total para sincronismo	short	0 a 65535	Varição de um ciclo para o outro, limite Slew Rate	4018	E+L	Sim
Reservado p/ Ganho proporcional p/ malha RMS	short	0 a 65535	Ganho para malha lenta	4019	E+L	Sim
Reservado p/ Ganho integral p/ malha RMS	short	0 a 65535	Ganho para malha lenta	4020	E+L	Sim
Reservado p/ Incremento máximo para malha RMS entre ciclos	short	0 a 65535	Incremento máximo entre ciclos para malha lenta RMS	4021	E+L	Sim
Incremento máximo total para malha RMS	short	0 a 65535	Saturação do incremento para malha lenta RMS	4022	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4023	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4024	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4025	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4026	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4027	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4028	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4029	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4030	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4031	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4032	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4033	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4034	E+L	Sim

2.21. GRUPO DE CONSTANTES DE CONVERSÃO PARA O CONTROLE (GID=41):

Este grupo contém as constantes de conversão das médias de A/D para valor de engenharia do firmware de controle do Nobreak.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Constante de Conversão de VR do Inversor	short	0 a 65535	Constante de Conversão do valor da fase R do Inversor	4101	E+L	Sim
Constante de Conversão de VS do Inversor	short	0 a 65535	Constante de Conversão do valor da fase S do Inversor	4102	E+L	Sim
Constante de Conversão de VT do Inversor	short	0 a 65535	Constante de Conversão do valor da fase T do Inversor	4103	E+L	Sim
Constante de Conversão de IR do Inversor	short	0 a 65535	Constante de Conversão do valor de IR do Inversor	4104	E+L	Sim
Constante de Conversão de IS do Inversor	short	0 a 65535	Constante de Conversão do valor de IS do Inversor	4105	E+L	Sim
Constante de Conversão de IT do Inversor	short	0 a 65535	Constante de Conversão do valor de IT do Inversor	4106	E+L	Sim

Constante de Conversão de VR de Bypass	short	0 a 65535	Constante de conversão do valor de VR de Bypass	4107	E+L	Sim
Constante de Conversão de VS de Bypass	short	0 a 65535	Constante de conversão do valor de VR de Bypass	4108	E+L	Sim
Constante de Conversão de VT de Bypass	short	0 a 65535	Constante de conversão do valor de VT de Bypass	4109	E+L	Sim
Constante de Conversão de IR de Saída	short	0 a 65535	Constante de conversão do valor de IR de Saída	4110	E+L	Sim
Constante de Conversão de IS de Saída	short	0 a 65535	Constante de conversão do valor de IS de Saída	4111	E+L	Sim
Constante de Conversão de IT de Saída	short	0 a 65535	Constante de conversão do valor de IT de Saída	4112	E+L	Sim
Constante de Conversão da Tensão de Bateria	short	0 a 65535	Constante de conversão do valor da tensão de Bateria.	4113	E+L	Sim
Constante de Conversão da Corrente de Bateria	short	0 a 65535	Constante de conversão do valor da corrente de Bateria.	4114	E+L	Sim
Constante de Conversão da Tensão de Barramento CC	short	0 a 65535	Constante de conversão do valor da tensão de barramento CC.	4115	E+L	Sim
Constante de Conversão da Corrente de Barramento CC	short	0 a 65535	Constante de conversão do valor da corrente de barramento CC.	4116	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4117	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4118	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4119	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4120	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4121	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4122	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4123	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4124	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4125	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4126	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4127	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4128	E+L	Sim

2.22. GRUPO DE RMS DE AD DO CONTROLE (GID=42):

Este grupo contém os valores de médias de conversor AD gerados pelo controle.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
VR do Inversor	short	0 a 65535	RMS de AD	4201	L	Sim
VS do Inversor	short	0 a 65535	RMS de AD	4202	L	Sim
VT do Inversor	short	0 a 65535	RMS de AD	4203	L	Sim
IR do Inversor	short	0 a 65535	RMS de AD	4204	L	Sim
IS do Inversor	short	0 a 65535	RMS de AD	4205	L	Sim
IT do Inversor	short	0 a 65535	RMS de AD	4206	L	Sim
VR de Bypass	short	0 a 65535	RMS de AD	4207	L	Sim
VS de Bypass	short	0 a 65535	RMS de AD	4208	L	Sim
VT de Bypass	short	0 a 65535	RMS de AD	4209	L	Sim
IR de Saída	short	0 a 65535	RMS de AD	4210	L	Sim
IS de Saída	short	0 a 65535	RMS de AD	4211	L	Sim
IT de Saída	short	0 a 65535	RMS de AD	4212	L	Sim
Tensão de Bateria	short	0 a 65535	RMS de AD	4213	L	Sim
Corrente de Bateria	short	0 a 65535	RMS de AD	4214	L	Sim
Corrente de Barramento CC	short	0 a 65535	RMS de AD	4215	L	Sim
Tensão de Barramento CC	short	0 a 65535	RMS de AD	4216	L	Sim
Frequência do Inversor	short	0 a 65535		4217	L	Sim
Frequência do Bypass	short	0 a 65535		4218	L	Sim

Contagem de Sincronismo Bypass	short	0 a 65535		4219	L	Sim
Potência Aparente Fase R	short	0 a 65535	RMS de AD	4220	L	Sim
Potência Útil Fase R	short	0 a 65535	RMS de AD	4221	L	Sim
Potência Reativa Fase R	short	0 a 65535	RMS de AD	4222	L	Sim
Potência Aparente Fase S	short	0 a 65535	RMS de AD	4223	L	Sim
Potência Útil Fase S	short	0 a 65535	RMS de AD	4224	L	Sim
Potência Reativa Fase S	short	0 a 65535	RMS de AD	4225	L	Sim
Potência Aparente Fase T	short	0 a 65535	RMS de AD	4226	L	Sim
Potência Útil Fase T	short	0 a 65535	RMS de AD	4227	L	Sim
Potência Reativa Fase T	short	0 a 65535	RMS de AD	4228	L	Sim
Contagem de Sincronismo Saída	short	0 a 65535		4229	L	Sim
Carga Estimada das Baterias	short	0 a 100	Percentual de carga	4230	L	Sim
Autonomia Estimada das Baterias	short	0 a 65535	Autonomia prevista em minutos	4231	L	Sim
Impedância Estimada das Baterias	short	0 a 65535	Resultado do teste do banco	4232	L	Sim
VD do Inversor	short	0 a 65535	RMS de AD	4233	L	Sim
VQ do Inversor	short	0 a 65535	RMS de AD	4234	L	Sim
Frequência de Saída	short	0 a 65535		4235	L	Sim
Sincronismo saída - bypass	Short	0 a 65535		4236	L	Sim
Delta de corrente do teste de bateria	short	0 a 65535	Valor de engenharia * 10	4237	L	Sim

2.23. GRUPO 2 DE CONSTANTES DE REFERÊNCIA PARA O CONTROLE (GID=43):

Este grupo contém o grupo 2 das referências de funcionamento para o firmware de controle.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Tensão Nominal Inv R F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a tensão nominal do Inversor. (modo singelo)	4301	E+L	Sim
Tensão Nominal Inv S F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a tensão nominal do Inversor. (modo singelo)	4302	E+L	Sim
Tensão Nominal Inv T F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a tensão nominal do Inversor. (modo singelo)	4303	E+L	Sim
Sobretensão Inv. R F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a sobretensão CA	4304	E+L	Sim
Sobretensão Inv. S F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a sobretensão CA	4305	E+L	Sim
Sobretensão Inv. T F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a sobretensão CA	4306	E+L	Sim
Subtensão Inv. R F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a subtensão CA	4307	E+L	Sim
Subtensão Inv. S F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a subtensão CA	4308	E+L	Sim
Subtensão Inv. T F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a subtensão CA	4309	E+L	Sim
Offset Fase R	short	-50 a 50	Offset descontado do canal analógico	4310	E+L	Sim
Offset Fase S	short	-50 a 50	Offset descontado do canal analógico	4311	E+L	Sim
Offset Fase T	short	-50 a 50	Offset descontado do canal analógico	4312	E+L	Sim
Sobretensão Byp. R F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a	4313	E+L	Sim

			sobretensão CA			
Sobretensão Byp. S F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a sobretensão CA	4314	E+L	Sim
Sobretensão Byp. T F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a sobretensão CA	4315	E+L	Sim
Subtensão Byp. R F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a subtensão CA	4316	E+L	Sim
Subtensão Byp. S F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a subtensão CA	4317	E+L	Sim
Subtensão Byp. T F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a subtensão CA	4318	E+L	Sim
Tensão Nominal Inv D F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a tensão nominal do Inversor. (modo paralelo)	4319	E+L	Sim
Tensão Nominal Inv Q F-N	short	0 a 65535	Valor RMS de AD para a tensão nominal do Inversor. (modo paralelo)	4320	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4321	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4322	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4323	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4324	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4325	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4326	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4327	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4328	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4329	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4330	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4331	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4332	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4333	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4334	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4335	E+L	Sim
Reserv. p futuras implement.	short	0 a 65535		4336	E+L	Sim

2.24. RESERVADO (GID=44):

Este grupo está reservado para troca de informações entre os nobreaks operando em modo de paralelismo ativo com comunicação – Paralelismo por Capacidade.

2.25. GRUPO DE MONITORAÇÃO DO PAINEL DE OPERAÇÃO (GID=45):

Este grupo contém o status dos leds do painel de operação do equipamento.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Status do Led de Entrada	Byte	1, 2, 5	0 = Apagado	4501	L	Sim
Status do Led de Saída	Byte	0 a 5	1 = Verde Ligado	4502	L	Sim
Status do Led do Bypass	Byte	0 a 2, 5, 6	2 = Vermelho Ligado	4503	L	Sim
Status do Led de Barram. CC	Byte	1, 2	3 = Verde Piscando	4504	L	Sim
Status do Led do Inversor	Byte	1, 2 e 5	4 = Vermelho Piscando	4505	L	Sim
Status do Led de Bateria	Byte	0 a 5, 7	5 = Piscando Verde / Vermelho	4506	L	Sim
Status do Led de Byp. Man.	Byte	0, 1	6 = Laranja Ligado	4507	L	Sim
Status do Led de Byp. Aut.	Byte	0, 1, 2	7 = Laranja Piscando	4508	L	Sim
			0 = Apagado			
			1 = Ligado			
			2 = Piscando			

Vers Protocolo SEC	Byte	0 a 255	Versão atual = 3	4509	L	Sim
--------------------	------	---------	------------------	------	---	-----

2.26. GRUPO DE ESTATÍSTICA DE QUANTIDADE TOTAL DE EVENTOS OCORRIDOS (GID=50):

Este grupo contém os acumuladores de ocorrência de eventos, fazendo parte do bloco de estatísticas do equipamento.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Número de faltas de rede	Short	0 a 65535	Idem ao nome do parâmetro	5001	L	Sim
Numero de transf. em Byp. Manual	Short	0 a 65535	Idem ao nome do parâmetro	5002	L	Sim
Numero de transf. em Byp. Automático	Short	0 a 65535	Idem ao nome do parâmetro	5003	L	Sim
Numero de ocorrências de temp. > que 36°C	Short	0 a 65535	Idem ao nome do parâmetro	5004	L	Sim
Numero de ocorrências de temp. > que 40°C	Short	0 a 65535	Idem ao nome do parâmetro	5005	L	Sim
Numero de sobrecargas na fase R	Short	0 a 65535	Idem ao nome do parâmetro	5006	L	Sim
Numero de sobrecargas na fase S	Short	0 a 65535	Idem ao nome do parâmetro	5007	L	Sim
Numero de sobrecargas na fase T	Short	0 a 65535	Idem ao nome do parâmetro	5008	L	Sim

2.27. GRUPO DE ESTATÍSTICA DE TEMPO TOTAL DOS EVENTOS OCORRIDOS (GID=51):

Este grupo contém os acumuladores de tempo total dos eventos, fazendo parte do bloco de estatísticas do equipamento.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Tempo de operação	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5101	L	Sim
Tempo em falta de rede	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5102	L	Sim
Tempo em bypass autom	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5103	L	Sim
Tempo em bypass manual	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5104	L	Sim
Tempo em Inversor	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5105	L	Sim
Tempo com temp. > 36°C	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5106	L	Sim
Tempo com temp. > 40°C	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5107	L	Sim
Tempo em Sobrecarga	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5108	L	Sim

2.28. GRUPO DE ESTATÍSTICA DE TEMPO DOS ÚLTIMOS EVENTOS OCORRIDOS (GID=52):

Este grupo contém o tempo medido para a última ocorrência dos eventos, fazendo parte do bloco de estatísticas do equipamento.

Parâmetro	Tipo	Limites	Descrição	XID	E/L	Implem
Tempo em falta de rede	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5201	L	Sim
Tempo em bypass autom	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5202	L	Sim
Tempo em bypass manual	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5203	L	Sim
Tempo em Inversor	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5204	L	Sim
Tempo com temp. > 36°C	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5205	L	Sim

Tempo com temp. > 40°C	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5206	L	Sim
Tempo em Sobrecarga	long	0 a 2 ³²	Segundos nessa condição	5207	L	Sim

3. COMUNICAÇÃO

3.1. INTERFACE COMPARTILHADA E OPERAÇÃO MULTIPLEXADA:

Para se operar em rede de comunicação entre múltiplos Nobreaks, devem ser seguidas as seguintes regras abaixo:

3.1.1. Máximo Número de Unidades:

Até 99 unidades são suportadas em um conjunto de equipamentos ligados fisicamente a um mesmo barramento de interface. Fica-se ainda limitado fisicamente às características da interface de comunicação de suporte à rede.

Nas redes de barramento do tipo **RS-485**, serão permitidos no máximo 32 equipamentos em um mesmo barramento, sem o uso de repetidores.

3.2. PARÂMETROS DE OPERAÇÃO DA SERIAL:

Baud Rate - 9600 (Parâmetro 3003)

Data Bits - 8

Stop Bits - 1

Parity - None

O ajuste do parâmetro baud rate não deve ser feito via software. Isto é aconselhado para evitar a ocorrência de equipamentos com baud rates diferentes dentro da mesma rede.

3.3. FORMATO DA MENSAGEM:

As mensagens com campo de dados têm o seguinte formato:

Cabeçalho	Núm. Ident	Tipo de MSG	Comprim.	Campo de Dados	Checksum
1 byte	2 bytes	1 byte	3 bytes	117 bytes no máximo	4 bytes

Nas mensagens abreviadas não existem comprimento, campo de dados ou checksum. Os bytes enviados são sempre com caracteres ASCII maiúsculos, a exceção será quando houver uma string no campo de dados.

3.3.1. Cabeçalho:

O byte de cabeçalho é um caractere ">".

3.3.2. Número de Identificação da Unidade:

É o número decimal de identificação. Escrito em dois caracteres, formato ASCII.

O número de identificação de cada Nobreak pode ser de 1 a 99 (que a máxima representação para dois caracteres). O número de identificação "00" indica mensagem para todos os equipamentos da rede.

3.3.3. Tipo de Mensagem:

O tipo da mensagem do frame é definido por um caractere. Este define se a mensagem é do tipo padrão ou abreviada.

3.3.3.1. Mensagens do Tipo Padrão:

As mensagens do tipo padrão são comandos do IBM-PC para o Nobreak e retorno de dados deste.

Tipo de MSG	Comando	Descrição
Q	Query Device	Verifica se o Nobreak está ligado à rede
G	Get Data	Solicita dados do Nobreak
X	Set data	Ajusta dados no Nobreak

A	Data	Retorno de dados do Nobreak
---	------	-----------------------------

3.3.3.2. Mensagens Abreviadas:

As mensagens abreviadas são respostas do Nobreak para o IBM-PC. Elas indicam o status do comando recebido pelo Nobreak.

São compostas pelo cabeçalho, o identificador da unidade e o tipo de mensagem.

Tipo de MSG	Mensagem	Descrição
0	Não Reconhecido	Comando rejeitado ou não suportado
1	Reconhecido	Comando aceito
2	Erro de Checkum	O campo de checksum não confere com o frame

3.3.4. Comprimento:

O campo comprimento é a representação, em três caracteres ASCII, do comprimento do campo de dados somado ao comprimento do checksum do frame. O valor está em base decimal.

3.3.5. Campo de Dados:

Todos os dados têm posição específica no campo de dados.

Os dados em seqüência são separados por vírgulas.

Quando um dado não for suportado dentro do grupo solicitado este é substituído por uma vírgula sem dados, ou “” para string, dentro do campo de dados do frame.

Não é necessário adicionar vírgulas para dados não suportados após o último dado suportado dentro do frame. Se o último parâmetro suportado dentro de um grupo com vinte parâmetros for o número dez não são necessárias onze vírgulas para os parâmetros não suportados.

Parâmetros do tipo string devem ser delimitados por aspas.

Por exemplo, se no Grupo de Miscelâneas do Nobreak #3 estiverem disponíveis apenas o segundo, décimo primeiro e o décimo segundo parâmetro teríamos a seguinte frame de resposta:

```
>03A042,1,,,,,,,,,"Misc String","Hello World"0C54
```

Os últimos quatro bytes do frame são o valor hexadecimal representado em ASCII do checksum do frame.

3.3.6. Checksum:

O checksum corresponde à soma dos valores ASCII de todos os caracteres do frame. O valor representado está em base hexadecimal.

O checksum é calculado e atribuído ao frame quando do envio do mesmo. Este é utilizado para conferência da soma dos bytes na recepção do frame.

Quando no campo Checksum do frame contiver “0000” não é feita a conferência do mesmo.

3.4. MENSAGENS DO IBM-PC HOSPEDEIRO PARA O NOBREAK:

3.4.1. Mensagem de Verificação de Nobreak Presente:

>	Identif. Unid.	Q	Comprimento	checksum
---	----------------	---	-------------	----------

Número de identificação da unidade “00” não é suportado para este tipo de comando.

3.4.1.1. Resposta:

Se o Nobreak estiver presente na rede, envia uma mensagem de reconhecimento de comando.

3.4.2. Mensagem de Solicitação de Parâmetros:

>	Identif. Unid.	G	Comprimento	Dados	checksum
---	----------------	---	-------------	-------	----------

Número de identificação da unidade “00” não é suportado para este tipo de comando.

Os parâmetros podem ser solicitados via solicitação de grupo, pelo seu GID. Podendo ainda ser solicitado independentemente, via o seu XID.

Os dados suportados pelo Nobreak, são relacionados com os seguintes comandos:

Comandos	Descrição	Parâmetros Solicitados
GR<id>	<id>=GID do Grupo	Solicita um grupo de parâmetros inteiro. Os Grupos 1 e 30 não permitem este tipo de solicitação.
XG??	?? Não tem validação	Solicita os grupos suportados pelo Nobreak. *Retorna uma seqüência de GID separados por vírgulas.
XA<gr>	<gr>=GID do Grupo	Solicita os parâmetros suportados no Grupo. Os grupos 35,36,37 não permitem este tipo de solicitação. *Retorna uma seqüência de 1's e 0's separados por vírgulas. Onde os 1's estão no lugar dos parâmetros suportados.
<xid>	<xid>=XID do parâmetro	Solicita um parâmetro específico por seu XID. Os grupos 34,35,36,37 não permitem este tipo de solicitação.

3.4.2.1. Resposta:

O Nobreak responderá com os dados se o frame for válido, com comando não reconhecido quando não suportar o grupo ou parâmetro solicitado ou com Erro de Checksum se o frame contiver este erro.

3.4.3. Mensagem de Ajuste de Parâmetros:

>	Identif. Unid.	X	Comprimento	Dados	checksum
---	----------------	---	-------------	-------	----------

Este tipo de comando permite o ajuste de parâmetros através do grupo, via GID, ou especificamente, via XID.

Número de identificação da unidade “00” é suportado para este tipo de comando.

Um ajuste com número de identificação “00”, em parâmetro suportado, é aplicado a todos os equipamentos da rede. Ajustes com número de identificação “00” não geram resposta.

O Campo de Dados do frame pode possuir a 117 caracteres, sendo que os primeiros quatro caracteres indicam o comando.

Comandos	Descrição	Parâmetros Ajustados
GR<id>	<id>=GID Grupo	Ajuste de um grupo de Parâmetros. *O grupo 30 não permite este tipo de ajuste.
<xid>	xid=XID do Parâmetro	Ajuste de parâmetro específico.

3.4.3.1. Resposta:

Se a Identificação da Unidade é do tipo “00”, não é gerada resposta.

Se a Identificação da Unidade é diferente de “00”, pode ocorrer de ser retornado um frame de aviso de erro de checksum ou um frame de aviso de comando não reconhecido.

Se for solicitado o ajuste de parâmetro não suportado, o Nobreak retorna comando não reconhecido.

3.5. MENSAGENS DO NOBREAK PARA O IBM-PC:

3.5.1. Mensagem de Retorno de Dados:

>	Identif. Unid.	A	Comprimento	Dados	checksum
---	----------------	---	-------------	-------	----------

No frame acima o Campo de dados contém no máximo 117 caracteres.

3.6. EXEMPLOS DE COMUNICAÇÃO:

A seguir temos exemplos de comandos que podem ser enviados para um Nobreak e as respostas destes comandos pelo mesmo.

3.6.1. Exemplo de Verificação de Nobreak Presente:

IBM-PC verifica a presença do Nobreak #3:

>03Q0040186

> -Cabeçalho
03 -Número de Identificação do Nobreak destino
Q -Verificação de Nobreak presente.
004 -Número de bytes do Campo de Dados mais Checksum.
0186 -Checksum do frame

Se o Nobreak #3 está presente, este responde:

>031

> -Cabeçalho.
03 -Número de Identificação do Nobreak #3.
1 -Comando Reconhecido.

3.6.2. Exemplos de Solicitação de Parâmetros:

O IBM-PC Solicita os parâmetros de configuração do Nobreak #6:

>06G008GR090285

> -Cabeçalho
06 -Número de Identificação do Nobreak #6
G -Solicitação de parâmetro
008 -Número de bytes do Campo de dados mais checksum.
GR09 -Grupo de Configuração do Nobreak.
0285 -Checksum do frame.

O Nobreak #6 responde:

>06A016127,,120,60003C3

> -Cabeçalho.
06 -Identificação do Nobreak #6.
A -Frame de dados de resposta.
016 -Comprimento do Campo de dados mais checksum.
127 -Tensão Nominal de Entrada em volts.
120 -Tensão Nominal de Saída em volts.
600 -Frequência Nominal de saída.
03C3 -Checksum do frame.

O IBM-PC Solicita o valor da Tensão Nominal de Entrada do Nobreak #6:

>06G0080901024D

> -Cabeçalho.
06 -Número de Identificação do Nobreak #6.
G -Solicitação de parâmetro.
008 -Comprimento do Campo de Dados do frame mais Checksum.
0901 -Número de Solicitação específica da Tensão Nominal de Entrada.
024D -Checksum do frame.

O Nobreak #6 responde:

>06A0071270216

> -Cabeçalho.
06 -Número de Identificação do Nobreak #6.
A -Frame de dados de resposta.
007 -Comprimento do Campo de Dados do frame mais Checksum.
127 -Tensão Nominal de Entrada.
0216 -Checksum do frame.

3.6.3. Exemplos de Ajuste de Parâmetros

O IBM-PC solicita o ajuste da Tensão Nominal de Entrada e da de saída do Nobreak #6:

>06X016GR09220,,217041B

> -Cabeçalho.
06 -Número de Identificação do Nobreak #6.
X -Ajuste de parâmetros.
016 -Comprimento do Campo de Dados mais checksum.
GR09 -Grupo de Configuração do Nobreak #6.
220 -Tensão Nominal de Entrada Ajustada.
217 -Tensão Nominal de Saída Ajustada.
041B -Checksum do frame.

O Nobreak #6 responde:

>061

> -Cabeçalho.
06 -Número de Identificação do Nobreak #6.
1 -Reconhecimento de comando.

O IBM-PC Ajusta a Tensão Nominal de Saída do Nobreak #6:

>06X011090312002EB

> -Cabeçalho.
06 -Número de Identificação do Nobreak #6.
X -Ajuste de Parâmetros.
011 -Comprimento do Campo de dados mais Checksum.
0903 -Número de acesso específico da Tensão Nominal de Saída.
120 -Tensão Nominal de saída Ajustada.
02EB -Checksum do frame

4. HISTÓRICO DE ALTERAÇÕES

Protocolo Versão 2 (4509)

- Incluído o registro 0815
- Incluído os grupos GR45, GR50, GR51 e GR52.

Protocolo Versão 3 (4509)

- Incluído os registros 4236 e 4237.
- Alterado o byte 0632

Protocolo Versão 4 (4509)

- Incluído o registro 0816.
- Registro 4505 passou a ter a opção 5.