

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

MARCOS GUTIERREZ ALVES

**SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA COM ACUMULAÇÃO,
CONTROLE DA INJEÇÃO DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA, COM
CAPACIDADE DE OPERAÇÃO CONECTADA E ILHADA**

Ilha Solteira
2017

MARCOS GUTIERREZ ALVES

**SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA COM ACUMULAÇÃO,
CONTROLE DA INJEÇÃO DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA, COM
CAPACIDADE DE OPERAÇÃO CONECTADA E ILHADA**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia - UNESP – Campus de Ilha Solteira, para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. Carlos Alberto Canesin
Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

A474s Alves, Marcos Gutierrez.
Sistema de geração distribuída fotovoltaica com acumulação, controle da injeção de potências ativa e reativa, com capacidade de operação conectada e ilhada / Marcos Gutierrez Alves. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2017
178 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia.
Área de conhecimento: Automação, 2017

Orientador: Carlos Alberto Canesin
Inclui bibliografia

1. Geração distribuída. 2. Inversor conectado à rede. 3. Energias alternativas e renováveis. 4. Inversor para operação no modo ilhado.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: Sistema de gerenciamento de energia com inversores de geração fotovoltaica para operação conectada e ilhada, com elementos de acumulação

AUTOR: MARCOS GUTIERREZ ALVES

ORIENTADOR: CARLOS ALBERTO CANESIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:



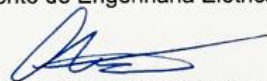
Prof. Dr. CARLOS ALBERTO CANESIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



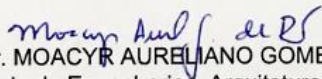
Prof. Dr. FALCÕES JOSÉ MENDES DE SEIXAS
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. GUILHERME DE AZEVEDO E MELO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. LEONARDO POLTRONIERI SAMPAIO
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Tecnológica Federal do Paraná



Prof. Dr. MOACYR AURELIANO GOMES DE BRITO
Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia / Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

Ilha Solteira, 21 de agosto de 2017

DEDICO

Aos meus pais Mario e Sueli, sem os quais não estaria neste mundo, me inspiraram e incentivaram na busca pelo crescimento pessoal e profissional, e me ajudaram a trilhar o caminho correto quando eu não podia vê-lo.

À minha namorada Zhao Yuan (赵远) pelo apoio incondicional em todos os momentos, principalmente nos de incerteza.

Sem vocês nenhuma conquista teria sido possível.

AGRADECIMENTOS

A meus pais, Mario Leite Alves e Sueli Gutierrez Alves, a quem honro pelo esforço com o qual me criaram, educaram e incentivaram por toda a minha carreira.

Agradecimentos especiais ao Prof. Dr. Carlos Alberto Canesin, pela orientação, pelo incentivo e apoio incondicional em todo o período de pós-graduação. Por não medir esforços para a execução desta tese e constante cuidado com todo o trabalho.

À minha querida namorada 赵远 (Zhao Yuan), pelo constante apoio e presença em todos os momentos. Sempre presente, foi essencial para conclusão deste trabalho, compartilhando alegrias e tristezas, mostrando que sempre há um caminho para seguir e, mais importante, que estaria comigo.

Ao amigo Moacyr Aureliano Gomes de Brito pela oportunidade de desenvolvermos em conjunto um projeto de pesquisa e de desenvolvimento de um inversor solar para a empresa WEG e para a PHB, e pelo indispensável e enriquecedor trabalho em equipe ao longo de tantos outros projetos durante sua presença no LEP.

Aos Profs. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio e Dr. Moacyr Aureliano Gomes de Brito pelas importantes contribuições quando da presença na banca de defesa desta tese de doutorado.

Aos Profs. Dr. Guilherme de Azevedo e Melo e Dr. Falcondes José Mendes de Seixas pelas importantes contribuições quando da presença na banca de qualificação de doutorado.

Ao funcionário Valdemir Chaves pelo auxílio durante a confecção e pintura das partes mecânicas deste trabalho.

Agradeço a UNESP, em especial ao departamento de Engenharia Elétrica da FEIS, pela estrutura oferecida para o desenvolvimento do trabalho.

A CNPq e a FEPISA pelo apoio financeiro para a realização do projeto.

"We know what works and we try to keep it working through repetition. In our 20s we learn; in our 30s we practice; and in our 40s and beyond we dig in our heels."

Jim Turley (editor-in-chief of Embedded Systems Design magazine)

RESUMO

Frente aos novos desafios impostos ao cenário energético mundial, esta tese de doutorado implementa e analisa uma micro-rede de geração distribuída (GD), com acumulação e capacidade de operação conectada ou desconectada da rede de distribuição de energia elétrica (RDEE). A energia é fornecida à RDEE através de seis inversores monofásicos, constituindo uma rede trifásica, sendo três deles com capacidade de operação ilhada e conectada, e outros três com características de fonte de corrente que podem injetar energia de forma controlada, ativa ou reativa, no ponto de conexão comum (PCC). Através do sistema de acumulação com baterias do tipo chumbo-ácido, também é possível que o sistema minimize o consumo de energia da RDEE, mesmo quando não há energia solar, extraindo potência das baterias. Tendo em vista que a quase totalidade dos inversores utilizados em um sistema de GD fornecem somente potência ativa, ou trabalhem com fator de potência fixo, este trabalho também implementa o controle dinâmico de P e Q na micro-rede, atuando como compensador de tensão no PCC e promovendo melhorias na qualidade da energia elétrica. A micro-rede é gerenciada por um programa desenvolvido para o controle de todos os dispositivos essenciais presentes na GD, incluindo controle da carga e descarga do sistema de acumulação, controle dos contadores de conexão de todo o sistema, e controle do *firmware* dos inversores conectados, permitindo total liberdade de gestão da energia disponível, resultando numa importante ferramenta acadêmica de aprendizagem. Adicionalmente, a planta de GD é monitorada por meio de um programa de aquisição de dados do fluxo de energia elétrica que flui entre a GD e a RDEE, armazenando os dados relevantes em um banco de dados de informações para análises em longo prazo. É apresentada uma revisão bibliográfica para o cenário energético mundial e no Brasil, além das configurações de micro-rede com GD mais utilizadas no setor atualmente. O diagrama geral da micro-rede com GD é exposto, com descrição de cada equipamento e dimensionamento das fontes de energia solar. Finalmente, resultados experimentais e estruturas dos códigos são apresentados e discutidos.

Palavras chave: Energias alternativas e renováveis. Geração distribuída. Controle de potência ativa e reativa. Inversor conectado à rede. Inversor para operação no modo ilhado. Sistemas de acumulação.

ABSTRACT

Considering the new challenges imposed in the energetic scenario around the world, this PhD thesis implements and analyzes a micro-grid of Distributed Generation (DG) plant with accumulation and capability of operation connected or islanded from the electric power distribution grid. The system will supply power to the utility grid and local loads through six single-phase inverters, constituting a three-phase system, among which three are with capability to operate in islanded and connected mode, and the other three single-phase inverters with current source characteristic that can inject active or reactive power in a controlled manner at the point of common coupling (PCC). Through the accumulation system with lead-acid batteries technology, it is also possible that the system minimizes the utility grid consumption, though without solar energy. Given that most of the available inverters for DG are designed only to provide active power or to operate with a fixed power factor, this work, in the meantime, implements the dynamic control of the supplied active and reactive power (P and Q) in micro-grid, acting as a voltage compensator at the PCC to improve the quality of electric power. The micro-grid is managed by software designed to control and communicate with all essential devices in DG, including control of charge and discharge of the accumulation system, control of the whole system connection contactors, and the firmware control of grid connected inverters, which allow a wide control over the available energy and provide a significant academic studying platform. In addition, the energy flow between the DG and the utility grid is monitored through a power quality monitoring device, which is capable to send daily reports by email. In this way, a program was developed to store and recover all the relevant data in a database for the long-term analysis, compiling the results for easy interpretation. A literature review is presented for the world energy scenario, with more focus in Brazil, besides the micro-grid configurations with DG most used in the sector currently. This work also shows the general diagram of the micro-grid with DG describing the equipment and dimensioning the solar energy sources. Finally, it demonstrates and discusses experimental results and code structures.

Keywords: Alternative and renewable energy sources. Distributed Generation. Active and reactive power control. Grid-connected inverter. Off-grid inverter.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	- APE, parcela de energia injetada na rede CA	19
Figura 2	- Composição da matriz de energia elétrica brasileira	20
Figura 3	- Fluxo de energia elétrica no Brasil – 2017 (Ano base 2016)	22
Figura 4	- Fluxo de energia sem e com a geração distribuída	26
Figura 5	- Configuração típica de uma micro-rede CC com conexão à rede CA de distribuição	28
Figura 6	- Configuração típica de uma micro-rede CA com conexão à rede de distribuição	29
Figura 7	- Configuração típica de uma micro-rede CA em alta frequência com conexão à rede de distribuição	31
Figura 8	- Diagrama completo da planta de geração distribuída.....	38
Figura 9	- Local de instalação da planta de GD dentro do Laboratório de Eletrônica de Potência.....	39
Figura 10	- Fonte CC programável utilizada na micro-rede	41
Figura 11	- Diagrama esquemático e layout da placa com diodo série e sensor de corrente do barramento CC	42
Figura 12	- Placa de diodo série e sensor de corrente do barramento CC montada.....	42
Figura 13	- Layout da placa de sensores e acionamentos e placa montada .	44
Figura 14	- Oscilografia da tensão e corrente do barramento CC com inversores híbridos conectados à rede de distribuição, um inversor injetando 3kW na RDEE. Tensão do barramento CC (Azul), corrente do barramento CC (Verde) e corrente injetada na fase A da rede CA (Rosa)	45
Figura 15	- Circuito de condicionamento da tensão e corrente do barramento CC	45
Figura 16	- Circuito de alta impedância e condicionamento para monitoração da tensão da rede CA isolada e conectada	46
Figura 17	- Diagrama esquemático dos sensores de temperatura utilizados.....	47
Figura 18	- Filtro utilizado para converter o sinal PWM em saída analógica .	48
Figura 19	- Diagrama esquemático do circuito de acionamento dos relés.....	49
Figura 20	- Faixa de utilização das baterias para sistemas operando como sistemas de emergência	51
Figura 21	- Faixa de utilização das baterias para sistemas operando como micro GD para minimização de consumo	52
Figura 22	- Sistema de acumulação – Baterias estacionárias 12Vcc – 165Ah (x4)	56
Figura 23	- Fluxo de potência com bateria carregada e energia solar disponível maior do que a demanda local	57
Figura 24	- Fluxo de potência com bateria carregada e energia solar disponível menor do que a demanda local, com minimização de consumo da RDEE	60
Figura 25	- Fluxo de potência com bateria carregada, sem energia solar e minimização de consumo da RDEE	60
Figura 26	- Fluxo de potência com bateria descarregada, e energia solar disponível	61
Figura 27	- Sistema de acumulação esgotado e sem energia solar	62

Figura 28	- Fluxo de energia reativa na GD sem compensação	63
Figura 29	- Fluxo de energia reativa dentro da GD com compensação	63
Figura 30	- Captura de tela da página principal do programa de gerenciamento	67
Figura 31	- Análise da codificação realizada pelo IDE. Manutenção e modularidade: nota 81 de 100	68
Figura 32	- Diagrama de pacotes do programa de gerenciamento: Visão geral do sistema	69
Figura 33	- Diagrama de pacotes do módulo gerenciador de carga	70
Figura 34	- Diagrama Entidade-Relacionamento do banco de dados de configurações	71
Figura 35	- Dados da fonte CC recuperados do banco de dados	71
Figura 36	- Dados do sistema de acumulação recuperados do banco de dados	72
Figura 37	- Parâmetros de carregamento recuperados do banco de dados ..	72
Figura 38	- Diagrama de pacotes do gerenciador de comunicação com o medidor de energia	73
Figura 39	- Diagrama de pacotes do módulo gerenciador da comunicação serial	74
Figura 40	- Diagrama de pacotes do módulo gerenciador da API de previsão do tempo	75
Figura 41	- Diagrama de pacotes do módulo gerenciados dos inversores conectados	75
Figura 42	- Diagrama de pacotes do módulo gerenciador da comunicação USB com os inversores conectados	75
Figura 43	- Captura de tela do programa de gerenciamento na tela de controle dos inversores conectados	76
Figura 44	- Seleção do modo de controle do fator de potência	77
Figura 45	- Fluxograma básico do controle de carga do sistema de acumulação	78
Figura 46	- Tela do programa de controle na aba do sistema de carga. Exemplo Modo Manual	79
Figura 47	- Captura de tela com carga no modo automático, algoritmo UIOI	81
Figura 48	- Simulação do modelo de potência do painel fotovoltaico. Em azul, dados obtidos do emulador de painéis fotovoltaicos. Em verde, simulação construído no simulink do modelo de potência. Em vermelho, detalhe do modelo de potência implementado	85
Figura 49	- Simulação Matlab/Simulink para verificar o comportamento dinâmico da equação (33)	86
Figura 50	- Simulação da potência fornecida pelo PF ao longo de um dia ensolarado	86
Figura 51	- Simulação da potência fornecida pelo PF ao longo de um dia nublado	86
Figura 52	- Simulação da potência fornecida pelo PF ao longo de um dia fortemente nublado	88
Figura 53	- Modelo de simulação do sistema de carga no ambiente Matlab/Simulink	89

Figura 54	- Modelo de simulação do sistema de carga no ambiente Matlab/Simulink. Expansão do bloco “ChargeControl”	89
Figura 55	- Modelo de simulação do sistema de carga no ambiente Matlab/Simulink. Expansão do bloco “ControlSoftware”	90
Figura 56	- Resultados de simulação do modelo de potência aplicado ao sistema de carga. (a) Simulação de um dia ensolarado. (b) simulação de um dia fortemente nublado	91
Figura 57	- Captura da tela durante a simulação de um perfil solar.....	92
Figura 58	- Resposta do algoritmo proposto em (SANTHANAPOONGODI; RAJINI, 2016) para estimativa do estado de carga do sistema de acumulação numa taxa de descarga C10	96
Figura 59	- Captura de tela do programa de gerenciamento após o ensaio de descarga do sistema de acumulação	96
Figura 60	- Diagrama geral do inversor para operação conectada a RDEE ..	98
Figura 61	- Mapa de execução das principais funções do firmware do DSP1	100
Figura 62	- Mapa de execução das principais funções do firmware do DSP2	101
Figura 63	- Taxa de execução das malhas síncronas.....	102
Figura 64	- Comparativo do uso da CPU em relação a CLA. (a) Malha de 40kHz em azul, cálculo do valor eficaz em roxo. (b) Malha de 40kHz em azul, tarefas executadas pela CLA em roxo	103
Figura 65	- Resultados das taxas de execução das rotinas assíncronas. (a) Coleta dos valor eficaz calculados pela CLA em azul. (b) Execução das malhas assíncronas de 1kHz. (c) Execução das malhas assíncronas de 10kHz. (d) Visão ampla da execução das malhas assíncronas de 10kHz	104
Figura 66	- Verificação de funcionamento da proteção por Watchdog	106
Figura 67	- Curva Vxl típica de um painel fotovoltaico.....	108
Figura 68	- Eficiência do algoritmo de rastreamento de máxima potência sem sombreamento	110
Figura 69	- Inversor operando fora do ponto de máxima potência global	110
Figura 70	- Inversor operando no ponto de máxima potência global com condição de sombreamento parcial dos painéis fotovoltaicos	111
Figura 71	- Resultado do algoritmo de rastreamento da curva do painel fotovoltaico	112
Figura 72	- Algoritmo PLL implementado no Matlab/Simulink	113
Figura 73	- Simulação de rastreamento da frequência do sinal de entrada durante inicialização do rastreamento	114
Figura 74	- Simulação de degrau de 5Hz aplicado à entrada do algoritmo de PLL no instante de 0,2s	114
Figura 75	- Resultado experimental para o rastreamento da frequência da rede CA durante a inicialização do algoritmo	115
Figura 76	- Resultados experimentais do algoritmo de sincronismo durante a aplicação de degrau de frequência na rede CA.....	115
Figura 77	- Resultados experimentais de sincronismo do algoritmo de PLL. Em verde a tensão da rede CA, em azul a fase rastreada pelo algoritmo. (a) Sincronismo durante o regime, (b) resposta ao degrau de 90 graus na rede CA, (c) e (d) resposta ao degrau de 180 graus na rede CA.....	116

Figura 78	- Teste de detecção de ilhamento com carga RLC balanceada e 100% de carga	118
Figura 79	- Formas de onda de tensão (roxo) e de corrente (amarelo) para injeção de reativo (Q+) simulado através da ferramenta Matlab/Simulink®.....	120
Figura 80	- Formas de onda de tensão (roxo) e de corrente (amarelo) para absorção de reativo (Q-) simulado através da ferramenta Matlab/Simulink®.....	121
Figura 81	- Resultados experimentais para injeção de potência reativa. Em Azul: tensão da Fase L1, em vermelho: corrente injetada pelo inversor, em verde: corrente drenada pela carga local da fase L1, em roxo: corrente da fase L1 do PCC.....	122
Figura 82	- Sugestão para controle do fator de potência em função da potência nominal do inversor, ativado pelo nível de tensão no PCC	124
Figura 83	- Lógica de controle de P e Q injetado por cada inversor conectado da micro-rede	125
Figura 84	- Resultados experimentais para compensação de afundamento de tensão no PCC devido à carga fortemente indutiva.....	126
Figura 85	- Resultados experimentais para compensação de elevação da tensão no PCC devido à carga fortemente capacitiva	126
Figura 86	- Programa desenvolvido no laboratório para obter os dados enviados por email pelo medidor e inseri-los adequadamente no banco de dados	128
Figura 87	- Modelo relacional do banco de dados para monitoramento da Planta GD	129
Figura 88	- Diagrama do banco de dados produzido no SQL para monitoramento dos medidores da micro-rede proposta	130
Figura 89	- Ambiente de programação utilizado – Microsoft Visual Community 2015.....	131
Figura 90	- Interface do programa de monitoramento em desenvolvimento..	132
Figura 91	- Ensaio no modo somente conectado. (a) sobre tensão da rede CA, (b) sub tensão da rede CA, (c) sobre frequência da rede CA e (d) sub frequência da rede CA. Em azul, tensão da rede CA da fase L1, em verde a corrente da fase L1	133
Figura 92	- Detecção da condição de ilhamento pelo inversor híbrido, sem carga local. Tempo de detecção de 954ms	134
Figura 93	- Ensaio no modo conectado com rede local habilitada. (a) sobre tensão da rede CA, (b) sub tensão da rede CA, (c) sobre frequência da rede CA e (d) sub frequência da rede CA. Em azul, tensão da rede CA da fase L1, em vermelho a corrente da fase L1, em rosa a corrente da fase L2 e em verde a corrente da fase L3.....	135
Figura 94	- Tensão eficaz Van para diferentes perfis de carga local	136
Figura 95	- Oscilografia da tensão de saída do sistema trifásico com carga resistiva somente na fase A. Tensão Van (Preto), tensão Vbn (Cinza) e tensão Vcn (Vermelho)	136
Figura 96	- Tensão eficaz nas fases A, B e C com diferentes perfis de carga.....	137

Figura 97	- Distorção harmônica total da tensão Van para diferentes perfis de carga.....	137
Figura 98	- Distorção harmônica total da tensão com diferentes perfis de carga.....	138
Figura 99	- Frequência da rede com diferentes níveis de carregamento e perfis de carga monofásica.....	138
Figura 100	- Frequência da rede com diferentes perfis de carga trifásica	139
Figura 101	- Valor eficaz da tensão e corrente do sistema trifásico durante degrau de carga de 0W para 3500W e de 3500W para 0W	140
Figura 102	- Transição do modo isolado para o modo conectado. Em azul a tensão fornecida para a carga local na fase A, em verde a corrente consumida pela carga local	140
Figura 103	- Temperatura do quadro da micro-rede alimentando o sistema isolado com 3500W de carga trifásica e 1000W na carga monofásica	141
Figura 104	- Associação de painéis fotovoltaicos projetada para a alimentação das bateria.....	174
Figura 105	- Associação de painéis fotovoltaicos projetada para o sistema de injeção de potência na RDEE a partir da energia solar	177

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	- Principais características da fonte CC programável.....	40
Quadro 2	- Principais características da placa de sensores e acionamentos	43
Quadro 3	- Principais características do inversor híbrido que compõe a micro-rede	50
Quadro 4	- Características do sistema de acumulação	56
Quadro 5	- Dados do painel fotovoltaico de 245W escolhido para modelagem.....	82
Quadro 6	- Comparação entre o software do simulador fotovoltaico e resultado obtido com a equação (33)	86
Quadro 7	- Resultados obtidos com o modelo de potência no programa de gerenciamento.....	93
Quadro 8	- Exemplo de pseudocódigo utilizado para verificação de falha no coprocessador.....	107
Quadro 9	- Formas de onda e dados de energia do inversor desenvolvido em diferentes carregamentos.....	119
Quadro 10	- Dados do painel fotovoltaico SW245 da SolarWorld.....	170
Quadro 11	- Dados do carregador de bateria para operação ilhada Sunny Island Charger 50 – SMA	171
Quadro 12	- Principais características dos inversores em desenvolvimento....	176

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO GERAL.....	16
1.1	OBJETIVOS.....	17
1.2	CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL E BRASILEIRO.....	17
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	22
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E MICRO REDES.....	24
2.1	MICRO-REDE COM GD E BARRAMENTO CC.....	27
2.2	MICRO-REDE COM GD E BARRAMENTO CA.....	29
2.3	MICRO-REDE COM GD E BARRAMENTO CA DE ALTA FREQUÊNCIA.....	30
2.3.1	Considerações.....	31
2.4	IMPACTOS, BENEFÍCIOS E DESVANTAGENS DA GD.....	32
2.5	PROTEÇÃO CONTRA ILHAMENTO NA GD.....	33
2.6	MODOS DE OPERAÇÃO DA GD.....	34
3	DESCRIÇÃO DA MICRO-REDE ELABORADA PARA O TRABALHO.....	37
3.1	FONTE CC PROGRAMÁVEL.....	40
3.2	PLACA DE SENSORES E ACIONAMENTOS.....	42
3.2.1	Sensor de tensão do sistema de acumulação e condicionamento do sensor de corrente.....	42
3.2.2	Sensor de tensão da rede CA.....	46
3.2.3	Sensores de temperatura.....	46
3.2.4	Saídas analógicas.....	47
3.2.5	Circuito de acionamentos.....	48
3.3	INVERSORES HÍBRIDOS PARA OPERAÇÃO ILHADA E CONECTADA.....	49
3.4	SISTEMA DE ACUMULAÇÃO.....	52
3.4.1	Características dos acumuladores do tipo chumbo-ácido.....	53
3.4.2	Dimensionamento do sistema acumulador.....	54
3.5	INVERSOR DESENVOLVIDO PARA OPERAÇÃO CONECTADA.....	58
3.6	ESTUDO QUALITATIVO DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	59
3.7	CONSIDERAÇÕES SOBRE O FLUXO DE ENERGIA REATIVA.....	62
3.8	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO.....	64
4	SISTEMAS DESENVOLVIDOS E RESULTADOS.....	65
4.1	PROGRAMA DE GERENCIAMENTO DA MICRO-REDE.....	65
4.1.1	Interface principal.....	66
4.1.2	Diagramas de pacotes.....	69
4.2	CONTROLE DA FONTE PROGRAMÁVEL CC.....	77
4.2.1	Modo de carga manual.....	80
4.2.2	Modo de carga automática.....	80
4.2.3	Modo de carga solar.....	81
4.2.4	Considerações.....	93
4.3	ALGORITMO DE ESTIMATIVA DO ESTADO DE CARGA (SOC).....	94

4.4	PROGRAMA DE CONTROLE DO INVERSOR PARA OPERAÇÃO CONECTADA E PRINCIPAIS RESULTADOS.....	97
4.4.1	Mecanismos de proteção de má execução dos processadores.....	105
4.4.2	Algoritmo de SPMP.....	108
4.4.3	Algoritmo de sincronismo.....	112
4.4.4	Algoritmo de anti ilhamento.....	117
4.4.5	Injeção de potência ativa e reativa.....	118
4.5	CONSIDERAÇÕES COM RELAÇÃO ÀS NORMAS DE CONEXÃO BRASILEIRA ABNT NBR 16149 E NBR 16150.....	123
4.6	BANCO DE DADOS DE MONITORAMENTO DA MICRO-REDE..	127
4.7	PROGRAMA DE MONITORAMENTO DO FLUXO DE ENERGIA A LONGO PRAZO.....	130
4.8	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO.....	132
5	RESULTADOS PARA OS INVERSORES HÍBRIDOS.....	133
5.1	RESULTADOS PARA MICRO-REDE ILHADA.....	135
5.1.1	Resultados para nível de tensão eficaz com carga monofásica e trifásica.....	136
5.1.2	Resultados para nível de distorção harmônica total da tensão.....	137
5.1.3	Resultados para variação de frequência do sistema trifásico..	138
5.1.4	Resposta do sistema trifásico ao degrau de carga.....	139
5.1.5	Transições entre o modo conectado e isolado.....	140
5.1.6	Temperatura do quadro da micro-rede com corrente máxima do barramento CC alimentado pelo sistema de acumulação....	141
5.2	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO.....	142
6	CONCLUSÕES E CONTINUIDADE DA PESQUISA.....	143
	REFERÊNCIAS.....	
	ANEXOS	
	APÊNDICES	

1 INTRODUÇÃO GERAL

A busca do homem por fontes de energia para realização de trabalhos a fim de garantir as suas necessidades possibilitou a evolução e sobrevivência humana ao longo da história até os dias atuais. Começando pelo manuseio do fogo até as grandes usinas de geração espalhadas pelo mundo atualmente, a energia sempre moveu o homem e sua produção continua sendo um dos grandes desafios da humanidade. Com a crise do petróleo em meados de 1970, o homem foi impelido a procurar novas fontes de energia, as chamadas fontes renováveis (BOSE, 2010; NAKABAYASHI, 2015).

Essas por sua vez, representam recursos infinitos na natureza em sua maioria, como a solar e a eólica, tendo recebido incentivos em todo o planeta para a sua utilização (KEQIANG, 2017; RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK - REN, 2017). Entretanto, apesar de serem recursos inesgotáveis, não resulta na obtenção de grandes quantidades de energia. Fontes renováveis normalmente apresentam baixa densidade de energia e são geograficamente e climatologicamente dependentes. Logo, as pesquisas sobre o aumento da eficiência energética dessas fontes renováveis, desde sua geração até a sua utilização, são campos altamente explorados na atualidade (CHOWDHURY et al., 2009).

Só no Brasil, é previsto que o consumo de energia aumente em até três vezes até o ano de 2050 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA- EPE, 2014). Uma série de políticas públicas vem sendo adotadas por diferentes países com o objetivo de garantir maior diversidade na matriz energética (RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK- REN, 2017). Isso implica em maior segurança no fornecimento de energia e menores impactos ambientais.

Este primeiro capítulo introduz os objetivos da tese, expondo as principais motivações, levando-se em conta o cenário energético brasileiro atual e o futuro da geração distribuída em redes de corrente alternada em baixa tensão. É elaborada uma revisão bibliográfica sobre os principais tópicos envolvidos como energias renováveis, melhores técnicas para acumulação de energia, exigências para geração distribuída conectada à rede com possibilidade de injeção de ativo e reativo além da possibilidade de operação ilhada.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo principal da tese é a implementação de um sistema de geração distribuída (GD) com energia oriunda de painéis fotovoltaicos (PF), incluindo SPMP (Seguimento do Ponto de Máxima Potência, do inglês MPPT) e acumulação/gerenciamento da carga/descarga e manutenção da vida útil média de baterias para operação conectada à rede em corrente alternada (CA). A GD também apresenta a possibilidade de injeção de potências ativa e reativa (P-Q) com adequadas respostas dinâmicas de modo a impor um fluxo otimizado de energia para a rede de distribuição de energia elétrica (RDEE). O sistema pode detectar a condição de ilhamento e operar de modo desconectado (ilhado) da rede CA principal, realizando o controle de tensão e frequência (V-f) da rede local, de modo a garantir a correta operação das cargas conectada ao sistema. Além disso, a micro-rede é gerenciada por um programa desenvolvido especificamente para este trabalho, que além de controlar a compensação da tensão através da injeção de Q, de forma independente por fase, também é responsável pelo desligamento seletivo de cargas locais, ilhamento da GD, monitoramento do PCC e controle do sistema de carga das baterias.

1.2 CENÁRIO ENERGÉTICO MUNDIAL E BRASILEIRO

No ano de 2013, foi registrado um aumento significativo no consumo energético global em relação aos anos anteriores, principalmente em países europeus apesar da crise no cenário econômico mundial. O aumento da demanda energética se deve principalmente aos países emergentes como a China e países desenvolvidos como os Estados Unidos, embora o aumento ainda esteja abaixo da média já registrada. Só em 2012, os Estados Unidos geraram 4.048TWh de energia, dos quais 63% são provenientes de combustíveis fósseis e a China 4.768TWh, sendo que mais de 70% também são produzidos a partir de combustíveis fósseis (ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL- EIA, 2015).

Neste mesmo ano, problemas geopolíticos, com destaque para o leste europeu levaram ao aumento do preço do barril de petróleo e incentivaram a exploração de outras fontes de energias, como o carvão, que teve seu preço reduzido por dois anos consecutivos e o gás natural que apresentou aumento no

consumo em praticamente todos os países (BRITISH PETROLEUM- BP, 2014). Atualmente, 2016, o preço do barril do petróleo está entre os mais baixos da história (GLOBAL PETROL PRICES, 2016).

A geração de energia a partir de fontes eólicas no mundo chegou a 12.210GWh em 2014, equivalente ao aumento de 85,6% em relação ao ano de 2013, que registrou 6.578GWh. A potência instalada para geração eólica no Brasil cresceu consecutivamente desde 2014, fechando o segundo trimestre de 2017 com 11GW de potência instalada no país (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL, 2017).

O governo da Alemanha prevê que em 2030 haja um equilíbrio entre a geração de energia por fontes convencionais e por fontes renováveis. E que em 2050, 80% da produção de energia seja gerada por fontes renováveis (EEBUS INITIATIVE E.V., 2013). O governo Japonês prevê que em 2020 haverá 14GW provenientes de painéis fotovoltaicos e que em 2030 esse número poderá atingir 53GW (KAIZUKA et al., 2009).

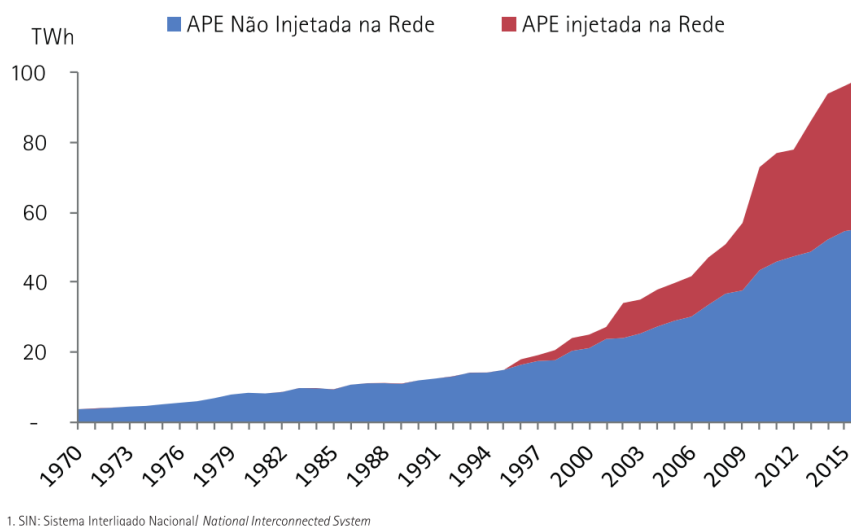
O Brasil foi registrado como o segundo maior produtor de biocombustível do mundo, respondendo por 22,5% de toda a produção mundial (BP, 2017). A produção de biodiesel teve uma leve redução de 3,5% em relação ao ano de 2015, atingindo a marca de 3.801.339m³. A produção de etanol hidratado apresentou um recuo de 11,4% e álcool anidro apresentou um aumento de 1,4%, ambos em relação ao ano de 2015 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2017)

A produção total de energia no Brasil atingiu 578,9TWh em 2016, cerca de 0,4% de redução em relação ao ano anterior. As usinas de geração de energia elétrica públicas respondem por 83,0% da geração total no país, ainda sendo as principais contribuintes da matriz energética nacional. Desse montante, a energia elétrica proveniente de fontes hidráulicas, apesar de majoritárias, teve um aumento de 5,9% no ano de 2016. Até o ano de 2050, é previsto que o consumo de energia elétrica no país triplique (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2017).

Do total produzido no país, 19,6% são provenientes de fontes não renováveis, contra 25,9% do ano anterior. A porção de autoprodutores (APE) para consumo de energia *in loco*, gerou 55,5TWh em 2016, denominada APE não injetada na rede elétrica. A APE não injetada é constituída em sua maioria pelos setores de Papel e Celulose, Siderurgia e Setor de Açúcar e Álcool. A partir do ano de 1996, com o decreto 2.003/1996 explicado nos parágrafos posteriores, houve um aumento quase

que exponencial da energia produzida por autoprodução para injeção em rede CA, chegando ao patamar de 43.016MWh em 2015, conforme a Figura 1.

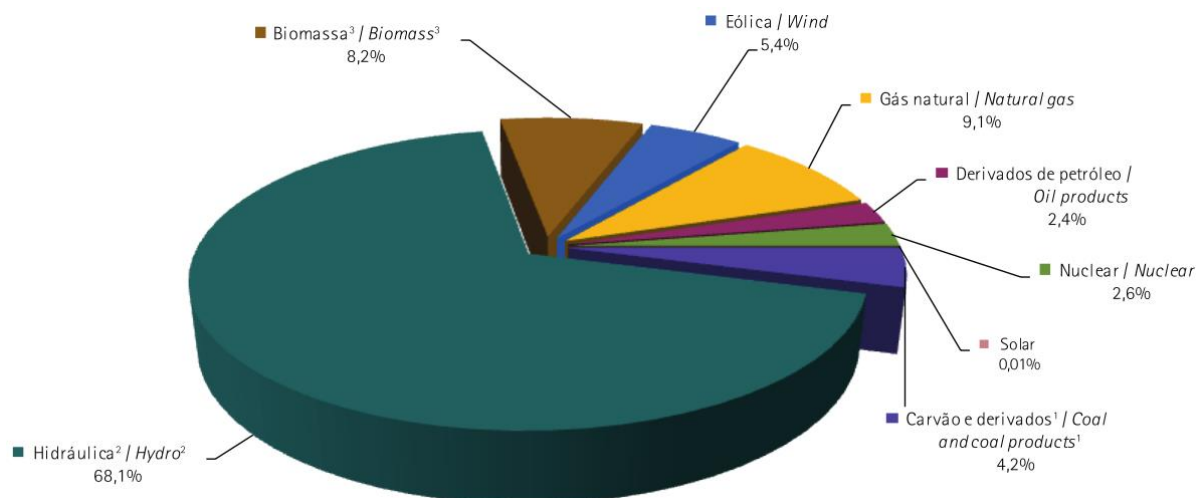
Figura 1 - APE, parcela de energia injetada na rede CA.



Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2017).

Por fim, o Brasil importou 40,8TWh em 2016 para completar as necessidades energéticas do país, que apresentaram um aumento de 18,6% em comparação com 2015. A Figura 2 apresenta a formação da matriz de energia elétrica brasileira e, destacando-se que a energia solar gerada no Brasil pela primeira vez passou a ser considerada parte da matriz energética pelo EPE, com 0,01% do total. Segundo dados do BIG da ANEEL, o Brasil conta com 51 Centrais Geradora de Energia Solar Fotovoltaica em operação, totalizando 176.234kW e mais 37 unidades em construção que irão somar 1.061MW ao sistema (ANEEL, 2017).

Figura 2 - Composição da matriz de energia elétrica brasileira.



Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2017).

Como já exposto, a matriz energética brasileira é composta principalmente por recursos hídricos, uma fonte renovável abundante no Brasil. Contudo, na última década o país enfrentou momentos de escassez desse recurso, especialmente no sistema de geração, causando uma redução de 3,7% na geração de energia proveniente de fontes hídricas (EPE, 2016). No ano de 2016, houve condições climáticas favoráveis, levando ao aumento da energia hidráulica disponibilizada (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2017).

O Brasil possui 13% da água doce de todo o planeta, favorecendo fortemente a geração de energia elétrica a partir de fontes hidráulicas (SNIRH, 2017). Estes recursos não estão uniformemente espalhados pelo território nacional, o que elevam as perdas no sistema de transmissão que alimentam todo o país. Além disso, estão envolvidas questões ambientais sobre o impacto da instalação de uma usina hidroelétrica, que envolve a inundação de uma grande área, prejudicando a fauna e a flora daquele local.

Tornou-se evidente a necessidade de que o Brasil não pode continuar dependendo somente de recursos hídricos e deve implantar uma maior diversidade de fontes de energia, e, assim ter maior segurança no sistema elétrico. Nesse contexto, em um país que recebe irradiação solar de forma abundante, a geração fotovoltaica pode fortalecer a matriz energética nacional, em especial no sistema de geração distribuída para consumo *in loco*. A geração de energia de autoconsumo é

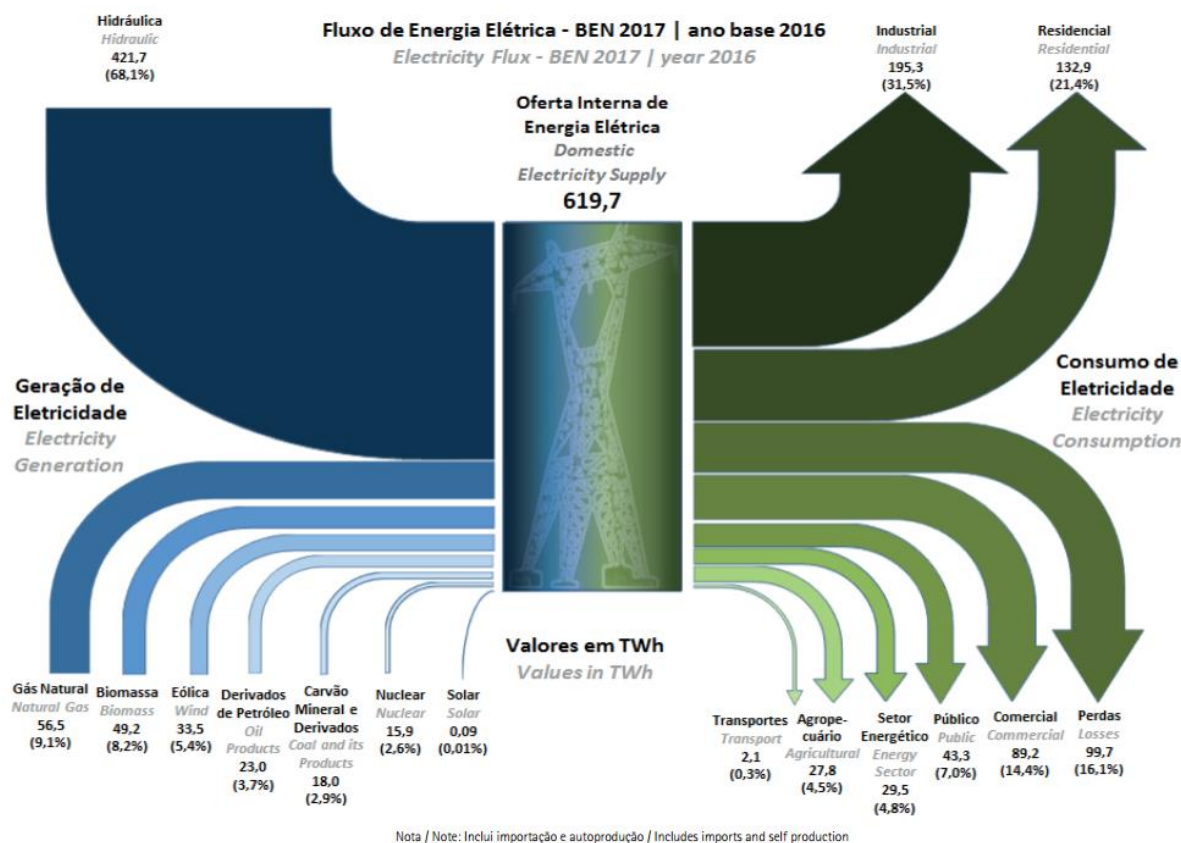
de especial interesse em um país de grande extensão, aliviando o sistema de transmissão e minimizando as perdas de energia.

Desde o decreto 2.003/1996, que regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente de Energia (PIE) e por Autoprodutor (AP), passando pelo decreto 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, uma pessoa física já pode ter um sistema de geração independente, para consumo próprio. Porém, a concessionária de energia ainda não é obrigada legalmente a comprar a geração excedente deste produtor. Em (BENEDITO, 2009) há mais estudos sobre o histórico legal da geração autônoma de energia no Brasil.

A recente Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL (Anexo A), deu um salto na regulamentação para o pequeno produtor de energia, gerando grande incentivo fiscal para o investimento em GD. Nesta resolução, a concessionária ainda não é obrigada a restituir em espécie, a energia ativa excedente na GD, mas ela deve contabilizar esse valor como créditos que podem ser utilizados em até 60 meses pela unidade consumidora/geradora. Também há a opção desse crédito ser contabilizado em outra unidade consumidora, desde que pertença ao mesmo titular da unidade geradora.

A Figura 3 apresenta o fluxo de energia elétrica no Brasil para o cenário de 2015, desde a fonte até o consumidor. Observa-se que os setores comercial e residencial somam 35,7% do consumo total de energia elétrica. Estes setores podem se beneficiar da Resolução Normativa 482, e como representam cerca de 1/3 do consumo de energia total, podem fortalecer o sistema elétrico brasileiro com a adoção das GDs. Em (NAKABAYASHI, 2015) é feito um estudo sobre a viabilidade econômica sobre a mini e microgeração distribuídas. Considerando os constantes reajustes sobre as tarifas do setor elétrico, está cada vez mais viável ao consumidor investir em um sistema de GD, com *Payback* (tempo de retorno sobre o investimento) mais atraente do que uma década atrás.

Figura 3 - Fluxo de energia elétrica no Brasil – 2017 (Ano base 2016)



Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2017).

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho é estruturado em seis capítulos, após a introdução, uma revisão sobre o cenário energético mundial e nacional é apresentada.

No Item 2 são estudadas as definições de geração distribuída, tipos de micro-rede utilizadas atualmente, com vantagens e desvantagens de cada uma.

No Item 3 é apresentada a descrição da micro-rede implementada e análise dos equipamentos presentes.

No Item 4 são apresentadas as estruturas dos programas desenvolvidos para o controle da micro-rede e do inversor para operação conectada. Além da descrição e resultados dos diversos algoritmos presentes na micro-rede. Além disso, são mostrados os resultados práticos para o conversor CC-CA conectado à rede, desenvolvido em atendimento às normas de conexões vigentes no país. Também é apresentado o programa de monitoramento do fluxo de potência da micro-rede implementada.

No Item 5 são mostrados os resultados práticos para avaliação dos inversores com capacidade de operação conectada e isolada (inversores híbridos), utilizados para alimentação das cargas locais, bem como o comportamento frente à distúrbios na RDEE.

Por fim, as considerações no Item 6 apresentam conclusões e observações para o trabalho, expondo as necessidades futuras, acadêmicas e funcionais, para a continuidade da pesquisa.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E MICRO REDES

Atualmente, o homem busca meios de conciliar o crescimento populacional e econômico com a redução do impacto ambiental. Os sistemas de geração de energia em uso, em sua maioria, são consideravelmente dependentes de combustíveis fósseis, o que resulta na elevada geração de carbono e seus derivados. A geração de energia a partir do carvão (termoelétrica) libera grande quantidade de dióxido de carbono, um dos causadores do aquecimento global, e compostos de nitrogênio que geram fumaça prejudicial à saúde. Além disso, são liberadas partículas que permanecem em suspensão no ar, prejudicando o sistema respiratório em geral. Outras fontes como o gás natural e óleo combustível são prejudiciais em maior ou menor quantidade, mas ainda oferecem riscos ao meio ambiente (YU et al., 2011c).

O barril de petróleo apresenta uma das cotações mais baixas das últimas décadas, em torno de U\$43,00, podendo reduzir ainda mais devido à desaceleração da economia Chinesa, grande consumidora também de carvão (BP, 2017). O atrativo preço dos combustíveis fósseis poderia em um primeiro momento, ofuscar a pesquisa por fontes alternativas de energia, em especial as chamadas renováveis. Como já abordado, a procura por fontes alternativas é um tópico de grande importância na atualidade, reduzindo o impacto ambiental, e protegendo a economia mundial de uma eventual crise do petróleo como já ocorreu na década de 1970 (GLOBAL PETROL PRICES, 2016). Muitos países também aderiram ao Protocolo de Kyoto, comprometendo-se a reduzir as emissões de gases nocivos ao meio ambiente, reduzindo as mudanças climáticas.

A diversificação das fontes energéticas levou ao conceito de geração distribuída (GD), que consiste em gerar energia elétrica, mesmo que parcialmente, próximo às unidades consumidoras, na tensão de distribuição. A geração pode ser a partir de fontes não convencionais/renováveis de energia como gás natural, biocombustível, eólica, energia das marés, fotovoltaica, célula combustível, etc. Esses tipos de fontes de energia também são chamadas de Recursos Energéticos Distribuídos (RED).

Apesar de muitas definições para GD em diferentes países, algumas características são universalmente aceitas, segundo (CHOWDHURY et al., 2009):

- Não é o centro de geração de energia elétrica, atuam como auxiliares ou pequenas redes isoladas;
- Apresenta potência máxima de 50MW;
- As fontes de energia são conectadas ao sistema normalmente na tensão de distribuição, ou para potências mais elevadas, no máximo até 145kV.

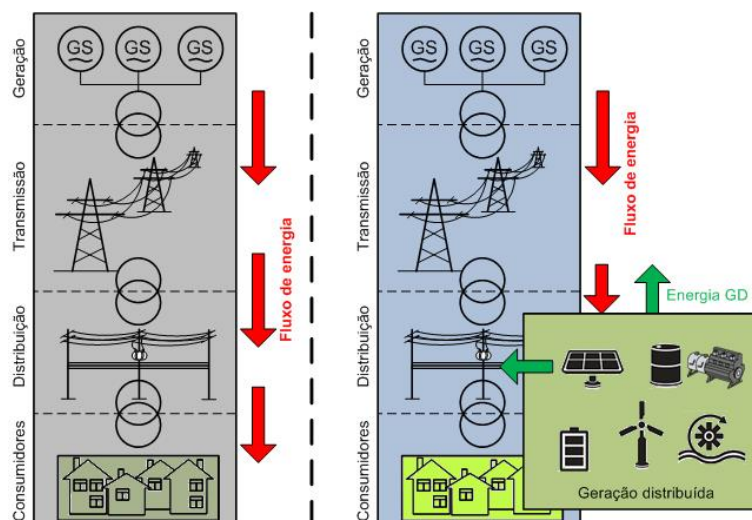
Devido à baixa densidade energética que os REDs apresentam e o alto custo de aquisição, os sistemas de GDs são, em geral, unidades de pequena potência (algumas dezenas de kW), o que leva a dispersão geográfica das GDs, sendo instaladas próximas às cargas que serão alimentadas. Um ponto positivo dessa modalidade é a redução de perdas por transmissão, aliviando o sistema como um todo.

Como a geração distribuída é feita na tensão de distribuição (BT – baixa tensão), vários sistemas podem ser interconectados de forma independente da rede principal, formando uma rede de geração de energia, também chamada de micro-rede.

Uma micro-rede é projetada para pequenas escalas de aplicações, por exemplo, alimentação de um bairro residencial, uma universidade, etc. A Figura 4 ilustra o fluxo de energia sem e com a GD. O fluxo de energia ocorre principalmente no nível de distribuição entre os consumidores, ou em GDs de maior potência, o excedente pode voltar para o sistema de transmissão e ser consumido em outros locais.

As REDs que suprem a micro-rede, raramente podem ser conectadas diretamente à BT. Necessitam de uma interface que adeque as características elétricas de tensão, corrente e frequência da RED à rede de distribuição. Chamadas de IEPs (Interface Eletrônica de Potência), estas devem garantir a qualidade e segurança da conexão da RED à RDEE, mantendo a confiabilidade e flexibilidade que a micro-rede deve apresentar.

Figura 4 - Fluxo de energia sem e com a geração distribuída.



Fonte: Próprio autor.

As fontes de energia renováveis, além do alto custo, em comparação com as fontes tradicionais, apresentam como principal desvantagem a sua imprevisibilidade. Por exemplo, aerogeradores e painéis fotovoltaicos são fortemente dependentes das estações do ano e condições climáticas podem variar ao longo do dia. Dada a instabilidade do fornecimento de energia pelas REDs, a IEP também é responsável por garantir a extração da máxima energia possível do sistema, melhorando a eficiência e diminuindo o tempo de abatimento do custo da instalação do sistema de GD (PETRONE et al., 2008). Pode ocorrer a necessidade do uso de sistemas armazenadores de energia para manter o fluxo de potência necessário para as cargas, caso haja uma queda de potência nas REDs. A responsabilidade por gerenciar o sistema acumulador também cabe à IEP, com sistemas de controle/gerenciamento adequados.

A transmissão e distribuição de energia elétrica pelas concessionárias são feitas majoritariamente em corrente alternada (CA) (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO- ONS, 2017). As fontes renováveis ou não convencionais, em geral, não possuem as mesmas características elétricas da RDEE, no que se refere à tensão e frequência de operação. As que operam em corrente contínua, obrigatoriamente necessitam de um conversor para se conectarem à RDEE, que opera em corrente alternada. As fontes que fornecem energia na forma de corrente alternada, podem não ser compatíveis com a tensão e frequência de operação da

RDEE. Neste caso, o uso de conversores estáticos de potência (CEP) também é mandatório.

Algumas formas tradicionais de conexão das REDs à RDEE incluem a formação de um barramento de corrente contínua (CC), a conexão por barramento CA, mas com tensão e frequência diferente da RDEE, ou conexão por barramento em CA diretamente na RDEE. Em todos os casos, é necessário ou altamente recomendado o uso de CEP para que a energia da DER possa fluir para o barramento CC e/ou CA com máxima eficiência (LIU et al., 2010).

2.1 MICRO-REDE COM GD E BARRAMENTO CC

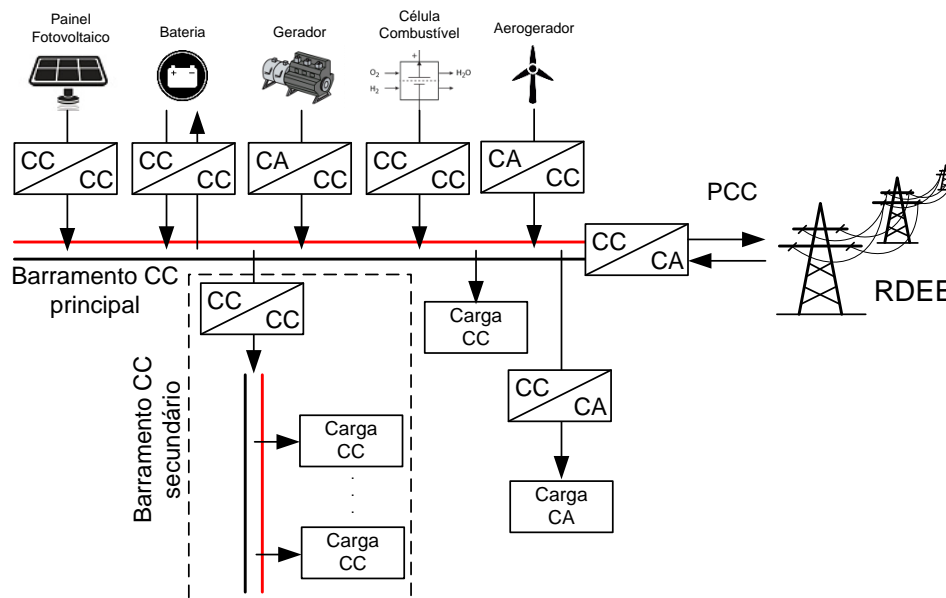
A grande variedade de fontes renováveis e alternativas, que fornecem energia da forma de corrente contínua, favorecem a formação de uma micro-rede CC. Nesse tipo de micro-rede, a interconexão entre os provedores de energia é feita através de um barramento de corrente contínua, tipicamente através de conversores CC-CC e/ou CA-CC para adequar o nível de tensão (RICCHIUTO et al., 2013). A micro-rede CC apresenta como vantagens (BALOG; KREIN, 2011; COLSON; NEHRIR, 2009; GUERRERO, 2011):

- Melhor eficiência na transferência de energia entre fonte e o barramento devido ao uso de conversores de um único estágio de processamento de energia.
- Sincronização com a rede de energia CA não é necessária nos conversores que integram as fontes ao barramento CC.
- Livre de cargas reativas e seus efeitos na tensão do barramento.
- Facilidade de integração entre sistemas de acumulação e fontes de energia renovável e/ou alternativa.
- Transição entre a conexão e desconexão da micro-rede CC com a rede de distribuição é transparente para as cargas instaladas no barramento CC, ou seja, não há interrupção de fornecimento de energia as cargas locais.

No entanto, destaca-se que ainda é necessário um conversor estático para controlar o fluxo de potência entre a fonte e o barramento, adequando o nível de

tensão e garantindo a extração da máxima potência (algoritmo SPMP). A Figura 5 apresenta a típica configuração de uma planta GD com barramento CC.

Figura 5 - Configuração típica de uma micro-rede CC com conexão à rede CA de distribuição.



Fonte: Próprio autor.

Para a conexão com a rede de distribuição, um conversor CC-CA bidirecional é responsável pelo controle do fluxo de potência entre a micro-rede CC e a RDEE. Como vantagem, esse conversor também controla a conexão e desconexão da rede no caso de ilhamento.

Em alguns casos, pode ser estrategicamente vantajosa a criação de uma sub-rede CC com tensão diferente do barramento CC principal, atendendo um determinado grupo de cargas locais. Usualmente, a utilização de um único conversor CC-CC de maior potência diminui as perdas de energia e espaço ocupado, uma vez que as cargas podem ser ligadas diretamente ao barramento CC secundário (BARAN; MAHAJAN, 2003).

A micro-rede CC apresenta como desvantagem, a necessidade de se criar uma rede adicional para distribuição de energia, separada da rede CA convencional, devido aos diferentes níveis de tensão, isolamento e capacidade de corrente. Além disso, os elementos de proteção e seccionamento também devem ser indicados para operação em corrente contínua, e, são mais complexos e mais caros em

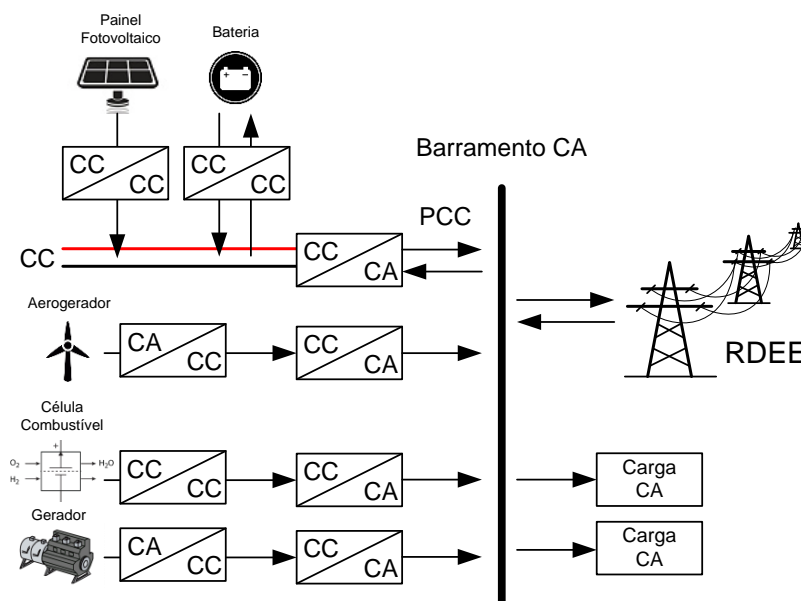
relação aqueles para operação em corrente alternada, devido à inexistência do cruzamento por zero da tensão, elevando o custo total da micro-rede CC.

2.2 MICRO-REDE COM GD E BARRAMENTO CA

Chamada de geração descentralizada, cada fonte de energia é conectada à RDEE através de seu próprio conversor, podendo ser necessário mais de um estágio para o correto acoplamento com a rede de distribuição. Como cada fonte da GD é independente, apresenta alta confiabilidade e robustez, reduzindo as chances de falta de energia em toda a micro-rede. Além disso, como esta é naturalmente uma configuração modular, permite facilmente a expansão e manutenção do sistema sem comprometer o que já está em operação.

Por outro lado, devido à maior quantidade de equipamentos instalados, eleva-se o custo em relação ao uso de um conversor estático centralizado, como acontece na micro-rede CC. O controle do fluxo de potência também apresenta maior complexidade, uma vez que cada conversor pode controlar independentemente o fluxo de energia para a rede (YU et al., 2011c). Existem sistemas onde os conversores estáticos comunicam-se entre si para controlar de forma inteligente o fluxo de potência dentro da micro-rede e para a RDEE.

Figura 6 - Configuração típica de uma micro-rede CA com conexão à rede de distribuição.



Fonte: Próprio autor.

Atualmente, os conversores estáticos para conexão de fontes renováveis na RDEE estão sendo produzidos em larga escala, principalmente na área fotovoltaica devido aos recentes incentivos fiscais em diversos países. Dessa forma, o custo de instalação da micro-rede com GD e barramento CA está diminuindo gradativamente, beneficiando esta topologia.

2.3 MICRO-REDE COM GD E BARRAMENTO CA DE ALTA FREQUÊNCIA

Além da micro-rede CC e da micro-rede CA, existe outra configuração que utiliza um barramento em corrente alternada, porém com frequência superior à da rede convencional de distribuição. Essa micro-rede é chamada de HFAC (do inglês *High-Frequency Alternate Current*). Em 1988, uma rede de distribuição de energia HFAC foi proposta e patenteada pela NASA (NASA; IRVING; HANSEN, 1988) composta por uma rede de 440VAC na frequência de 20kHz para aplicações espaciais com maior eficiência e menor custo.

Uma rede de distribuição HFAC é composta tipicamente por um inversor ressonante de alta frequência, um barramento AC de alta tensão com baixa corrente e vários reguladores de tensão próximos às cargas chamados de VRMs (*Voltage Regulator Modules*) (ZHONGMING et al., 2006).

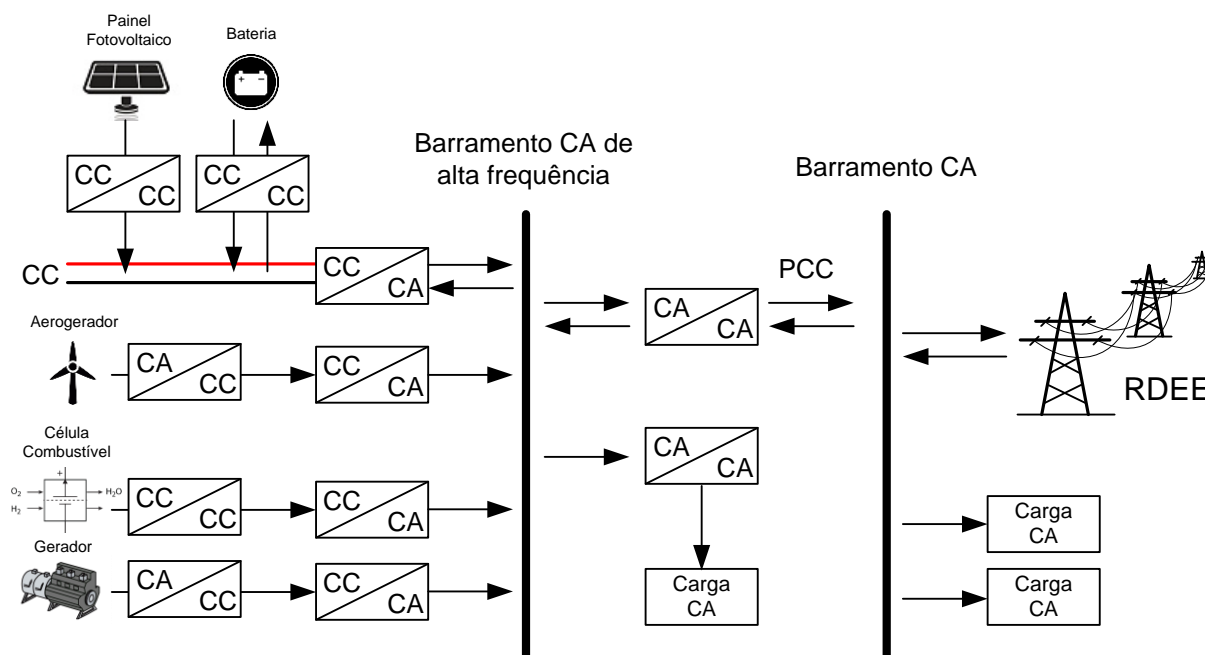
Na aplicação em micro-rede, a distribuição de energia elétrica CA de alta frequência apresenta-se como uma alternativa interessante perante a distribuição em corrente contínua, o que elevou o interesse em novas pesquisas neste tipo de micro-rede. Porém, diferente da concepção original que opera na faixa de kHz, as pesquisas recentes adotam tensão e frequência pouco superiores em relação à rede CA convencional. Aplicações encontradas na literatura giram em torno de 400Hz-600Hz (CHAKRABORTY et al., 2007; FERRIGOLO et al., 2009).

Como principais vantagens do barramento CA de alta frequência, podem-se citar (FERRIGOLO et al., 2009):

- Devido à frequência de trabalho mais elevada, promove a redução do volume dos filtros utilizados para redução do conteúdo harmônico, melhorando a eficiência e diminuindo peso e volume, assim como o custo.
- A frequência elevada também diminui o ruído audível aos seres humanos.
- Equipamentos baseados em componentes magnéticos construídos para operar neste tipo de micro-rede, como motores e transformadores, apresentam o tamanho, peso e volume reduzidos em relação aos que operam na rede elétrica convencional, devido ao aumento da frequência de trabalho.

Apesar das vantagens supracitadas, o uso de barramentos em HFAC pode levar a efeitos indesejados caso não seja feito um projeto adequado, como perdas de energia por efeito pelicular nos cabos e aumento da impedância da linha pelo aumento da frequência. Além disso, a maior frequência de trabalho pode levar a problemas de interferência eletromagnética (EMI), exigindo maior cuidado no planejamento da micro-rede. A Figura 7 apresenta a configuração típica de uma micro-rede com transmissão em corrente alternada de alta frequência.

Figura 7 - Configuração típica de uma micro-rede CA em alta frequência com conexão à rede de distribuição.



Fonte: Próprio autor.

2.3.1 Considerações

Devido à variedade de fontes e cargas que poderão ser conectadas na GD, a micro-rede com barramento CA (descentralizada) apresenta-se como a mais interessante para implantação, devido a fácil expansão e confiabilidade. Além disso, conversores estáticos para conexão de fontes renováveis diretamente na RDEE já estão consolidados no mercado. Outra vantagem reside no fato de que a micro-rede CA pode ser adaptada em instalações já existentes, diminuindo o custo de implantação.

Adicionalmente, alguns autores propõem o uso de micro-redes híbridas com barramento CC e barramento CA, para operação conectada ou isolada da rede de distribuição, mais detalhes podem ser vistos em (LIU et al., 2010).

A crescente tendência de cargas que operam em corrente contínua pode beneficiar futuramente a micro-rede CC. No entanto, uma interface CC-CA será sempre necessária para a conexão com a RDEE, e para a alimentação de cargas que necessitam de corrente alternada. Mesmo com o barramento CC para evitar o uso de conversores CA-CC, pelo menos um conversor CC-CC ainda será necessário na maioria dos casos.

Independente da estrutura da micro-rede, se esta for acoplada à rede de distribuição, deve atender às normas estabelecidas pelos órgãos competentes e corretamente regulamentadas (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, 2012, 2013a, 2013b).

2.4 IMPACTOS, BENEFÍCIOS E DESVANTAGENS DA GD

Os sistemas de fornecimento de energia atuais possuem uma malha complexa, com inúmeras conexões e centrais de fornecimento de energia espalhadas geograficamente (ONS, 2017). A interação com as unidades consumidoras em toda extensão do sistema de distribuição pode causar variações de curta ou longa duração nas características de tensão e frequência da RDEE (CHOWDHURY et al., 2009).

A introdução massiva de dispositivos eletrônicos no mercado, muitos sendo sensíveis à qualidade da energia, principalmente no setor industrial, levou à procura por soluções energéticas que garantam o fornecimento de energia com confiabilidade e qualidade. A geração distribuída e a integração com a RDEE, na forma de micro-redes, entram no cenário energético como aliados para o aumento da qualidade de energia.

Devido à alta modularidade do sistema de GD, o consumidor tem grande liberdade no planejamento e expansão da micro-rede. Além disso, o consumidor pode escolher quais cargas devem ter prioridade no uso da energia disponível, garantido maior autonomia e confiabilidade ao sistema.

Do ponto de vista da concessionária, o sistema de geração distribuída promove o alívio do sistema de transmissão e pode atuar como um meio de compensação de tensão no ponto de acoplamento comum (PCC), diminuindo oscilações e melhorando a qualidade da energia. Por outro lado, a variação da quantidade de energia gerada por algumas das fontes renováveis mais comuns (fotovoltaica e eólica), causa dificuldades na previsão da demanda.

Outra grande vantagem do sistema de GD se deve ao fato de que grande parte das fontes utilizadas serem renováveis, diminuindo a emissão de poluentes e causando menor impacto ambiental frente às outras opções mais convencionais.

Apesar disso, a geração distribuída apresenta algumas dificuldades. Cada equipamento conectado à RDEE deve respeitar todas as normas de conexão

impostas pelos órgãos competentes/regulamentadores. O número elevado de equipamentos pode levar a problemas de segurança operacional, por exemplo, para manutenção da micro-rede, deve-se garantir que todas as fontes estejam desligadas.

2.5 PROTEÇÃO CONTRA ILHAMENTO NA GD

Para realizar a conexão do sistema à rede de distribuição é necessário tomar certas precauções tais como a detecção da condição de ilhamento e sincronização. O fenômeno de ilhamento para um sistema de geração distribuída é definido quando a mesma continua a fornecer energia para a rede de distribuição, mesmo quando RDEE não está mais conectada. Desta forma, além de alimentar as cargas especificadas para o sistema de GD, supre energia para as demais cargas conectadas à RDEE fora do ambiente de geração distribuída local, resultando em problemas operacionais e de segurança (DE MANGO et al., 2006a; SAMPAIO et al., 2013).

Embora a probabilidade de ocorrência deste efeito seja extremamente baixa, normas que versam sobre a interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede requerem métodos eficazes para detectar o ilhamento (BALAGUER et al., 2008; BOWER; ROPP, 2002; DE MANGO et al., 2006a; GYU-HA CHOIE et al., 2006; THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS- IEEE, 2003, 2009). Durante essa condição, problemas de segurança, qualidade de energia e confiabilidade podem ocorrer, pois a concessionária de energia não consegue mais controlar a tensão e a frequência da rede CA (BALAGUER et al., 2008; BOWER; ROPP, 2002; DE BRITO, 2013), criando a possibilidade de danificar equipamentos dos consumidores.

Este efeito pode criar uma situação de muito perigo para operários de linhas de distribuição ou até mesmo para os consumidores, uma vez que uma parte da rede de distribuição continua energizada, mesmo desconectada da rede principal. Ainda, a reconexão da rede durante um ilhamento pode danificar equipamentos e até o sistema de geração distribuída, devido a um possível degrau de fase na reconexão.

Para inversores conectados à rede CA, o algoritmo de anti-ilhamento cessa o fornecimento de potência para a RDEE. No ambiente de micro-rede, é de vital

importância que o sistema de GD possa se desconectar no caso de uma falha da RDEE, mantendo o ambiente interno à GD estável e com fluxo de potência adequado. Para operação ilhada da micro-rede da RDEE, não somente deve haver um algoritmo de anti-ilhamento, como várias ações devem ser seguidas. Começando pela desconexão da rede primária, início de operação dos inversores para gerar a referência de tensão e frequência no barramento CA da micro-rede, comunicação entre os equipamentos para o gerenciamento do fluxo de potência dentro da GD, alimentação/desconexão seletiva das cargas locais (cargas com prioridade), entre outros. No Brasil, a norma ABNT NBR IEC 62116 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, 2012) define que o tempo máximo para que ocorra a detecção do ilhamento e desconexão da RDEE é de 2 segundos.

2.6 MODOS DE OPERAÇÃO DA GD

Um sistema de GD pode operar conectado à rede de distribuição ou de forma isolada, também chamado modo ilhado. No modo conectado, a energia produzida pela GD é utilizada pelas cargas locais conectadas ao sistema, podendo importar ou exportar energia da concessionária, dependendo da potência da GD (BANERJI et al., 2013). Sistemas que operam somente no modo conectado apresentam um menor custo, uma vez que não há necessidade de se ter meios de acumulação de energia. Toda a potência produzida pelas fontes da GD é enviada diretamente para o barramento CA da micro-rede. Como desvantagem, a GD que opera somente conectada, deixa de gerar energia na ausência da RDEE. Por essa configuração ser a mais barata, é uma das mais utilizadas e está em ascensão no Brasil atualmente.

O sistema de GD também pode ter a capacidade de operar de forma isolada da RDEE. Como já exposto, o sistema de GD deve ter a capacidade de detectar a condição de ilhamento e desconectar-se da RDEE, mantendo as cargas locais alimentadas exclusivamente pelas fontes de energia disponíveis para a GD. A operação no modo ilhado também deve atender aos requisitos estabelecidos pela ANEEL – PRODIST (ANEEL, 2016), onde a tensão de saída estar entre 92% e 105% da tensão nominal, com frequência não inferior a 59,9Hz e menor do que 62,0Hz. O nível de distorção harmônica total da tensão deve ser inferior a 10% em relação a componente fundamental da tensão.

Ao contrário da operação somente no modo conectado, o funcionamento da GD no modo ilhado exige maior planejamento e maior custo de implantação. Para a concessionária, a operação ilhada promove a melhoria na qualidade do fornecimento e auxilia a recomposição de áreas que por algum motivo foram desligadas. Por exemplo, menor demanda de energia quando ocorrer o religamento daquele setor afetado. Pelo lado do consumidor proprietário da GD, a operação ilhada garante o funcionamento contínuo dos equipamentos conectados à micro-rede. Em especial, quando há equipamentos críticos conectados à GD, como aqueles instalados em um prédio hospitalar por exemplo.

A operação ilhada também deve levar em conta a necessidade de um sistema de acumulação de energia, dada a natureza intermitente das fontes de energia renováveis típicas. O sistema de acumulação, como baterias eletroquímicas ou super-capacitores atuam como base estável para o fornecimento de energia dentro da micro-rede, e sempre que possível, as fontes renováveis são utilizadas com prioridade (MOUSAZADEH et al., 2015).

Apesar de sistemas com acumulação para operação ilhada serem comumente encontrados nos EUA e na Europa, no Brasil a Resolução Normativa 482/2012 (Anexo A) não prevê regulamentação para este tipo de operação em micro-redes (GTES, 2014).

Ainda em discussão até a defesa desta tese, a proposta de Requisitos de Avaliação de Conformidade (RAC) para Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede com Bateria, especifica que:

- No modo de operação conectada à rede de distribuição, o inversor deve atender plenamente as normas ABNT NBR 16149, 16150 e NBR IEC 62116 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, 2012, 2013a, 2013b).

- No modo de operação isolada (desconectada), o inversor deve respeitar os limites especificados pelo PRODIST – módulo 8 – seção 8.1 da revisão 7 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2016).

3 DESCRIÇÃO DA MICRO-REDE ELABORADA PARA O TRABALHO

A planta de geração distribuída elaborada para este trabalho, conta com um sistema de micro geração de energia elétrica, tendo como fonte primária a energia solar. O sistema deve operar tanto conectado à RDEE, como no modo ilhado, ou seja, desconectado da rede principal. Assim, deve haver um meio de acumulação de energia, definido para esta aplicação como sendo um conjunto de baterias estacionárias com tecnologia do tipo chumbo-ácido.

A fonte de energia para o sistema de acumulação consiste de uma fonte CC programável, controlada pelo software de gerenciamento desenvolvido para emular um sistema de energia solar em conjunto com um controlador de carga. Ou seja, a fonte é controlada de forma que a potência injetada no sistema de acumulação apresente o mesmo perfil de variação de um dia real, ensolarado, nublado ou chuvoso, fornecendo até 6kW de pico.

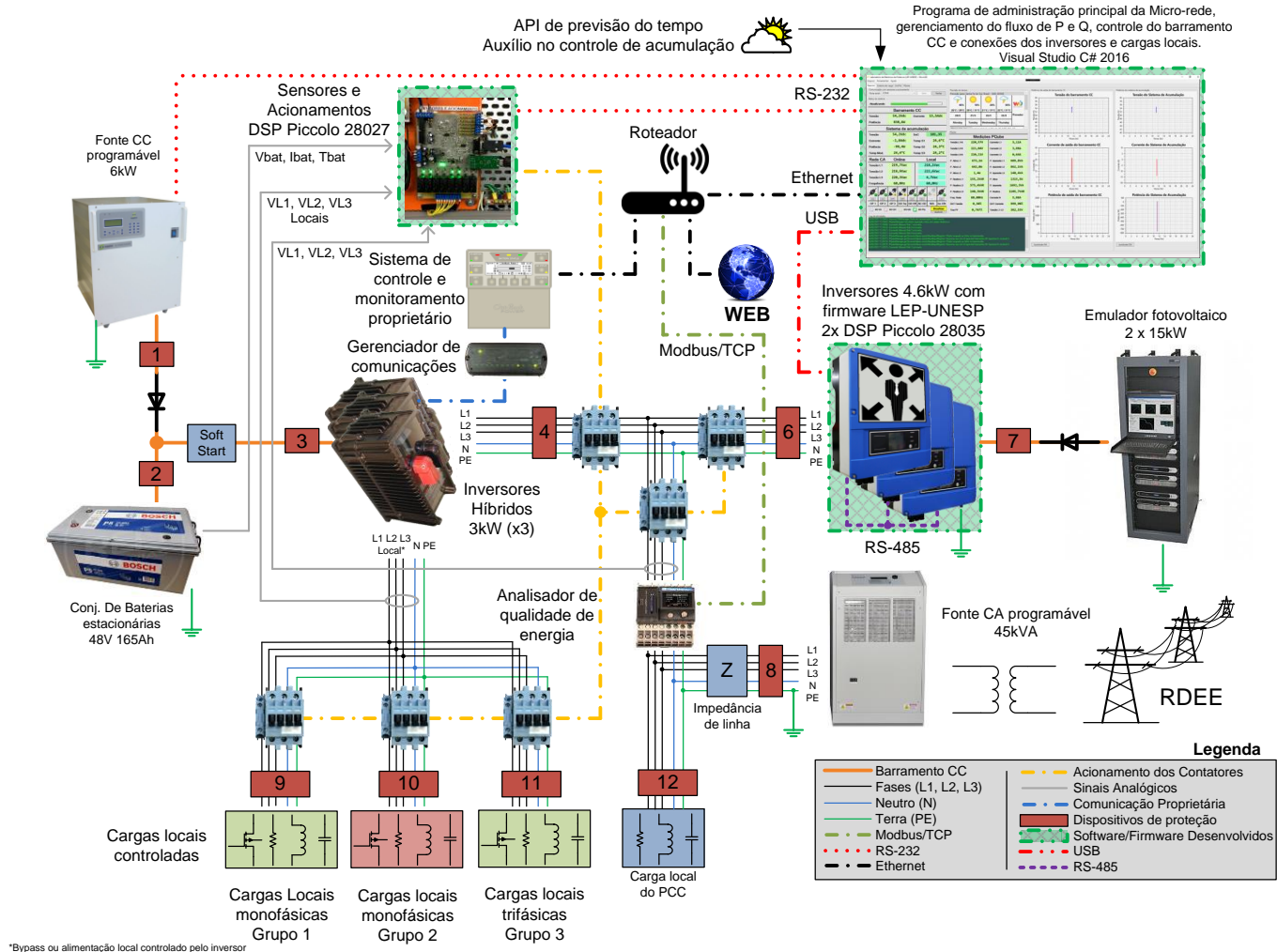
A operação da rede de forma ilhada, ou desconectada, é garantida por um conjunto de inversores que podem entregar até 3kW individualmente ou 6kW em operação trifásica. Essa limitação se deve ao limite de corrente do barramento CC detalhado mais adiante.

Para os inversores conectados à rede, é utilizado um simulador de painéis fotovoltaicos disponível no laboratório. Este possui duas fontes, podendo emular até dois conjuntos de painéis fotovoltaicos de até 15kW cada um.

Os inversores conectados à rede são utilizados para injeção de potência ativa e reativa no barramento CA. O programa de controle destes inversores, também conhecido como "*firmware*" foi totalmente desenvolvido e testado no decorrer deste trabalho. Estes inversores estão em conformidade com as normas de conexão ABNT NBR 16149, NBR 16150 (ABNT, 2013a, 2013b) e ABNT NBR 62116 (ABNT, 2012).

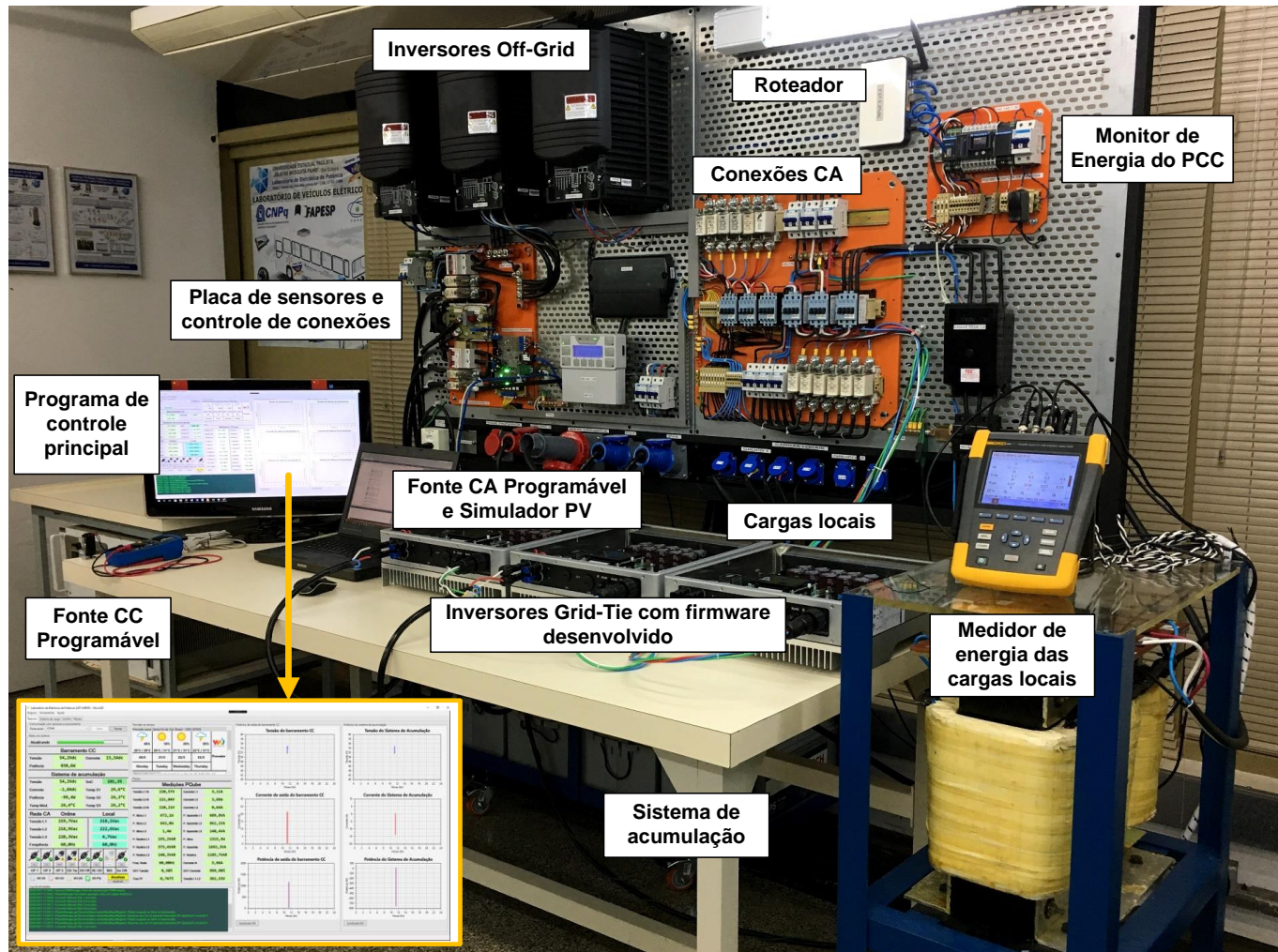
A Figura 8 apresenta o diagrama completo da micro-rede implementada no laboratório para esta pesquisa e no decorrer do capítulo, cada item é comentado. As áreas apresentadas em verde ilustram os principais equipamentos ou programas desenvolvidos.

Figura 8 - Diagrama completo da planta de geração distribuída



Fonte: Próprio autor.

Figura 9 - Local de instalação da planta de GD dentro do Laboratório de Eletrônica de Potência.



Fonte: Próprio autor.

3.1 FONTE CC PROGRAMÁVEL

Conforme proposto Item 3, a micro-rede deve utilizar energia solar como fonte de alimentação primária. Logo, para a alimentação do sistema de acumulação e dos inversores híbridos utilizou-se uma fonte CC programável, a qual permite o controle de tensão e corrente por meio de uma interface de comunicação serial RS-232. O Quadro 1 resume as principais características desta fonte e a Figura 10 apresenta a fonte programável utilizada na micro-rede.

Quadro 1 - Principais características da fonte CC programável.

Fonte de alimentação CC programável	
Tensão de operação da rede CA	220V (linha) 50/60Hz, trifásica
Potência de saída máxima	8,75kW
Faixa de operação da tensão de saída (programável)	0 – 70Vcc
Faixa de operação da corrente de saída (programável)	0 – 200Acc
Proteção de sobrecarga	Limita a corrente de saída CC
Interface de programação	Display/teclado no painel e RS-232
Taxa recomendada de programação (taxa de ajuste)	1Hz máximo

Fonte: Dados obtidos do manual impresso do fabricante (Supplier, modelo FCCT 875-7-i45411).

Através do software de gerenciamento desenvolvido neste trabalho, a fonte CC é controlada para fornecer, ao sistema de acumulação, a potência de saída equivalente à de um dia ensolarado, nublado ou muito nublado, seguindo o perfil escolhido através do software de gerenciamento.

Para este trabalho, limitou-se o fornecimento de corrente da fonte CC em 100 Amperes devido ao sensor disponível para ser empregado no barramento CC. Isso limita a potência entregue aos inversores híbridos para algo em torno de 6kW. No entanto, como o limite de potência do sistema trifásico para operação ilhada é de 9kW, e da fonte programável é de 8,75kW, ainda há margem para elevar a potência da etapa CC futuramente, sendo necessária a alteração do sensor de corrente e correção dos ganhos da placa de condicionamento dos sensores, detalhada no item a seguir. O Apêndice A apresenta um exemplo de projeto para um conjunto de painéis fotovoltaicos alimentando o sistema de acumulação.

Figura 10 - Fonte CC programável utilizada na micro-rede.

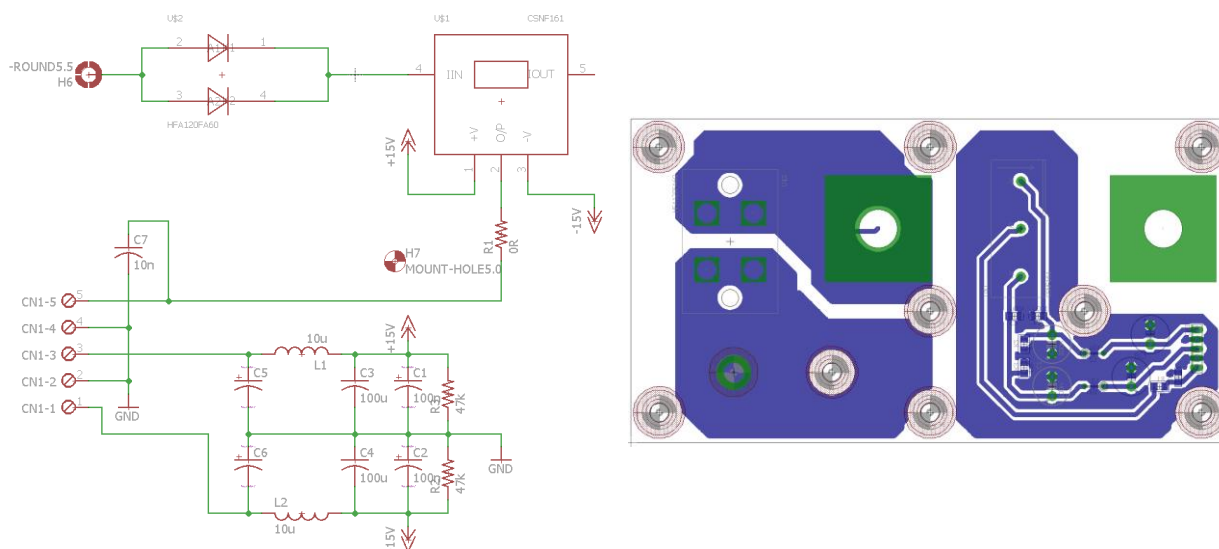


Fonte: Próprio autor

A fonte CC é conectada ao sistema de acumulação através de um diodo série na linha positiva, necessário para evitar que haja fluxo de energia do sistema de acumulação para a fonte CC. Foi utilizado o diodo HFA120FA60, 600V-120A, montado em um dissipador com ventilação forçada, em conjunto com o sensor de corrente CSNF161, que suporta até 100A_{dc}.

Devido à alta corrente CC circulando por esses dois componentes, os mesmos foram montados em uma única placa, visando o menor tamanho possível para redução das perdas por condução. A Figura 11 apresenta o diagrama esquemático e o *layout* da placa com o diodo e o sensor. Observa-se que também foram inclusos filtros na alimentação do sensor de corrente.

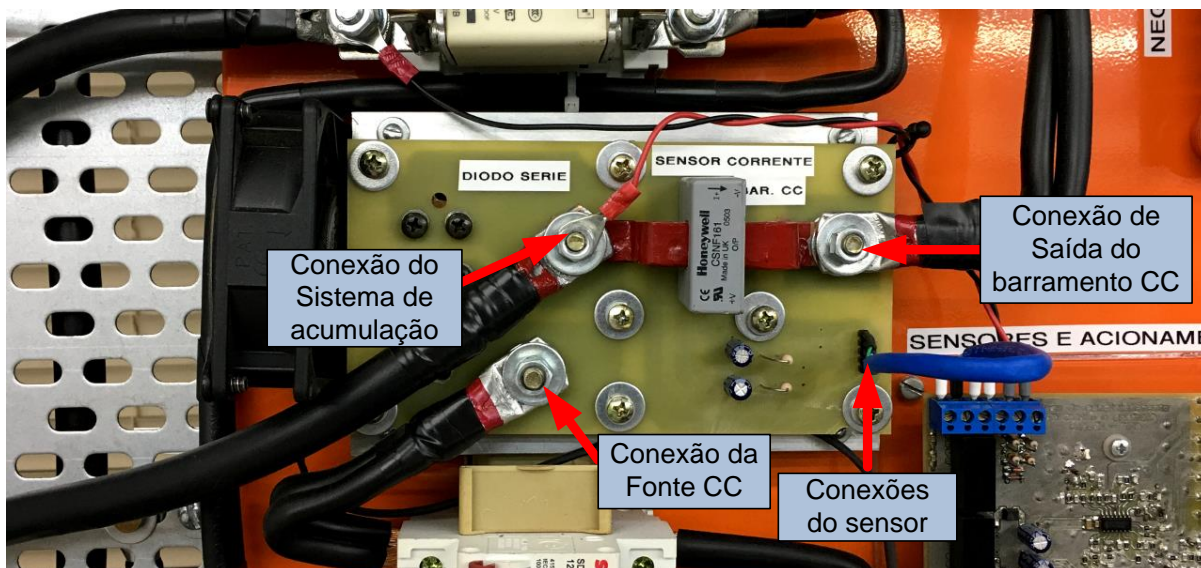
Figura 11 - Diagrama esquemático e layout da placa com diodo série e sensor de corrente do barramento CC.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 12 apresenta a placa montada no quadro da micro-rede.

Figura 12 - Placa de diodo série e sensor de corrente do barramento CC montada.



Fonte: Próprio autor.

3.2 PLACA DE SENSORES E ACIONAMENTOS

O software de gerenciamento necessita monitorar diversas grandezas para o correto funcionamento dos algoritmos de controle. Além disso, é necessária uma

interface para acionamento dos contatores de conexão das diversas etapas da micro-rede. Com base nessas necessidades, foi projetado e montado um circuito com as características apresentadas no Quadro 2.

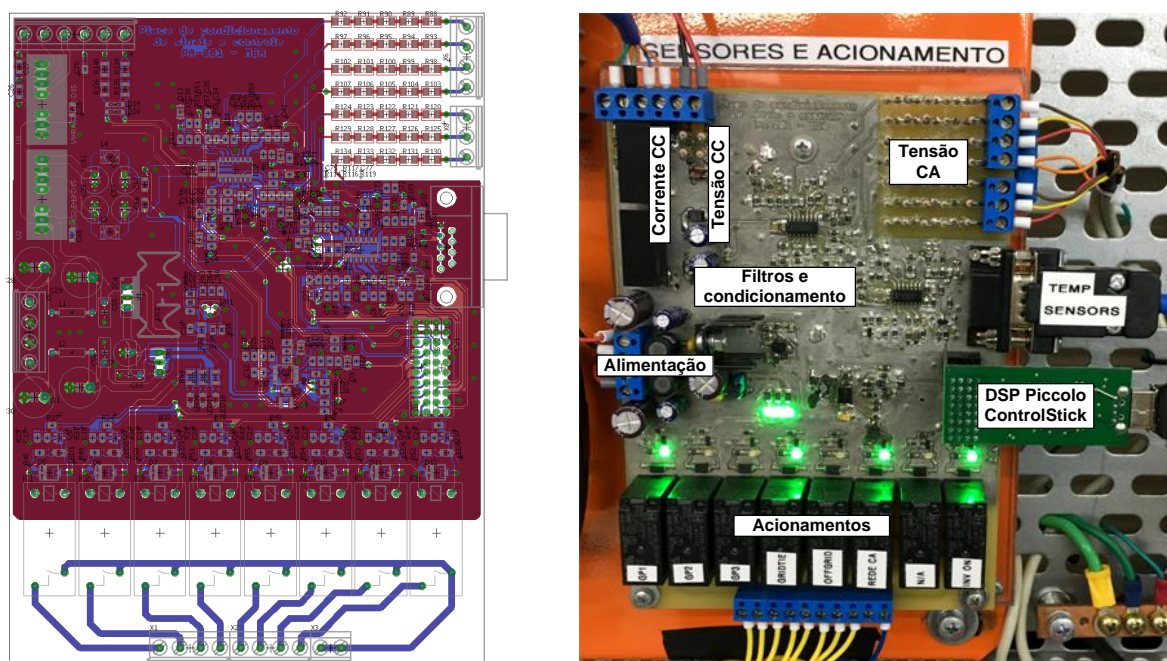
Quadro 2 - Principais características da placa de sensores e acionamentos.

Variáveis monitoradas pela placa de sensores	
Tensão do sistema de acumulação	0 – 100Vcc, filtro analógico com frequência de corte de 1,2Hz, isolado por alta impedância
Corrente do barramento CC	0 – 100Acc, filtro analógico com frequência de corte de 1,2Hz, isolado por sensor de efeito hall
Sensor de temperatura para o sistema de acumulação	0 – 65°C, 3 sensores do tipo NTC, leitura com filtro digital com frequência de corte de 0,2Hz.
Tensão CA para alimentação das cargas locais	0 – 265Vac, sistema trifásico com neutro, filtro analógico com frequência de corte de 1,5kHz, isolada por alta impedância.
Tensão CA no ponto de conexão da micro rede com a concessionária	0 – 265Vac, sistema trifásico com neutro, filtro analógico com frequência de corte de 1,5kHz, isolada por alta impedância.
Acionamentos	
Relé acionados remotamente	8 relés de contato seco até 10A com acionamento independente
Saídas Analógicas	2 saída analógicas de 0V à 10V controladas por PWM
Interface de controle	
DSP	Piccolo Control Stick F28027 – Texas Instruments
Interface de comunicação	RS-232 (9600 baud) com protocolo desenvolvido pelo autor

Fonte: Próprio autor.

A Figura 13 apresenta o *layout* da placa desenhada pelo autor e sistema pronto após execução e montagem.

Figura 13 - Layout da placa de sensores e acionamentos e placa montada.



Fonte: Próprio autor.

3.2.1 Sensor de tensão do sistema de acumulação e condicionamento do sensor de corrente

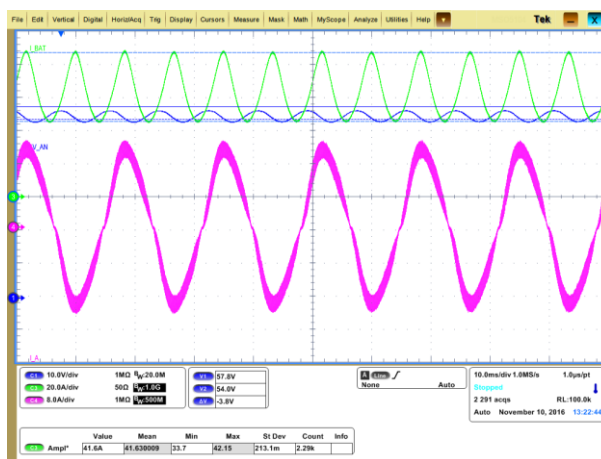
O monitoramento da tensão do sistema de acumulação é feito por um circuito com amplificador operacional (AOP) na configuração diferencial. Este circuito permite que se obtenha na saída uma tensão igual à diferença entre os sinais aplicados nas entradas, multiplicado por um ganho, sendo largamente utilizado na área de instrumentação. Adicionalmente, esta configuração permite que se isole o circuito de monitoramento por resistores de alta impedância, sem afetar a qualidade da medição.

Após o amplificador diferenciador, é aplicado um filtro passa baixa VCVS (*Voltage-Controlled Voltage-Source*) com frequência de corte projetada de 1,2Hz, garantindo que somente o valor médio da componente CC seja visto pelo sistema de controle. Este filtro é aplicado também no sensor de corrente do barramento CC.

A baixa frequência de corte do filtro foi necessária devido a considerável ondulação de tensão e corrente no barramento CC causada pelos inversores híbridos. Devido à estrutura do estágio de entrada destes inversores, a qual não foi objeto de estudo deste trabalho, ocorre uma ondulação de até 40% em relação ao valor médio da corrente de entrada, com o dobro da frequência da rede. A Figura 14

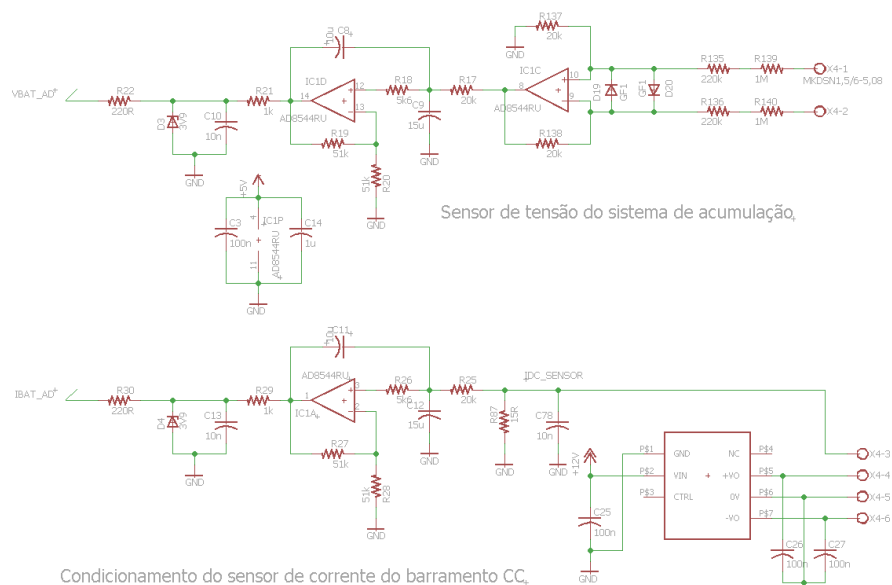
apresenta captura da forma de onda da corrente do barramento CC com um inversor híbrido injetando corrente na rede CA.

Figura 14 - Oscilografia da tensão e corrente do barramento CC com inversores híbridos conectados à rede de distribuição, um inversor injetando 3kW na RDEE. Tensão do barramento CC (Azul), corrente do barramento CC (Verde) e corrente injetada na fase A da rede CA (Rosa).



Fonte: Próprio autor.

Figura 15 - Circuito de condicionamento da tensão e corrente do barramento CC.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 15 apresenta o diagrama esquemático dos circuitos de condicionamento utilizado para monitorar a tensão e corrente do barramento CC.

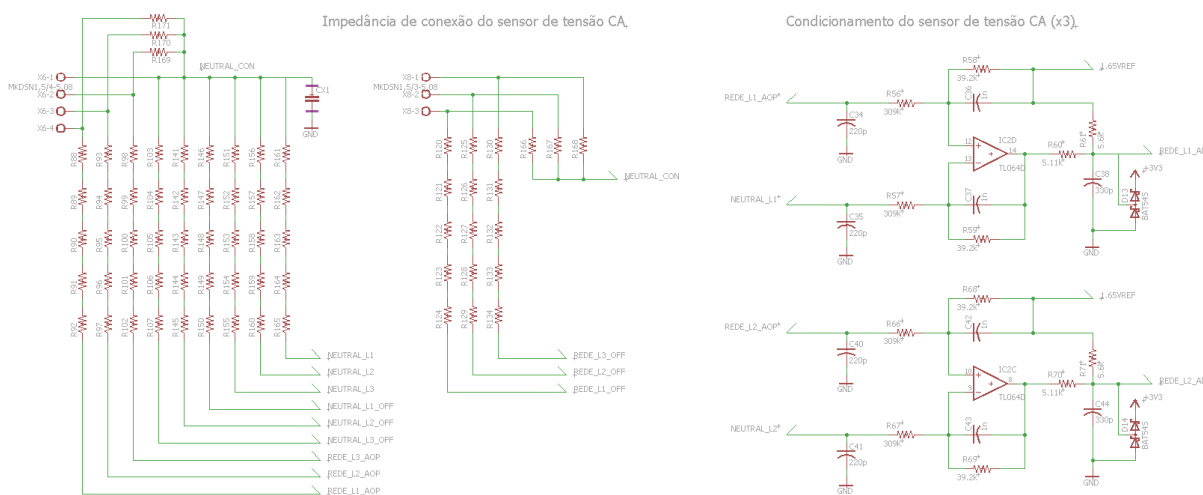
Também é possível observar o conversor CC-CC utilizado para alimentar o sensor de corrente que exige +/-15V para operar. Todos os cálculos dos ganhos dos filtros seguiram a metodologia apresentada em (PERTENCE JÚNIOR, 1988).

3.2.2 Sensor de tensão da rede CA

Análogo ao circuito apresentado para monitoramento da tensão do barramento CC, utilizou-se um circuito AOP diferencial, com isolamento por alta impedância, para monitoramento da tensão do sistema trifásico (PCC e Isolado). Dessa forma, é necessário o monitoramento de seis tensões distintas: tensão das fases L1, L2 e L3 do PCC e tensão das fases L1, L2 e L3 do sistema isolado.

Também foi aplicado um filtro passa baixa com frequência de corte de 1,5kHz, permitindo a adequada monitoração da tensão na frequência fundamental da rede CA. A Figura 16 apresenta o diagrama esquemático do circuito utilizado na placa de sensores.

Figura 16 - Circuito de alta impedância e condicionamento para monitoração da tensão da rede CA isolada e conectada.



Fonte: Próprio autor.

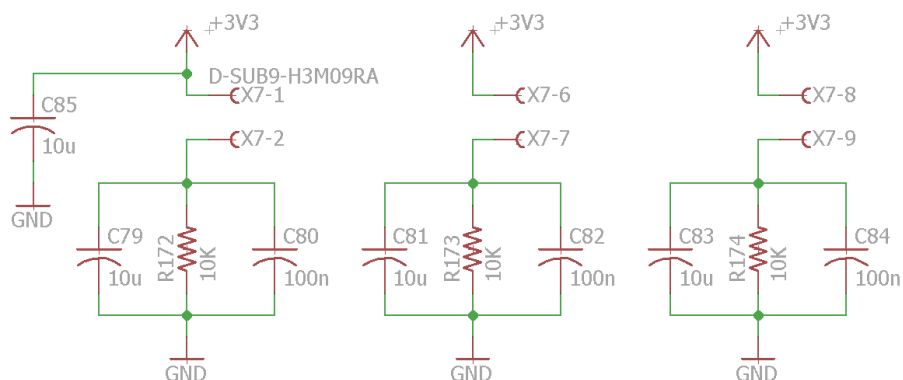
3.2.3 Sensores de temperatura

Além dos circuitos já citados, a placa de sensores contém três sensores de temperatura do tipo NTC destinados ao sistema de acumulação. Isso permite o

monitoramento eficiente das baterias, fornecendo o valor médio da temperatura do banco e possibilita a verificação de desequilíbrio entre as células.

A temperatura média do sistema de acumulação é utilizada pelo programa de gerenciamento para a correção da tensão de carga, seguindo a constante de correção fornecida pelo fabricante. A Figura 17 apresenta o circuito utilizado para os sensores de temperatura (modelo NTCLE100E3103JB0).

Figura 17 - Diagrama esquemático dos sensores de temperatura utilizados.



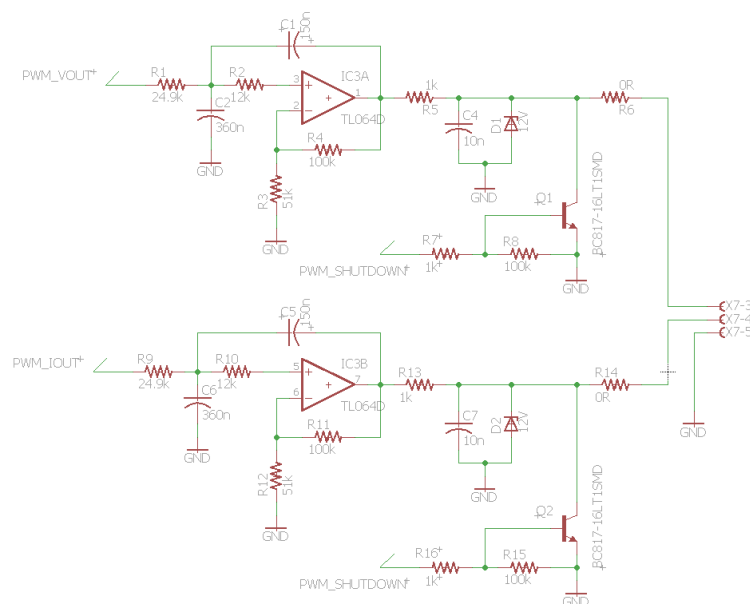
Fonte: Próprio autor.

3.2.4 Saídas analógicas

A placa de sensores conta com duas saídas analógicas acionadas por PWM (*Pulse Width Modulation* – modulação por largura de pulso) provenientes do DSP de controle acoplado à placa. Essas saídas podem ser utilizadas para controle de outros dispositivos da micro-rede, como a própria fonte CC do sistema de carga. No entanto, essas saídas analógicas não foram utilizadas nesse trabalho e estão disponíveis para uso futuro.

A Figura 18 apresenta o diagrama esquemático do conversor digital analógico, elaborado com o uso de AOPs. O circuito opera com frequência de entrada de 40kHz e utiliza um filtro de segunda ordem passa baixa VCVS, com frequência de corte de 40Hz.

Figura 18 - Filtro utilizado para converter o sinal PWM em saída analógica.



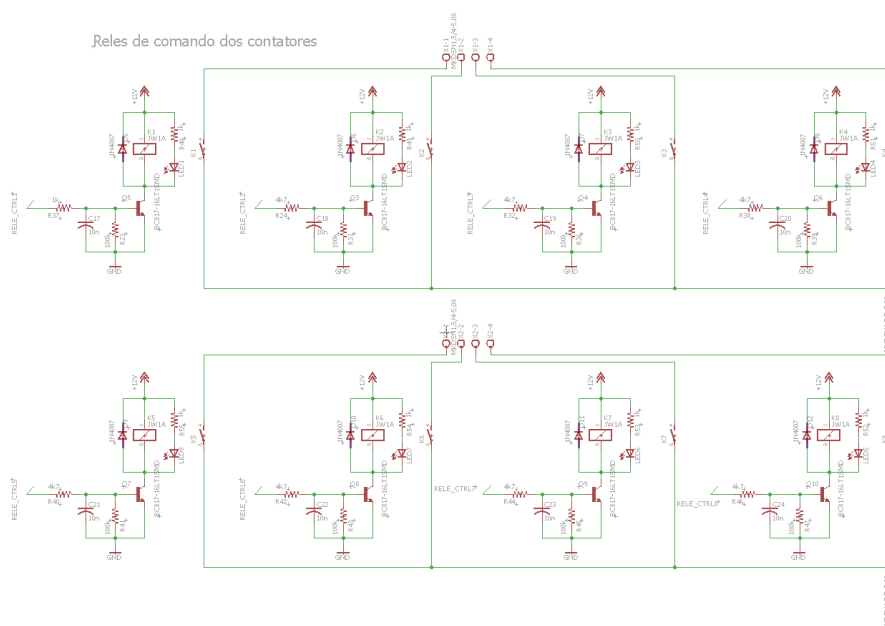
Fonte: Próprio autor.

3.2.5 Circuito de acionamentos

Para controle dos contadores distribuídos pela micro-rede, foram disponibilizados oito relés com capacidade de 10A cada um (Figura 19). Os relés foram distribuídos da seguinte forma:

- Três relés controlam 3 grupos de cargas locais, destinados para desconexão seletiva de carga;
- Um relé controla o contator de conexão dos inversores híbridos;
- Um relé controla o contator de conexão dos inversores conectados;
- Um relé controla o contator de conexão com a RDEE;
- Um relé controla o contator de conexão dos emuladores de painéis fotovoltaicos aos inversores conectados;
- Um relé habilita/desabilita os inversores híbridos para operar no modo ilhado. Esta função permite desligar a rede isolada quando a energia do sistema de carga se esgotar.

Figura 19 - Diagrama esquemático do circuito de acionamento dos relés.



Fonte: Próprio autor.

3.3 INVERSORES HÍBRIDOS PARA OPERAÇÃO ILHADA E CONECTADA

Na ausência da rede de alimentação principal proveniente da concessionária, é necessário um sistema com capacidade de fornecer a referência de tensão com amplitude e frequência iguais ou compatíveis com as características da rede de distribuição (VILLENEUVE, 2004).

Para realizar esta tarefa, foram selecionados três inversores monofásicos, capazes de operar em modo paralelo ou em modo isolado, sincronizados por um sistema de controle proprietário que impõe a defasagem correta entre as tensões de saída, permitindo a obtenção de um sistema trifásico estrela convencional. Conseqüentemente, na ausência da rede de distribuição, o sistema é capaz de extrair a energia das baterias e alimentar as cargas conectadas à micro-rede. O Quadro 3 mostra as principais características do inversor híbrido utilizado.

Como descrito anteriormente, no modo de operação isolada, os valores de tensão e frequência, equivalentes aos da rede elétrica, devem ser garantidos em função das normas nacionais para o sistema de geração de energia. Como exposto no item 2.6, ainda não há normatização para sistemas híbridos no Brasil, porém já há uma proposta de RAC para este tipo de inversor.

Quadro 3 - Principais características do inversor híbrido que compõe a micro-rede.

Operação conectada	
Tensão de operação da rede CA	220Vac / 170,0Vac – 290,0Vac
Frequência de operação da rede CA	60Hz / 54,0Hz – 66,0Hz
Máxima corrente CA	13Aac
Máxima potência CA	3kVA
Operação ilhada	
Tensão de operação da rede CA	220Vac +/-2.5%
Frequência de operação da rede CA	60Hz
Potência nominal de saída	3kVA
Corrente máxima de saída (nominal e pico)	13Aac / 35Aac
Distorção harmônica total da tensão (tip. e máximo)	2% / 5%
Entrada CC	
Tensão de entrada	48Vdc / 42Vdc – 68Vdc
Máxima corrente de entrada	80Adc

Fonte: Dados obtidos do fabricante.

De qualquer forma, o inversor deve respeitar os limites especificados pelo PRODIST – módulo 8 – seção 8.1 da revisão 7 (ANEEL, 2016).

Caso a energia acumulada nas baterias não seja suficiente para alimentar as cargas locais, todo o sistema é desligado. Quando a rede CA é reestabelecida, o programa de gerenciamento da micro-rede realiza a conexão com a RDEE e o sistema volta a operar normalmente.

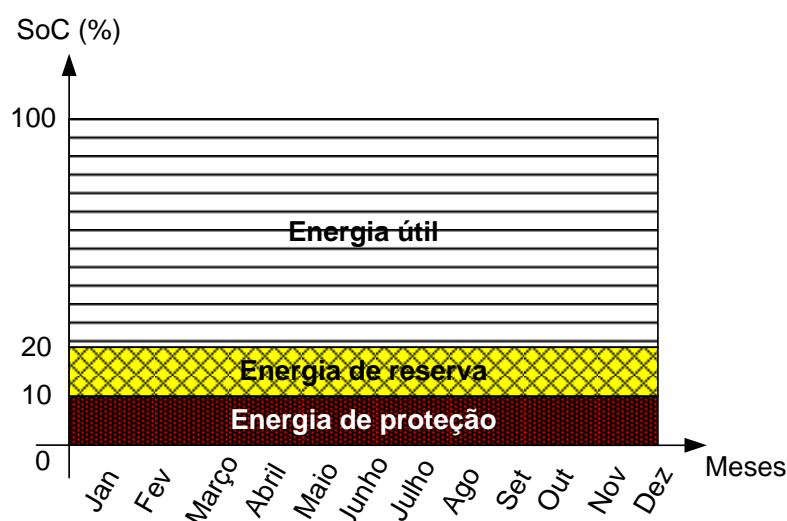
O sistema pode ser configurado para operar com duas políticas distintas com relação ao gerenciamento da bateria. A primeira forma é quando o sistema é configurado para operar em condições de emergência, na falta da RDEE.

Nesse modo, a manutenção da carga da bateria é feita de modo a deixá-la sempre carregada, aguardando uma eventual falha do sistema principal de alimentação. Usualmente, o conjunto de baterias é dimensionado para suprir as necessidades energéticas da planta de GD por dois ou três dias consecutivos, também chamado de autonomia do sistema. Essa condição leva a bateria a sofrer a chamada descarga profunda. Quanto maior a profundidade de descarga e maior a frequência que ela ocorre, maior é a redução da vida útil do sistema acumulador (GTES, 2014).

Dessa forma, podem-se desenvolver políticas de uso da energia do sistema de acumulação, oferecendo opções para uso inteligente dependendo de cada cenário atrelado à micro-rede.

Uma primeira política que pode ser facilmente implementada é a de uso fixo da capacidade do sistema de acumulação (Figura 20). Nessa política, uma determinada porcentagem da capacidade total é utilizada diariamente para injeção de energia na rede CA ou alimentação de cargas locais com o ilhamento intencional. Pode-se deixar uma porcentagem de energia reserva para emergências e um limite inferior não nulo para proteger o sistema de acumulação de descargas profundas.

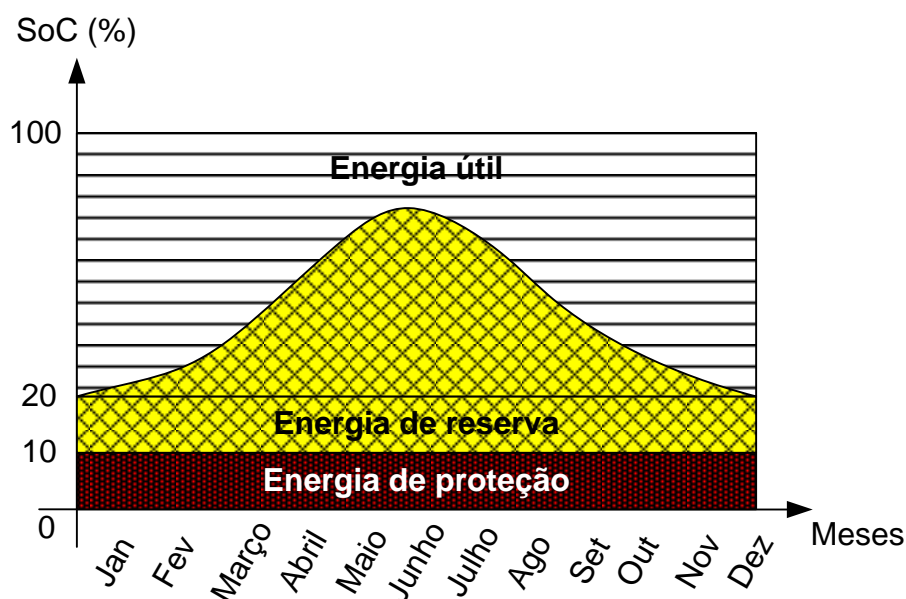
Figura 20 - Faixa de utilização das baterias para sistemas operando como sistemas de emergência.



Fonte: Energia útil em branco, energia de reserva em amarelo e energia de proteção do sistema de acumulação em vermelho. Adaptado do manual de instalação SMA SI30M-44M-60H-80H-en-32.pdf- (2015 p.73).

Outro método de gerenciamento da energia do sistema de acumulação consiste em variar a capacidade da energia útil e da energia reserva ao longo do ano. Devido à relação entre a energia solar disponível com as estações do ano, o período de verão normalmente oferece mais energia em relação ao período de inverno, onde há menor índice de irradiação solar e menor duração do período diurno. Dessa forma, pode-se aumentar a energia de reserva durante o período de inverno, e diminuí-la durante o verão, conforme exemplificado na Figura 21

Figura 21 - Faixa de utilização das baterias para sistemas operando como micro GD para minimização de consumo.



Fonte: Energia útil em branco, energia de reserva em amarelo e energia de proteção do sistema de acumulação em vermelho. Adaptado do manual de instalação SMA SI30M-44M-60H-80H-em-32.pdf – (2015 p. 76).

Para maximizar a vida útil do sistema de acumulação, além da política de uso da parcela de energia útil, também é possível configurar níveis de SoC (*State of Charge*) para desconexão de cargas não prioritárias, por exemplo, máquinas de lavar-roupas, sistemas de iluminação com fins decorativos, setores numa fábrica que não estão em utilização naquele momento, etc. Chamado de desconexão seletiva de cargas, o objetivo é aumentar a autonomia do sistema, postergando tarefas não essenciais. O programa de gerenciamento da micro-rede desenvolvido para este trabalho, permite que estudos sejam conduzidos para a criação de metodologias de gerenciamento inteligente da energia, considerando as cargas locais, disponibilidade de energia solar, horário de uso e época do ano, bem como a previsão do clima a curto prazo.

3.4 SISTEMA DE ACUMULAÇÃO

Para permitir um fornecimento de energia adequado para as cargas locais conectadas ao sistema de micro geração, além dos painéis fotovoltaicos, deve haver um meio de armazenamento de energia. Esse sistema deve permitir a acumulação

da quantidade adequada de energia para a capacidade da micro-rede, apresentar baixas perdas por autoconsumo e permitir a extração de energia com eficiência e vida útil elevada. O sistema de acumulação também permite que a micro-rede opere de forma ilhada com maior segurança, devido à imprevisibilidade das fontes renováveis mais comuns (SERBAN; MARINESCU, 2014).

Existem diversos meios de acumulação de energia atualmente (energia de *Backup*). As tecnologias mais empregadas são as baseadas em baterias eletroquímicas (*Battery Energy Storage System – BESS*). Também merecem destaque outros meios como *flywheels*, capacitores, super-capacitores, hidrogênio e até sistemas de bombeamento de água podem ser considerados acumuladores de energia (KOOHI-KAMALI et al., 2013).

Para compor a micro-rede, optou-se pelo método tradicional de acumulação de energia em baterias eletroquímicas do tipo chumbo-ácido. Existem tecnologias mais atuais, como Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-Hidreto Metálico (NiMH), íons de Lítio (Li-ion), Vanadium Redox (MOHAMED et al., 2009), Zinco-Bromine, entre outras. Porém, as baterias do tipo chumbo-ácido ainda são o meio predominante, com ótimo custo-benefício e tecnologia dominada no mercado (OLAOFE; FOLLY, 2012). Além disso, os inversores híbridos são projetados para serem alimentados com baterias do tipo chumbo-ácido, uma vez que esse tipo de bateria suporta altos níveis de corrente de carga e descarga, como aquela imposta por este inversor (Figura 14).

Conforme apresentado, a proposta inclui um controlador de carga para alimentação do sistema de acumulação. O uso deste controlador é indispensável quando se deseja alta vida útil do conjunto de baterias, aliado com a segurança de operação (INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS-IEEE, 2007; INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA- INMETRO, 2011).

3.4.1 Características dos acumuladores do tipo chumbo-ácido

Baterias do tipo chumbo-ácido dominam o mercado por quase um século. Representam aproximadamente 40% das vendas mundiais devido às diversas áreas de aplicação como automotiva, tracionaria, sistemas de emergência, sistemas de armazenamento, etc. Apresentam elevada eficiência elétrica, com rendimento entre

75% e 80%, associado ao baixo custo de produção frente às tecnologias concorrentes (LINDEN; REDDY, 2004).

Baterias para aplicação automotiva, também chamadas de SLI (do inglês *starting, lighting, ignition*), podem fornecer valores elevados de corrente em curto espaço de tempo. Sua fabricação é feita de forma que a resistência interna seja a mínima possível (MOURA, 2016a). Não é recomendada para aplicações fotovoltaicas pela baixa tolerância aos regimes de ciclagem deste tipo de aplicação, ou seja, apresentará baixa vida útil.

Para aplicações tracionárias, como uso em carrinhos de golfe e empilhadeiras, as baterias são projetadas para ciclos diários com descargas profundas, porém com taxas de descarga moderada para lenta (acima de C20). Apresentam custo elevado de fabricação devido à reforçada construção exigida para esta aplicação, sendo necessária alta resistência à vibração e temperaturas elevadas de operação (MOURA, 2016b).

Baterias utilizadas para sistemas de emergência operam esporadicamente, no caso de falha de alimentação do equipamento. São utilizadas em *nobreaks* e em sistemas de iluminação de emergência. Esse tipo de bateria permanece a maior parte do tempo recebendo a carga de flutuação, situação na qual o carregador aplica uma determinada tensão somente para compensar as perdas por autoconsumo. Esta tecnologia suporta descargas profundas com menor frequência.

Já as baterias do tipo chumbo-ácido estacionárias, integram as exigências de descargas diárias e descargas profundas esporádicas. Utilizam tecnologia de construção como a OPzS (do alemão *Ortsfest Panzerplatte Spezial* – Placa de Armadura Especial) sendo caracterizadas como baterias do tipo FLA (do inglês *Flooded Lead Acid*). Esta tecnologia apresenta alta tolerância ao número de ciclos de carga e descarga, e conseqüentemente, elevada vida útil para aplicações em micro-rede com sistemas fotovoltaicos. Tipicamente, baterias estacionárias suportam entre 1000 e 2000 ciclos de carga e descarga antes de esgotarem sua vida útil (MOURA, 2016c).

3.4.2 Dimensionamento do sistema acumulador

Existem diferentes métodos para o dimensionamento do conjunto de baterias para aplicações com fontes renováveis (OLAOFE; FOLLY, 2012). A metodologia

utilizada segue as recomendações do fabricante do inversor híbrido. Consiste em calcular a capacidade da bateria para duas condições, sendo a primeira para quando o sistema opera como energia de reserva, e a segunda, quando há ciclos de carga/descarga diárias. Além disso, deve-se considerar a temperatura de operação e o fator de envelhecimento, dados estes fornecidos pelo fabricante do sistema de acumulação.

Nas aplicações fotovoltaicas, as duas condições expostas acima são relativamente comuns de ocorrerem. Logo, deve-se calcular a capacidade da bateria para ambas as condições e considerar aquela que resultar na maior capacidade.

Como o sistema de acumulação foi adquirido com recursos do laboratório, faz-se a metodologia inversa, conhecendo a capacidade do banco de baterias, pode-se calcular a autonomia do mesmo para um determinado consumo de energia.

Sistema de acumulação implementado:

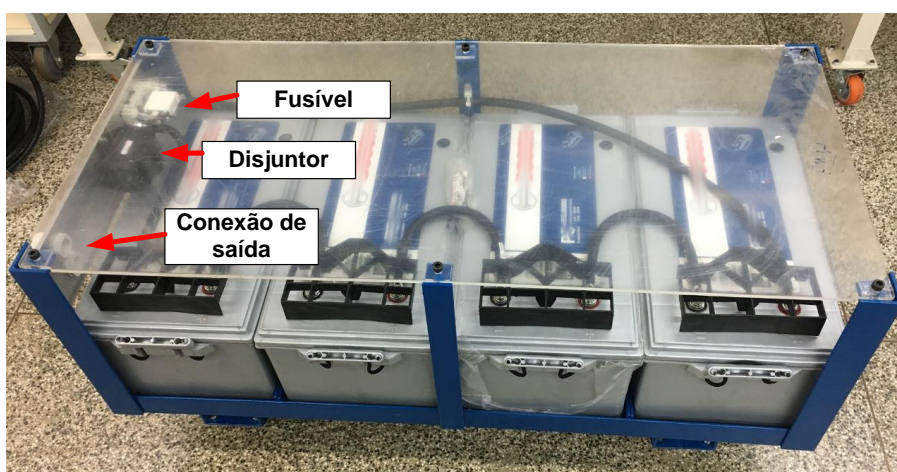
Para atender o nível de tensão exigido pelos inversores híbridos e tendo em mente os recursos disponíveis para a aquisição do banco de baterias, foi montado um banco de quatro baterias estacionárias de 12Vcc 165Ah (C10) em série, formando o barramento CC de 48Vcc. Além disso, foi projetado e montado pelo laboratório um suporte móvel para o banco de baterias, facilitando a movimentação do mesmo. Neste suporte foi inserido um fusível de 125A da série NH00 e um disjuntor de mesma capacidade. O Quadro 4 resume as principais características do sistema de acumulação e a Figura 22 permite a visualização do sistema de acumulação finalizado.

Quadro 4 - Características do sistema de acumulação.

Principais características do Sistema de acumulação	
Tensão nominal	48V
Capacidade	165Ah (C10), 200Ah (C100)
Tensão de equalização	60,8Vcc – 63,2Vcc
Tensão de carga	57,6Vcc – 59,2Vcc
Tensão de flutuação	53,2Vcc – 55,2Vcc
Corrente máxima de carga recomendada	33Acc
Fator de correção da tensão de carga em função da temperatura, a partir de 25°C	-133mVcc/°C
Tensão final de descarga	42Vcc

Fonte: Próprio autor.

Figura 22 - Sistema de acumulação – Baterias estacionárias 12Vcc – 165Ah (x4).



Fonte: Próprio autor.

Cálculo para sistemas de emergência (operação isolada):

Considerando que a micro-rede utilizará a energia das baterias somente quando operar de modo ilhado, o método consiste em obter o consumo médio em Wh/dia das cargas locais, definir o tempo de autonomia em dias desejada do sistema, e a profundidade de descarga que será permitida para o conjunto de baterias. A equação (28) mostra a expressão que resulta na capacidade em Ah do conjunto, dados os parâmetros acima mencionados.

$$Autonomia (Dias) = \frac{Capac(Ah)_{ilha} * Tensão das baterias (V) * Prof. de descarga(\%)}{Consumo total \left(\frac{Wh}{dia}\right)} \quad (28)$$

- Capacidade (Ah)_{ilha}: Define capacidade em Ah que o conjunto de baterias deve possuir para operação no modo ilhado.
- Consumo total (Wh/dia): É a quantidade de energia que a bateria irá fornecer por dia. Deve ser estimado com base nos equipamentos ligados ao sistema de GD.
- Autonomia (Dias): Tempo desejado de autonomia para o conjunto de baterias. Usualmente entre 2 e 3 dias.
- Tensão do banco de baterias (V): Tensão determinada para o conjunto de baterias. Determinado pelos equipamentos que serão conectados ao sistema de acumulação. Para este projeto, a tensão do conjunto deverá ser de 48V.
- Profundidade de descarga (%): Profundidade de descarga do conjunto de baterias no final da autonomia. Valores usuais estão em torno de 60%-80%.

Para os dados do sistema de acumulação, pôde-se estimar a autonomia do mesmo em função do consumo total (Wh/dia). Utilizando a equação (28), para uma carga de 650Wh/dia, a autonomia será de 0,406 dias, ou em torno de 10 horas (taxa C10 e profundidade de descarga de 80%).

Cálculo para sistemas de minimização de auto consumo (descarga diária):

O segundo caso, onde haverá ciclos diários de carga/descarga, utiliza uma equação semelhante à equação (28), porém não considera a autonomia do sistema, como mostrado na equação (29).

$$\text{Cons. total} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{dia}} \right) = \text{Capac}(\text{Ah})_{\text{con}} * \text{Tensão das baterias (V)} * \text{Prof. de descarga dia}(\%) \quad (29)$$

- Profundidade de descarga por dia (%): Profundidade de descarga do conjunto de baterias no final de cada dia (ciclo diário). Valores usuais estão em torno de 15% e 20%.

Para a estimativa do consumo médio de energia por dia, adotou-se o valor de 4,2kWh/dia para o cálculo da capacidade necessária. Como a planta de GD irá operar em um ambiente experimental no laboratório, com diversas cargas variáveis para verificação do desempenho do sistema, apenas um valor médio foi escolhido.

Utilizando a equação (29), obtém-se o máximo consumo do sistema de acumulação permitido. Adotando a profundidade de descarga diária de 20%, pode-se retirar cerca de 1536Wh/dia do sistema de acumulação.

3.5 INVERSOR DESENVOLVIDO PARA OPERAÇÃO CONECTADA

Para operação conectada à rede CA, também chamada de operação no modo paralelo (VILLENEUVE, 2004) (quando há referência externa de tensão e frequência), foi utilizado um modelo de inversor disponível no laboratório para o qual foi desenvolvido de forma completa o *firmware* de controle. O inversor utiliza dois estágios de processamento de potência, sendo a etapa CC-CC um *Boost ZVT* (BEN-YAAKOV et al., 1994), e o estágio CC-CA uma ponte *VSI H6* (YU et al., 2011a). Este modelo apresenta potência nominal de saída de 4,6kW / 5kVA para rede monofásica de 220V – 60Hz, ou até 13,8kW ou 15kVA na configuração trifásica.

O *firmware* de controle do inversor está plenamente desenvolvido para atender às normas de conexão com a rede de distribuição, exigidas pelos órgãos regulamentadores nacionais ABNT NBR 16149, NBR 16150 e NBR IEC 62116 (ABNT, 2012b, 2013a, 2013b).

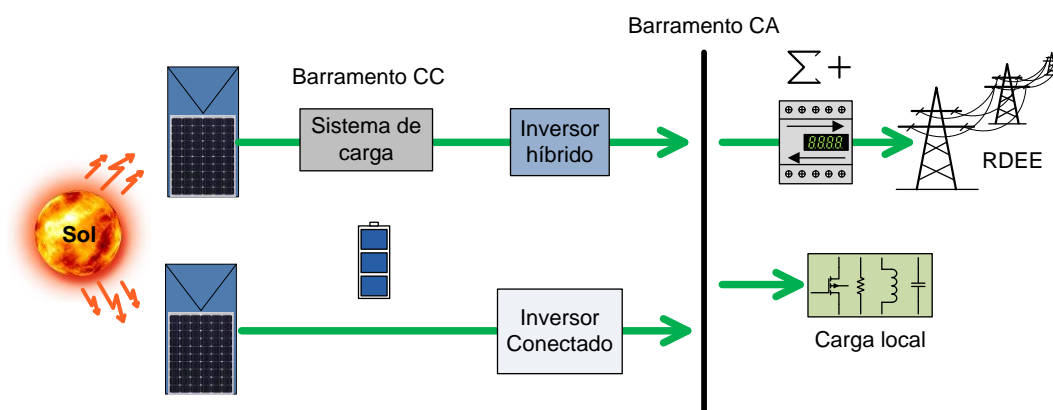
O inversor tem a capacidade de operação conectada à rede, algoritmo de extração da máxima potência do PF (SPMP), detecção de ilhamento, injeção de potência ativa e possibilidade de injeção de potência reativa, interface de comunicação USB e contabilização da energia gerada, armazenada em memória não volátil. O domínio do *firmware* deste inversor fornece total liberdade para as modificações necessárias e desenvolvimento do controle da micro-rede. Maiores detalhes sobre o trabalho desenvolvido com este inversor serão apresentados no item 4.4.

3.6 ESTUDO QUALITATIVO DO FLUXO DE POTÊNCIA

Considerando somente o fluxo de potência ativa, existem diversas situações distintas de operação. A seguir, serão ilustradas as principais condições que podem ocorrer no sistema de GD.

- a) Condição com bateria totalmente carregada e energia solar disponível maior do que a demanda local. Nesta condição, demonstrada na Figura 23, o sistema de GD envia a energia excedente para a RDEE, gerando saldo positivo no consumo de energia. As cargas locais são plenamente atendidas pelo sistema de GD, garantindo qualidade de energia e confiabilidade do sistema. Esta é a situação ótima de operação, onde a máxima energia está disponível com o sistema de acumulação totalmente carregado;

Figura 23 - Fluxo de potência com bateria carregada e energia solar disponível maior do que a demanda local.

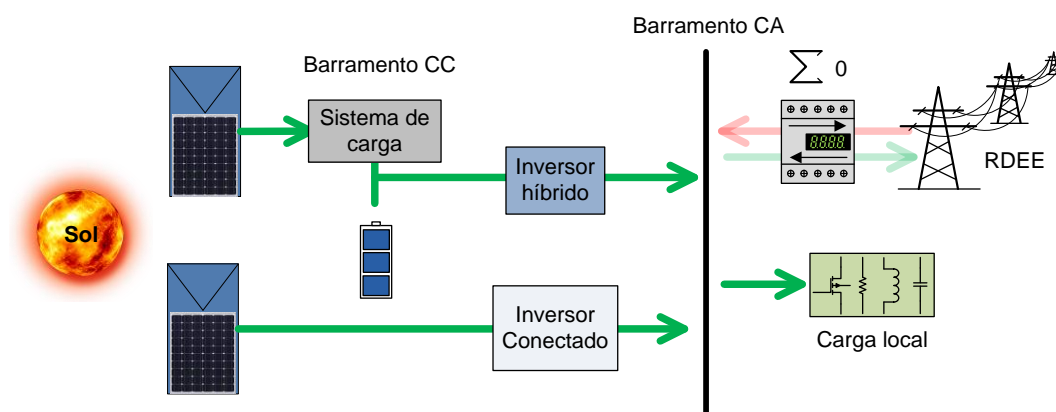


Fonte: Próprio autor.

- b) Condição com bateria carregada e carga local maior do que a energia solar disponível. Nesta condição, o sistema pode tentar minimizar a energia consumida da RDEE, utilizando a energia do sistema de acumulação. Quando o sistema da GD é adequadamente projetado, pode-se neutralizar o consumo da RDEE enquanto houver energia suficiente no conjunto de baterias. Considera-se o projeto da planta GD adequado, quando esta consegue fornecer toda a energia demandada pela carga, pois caso haja

falha na rede de distribuição, a micro-rede conseguirá manter a estabilidade no fornecimento de energia para as cargas locais;

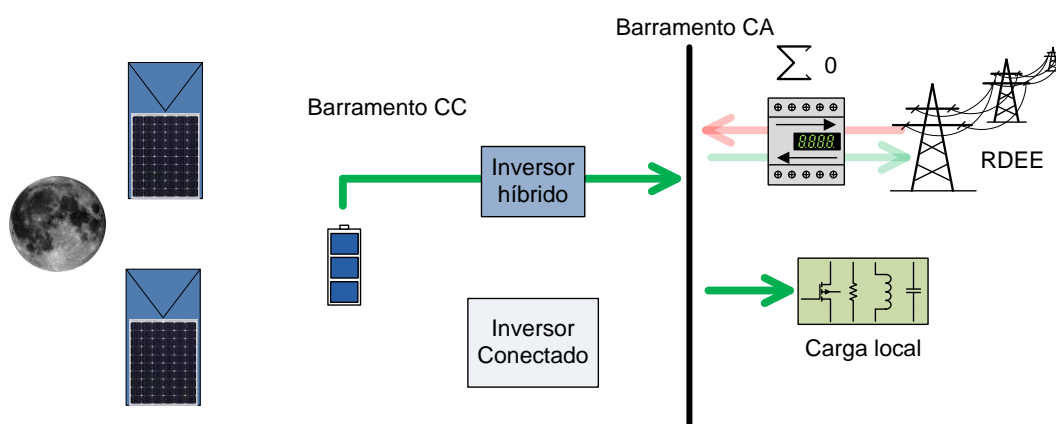
Figura 24 - Fluxo de potência com bateria carregada e energia solar disponível menor do que a demanda local, com minimização de consumo da RDEE.



Fonte: Próprio autor.

c) Quando não há energia solar suficiente e o sistema está configurado para ciclos diários. Na ausência de energia solar (por exemplo, à noite), o sistema de GD utiliza a energia das baterias para minimizar o consumo da RDEE enquanto houver energia suficiente no sistema de acumulação;

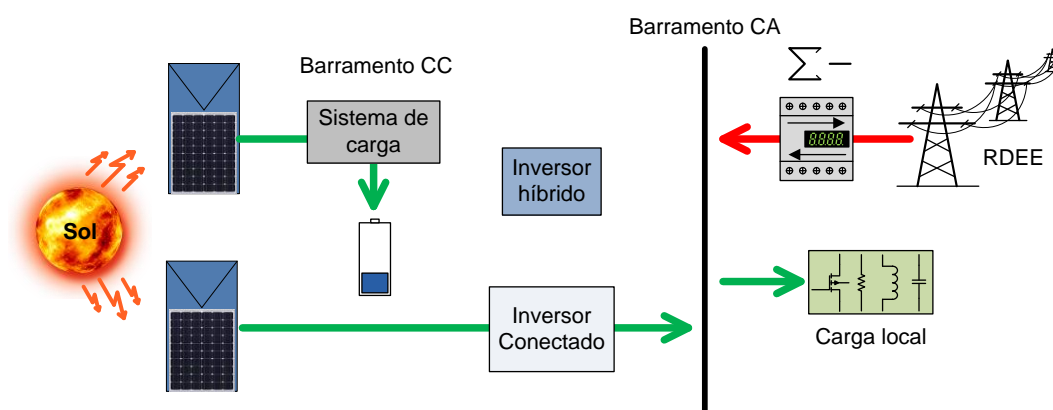
Figura 25 - Fluxo de potência com bateria carregada, sem energia solar e minimização de consumo da RDEE.



Fonte: Próprio autor.

d) Com o sistema de acumulação descarregado e carga local maior do que a energia solar disponível. Esse caso típico geralmente acontece no início do dia, quando a irradiação solar já é suficiente para energizar o sistema. A bateria foi descarregada durante a noite e a prioridade é recompor a carga do sistema de acumulação. Ainda assim, têm-se os inversores conectados ao barramento CA, que auxiliam a geração de energia para diminuir o consumo da RDEE;

Figura 26 - Fluxo de potência com bateria descarregada, e energia solar disponível.



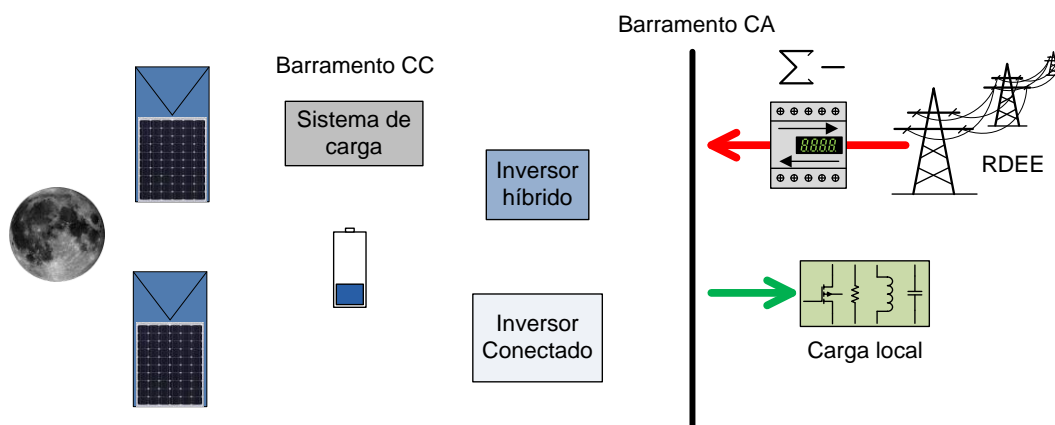
Fonte: Próprio autor.

e) Quando a energia do sistema de acumulação é esgotada e não há energia solar. Neste caso, o sistema de GD é interrompido até haver energia suficiente novamente. Toda a energia necessária para as cargas locais é provida pela RDEE. Há a opção de deixar uma quantidade de carga no sistema de acumulação para o caso da rede de distribuição falhar, e a micro-rede operar no modo ilhado com energia de reserva. Também existe a opção da própria RDEE ser utilizada para recarregar o sistema de acumulação através do inversor híbrido bidirecional.

Como os equipamentos utilizados são flexíveis com relação ao controle de energia, podem ser realizados estudos estatísticos com diversas políticas sobre o controle do fluxo de energia dentro da GD. Uma das políticas que devem ser implementadas em trabalhos futuros será a que considera a previsão do tempo para

o local de instalação da GD, e dessa forma, buscar o gerenciamento mais eficiente do processo de carga e descarga do sistema de acumulação.

Figura 27 - Sistema de acumulação esgotado e sem energia solar.



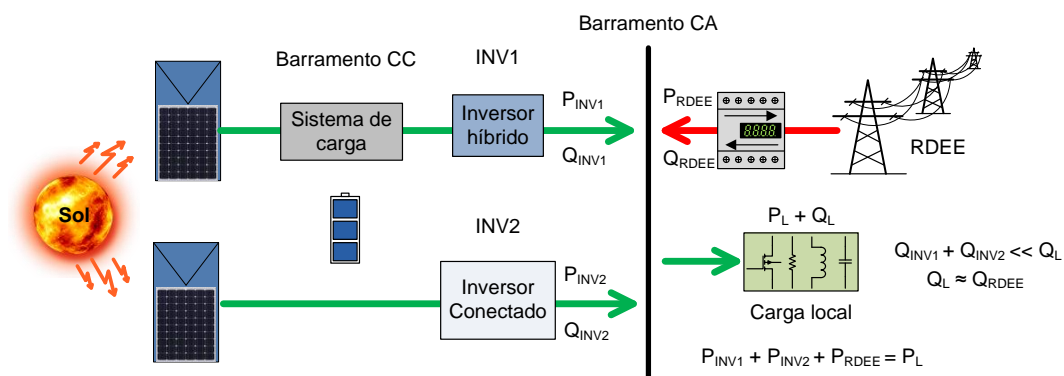
Fonte: Próprio autor.

3.7 CONSIDERAÇÕES SOBRE O FLUXO DE ENERGIA REATIVA

Uma das preocupações com os atuais sistemas de geração distribuída reside no fato de serem projetados para injeção de energia na RDEE com fator de potência em torno da unidade. Muitos conversores comercialmente disponíveis permitem a programação do fator de potência, tipicamente entre 0,9 capacitivo e 0,9 indutivo. Inversores de maior potência podem permitir até 0,8 indutivo ou capacitivo. No entanto, esse valor geralmente é fixo, ou como a norma brasileira ABNT NBR 16149 exige, pode variar de acordo com a tensão da rede de distribuição e com a potência de trabalho do inversor em função da nominal (ABNT, 2013a).

A Figura 28 demonstra um caso onde a carga local demanda potência ativa P_L e reativa Q_L . Os inversores conectados ao barramento CA, chamados INV1 e INV2, a princípio configurados com fator de potência unitário, não geram a energia reativa Q_L necessária para a carga local (Q_{INV1} e $Q_{INV2} \approx 0VAR$), fornecendo somente o ativo ($P_{INV1} + P_{INV2} \gg P_L$). Dessa forma, toda a energia reativa necessária para a carga local é provida pela concessionária ($Q_{RDEE} \approx Q_L$), o que pode deslocar o fator de potência para níveis inferiores ao regulamentado para unidades consumidoras da RDEE (ANEEL, 2016).

Figura 28 - Fluxo de energia reativa na GD sem compensação.

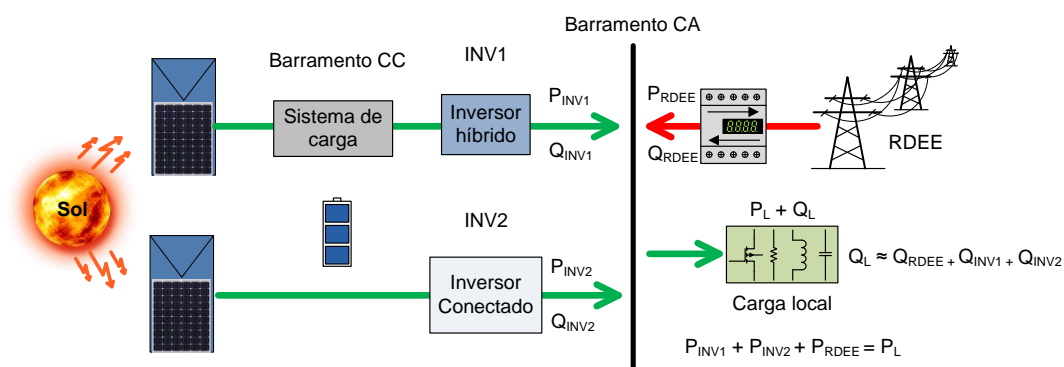


Fonte: Próprio autor.

Um dos objetivos deste trabalho é o controle dinâmico do fluxo de potência reativa dentro da micro-rede GD para compensação da mesma. O controle é feito de forma automatizada pelos inversores, ou pelo programa de gerenciamento, através dos dados obtidos pelo medidor de energia no PCC. Também deve ser considerada a possibilidade da micro-rede receber solicitações da concessionária sobre a necessidade de energia reativa, considerando um futuro onde as *smartgrids* e os *smartmeters* estarão popularizados (BLAABJERG; GUERRERO, 2011; EEBUS, 2013; YU et al., 2011c).

Com a compensação de reativos, os inversores da planta de GD passam a fornecer parte da energia reativa Q_L da carga, melhorando o fator de potência no PCC e adequando a unidade consumidora às normas estabelecidas pelos órgãos competentes. Também há o alívio do sistema de distribuição com a melhora na qualidade de energia distribuída.

Figura 29 - Fluxo de energia reativa dentro da GD com compensação.



Fonte: Próprio autor.

3.8 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste item foram descritos os principais componentes da micro-rede e dimensionamento dos sensores e fontes de energia. O dimensionamento dos componentes de potência da micro-rede levam em consideração as limitações dos equipamentos e sensores disponíveis no laboratório para este projeto.

A partir das equações (28) e (29) é possível calcular as características do banco de baterias, como tempo de autonomia, extração máxima de energia para ciclos diários ou ciclos de emergência. Apesar do sistema de acumulação adquirido para este trabalho apresentar baixa autonomia, ou seja, possui baixa capacidade para a potência dos inversores híbridos instalados, foi possível verificar as características operacionais de todo o conjunto e permitiu o desenvolvimento do programa de controle.

4 SISTEMAS DESENVOLVIDOS E RESULTADOS

Observando a proposta de implementação da Figura 8, foram desenvolvidos os itens destacados pela área verde, que incluem:

- *Firmware* de controle do inversor de 4,6kW para operação conectada ao barramento CA, compatível com as normas nacionais para inversores conectados e com capacidade de injeção de potência ativa e reativa;
- Programa de monitoramento do fluxo de energia da micro-rede com dados de energia ativa, reativa e aparente, medições de tensão e corrente, assim como seu conteúdo harmônico e contabilização da energia gerada à longo prazo;
- Programa de gerenciamento da micro-rede executado a partir de um microcomputador convencional;
- Circuito de acionamento e sensores para controle físico da micro-rede, apresentado no item 3.2;
- *Firmware* de controle do DSP da placa de sensores e acionamentos;
- Interface de comunicação entre o programa de gerenciamento e o medidor de energia utilizado no PCC.

4.1 PROGRAMA DE GERENCIAMENTO DA MICRO-REDE

O programa de gerenciamento da micro-rede foi desenvolvido completamente na linguagem C# (SHARP, 2011) pelo autor. Orientada a objetos e para componentes, essa linguagem herda grande parte dos recursos do C e C++, além de facilitar a criação de aplicativos utilizando o Microsoft .NET Framework. A linguagem C# é altamente ligada ao sistema operacional (SO) facilitando o acesso aos recursos de *hardware* com rapidez e eficiência, além de utilizar muitas funções nativas do SO.

Para o controle da micro-rede, o programa de gerenciamento deve desempenhar as seguintes funções:

- Controlar o sistema de carga do BESS, simulando um sistema fotovoltaico em conjunto com um controlador de carga;
 - Monitorar as características elétricas da micro-rede como o barramento CC, tensão CA do sistema operando no modo ilhado e tensão CA do PCC;
-

-
- Realizar a desconexão seletiva das cargas locais no modo ilhado visando prolongar o tempo de operação de cargas consideradas críticas;
 - Monitorar os dados dos inversores que operam no modo conectado, podendo controlar a potência ativa e reativa injetada pelos mesmos no PCC;
 - Monitorar o medidor de energia presente no PCC através de uma interface Modbus/TCP;
 - Se comunicar com um banco de dados SQL em um servidor para armazenar dados relativos de configuração.

4.1.1 Interface principal

Inerente da programação orientada a objetos, a separação dos problemas em partes definidas, auxilia na modularização do código e facilita a resolução de problemas, uma vez que quebra o todo em partes menores de maneira mais natural. Com essa filosofia em mente, o programa foi dividido em nove classes principais, e diversas classes auxiliares. As principais são compostas por:

- Classe Main: podendo ser chamada de classe mãe do programa, essa classe é responsável pela criação e execução das subclasses principais. A classe Main possui comunicação direta com a interface do usuário, e é responsável por gerar as bases de tempo para as principais tarefas do programa.
 - Classe LogManager: responsável por manter e arquivar o registro de atividades ocorridas durante a execução do programa.
 - Classe SensorsManager: responsável pela comunicação com a placa de sensores e acionamentos.
 - Classe ChargerManager: responsável pela comunicação e execução do controle da fonte CC para a execução dos métodos de carga do sistema de acumulação.
 - Classe SQLManager: responsável pela comunicação com o banco de dados SQL instalado em um servidor remoto. Essa classe também implementa um banco de dados local para manter os dados recuperados do banco.
 - Classe GridTieManager: responsável pela comunicação e controle dos inversores conectados à rede CA.
-

- Classe USBManager: implementa a interface HID (*Human Interface Device*) necessária para a comunicação USB com os inversores conectados.

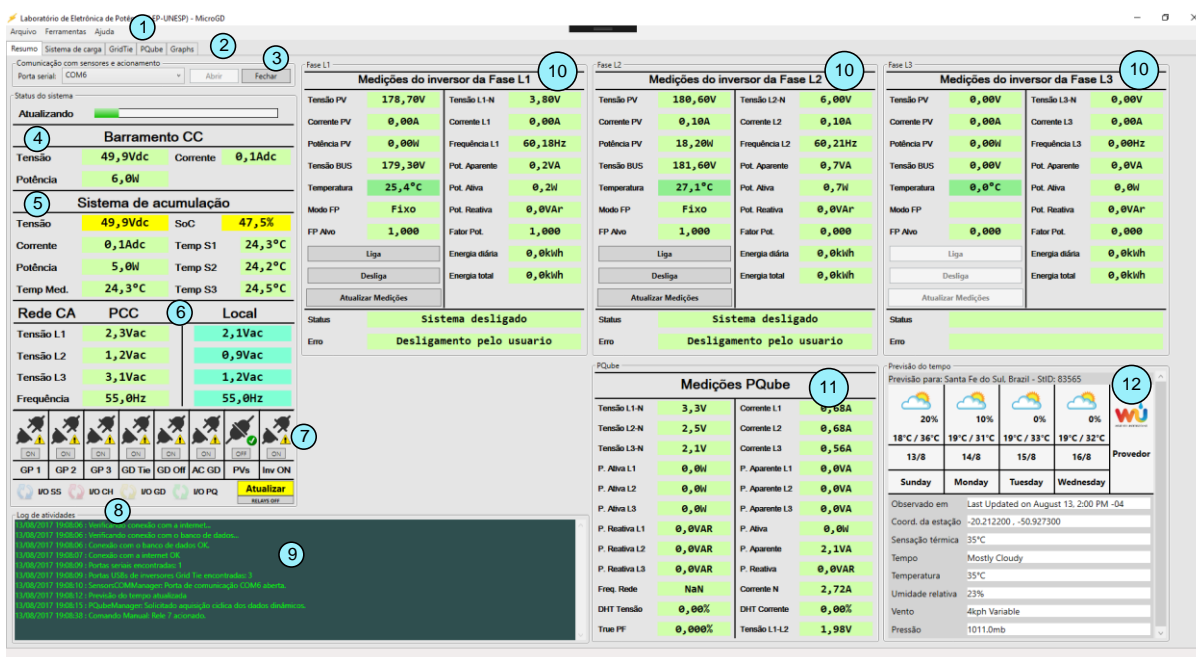
- Classe PQubeManager: responsável pela comunicação MODBUS com o medidor de energia instalado no PCC.

- Classe WeatherManager: responsável pela API (*Application Programming Interface*) para obter a previsão do tempo de um servidor *online*.

Finalmente, a interface com a micro-rede foi dividida em quatro partes separadas: resumo dos dados monitorados da micro-rede, sistema de carga das baterias, controle dos inversores conectados e medidor de energia do PCC.

A Figura 30 apresenta a tela inicial do programa desenvolvido.

Figura 30 - Captura de tela da página principal do programa de gerenciamento



Fonte: Próprio autor.

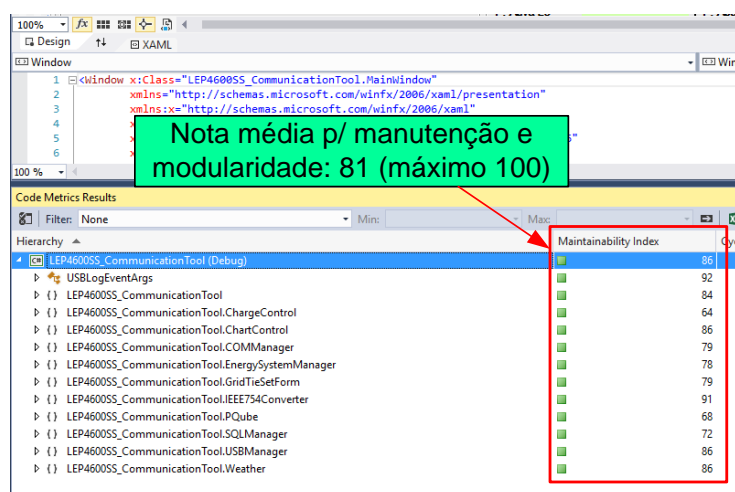
Na interface principal da Figura 30 é possível observar resumidamente todos os principais dados da micro-rede:

- (1) Menu de acesso a configurações adicionais;
- (2) Abas de controle para tela de resumo, sistema de carga, inversores conectados, medidor de energia e gráficos das variáveis de interesse;
- (3) Controle de comunicação com a placa de sensores e acionamentos;
- (4) Informações de tensão, corrente e potência extraída do barramento CC pelos inversores híbridos;

- (5) Informações referentes ao sistema de acumulação incluindo tensão, corrente e potência do conjunto de baterias, valor de temperatura dos três pontos monitorados do sistema de acumulação e valor médio da temperatura;
- (6) Tensão eficaz e frequência no PCC e na rede isolada medidas pela placa de sensores;
- (7) Informações sobre o estado dos contadores da micro-rede e acionamento manual dos mesmos;
- (8) Ícones de estado da comunicação com a placa de sensores, sistema de carga, inversores conectados e monitor de energia;
- (9) Log de eventos ocorridos nas principais atividades da micro-rede;
- (10) Informações recebidas dos três inversores conectados operando com o *firmware* desenvolvido neste trabalho;
- (11) Informações recebidas do medidor de energia instalado no PCC;
- (12) Informações de previsão do tempo recebida pela API.

A Figura 31 apresenta uma análise da codificação do programa em sua forma final pela IDE (*Integrated Development Environment*). Essa análise indica o nível de dificuldade para manutenção e compreensão do código implementado. Notas a partir de 20 já são consideradas boas. O programa desenvolvido atingiu 81 pontos de 100, mostrando a boa codificação e que a escolha da estrutura das classes foi adequada.

Figura 31 - Análise da codificação realizada pelo IDE. Manutenção e modularidade: nota 81 de 100.



Fonte: Próprio autor.

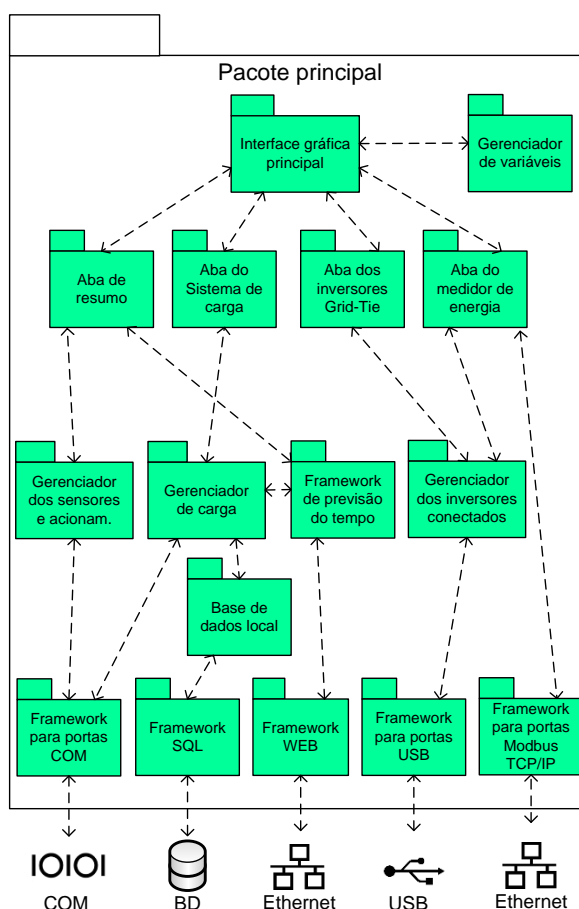
4.1.2 Diagramas de pacotes

Para melhor compreensão da estrutura do programa de gerenciamento, serão utilizados diagramas de pacotes definidos pela UML (*Unified Modeling Language*).

O diagrama de pacotes é uma ferramenta de uso geral que permite a visualização do programa dividido em grupos, além de indicar o relacionamento entre eles. Com isso, é possível uma rápida compreensão de como o programa está estruturado e quais módulos apresentam comunicação um com o outro.

A Figura 32 apresenta o diagrama de pacotes com a visão geral do programa de gerenciamento. É possível observar os diversos *frameworks* (ou bibliotecas de funções) que tiveram de ser implementados e/ou configurados para todos os tipos de comunicações utilizados.

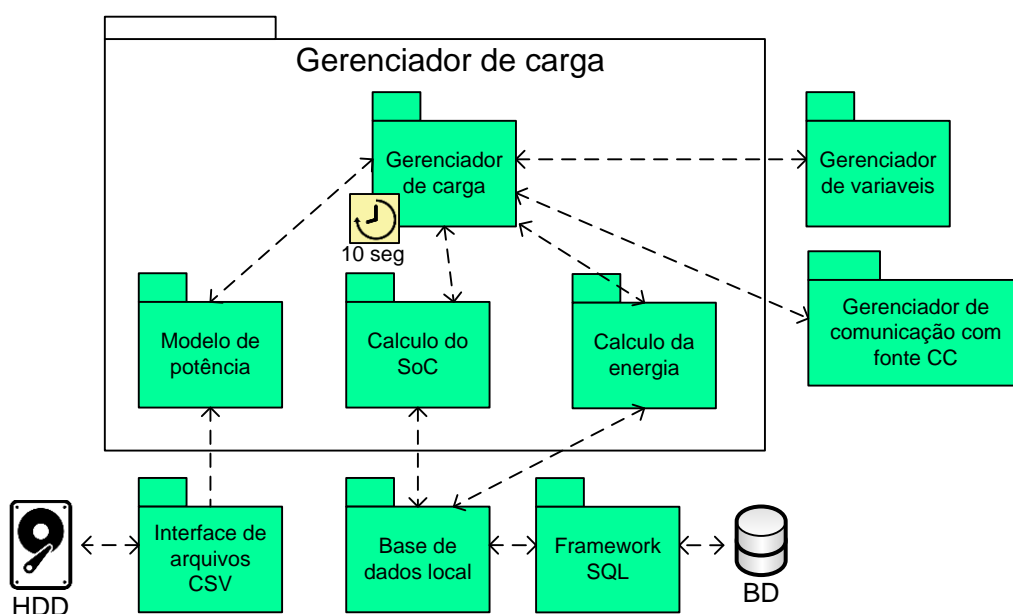
Figura 32 - Diagrama de pacotes do programa de gerenciamento: Visão geral do sistema.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 33 apresenta o diagrama de pacotes do gerenciador de carga do sistema de acumulação. Notam-se os quatro principais módulos desse sistema, sendo o gerenciador de carga da bateria executado a cada 10 segundos, auxiliado pelo módulo do modelo de potência dos painéis fotovoltaicos, cálculo da estimativa do estado de carga do sistema de acumulação e cálculo da energia gerada pelo carregador. Todas as variáveis de interesse são lidas ou armazenadas no módulo gerenciador de variáveis, que possui acesso em todo o programa.

Figura 33 - Diagrama de pacotes do módulo gerenciador de carga.



Fonte: Próprio autor.

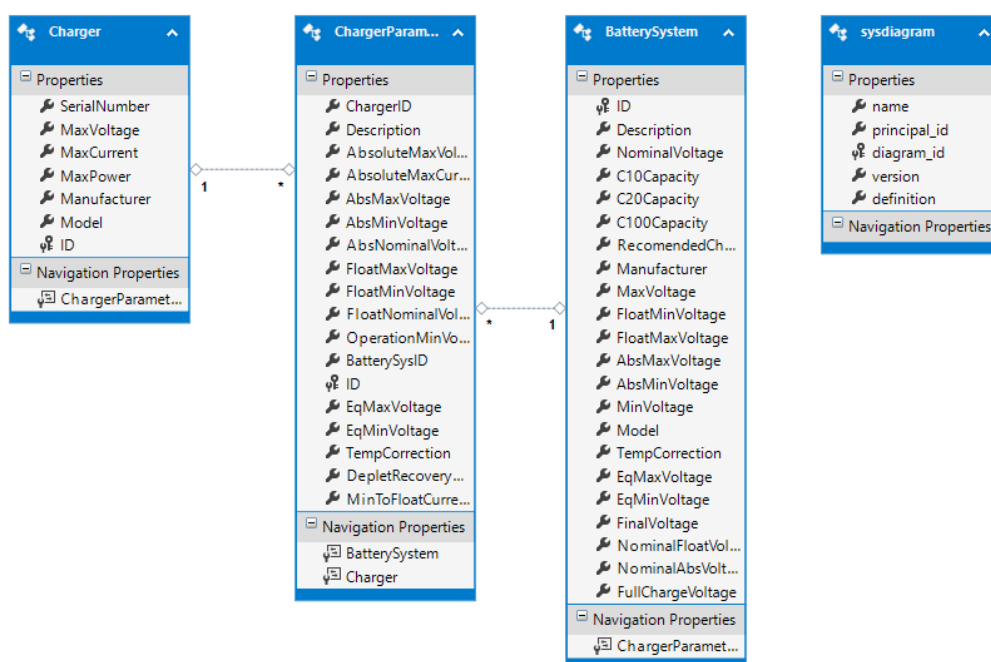
O módulo gerenciador de carga recupera os dados de configuração e controle do sistema de acumulação e da fonte CC, a partir de um banco de dados (BD) instalado em um servidor remoto. A comunicação com o banco de dados é feita por meio do *framework* nativo do .NET, presente no *namespace* "System.Data.SqlClient". Este *framework* possui as classes de comunicação e controle para bancos de dados *SQL Server*, disponibilizando métodos para conexão local e remota, além de permitir o envio de comandos ao banco de dados.

Na Figura 34 é possível observar o diagrama entidade-relacionamento (DER) no banco de dados de configurações modelado para esta aplicação.

O BD conta com três entidades: uma representa a fonte CC, uma representa o sistema de acumulação, e a terceira entidade representa os parâmetros de recarga

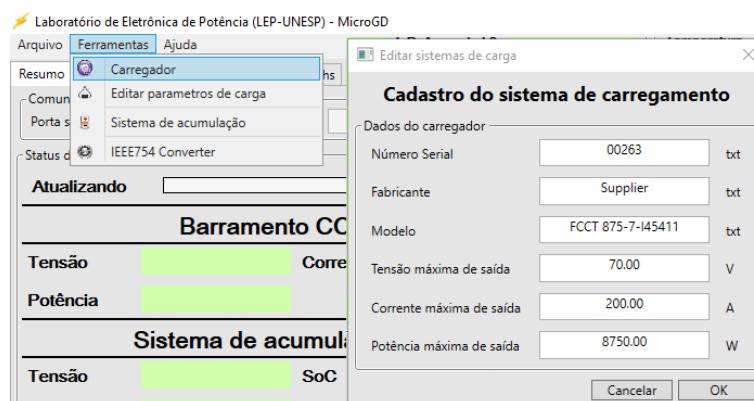
do sistema. Juntas elas definem todos os ajustes máximos e mínimos que devem ser seguidos, permitindo que o módulo de carga possa realizar o controle da fonte CC e do sistema de acumulação de forma segura. A Figura 35, Figura 36 e a Figura 37 apresentam os dados recuperados no programa de gerenciamento em execução.

Figura 34 - Diagrama Entidade-Relacionamento do banco de dados de configurações.



Fonte: Próprio autor.

Figura 35 - Dados da fonte CC recuperados do banco de dados.



Fonte: Próprio autor.

Figura 36 - Dados do sistema de acumulação recuperados do banco de dados.

Laboratório de Eletrônica de Potência (LEP-UNESP) - MicroGD

Arquivo Ferramentas Ajuda

Resumo Carregador
Comun Editar parâmetros de carga
Porta s Sistema de acumulação
Status d IEEE754 Converter

Atualizando

Barramento CC

Tensão Corre
Potência

Sistema de acumulação

Tensão SoC
Corrente Temp
Potência Temp
Temp Med. Temp

Rede CA Online

Tensão L1
Tensão L2

Editar sistemas de acumulação

Cadastro do sistema de acumulação

Dados do sistema de acumulação

Tensão Nominal	48.00	V	Tensão máxima flutuação	55.20	V
Fabricante	Bosch	txt	Tensão mínima flutuação	53.20	V
Modelo	P5 3080	txt	Tensão máxima absorção	59.20	V
Fator de correção temp.	0.132	V/°C	Tensão mínima absorção	57.60	V
Capacidade C10	165	Ah	Tensão descarga final	42.00	V
Capacidade C20	180	Ah	Tensão flutuação nominal	54.40	V
Capacidade C100	200	Ah	Tensão absorção nominal	58.40	V
Corrente máxima recom.	33.0	A	Tensão carga completa	50.40	V
Tensão máxima equaliz.	63.20	V	Descrição	Sistema de acumulação de baterias estacionárias Bosch 48V (4x P5 3080)	
Tensão mínima equaliz.	60.80	V			
Tensão máxima absoluta	63.20	V			
Tensão mínima absoluta	44.00	V			

Cancelar OK

Fonte: Próprio autor.

Figura 37 - Parâmetros de carregamento recuperados do banco de dados.

Laboratório de Eletrônica de Potência (LEP-UNESP) - MicroGD

Arquivo Ferramentas Ajuda

Resumo Carregador
Comun Editar parâmetros de carga
Porta s Sistema de acumulação
Status d IEEE754 Converter

Atualizando

Barramento CC

Tensão Corre
Potência

Sistema de acumulação

Tensão SoC
Corrente Temp
Potência Temp
Temp Med. Temp

Rede CA Online

Tensão L1
Tensão L2

Editar parâmetros de carga

Parâmetros para o sistema de carga

Dados do sistema de acumulação

Tensão máxima permitida	63.20	V	Corrente máxima permitida	40.00	A
Tensão mínima permitida	42.00	V	Corrente máxima de recuperação	33.00	A
Tensão máxima de equalização	63.20	V	Corrente mínima para flutuação	1.65	A
Tensão mínima de equalização	60.80	V	Fator de correção pela temp.	0.132	V/°C
Tensão máxima de absorção	59.20	V	Usado no carregador	FCCT 875-7-145411	
Tensão nominal de absorção	58.40	V	Para o sistema de baterias	P5 3080	
Tensão mínima de absorção	57.60	V	Descrição	Parâmetros para controle do Sistema de Carga	
Tensão máxima de flutuação	55.20	V			
Tensão nominal de flutuação	54.40	V			
Tensão mínima de flutuação	53.20	V			

Cancelar OK

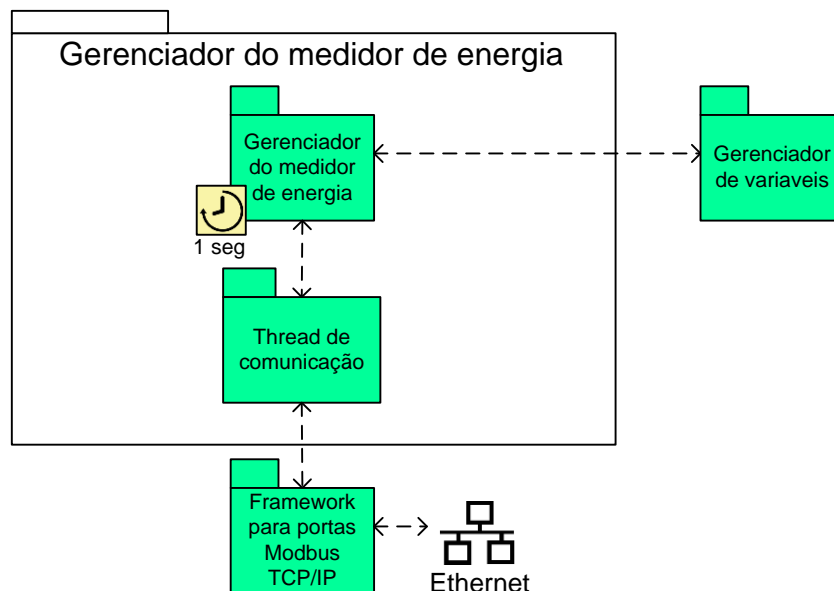
Fonte: Próprio autor.

A Figura 38 apresenta o diagrama de pacotes do módulo de comunicação com o medidor de energia instalado no PCC. Esse medidor utiliza uma interface Modbus sobre o protocolo TCP/IP para enviar os dados de medição. Esta interface utiliza o *framework* “NModbus4” de código livre, residente no *namespace* “Modbus.Device”.

A taxa máxima de atualização dos dados do analisador de energia é de uma vez por segundo, porém, a comunicação Modbus possui prioridade mínima no analisador, que interrompe o envio de dados sempre que ocorre algum evento na rede CA do PCC. Por vezes, o medidor deixou de responder por até 2 minutos,

dificultando a implementação de uma metodologia de controle dos inversores com realimentação por este medidor.

Figura 38 - Diagrama de pacotes do gerenciador de comunicação com o medidor de energia.



Fonte: Próprio autor.

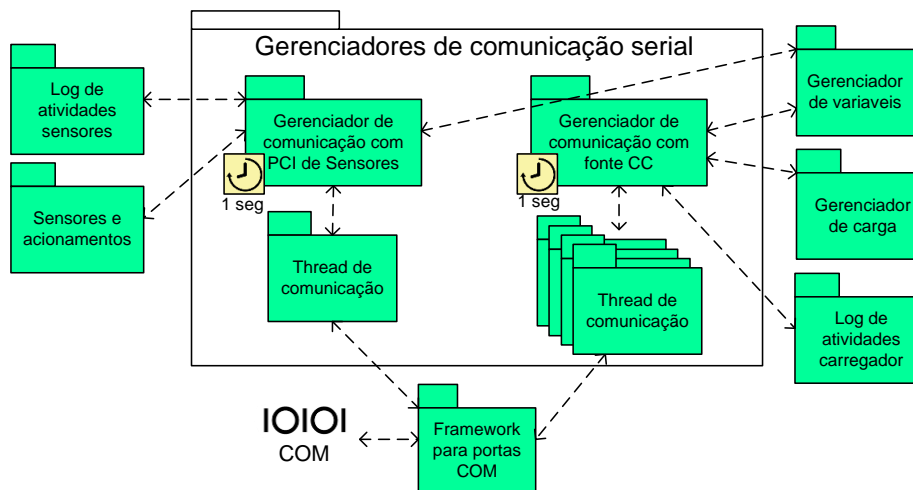
A Figura 39 mostra o módulo que gerencia a comunicação por meio de portas seriais. São utilizadas duas portas seriais na micro-rede, sendo uma para a fonte CC programável e outra para a placa de sensores. A implementação e utilização da porta serial é nativa do .NET *Framework* sobre o *namespace* "System.IO.Ports".

Aproveitando as funcionalidades da linguagem de programação utilizada, todas as comunicações são feitas por meio de *threads*, ou processos auxiliares. As *threads*, embora relativamente sejam trabalhosas de serem utilizadas, apresentam grande vantagem de serem executadas de forma paralela ao processo principal, liberando o programa para continuar a execução sem ter que aguardar todo o processo de comunicação.

Sem a utilização de *threads*, a fluidez de execução do programa seria severamente prejudicada. No entanto, por serem executadas de modo paralelo a outros processos, pode haver conflitos no uso de recursos (por exemplo, duas *threads* tentando escrever na mesma variável ao mesmo tempo). Para evitar esse tipo de situação, que levaria a uma exceção em tempo de execução, foram utilizadas

estruturas de controle como semáforos e métodos de bloqueio, que ordenam até certo ponto a execução de cada *thread*.

Figura 39 - Diagrama de pacotes do módulo gerenciador da comunicação serial.



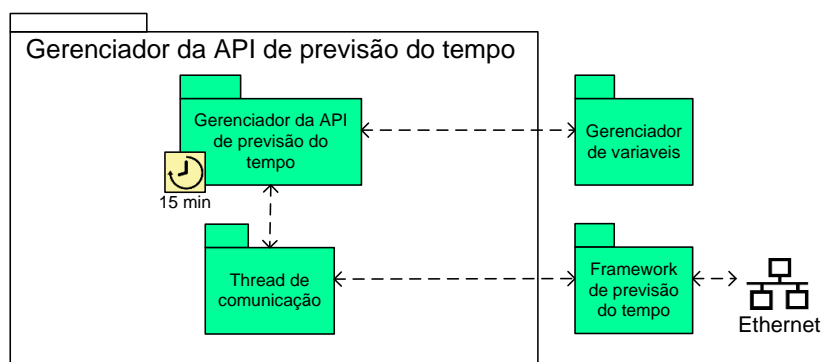
Fonte: Próprio autor.

Para melhor controle do sistema de acumulação, foi utilizada uma API que coleta a previsão do tempo de um servidor online. A utilização da previsão do tempo pode ajudar a definir o momento correto de descarregar o sistema de acumulação, ou mantê-lo carregado dependendo do clima dos próximos dias. Também pode ser utilizada para automatizar o perfil solar diário a ser emulado no sistema de carga, emulando a condição atual de acordo com o clima recebido. Esta função não foi testada neste trabalho, porém o código já está preparado para execução.

Por ter sido utilizada uma chave gratuita, existe um limite de atualizações da previsão do tempo por dia através do servidor escolhido. Dessa forma, a taxa de atualização máxima foi mantida em uma vez a cada 15 minutos. A Figura 40 apresenta o diagrama de pacotes do gerenciador da API.

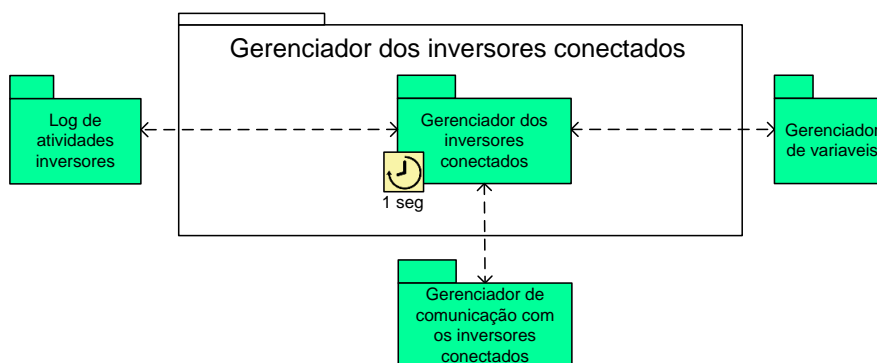
Na Figura 41 e na Figura 42 observam-se os módulos que gerenciam a comunicação e controle dos inversores conectados ao PCC. Estes inversores são responsáveis pela injeção de potência ativa e reativa na RDEE e tiveram o firmware completamente desenvolvido pelo autor. Cada um dos três inversores conecta-se ao computador por meio de uma porta USB que implementa uma interface HID. Um endereço único é atribuído a cada inversor, não havendo conflitos na comunicação. Para a comunicação USB utilizou-se a API "HidSharp" disponível para o .NET Framework em C#, livre para uso.

Figura 40 - Diagrama de pacotes do módulo gerenciador da API de previsão do tempo.



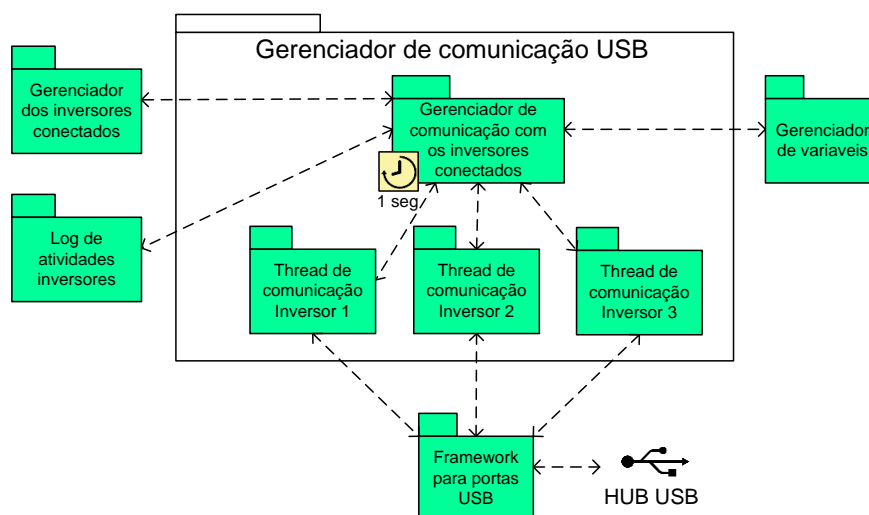
Fonte: Próprio autor.

Figura 41 - Diagrama de pacotes do módulo gerenciados dos inversores conectados.



Fonte: Próprio autor.

Figura 42 - Diagrama de pacotes do módulo gerenciador da comunicação USB com os inversores conectados.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 43 apresenta a captura de tela do programa de gerenciamento com os três inversores ao sistema.

(1), (2) e (3) são colunas correspondentes a cada inversor conectado.

Em (4) são disponibilizados botões de comandos para cada inversor, executando funções como ligar e desligar o inversor, atualizar medições e controle de potência reativa.

Em (5) são apresentadas as leituras das variáveis monitoradas pelo inversor.

(6) contém o registro de atividades das comunicações com os inversores e em (7) é possível configurar os principais parâmetros dos inversores, que são salvos na memória não volátil de cada equipamento.

Figura 43 - Captura de tela do programa de gerenciamento na tela de controle dos inversores conectados.

The screenshot displays the 'Laboratório de Eletrônica de Potência (LEP-UNESP) - MicroID' software interface. It features three main columns for inverter control (Fase L1, Fase L2, Fase L3) and a right-hand configuration panel. Each inverter panel shows real-time measurements and control options. The configuration panel allows for setting various parameters like V_{pp} Normal, V_{pp} Min Voltage, and V_{pp} Max Voltage.

Medições do inversor da Fase L1		Medições do inversor da Fase L2		Medições do inversor da Fase L3	
Tensão PV	178,70V	Tensão L1-N	3,80V	Tensão PV	180,60V
Corrente PV	0,00A	Corrente L1	0,00A	Corrente PV	0,00A
Potência PV	0,00W	Frequência L1	60,18Hz	Potência PV	0,00W
Tensão BUS	179,30V	Pot. Aparente	0,2VA	Tensão BUS	180,60V
Temperatura	25,4°C	Pot. Ativa	0,7W	Temperatura	27,4°C
Modo FP	Fixo	Pot. Reativa	0,0VAR	Modo FP	Fixo
FP Avo	1,000	Fator Pot.	1,000	FP Avo	1,000
		Energia dâta	0,0kWh		
		Energia total	0,0kWh		

Fonte: Próprio autor.

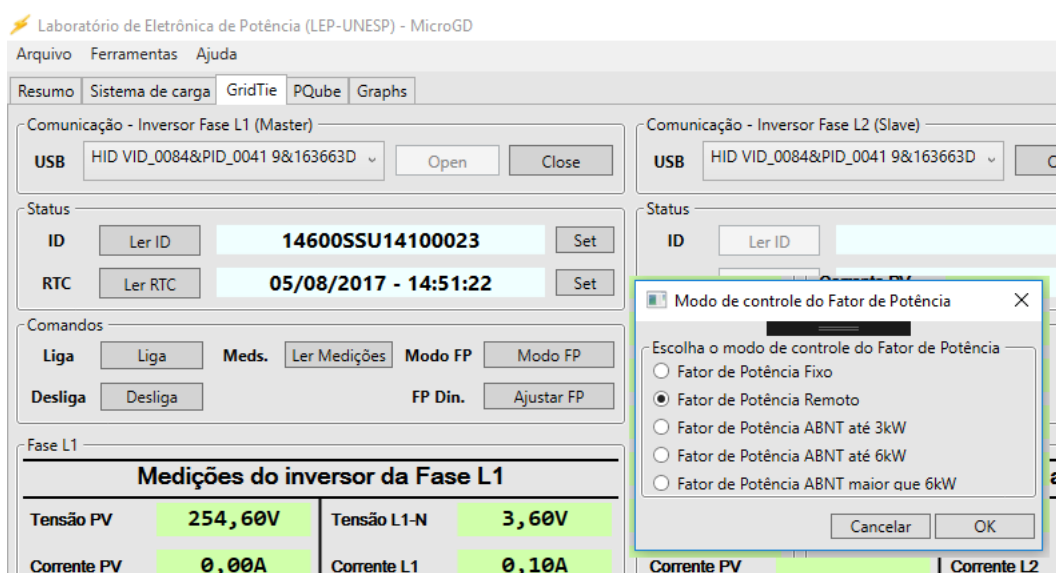
Na Figura 44, observa-se a janela de configuração do modo de controle do fator de potência. As seguintes opções estão disponíveis:

- Fator de potência fixo: o inversor opera com fator de potência fixo, pré-programado para ser unitário.

- Fator de potência remoto: neste modo, o inversor recebe o fator de potência do programa de gerenciamento, também utilizado para controle de injeção de Q para compensação da tensão no PCC.

- Fator de potência ABNT até 3kW: o inversor opera com fator de potência fixo, padrão sendo unitário.
- Fator de potência ABNT até 6kW: o inversor opera com fator de potência fixo e pode alterar o fator de potência até 0,95 dependendo da tensão da rede CA e da potência de saída do inversor.
- Fator de potência ABNT maior que 6kW, o inversor opera com fator de potência fixo e pode alterar o fator de potência até 0,90 dependendo da tensão da rede CA e da potência de saída do inversor.
- Fator de potência variável para compensação de tensão: o inversor opera com fator de potência remoto, recebendo a configuração do

Figura 44 - Seleção do modo de controle do fator de potência.



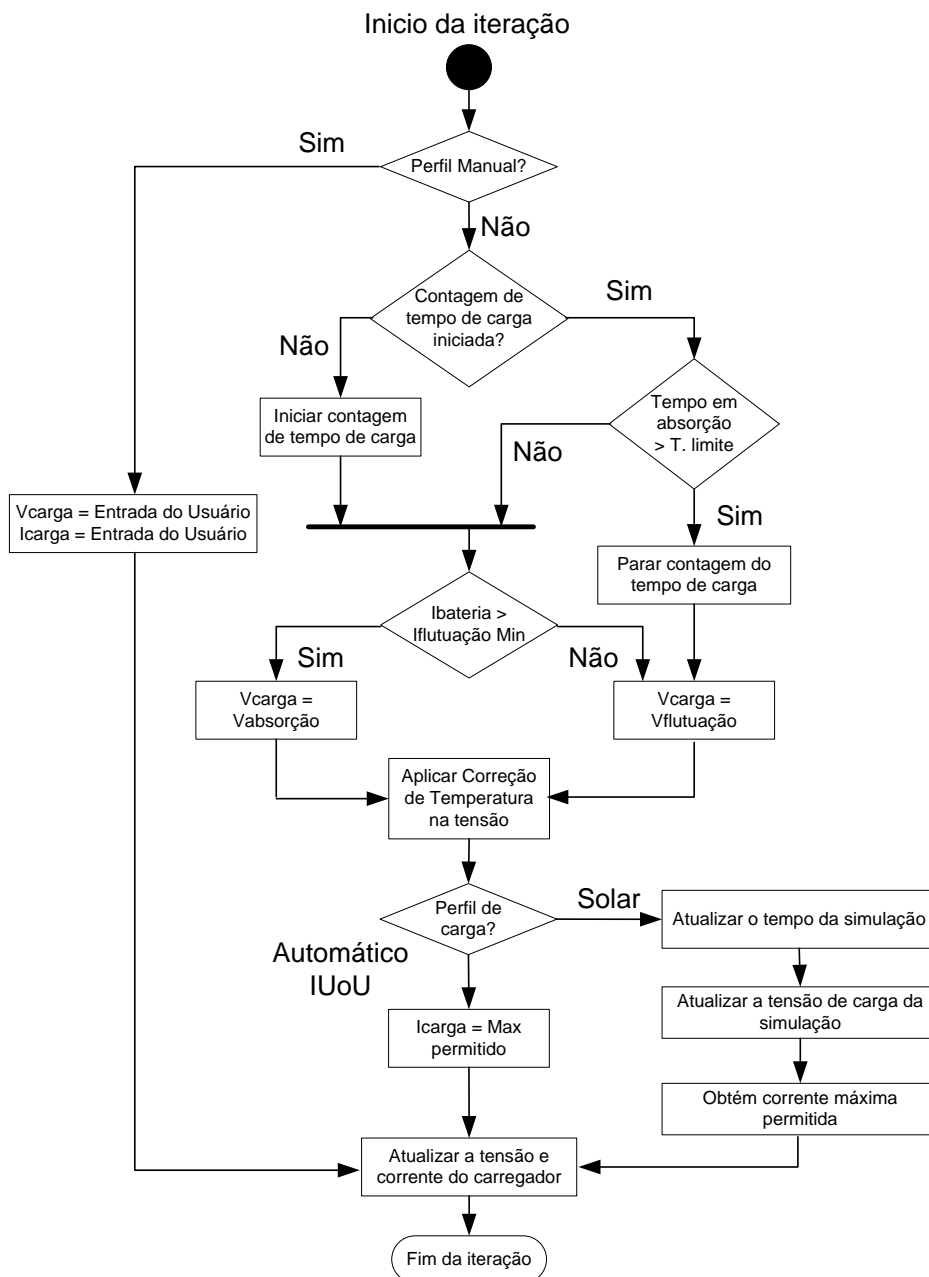
Fonte: Próprio autor.

4.2 CONTROLE DA FONTE PROGRAMÁVEL CC

A correta execução do procedimento de carga e descarga é de fundamental importância para a máxima vida útil do sistema de acumulação (LINDEN; REDDY, 2004). Devido ao uso de uma fonte CC programável para alimentar o banco de baterias, torna-se necessário o uso de um sistema externo que forneça adequadamente os parâmetros de tensão e corrente do sistema de carga. Essa tarefa reside no programa de gerenciamento.

O controle de carga do sistema de acumulação pode operar em três modos distintos: Modo Manual, Modo Automático e Modo Solar. A Figura 45 apresenta o fluxograma básico de controle dos modos de carga.

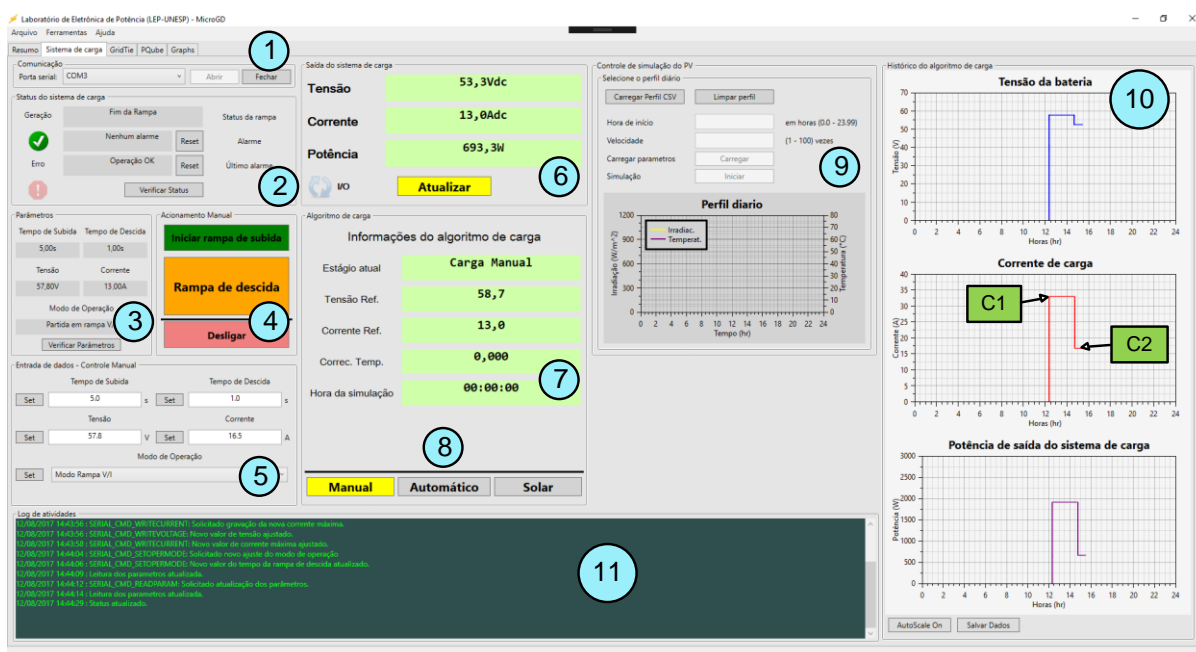
Figura 45 - Fluxograma básico do controle de carga do sistema de acumulação.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 46 observa-se a tela principal do programa de gerenciamento para o controle de carga do sistema de acumulação. Esta aba permite o total controle do sistema de carga, seleção do algoritmo a ser utilizado, entrada de dados manuais, visualização das características elétricas da fonte CC, perfil diário selecionado para o modo solar, além de gráficos com histórico da saída da fonte CC.

Figura 46 - Tela do programa de controle na aba do sistema de carga. Exemplo Modo Manual.



Fonte: Próprio autor.

- (1) Comunicação: seleção da porta serial de comunicação e abertura e fechamento da mesma.
- (2) Status do sistema de carga: apresenta os dados de monitoramento da fonte CC programável, como saída ligada/desliga, alarmes e erros.
- (3) Parâmetros: apresenta os parâmetros de operação programados na fonte CC.
- (4) Acionamento manual: permite ligar e desligar a saída da fonte CC com execução das rampas de subida e descida de tensão e/ou corrente.
- (5) Entrada de dados – Controle Manual: permite ao usuário programar os dados de tensão, corrente, e tempos de rampa de subida e descida da fonte CC.
- (6) Saída do sistema de carga: apresenta os dados atuais de tensão, corrente e potência da fonte CC.
- (7) Algoritmos de carga: no modo automático e solar, apresenta os dados de tensão e corrente de referência, valor da correção de temperatura aplicada a tensão de referência e tempo passado da simulação ou tempo em absorção.
- (8) Seleção do modo de operação.

- (9) Seleção do perfil diário: Permite selecionar o arquivo .CSV contendo os dados de irradiação e temperatura para simulação do modo solar.
- (10) Gráficos de tensão, corrente e potência de saída da fonte CC programável. Também é possível salvar o histórico em um arquivo CSV (*Comma-Separated Values*).
- (11) Log de atividades do sistema de carga.

4.2.1 Modo de carga manual

No modo manual, os ajustes de tensão e corrente máxima do sistema de carga são fornecidos pelo usuário, não sendo modificados pelo programa de gerenciamento ao longo do tempo. Na Figura 46 pode-se observar o controle do sistema de carga no modo manual, onde a tensão e corrente foram programadas pelo usuário.

Como exemplo, dois pontos de operação foram programados: o ponto C1 na Figura 46 foi programado com 57,8Vcc e 33Acc. Em seguida, no ponto C2, a corrente foi reprogramada para 13Acc. Nota-se que a tensão de saída foi reduzida para 53,3Vcc devido à limitação da corrente para o sistema de acumulação. Além disso, o programa de controle também compensa a queda no diodo série de acordo com a corrente de saída. A queda de tensão do diodo foi obtida através dos dados do fabricante.

4.2.2 Modo de carga automática

No modo automático o programa de gerenciamento controla a carga do sistema de acumulação seguindo a metodologia clássica de carga para baterias do tipo chumbo-ácido. Conhecido como IU0U (I = Corrente constante, U = Tensão constante, 0 = Ponto de troca, U = Tensão constante), inicia a carga do sistema de acumulação com corrente constante até que a tensão de absorção seja atingida. A tensão de absorção é mantida regulada até que a corrente atinja um valor mínimo que depende da capacidade do sistema de acumulação, e então, a tensão é reduzida para o valor de flutuação (GNB INDUSTRIAL POWER, 2012; LINDEN; REDDY, 2004). A Figura 48 apresenta a captura de tela do programa de controle após a execução da carga do sistema de acumulação no modo automático.

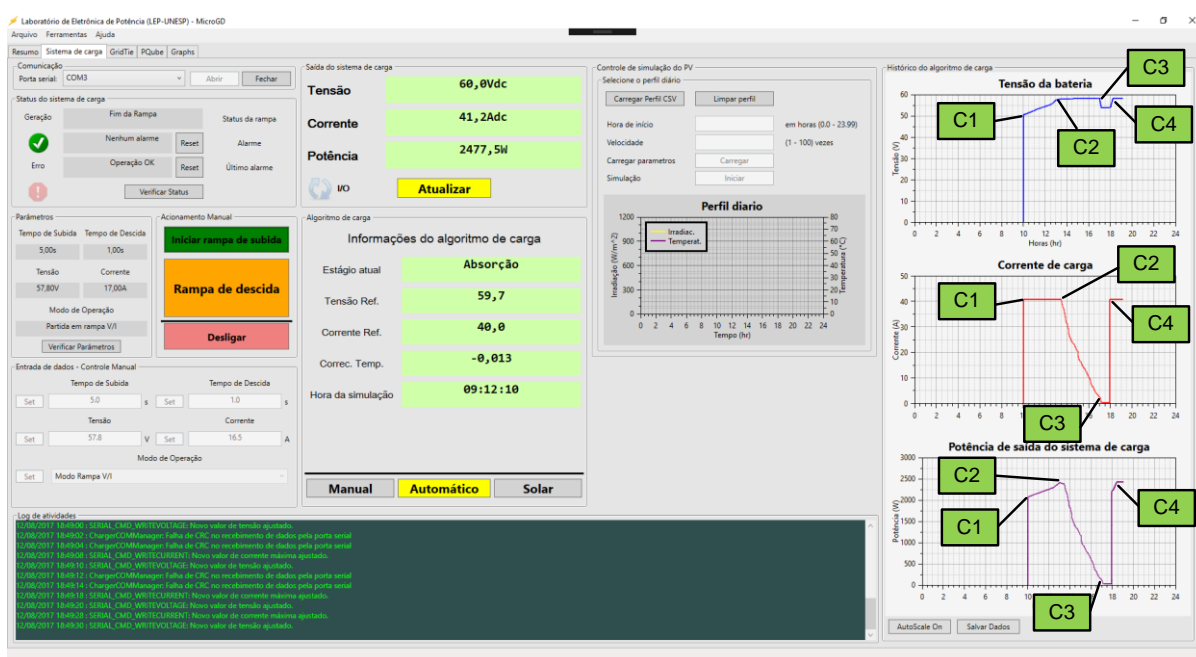
Ponto C1: Início da carga com corrente constante de 40,0A.

Ponto C2: Tensão de ajuste atingida, corrente começa a decrescer e a tensão é mantida constante.

Ponto C3: Corrente atinge o valor mínimo configurado para flutuação. Tensão de carga é ajustada para tensão de flutuação.

Ponto C4: Com a inserção de uma carga no barramento CC, o algoritmo entende que a bateria deve ser recarregada, mudando para tensão de carga novamente (etapa de absorção).

Figura 47 - Captura de tela com carga no modo automático, algoritmo UI01.



Fonte: Próprio autor.

4.2.3 Modo de carga solar

No modo solar o programa de gerenciamento utiliza perfis de irradiação solar e temperatura e, aplicando um modelo de potência dos painéis fotovoltaicos (detalhado adiante), o programa de gerenciamento define a potência máxima entregue ao sistema de acumulação. O modelo de potência é de extrema importância, pois é através dele que se emula o algoritmo de extração de máxima potência dos painéis fotovoltaicos, aliado ao controle de carga do sistema de acumulação.

A Figura 45 apresenta o fluxograma básico do algoritmo de controle de carga do sistema de acumulação executado pelo sistema de gerenciamento. Devido às características da fonte CC programável, a máxima taxa de atualização dos dados de saída é de uma vez por segundo, e a taxa máxima de reconfiguração dos parâmetros de saída é de uma vez a cada 20 segundos.

4.2.3.1 Modelo de potência do Painel Fotovoltaico

Os perfis de irradiação foram obtidos do programa de controle do sistema de emulação de painéis fotovoltaicos e convertidos para arquivos CSV. Com isso, adicionou-se a função no programa de gerenciamento para leitura e interpretação destes arquivos.

Para os ensaios, disponibilizaram-se três perfis, sendo o primeiro de um dia ensolarado, o segundo de um dia parcialmente nublado e o terceiro de um dia fortemente nublado.

Para converter a irradiação e temperatura na potência de controle necessária para a fonte CC programável, deve-se primeiro definir um modelo de painel fotovoltaico para ser utilizado como referência. Selecionou-se um modelo amplamente utilizado no mercado e suas especificações são apresentadas no Quadro 5.

Quadro 5 - Dados do painel fotovoltaico de 245W escolhido para modelagem.

Painel Fotovoltaico escolhido, tipo poli cristalino.	
Potência máxima (Pmax)	245,198W
Tensão de circuito aberto (V_{oc_0})	37,5V
Tensão de máxima potência (V_{mp_0})	30,8V
Corrente de curto-circuito (I_{sc_0})	8,49A
Corrente na potência máxima (I_{mp_0})	7,96A
*Valores considerando Irradiação de 1000W/m ² e Tamb = 25°C	
Tc_Voc	-0,37%/K
Tc_Pmpp	-0,47%/K
Tc_Isc	0,081%/K

Fonte: Dados obtidos de (SOLARWORLD, 2012).

Com os dados do painel fotovoltaico, é possível aplicar uma modelagem que retorna a tensão e corrente fornecida para a carga em qualquer condição de irradiação e temperatura. Existem diversos métodos na literatura para obter com precisão as condições de um determinado PF (JONES; UNDERWOOD, 2002; REKIOUA; MATAGNE, 2012). No entanto a maioria depende de cálculos de elevada complexidade matemática e alguns utilizam dados não fornecidos pelo fabricante necessitando de verificações experimentais. Este trabalho utiliza a abordagem definida em (JONES; UNDERWOOD, 2002), chamado de “modelo de potência”, que calcula diretamente a potência disponível do PF, necessitando das condições de irradiação e temperatura. A equação utilizada como modelo é apresentada na equação (30).

$$P_{pf} = FF * \left[I_{sc0} * \frac{G}{G_{REF}} \right] * \left[Voc_0 * \frac{\ln(P_1 * G)}{\ln(P_1 * G_{REF})} * \frac{T_{jREF}}{T_j} \right] \quad (30)$$

Onde P_{PV} é a potência máxima que pode ser extraída do PV, I_{sc0} é a corrente de curto circuito de referência nas condições padrões de temperatura e irradiação (STC), G é a irradiação que atinge o PF em W/m^2 , G_{REF} é a irradiação no STC em W/m^2 , Voc_0 é a tensão de circuito aberto no STC, T_{jREF} é a temperatura do módulo para as condições no STC em Kelvin e T_j é a temperatura do módulo no instante desejado em Kelvin. FF é o fator de forma definido na equação (31). P_1 é um coeficiente definido pela equação (32).

$$FF = \frac{V_{mp0} * I_{mp0}}{Voc_0 * I_{sc0}} \quad (31)$$

$$P_1 = \frac{I_{sc0}}{G} \quad (32)$$

O modelo de (JONES; UNDERWOOD, 2002) não considera os dados específicos do painel fotovoltaico, que variam de acordo com cada fabricante. Para obter resultados mais fiéis ao modelo de PF escolhido, a equação (30) foi modificada para incluir as características de variação fornecidas pela folha de dados apresentada no Quadro 5. Como resultado têm-se a equação (33).

$$P_{pf} = FF * [I_{ph} * (1 + TC_{Isc} * \Delta T)] * [Voc_0 * (1 + TC_{Voc} * \Delta T)] * N_{Pf} \quad (33)$$

O método utiliza-se das constantes de variação térmica da corrente de curto circuito TC_{Isc} e da tensão de circuito aberto TC_{Voc} para calcular os novos parâmetros

de acordo com a temperatura do PF. Além disso, considera-se que a corrente de curto circuito varia de forma linear com o nível de irradiação, de acordo com a equação (34), baseada nas definições da equação (30).

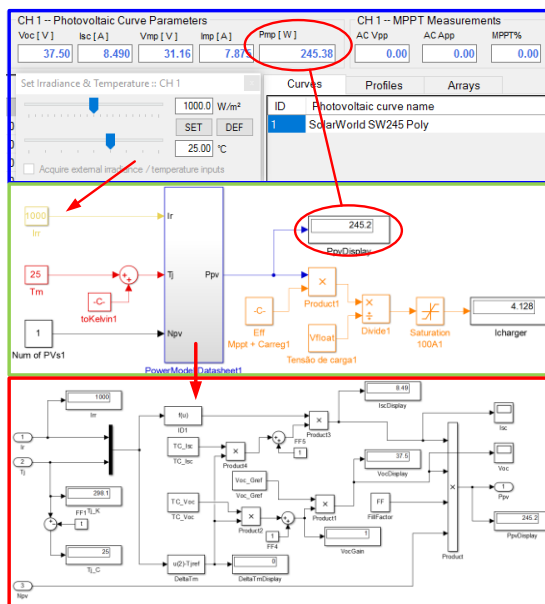
$$I_{ph} = I_{sc0} * \frac{G}{G_{ref}} \quad (34)$$

ΔT é a diferença de temperatura atual T_m para a temperatura de referência T_{jREF} (35) e N_{PV} é o número total de painéis no arranjo.

$$\Delta T = T_m - T_{jref} \quad (35)$$

Através da ferramenta Matlab/Simulink®, a equação (30) e a equação (33) foram implementadas e comparadas com o software do simulador fotovoltaico TerraSAS. A equação (33) mostrou-se mais próxima ao modelo do simulador com precisão suficiente para o objetivo do trabalho em condições estáticas e dinâmicas. A Figura 48 apresenta a comparação entre o software do simulador fotovoltaico (área em azul) e o resultado obtido através da simulação (área em verde). O simulador utilizou o mesmo modelo de painel fotovoltaico do Quadro 5. Na área destacada em vermelho, observa-se o diagrama que implementa a equação (33) e os resultados apresentando menos de 1% de erro no STC. Posteriormente, o diagrama da área destacada em vermelho foi reduzido para uma única função no simulink, melhorando o desempenho durante a simulação.

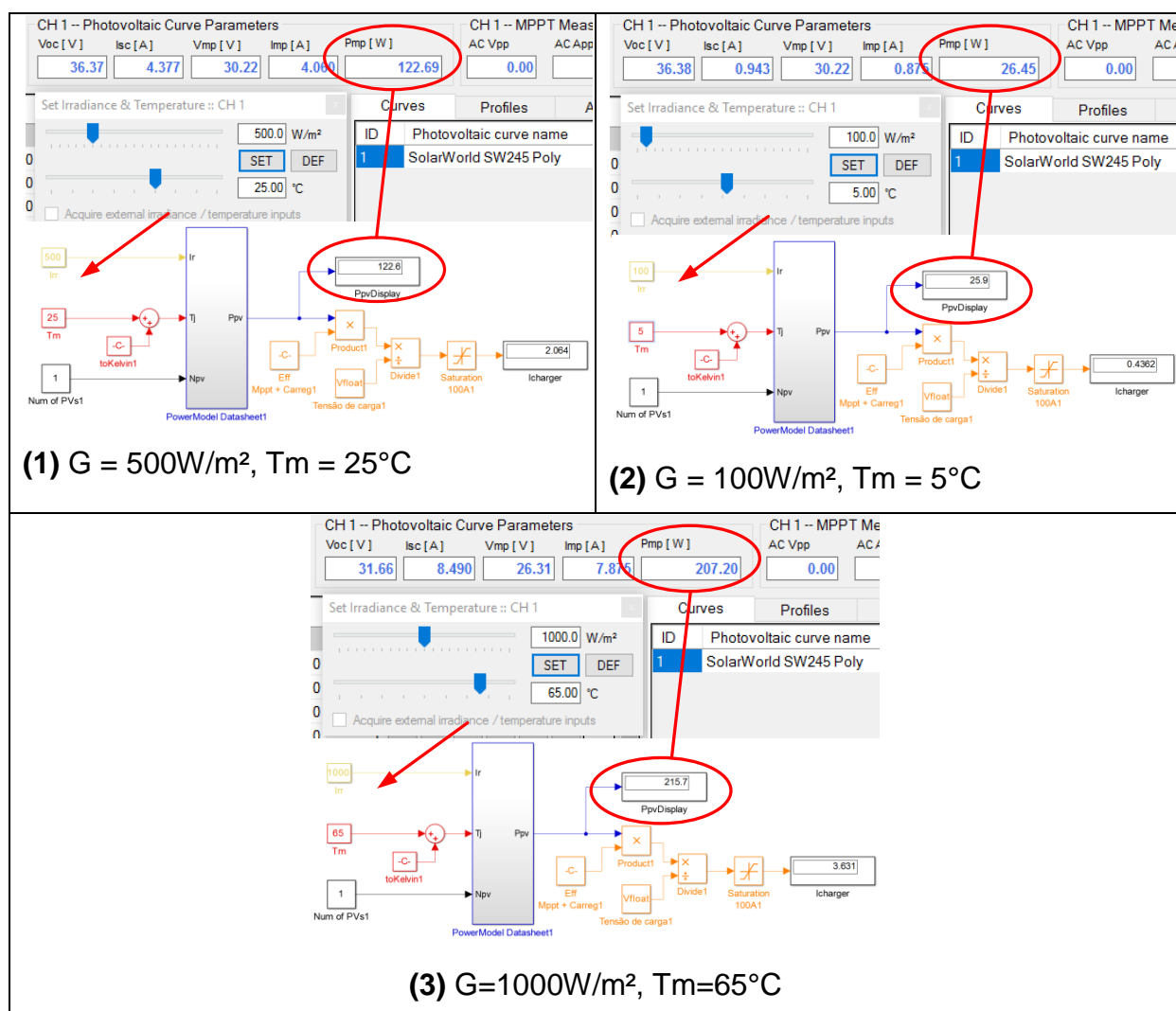
Figura 48 - Simulação do modelo de potência do painel fotovoltaico. Em azul, dados obtidos do emulador de painéis fotovoltaicos. Em verde, simulação construído no simulink do modelo de potência. Em vermelho, detalhe do modelo de potência implementado.



Fonte: Próprio autor.

O Quadro 6 apresenta comparações entre diversas condições de irradiação solar e temperatura obtida através do software do simulador fotovoltaico e pela metodologia utilizada na equação (33). O erro obtido durante as comparações foi inferior a 5% no total.

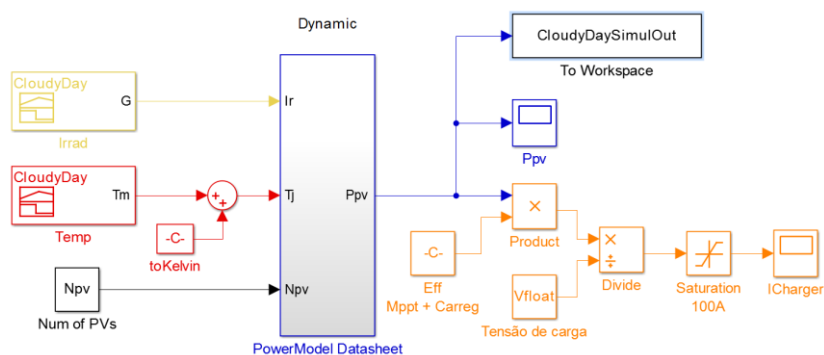
Quadro 6 - Comparação entre o software do simulador fotovoltaico e resultado obtido com a equação (33).



Fonte: Próprio autor.

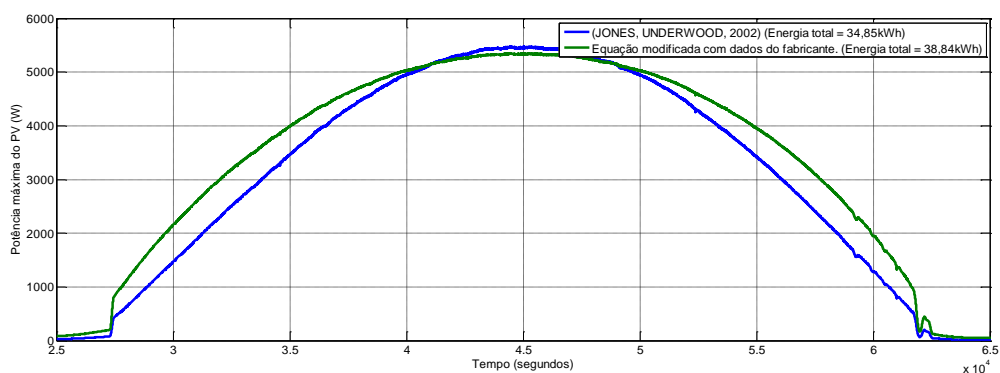
Adicionalmente, com a ferramenta Matlab/Simulink® verificou-se o comportamento dinâmico do modelo de potência do PF. Através dos perfis diários de irradiação e temperatura fornecidos pelo simulador fotovoltaico, foram obtidos os gráficos da Figura 50, Figura 51 e Figura 52. As figuras contêm a curva gerada através da equação (30) e da equação (33). Como a equação com os parâmetros do fabricante na simulação estática ficou mais próxima do simulador fotovoltaico, esta foi a utilizada no trabalho.

Figura 49 - Simulação Matlab/Simulink para verificar o comportamento dinâmico da equação (33).



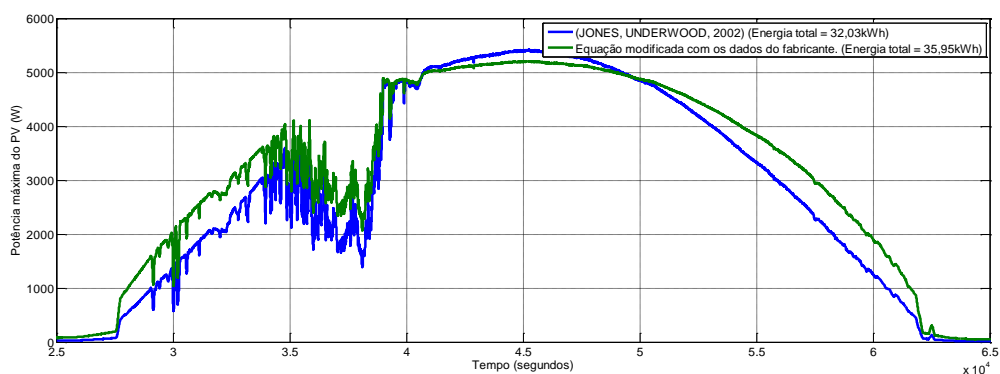
Fonte: Próprio autor.

Figura 50 - Simulação da potência fornecida pelo PF ao longo de um dia ensolarado.



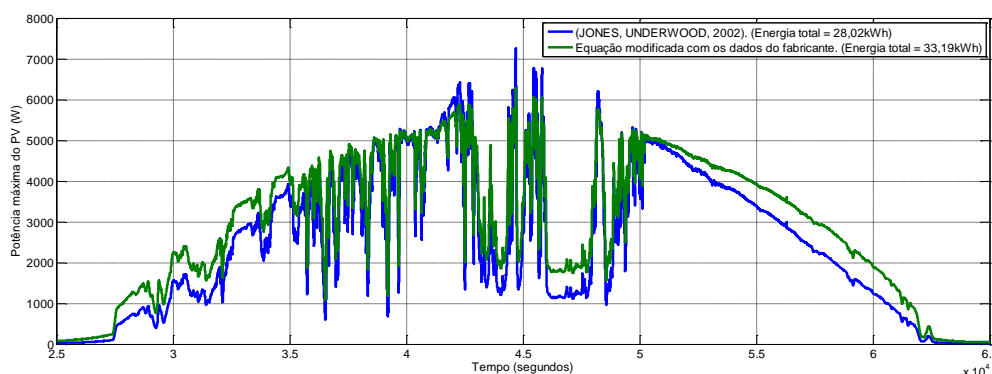
Fonte: Próprio autor

Figura 51 - Simulação da potência fornecida pelo PF ao longo de um dia nublado.



Fonte: Próprio autor.

Figura 52 - Simulação da potência fornecida pelo PF ao longo de um dia fortemente nublado.



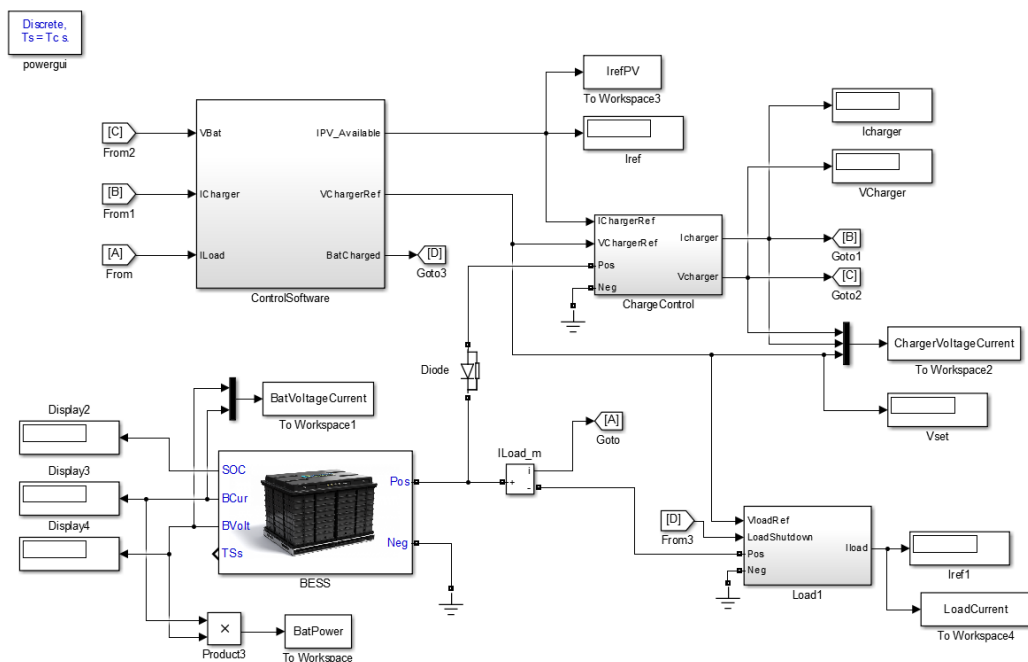
Fonte: Próprio autor.

4.2.3.2 Resultados de simulação do sistema de carga no Matlab/Simulink

Para validar o modelo de carga, foi realizada a simulação do modelo de potência no sistema de carga no ambiente Matlab/Simulink, mostrado na Figura 53. O bloco nomeado “ChargeControl” da Figura 53 é expandido na Figura 54, onde pode-se observar que o carregador foi simulado através da utilização de uma fonte de corrente, controlada por dois PIs (controlador Proporcional-Integral), que recebem a tensão e corrente de referência do bloco “ControlSoftware”, e são realimentados pela tensão e corrente de saída para o sistema de acumulação.

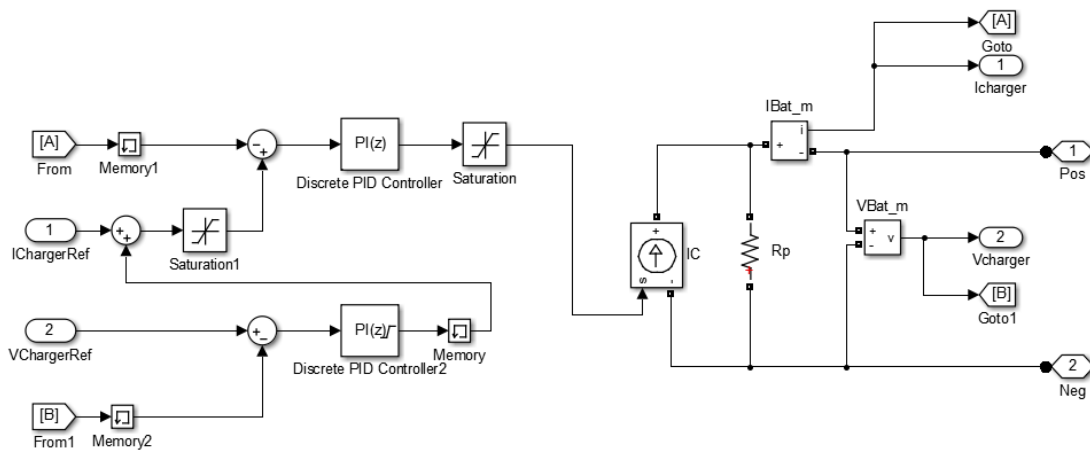
O bloco “ControlSoftware” é detalhado na Figura 55. A corrente de referência é gerada a partir do modelo de potência dos painéis solares e a tensão de referência é baseada na corrente drenada pelo sistema de acumulação. Quando a corrente é menor do que 1,65A ($< 1\%$ da capacidade das baterias), a tensão é alterada para a tensão de flutuação, 54,8Vcc. Se a corrente é maior do que 1,65A, a tensão é alterada para a tensão de carga, 58,8Vcc.

Figura 53 - Modelo de simulação do sistema de carga no ambiente Matlab/Simulink.



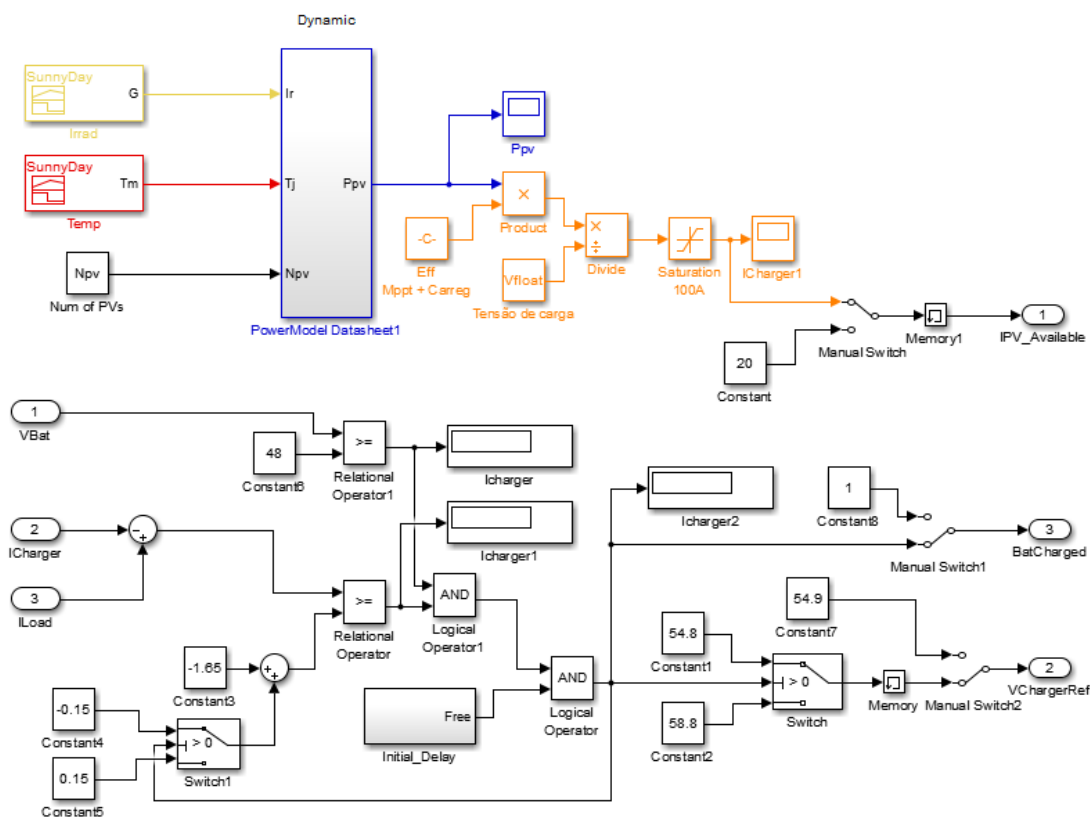
Fonte: Próprio autor.

Figura 54 - Modelo de simulação do sistema de carga no ambiente Matlab/Simulink.
Expansão do bloco “ChargeControl”.



Fonte: Próprio autor.

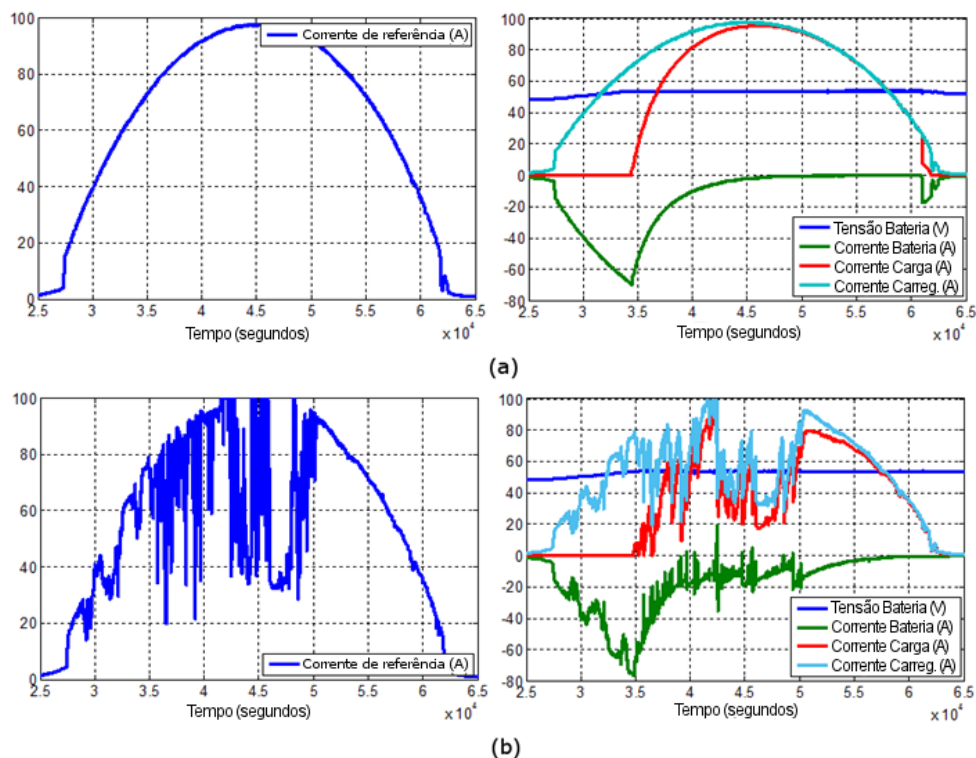
Figura 55 - Modelo de simulação do sistema de carga no ambiente Matlab/Simulink.
Expansão do bloco “ControlSoftware”.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 56 apresenta os resultados para a simulação do modelo de potência aplicado ao sistema de carga. Na primeira coluna observa-se a corrente de referência para a saída da fonte CC programável. Na segunda coluna observa-se em azul claro a corrente de saída do sistema de carga, em azul escuro a tensão de saída do sistema de carga, em vermelho a corrente extraída do barramento CC e em verde a corrente para o sistema de acumulação. Nota-se o correto comportamento do sistema de injeção de potência na rede, mesmo quando a bateria já está carregada, a corrente extraída do sistema de carga segue satisfatoriamente a corrente de referência definida pelo modelo.

Figura 56 - Resultados de simulação do modelo de potência aplicado ao sistema de carga. (a) Simulação de um dia ensolarado. (b) simulação de um dia fortemente nublado.



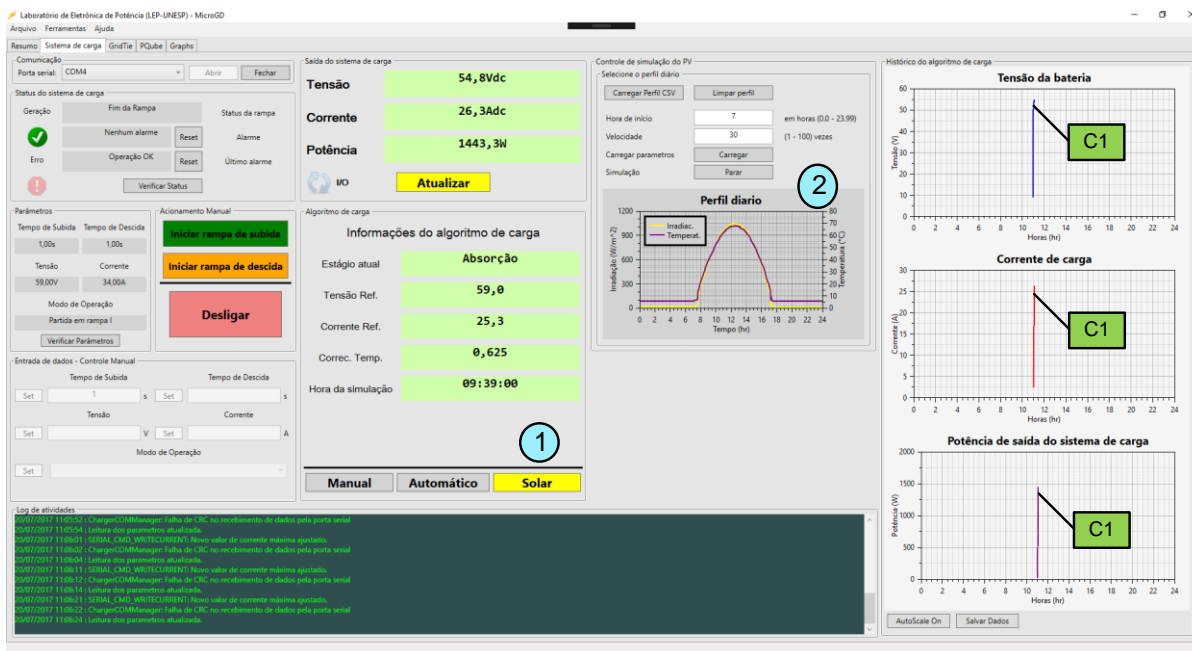
Fonte: Próprio autor.

4.2.3.3 Resultados no programa de gerenciamento

Com o modelo de potência validado, foi incorporada no programa de gerenciamento a possibilidade de interpretar o arquivo CSV de irradiação e temperatura, e feita a automatização do controle de carga em tempo real. A Figura 57 apresenta a página do programa de gerenciamento para simulação de irradiação solar. Seleciona-se o modo solar em (1) e no campo (2) há a opção para carregar o perfil diário desejado. Em (C1) é possível acompanhar a execução do perfil.

Além disso, o programa permite definir a hora de início na simulação do dia e também a velocidade de execução, podendo simular um dia completo em poucos minutos. A simulação de um dia fortemente nublado, onde há rápidas variações de irradiação, a velocidade de execução interfere na qualidade dos resultados consideravelmente, uma vez que a taxa de reprogramação da fonte CC é de 1 vez a cada 20 segundos (limite este imposto pela fonte CC).

Figura 57 - Captura da tela durante a simulação de um perfil solar.



Fonte: Próprio autor.

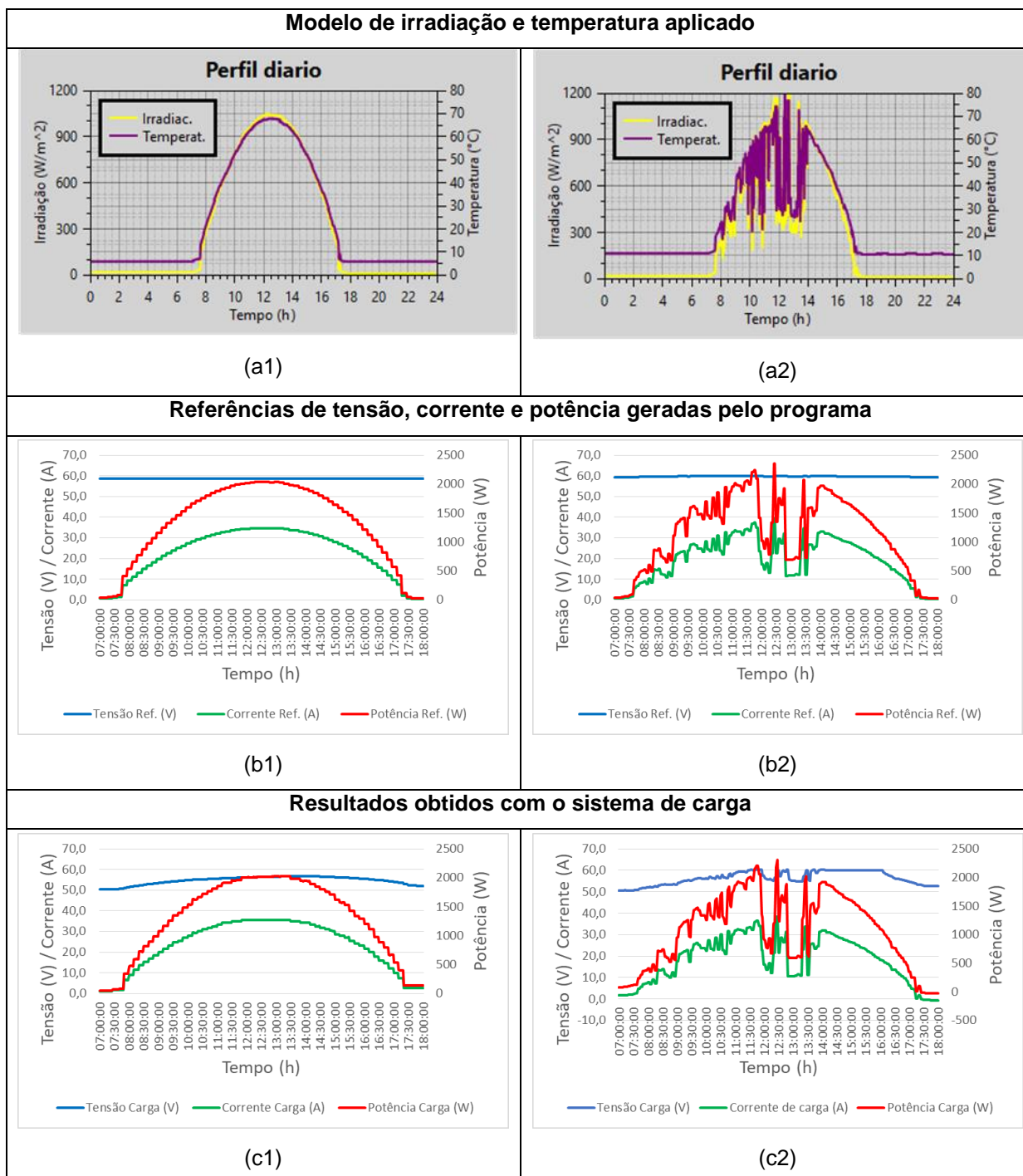
O Quadro 7 apresenta os resultados obtidos com o sistema de carga seguindo dois perfis de irradiação, de um dia ensolarado e de um dia fortemente nublado, validando a metodologia. Ambos os perfis foram executados numa taxa cinco vezes mais rápida do que a real. A corrente máxima de carga seguiu a recomendação de (LINDEN; REDDY, 2004), que sugere uma máxima taxa de recarga de C5. ($165\text{Ah} / 5 = 33\text{A}$). Embora outros autores também defendam que o próprio sistema de acumulação limite a corrente de carga através da resistência interna.

(a1) e (a2) apresentam os perfis de irradiação e temperatura carregados no programa de gerenciamento.

(b1) e (b2) apresentam a tensão e corrente de referência calculada pelo modelo de potência do programa de gerenciamento. Em vermelho, a potência máxima disponível.

(c1) e (c2) apresentam os resultados experimentais obtidos. Nota-se que tanto a corrente, quanto à potência máxima seguiram satisfatoriamente os valores de referência. A tensão especificada pelo modelo é apenas a máxima que a fonte CC deve permitir quando a corrente for inferior ao sinal de controle.

Quadro 7 - Resultados obtidos com o modelo de potência no programa de gerenciamento.



Fonte: Próprio autor.

4.2.4 Considerações

Os resultados comprovaram o desempenho satisfatório e a correta execução dos algoritmos de carga codificados (Automático e Solar). Com relação à simulação

de perfil diário, a baixa taxa de reprogramação aceita pela fonte CC limita a execução de um dia completo em tempo menor do que 30 minutos.

Com a disponibilidade do código fonte do programa de gerenciamento, há espaço para testes de novos métodos de controle de carga do sistema de acumulação de maneira rápida e eficiente. O programa de gerenciamento e a montagem física da micro-rede, foram desenvolvidos de forma consideravelmente modular. Dessa forma, a micro-rede permite avaliar outros métodos de carga, baterias de diferentes tecnologias ou até mesmo a substituição da fonte CC com poucas modificações. Estas características são altamente desejáveis em um ambiente acadêmico, onde um trabalho abre oportunidade para diversos estudos relacionados.

4.3 ALGORITMO DE ESTIMATIVA DO ESTADO DE CARGA (SOC)

Tendo grande impacto na vida útil do sistema de acumulação, o estado de carga das células eletroquímicas, ou SoC, deve ser observado sempre que o sistema está em operação. Os diversos métodos disponíveis na literatura para obter o SoC, apresentam vantagens e desvantagens que devem ser consideradas para cada tipo de aplicação (JEON et al., 2015).

O método de contagem de ampere-hora é bastante utilizado e preciso em condições ideais e se baseia na integração da corrente da bateria. Porém, este método depende da precisão do sistema de medição da corrente e acumula erros ao longo do tempo. O SoC inicial também tem grande impacto na precisão deste método.

O método de estimativa do SoC pela tensão de circuito aberto de uma bateria é bastante preciso e possui baixa complexidade. Mas o longo tempo em que a bateria deve permanecer desconectada para que a tensão nos terminais da mesma estabilize, inviabiliza a aplicação em um sistema de micro-rede.

Existem outros métodos, como da medição da impedância interna, Filtro de Kalman, redes neurais, análise eletroquímica, entre outros. Porém são matematicamente complexos e/ou exigem parâmetros que não são fornecidos pelos fabricantes.

Com excelente custo-benefício, este trabalho utiliza o algoritmo proposto em (SANTHANAPOONGODI; RAJINI, 2016). Este método permite a obtenção do SoC

com razoável precisão de forma dinâmica, com a vantagem de considerar não somente a tensão, mas também a taxa de carga e descarga do sistema de acumulação.

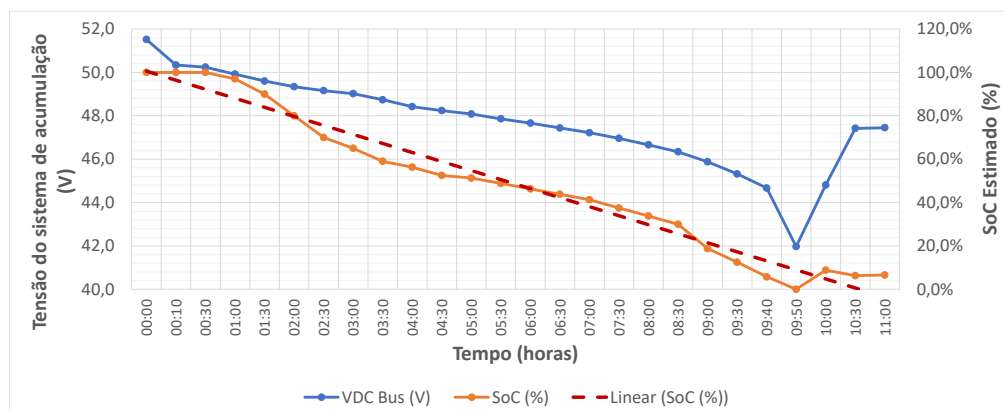
A metodologia utiliza uma tabela criada com dados padronizados de baterias estacionárias do tipo chumbo-ácido (LINDEN; REDDY, 2004), onde cada linha representa um nível de SoC (0%, 10%, 20%...), cada coluna representa uma taxa de carga/descarga (C/20, C/10, C/5...), e cada célula da tabela contém a tensão do banco de baterias. Conhecendo a capacidade do sistema de acumulação e a corrente atual, obtém-se a taxa de carga/descarga. A seguir, procura-se a linha e coluna correspondente à tensão lida do sistema de acumulação. Se não houver uma coluna com a taxa de carga/descarga atual, calcula-se uma nova coluna situada entre as duas colunas com valores mais próximos ao observado. Tendo os dados da linha e coluna da tabela, aplica-se a equação definida em (SANTHANAPOONGODI; RAJINI, 2016) e obtém-se o SoC estimado.

Para comprovar a eficácia desse algoritmo, foi feito um ensaio de descarga completa do sistema de acumulação na taxa C10 apresentado na Figura 58. Antes do ensaio, o sistema de acumulação foi completamente carregado e mantido na tensão de flutuação por um período de dez horas, garantindo o SoC inicial de 100%.

Observa-se na Figura 58 os dados principais do sistema de acumulação analisados durante o ensaio. Em azul visualiza-se a tensão do barramento CC e em laranja o valor do SoC estimado pelo algoritmo. A linha vermelha apresenta a linearização da curva de SoC, e observa-se que a resposta do algoritmo seguiu satisfatoriamente a taxa de descarga, mantida constante em todo o ensaio. Como grande vantagem este algoritmo apresenta baixa complexidade computacional, permitindo facilmente sua codificação em um sistema embarcado de controle.

Nota-se que mesmo próximo à tensão final de descarga, onde a queda de tensão não é mais linear, o algoritmo utilizado acompanha satisfatoriamente o estado de carga.

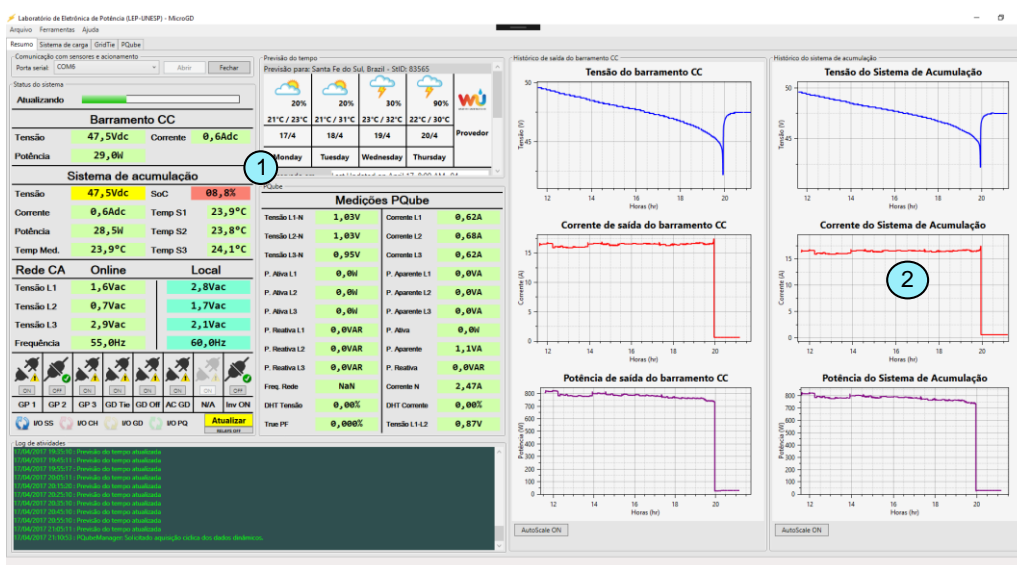
Figura 58 - Resposta do algoritmo proposto em (SANTHANAPOONGODI; RAJINI, 2016) para estimativa do estado de carga do sistema de acumulação numa taxa de descarga C10.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 59 apresenta a captura de tela do programa de gerenciamento após a execução do teste de descarga. Como desvantagem, este algoritmo necessita de que a taxa de carga/descarga mantenha-se estável por um período de tempo para que a medição seja confiável. Em (1) têm-se o valor do SoC estimado pelo algoritmo e em (2) é possível observar que a corrente foi mantida constante em todo o ensaio de descarga do sistema de acumulação.

Figura 59 - Captura de tela do programa de gerenciamento após o ensaio de descarga do sistema de acumulação.



Fonte: Próprio autor.

4.4 PROGRAMA DE CONTROLE DO INVERSOR PARA OPERAÇÃO CONECTADA E PRINCIPAIS RESULTADOS

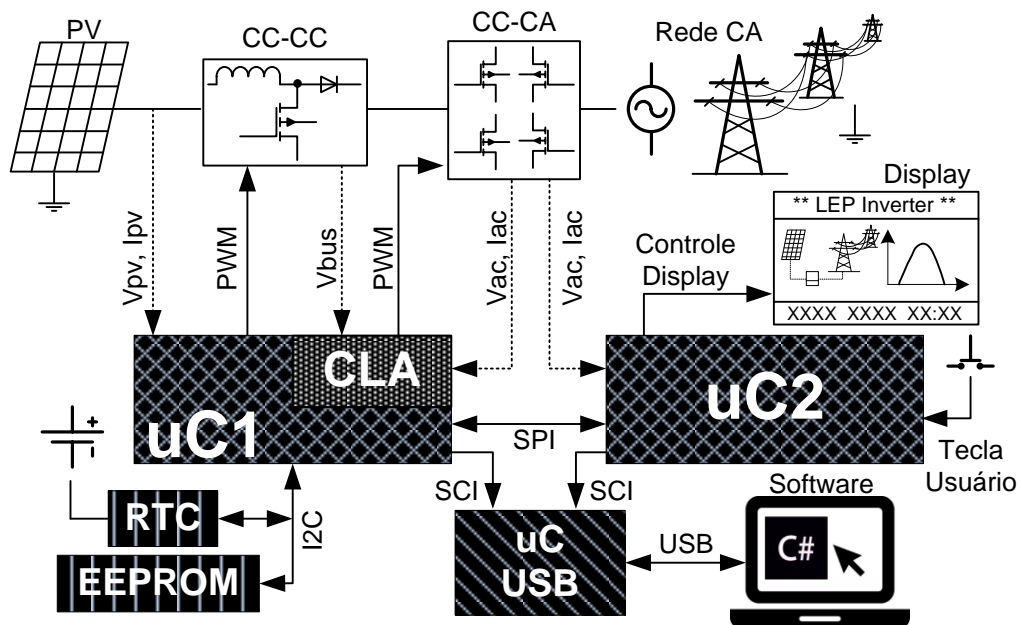
O inversor escolhido para injeção de potência ativa e reativa na RDEE utiliza como núcleos de controle dois micro controladores (uC) de alto desempenho, sendo um principal e um secundário. São utilizados dois estágios de processamento de energia, sendo o primeiro estágio um conversor CC-CC *Boost ZVT* (BEN-YAAKOV et al., 1994) e o segundo estágio uma ponte VSI-H6 (YU et al., 2011a). A Figura 60 apresenta o diagrama geral da estrutura do inversor para operação conectada.

Para injeção de potência ativa na rede de corrente alternada, o *firmware* controla a corrente de saída do inversor, apresentando o comportamento de uma fonte de corrente, sincronizada em frequência e fase, em relação à tensão da rede em CA. A injeção de potência reativa é feita somente na frequência fundamental da tensão da rede, impondo a defasagem da corrente em relação à tensão, com limites de +/- 26,5 graus. Desta forma, o fator de potência de saída do inversor pode variar de -0,90 até +0,90. A referência da corrente eficaz que será imposta na saída do conversor para a rede provém da malha de controle da tensão do barramento CC intermediário (Malha de controle de V_{bus} da Figura 60), quando o estágio CC-CC de entrada está em operando. Caso a tensão de entrada seja suficientemente elevada ($V_{PV} > \sim 365V_{CC}$), o valor eficaz da corrente de saída é dada pelo algoritmo de MPPT.

Para a modelagem do *firmware* de controle, foi necessário conhecer totalmente o diagrama esquemático do inversor, bem como as características dos elementos de controle e de processamento de potência. Dessa forma, foi realizada a elaboração do esquema elétrico e cada componente foi estudado.

Foi possível então discernir quais as tarefas que devem ser realizadas por cada um dos micro controladores. Para o uC principal (uC1 da Figura 60), pôde-se definir:

Figura 60 - Diagrama geral do inversor para operação conectada a RDEE.



Fonte: Próprio autor.

- Acionamento e controle das chaves semicondutoras da etapa CC-CC;
- Acionamento e controle das chaves semicondutoras da etapa CC-CA;
- Monitoramento da tensão de entrada do PF;
- Monitoramento da tensão do barramento CC;
- Monitoramento da corrente de entrada CC;
- Monitoramento da tensão da rede elétrica CA;
- Monitoramento da tensão de saída da etapa CC-CA;
- Monitoramento da corrente de saída CA;
- Monitoramento de falha de isolamento;
- Realização do algoritmo de rastreamento de máxima potência (SPMP);
- Acionamento de um dos dois relés de conexão com a rede CA;
- Armazenagem de dados pertinentes em memória não volátil (EEPROM);
- Comunicação com circuito integrado de RTC (Real Time Clock);
- Comunicação com o DSP secundário.

O uC2 secundário é responsável por:

- Controle da tela de cristal líquido e interface com o usuário;
- Acionamento de um relé de conexão com a rede CA;
- Monitoramento da temperatura de operação do conversor;

- Monitoramento da tensão e corrente de saída CA.

A programação do firmware consiste em blocos com atividades especializadas divididas em: inicialização, configuração, base de tempo, aquisição de dados, conversão de valores, leis de controle, comunicações e proteções. Como descrito nas atividades, note que o uC2, apesar de ser idêntico ao uC1, está subutilizado. Este processador poderia ser substituído por um modelo mais barato ou mais atividades do uC1 poderiam ter sido delegadas para este. Modelos mais recentes de inversores do mesmo fabricante optaram pela primeira opção.

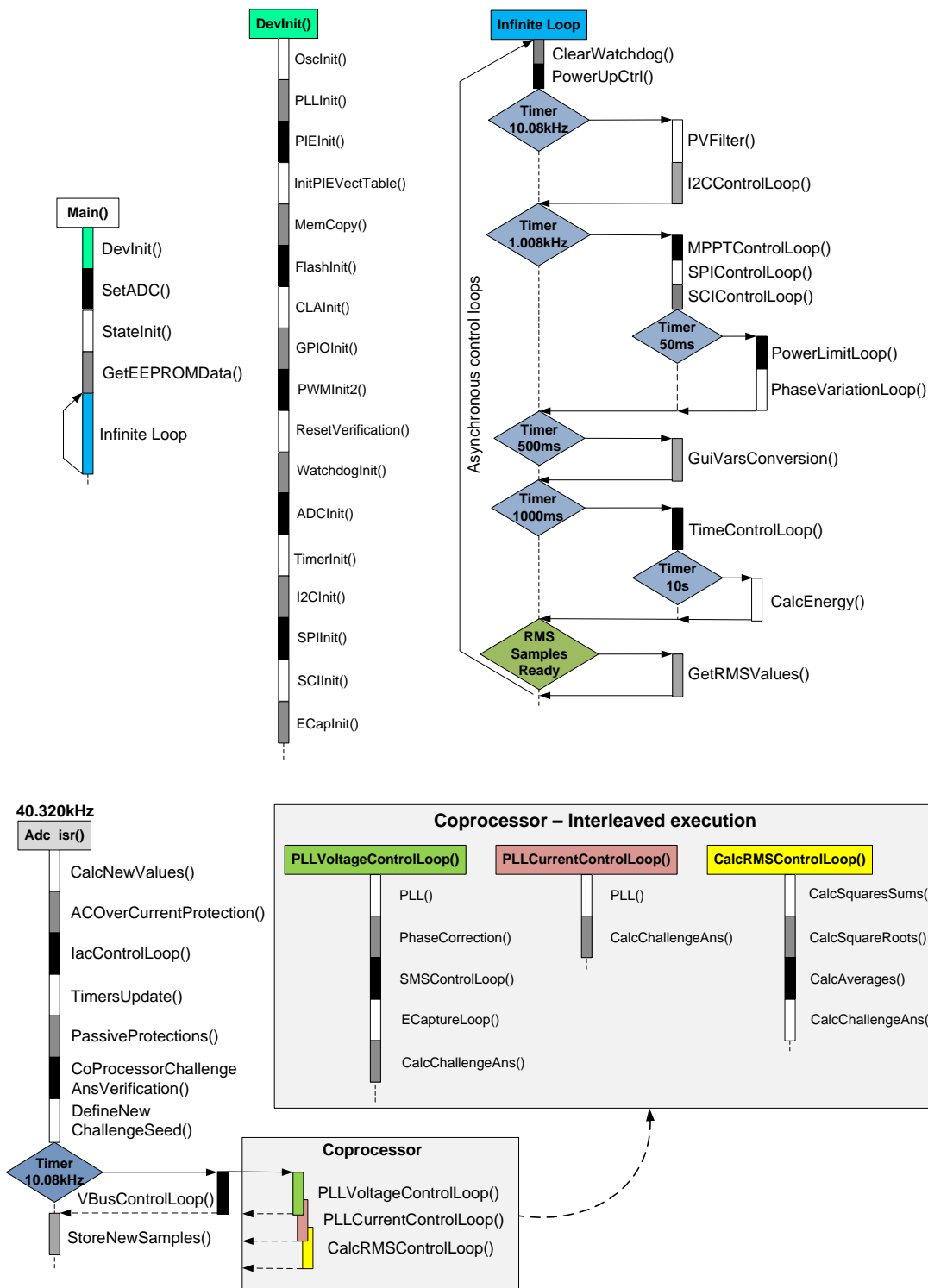
A Figura 61 e a Figura 62 apresentam a estrutura básica de execução do firmware de controle dos uC 1 e 2. Existem diversas malhas de controle em frequências distintas de operação, mas somente cinco malhas são executadas impreterivelmente de forma síncrona: aquisição de dados, controle da corrente injetada, proteções do sistema, malha de controle da tensão do barramento CC e sincronismo com a rede em CA.

As malhas mais lentas e de menor prioridade são executadas após a malha de 40kHz nos tempos apropriados. Essa filosofia garante que todas as malhas sejam executadas na taxa projetada, desde que não haja sobreposição entre os tempos de execução (condição de *overrun*). Serão apresentados resultados que demonstram a correta taxa de execução de todas as malhas projetadas, mesmo de forma assíncrona.

O modelo de uC utilizado contém um coprocessador chamado CLA (*Control Law Accelerator*) que opera na mesma frequência da CPU (*Central Processing Unit*) principal. Apresenta a vantagem de utilizar ponto flutuante com 32 bits de resolução, permitindo rapidez e robustez nos cálculos executados.

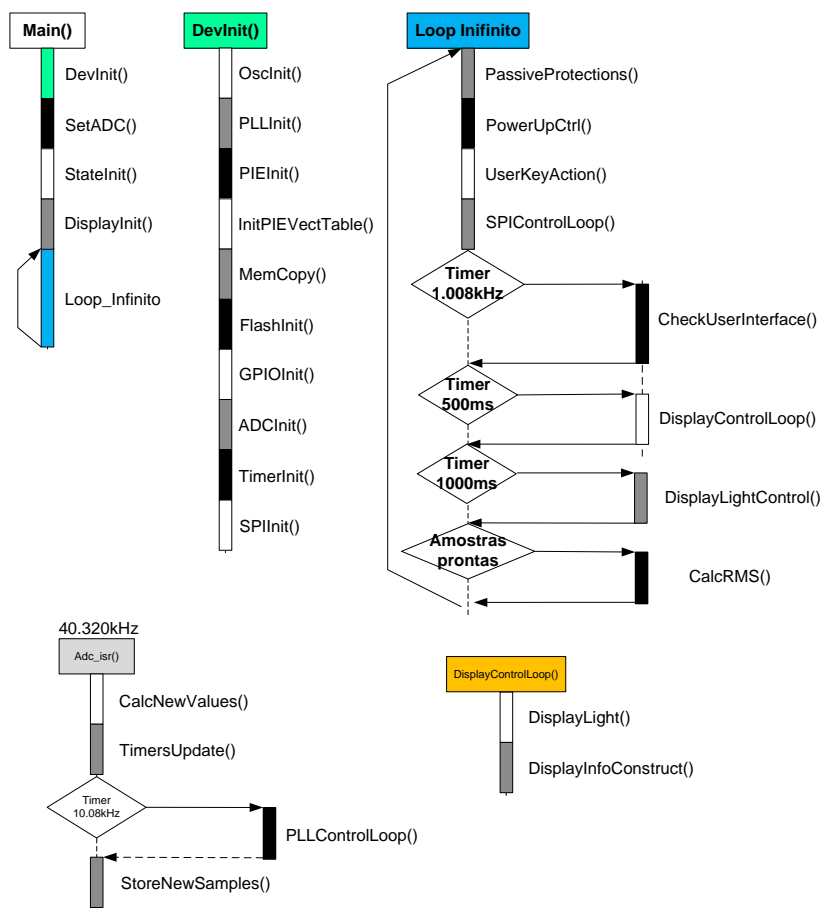
Diferente da CPU, a CLA trabalha com a política de tarefas. Uma vez terminada uma tarefa atribuída, a CLA permanece no estado de espera. Até oito tarefas diferentes podem ser programadas, mas somente uma é executada por vez.

Figura 61 - Mapa de execução das principais funções do *firmware* do uC1.



Fonte: Próprio autor.

Figura 62 - Mapa de execução das principais funções do *firmware* do uC2.



Fonte: Próprio autor.

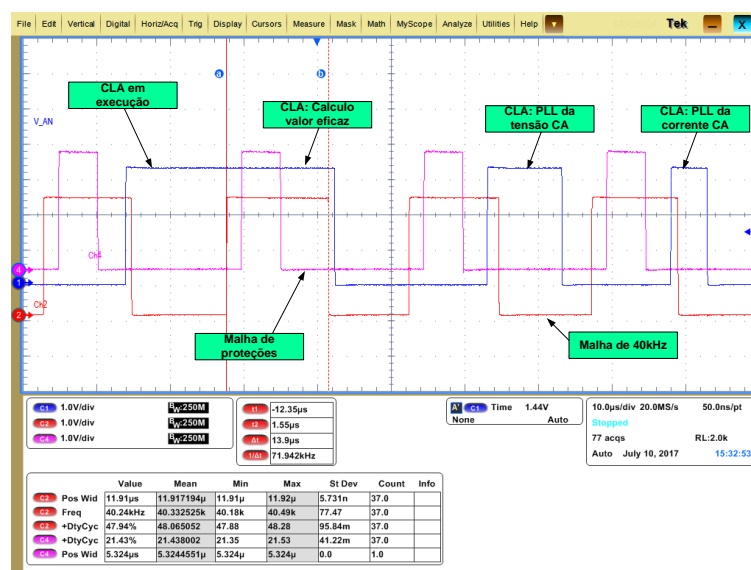
No uC1, utilizou-se a CLA para as três tarefas que ocupam maior tempo de processamento: algoritmo de sincronismo da tensão da rede CA, algoritmo de sincronismo da corrente da rede CA e algoritmo de cálculo do valor eficaz das variáveis necessárias. O algoritmo de sincronismo da corrente em CA é necessário para a correta realimentação do controle de defasagem entre tensão e corrente de saída do inversor. O mesmo algoritmo de sincronismo com a tensão da rede é utilizado para o rastreamento da frequência e fase da corrente injetada, uma vez que a entrada deste algoritmo é em p.u., apenas adaptou-se o ganho para o valor máximo da corrente de saída. O uC2 não utilizou o coprocessador para nenhuma tarefa.

Na Figura 63 são apresentadas as taxas de execução das malhas síncronas, onde o nível alto indica que o processo está ativo. Em vermelho têm-se a rotina “Adc_isr()” da Figura 61, executada na taxa de 40,320kHz. Em rosa, é apresentada a execução da rotina “PassiveProtections()”, que ocupa maior tempo dentro da

interrupção. Em azul, pode-se visualizar a execução das tarefas pela CLA que ocorre em paralelo à CPU, sendo o cálculo da tensão eficaz, sincronismo da tensão da rede CA e sincronismo da corrente injetada na rede CA. Cada tarefa foi projetada para a taxa de 10,08kHz e são executadas de forma entrelaçada na malha de 40,320kHz.

Observa-se que o algoritmo de sincronismo da tensão utiliza consideravelmente mais tempo de processamento do que o algoritmo de sincronismo da corrente de saída. Apesar de utilizarem o mesmo código fonte para o rastreamento da frequência e fase, tarefas adicionais são executadas após o rastreamento da tensão da rede CA, como o algoritmo de anti-ilhamento e algoritmo de controle de defasagem da corrente de saída.

Figura 63 - Taxa de execução das malhas síncronas.



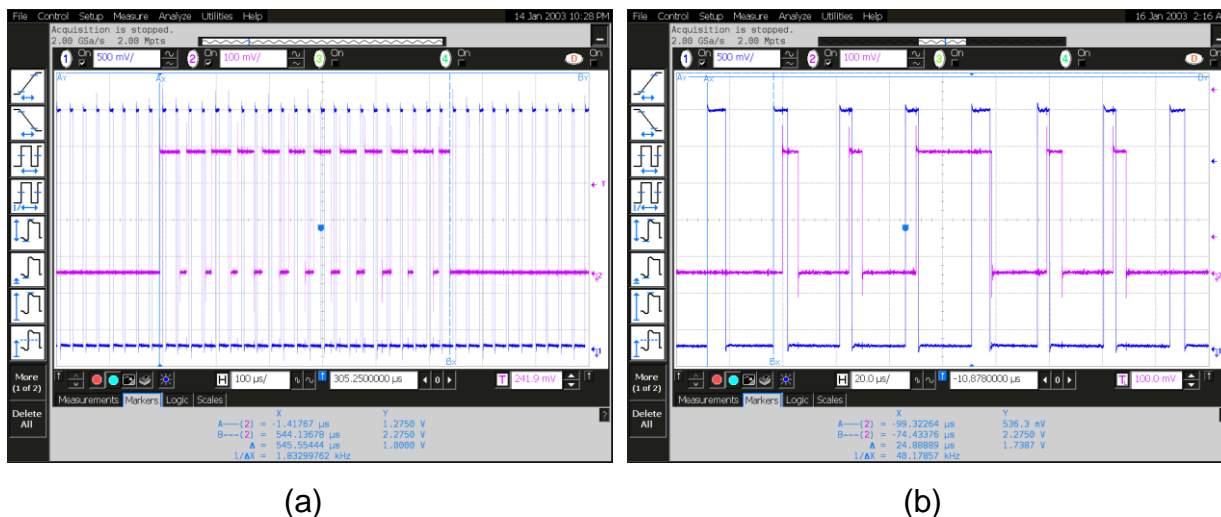
Fonte: Próprio autor.

O cálculo da tensão eficaz utiliza maior tempo de processamento por ser computacionalmente caro e pelo número de amostras utilizadas. É necessário calcular o valor eficaz da tensão CA da RDEE, da corrente injetada na RDEE e do valor eficaz da corrente CC extraída do painel fotovoltaico, todos utilizando em média 128 amostras por ciclo de rede. Como a taxa de amostragem é fixa, o número de amostras é corrigido a cada ciclo da rede em função da frequência, garantindo o cálculo correto do valor eficaz.

A Figura 64 apresenta um comparativo entre o uso da CPU principal e o uso da CLA para o cálculo do valor eficaz. Através da CPU, é necessário armazenar todo o vetor de amostras e dividir o cálculo de forma a permitir que as malhas assíncronas tenham chance de serem executadas, uma vez que todo o cálculo leva em torno de 545us (Figura 64a). A necessidade de armazenar todo o vetor de amostras leva ao uso intenso de memória RAM, característica indesejada para sistemas embarcados.

Com o uso da CLA (Figura 64b), a CPU tem a tarefa de passar as amostras e coletar os resultados quando prontos. A cada 10 amostras armazenadas a CLA já realiza uma parcela do cômputo do valor eficaz, levando cerca de 28us para processar cada lote. Logo, a CLA leva em média 180us para o cômputo total do valor eficaz, cerca de três vezes mais rápido do que a CPU, além de liberar a mesma para outras tarefas.

Figura 64 - Comparativo do uso da CPU em relação a CLA. (a) Malha de 40kHz em azul, cálculo do valor eficaz em roxo. (b) Malha de 40kHz em azul, tarefas executadas pela CLA em roxo.

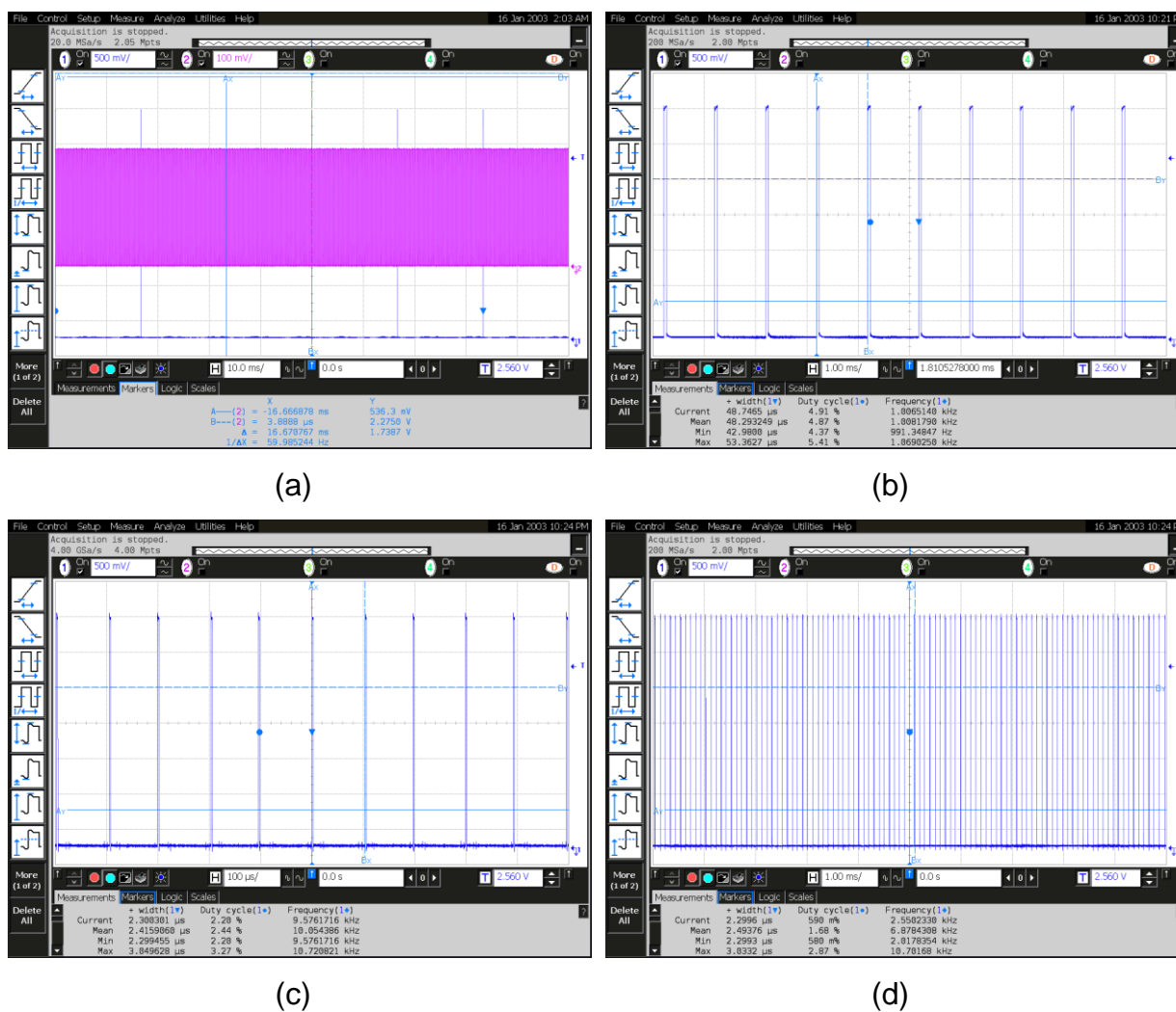


Fonte: Próprio autor.

A Figura 65 apresenta a captura dos intervalos de execução das malhas assíncronas. Em (a) observa-se a coleta dos dados pela CPU do valor eficaz calculado pela CLA a cada ciclo de rede. Em (b) é apresentada a taxa de execução das malhas assíncronas de 1kHz. Em (c) é observada a taxa de execução das malhas assíncronas de 10kHz, e em (d) mostra-se uma visão mais ampla das

malhas de 10kHz, onde pode-se nota que há grandes variações nos intervalos de execução, mesmo sendo de modo assíncrono.

Figura 65 - Resultados das taxas de execução das rotinas assíncronas. (a) Coleta dos valor eficaz calculados pela CLA em azul. (b) Execução das malhas assíncronas de 1kHz. (c) Execução das malhas assíncronas de 10kHz. (d) Visão ampla da execução das malhas assíncronas de 10kHz.



Fonte: Próprio autor.

4.4.1 Mecanismos de proteção de má execução dos processadores

A execução incorreta das malhas de controle, bem como travamentos inesperados causados por exceções do programa ou falha de hardware, podem levar a eventos catastróficos, com a total ou parcial destruição do equipamento controlado. Dessa forma, um mecanismo de proteção contra execução incorreta do programa deve ser considerado durante o desenvolvimento.

4.4.1.1 Mecanismo de proteção da CPU principal

Para o monitoramento da CPU principal, o uC empregado conta com o tradicional módulo de *Watchdog*. Basicamente, o *watchdog* é um contador que, caso chegue ao valor final, causa o reinício da CPU. Assim, ele deve ser periodicamente zerado pelo programa em execução. Apesar desse método de proteção amplamente adotado falhar em algumas condições, existem práticas que minimizam as chances de erro (GANSSLE, 2004). Entre elas, a principal recomendação é a de realizar o reinício do *watchdog* somente em um ponto em todo o código, e que este ponto não esteja dentro de uma interrupção.

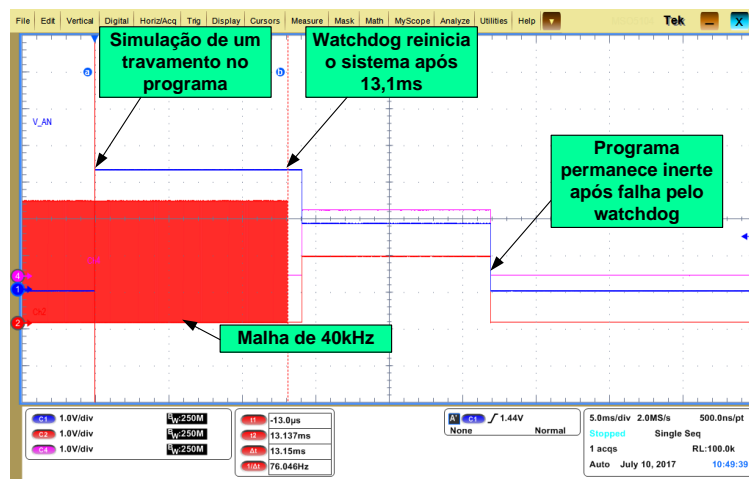
Além disso, normalmente pode-se configurar o tempo máximo para reinício do contador de proteção, sendo esta configuração tão importante quanto a escolha do local onde o *watchdog* será reiniciado no programa.

No *firmware* desenvolvido, observa-se na Figura 61 que o *watchdog* é reiniciado somente uma vez, no ciclo principal de trabalho, através da rotina "ClearWatchdog()". O tempo máximo permitido antes que o contador estoure é de 13,1ms, (menor tempo possível que pode ser configurado), sendo este o limite de tempo que o ciclo principal de controle tem para executar todas as malhas necessárias e retornar ao ponto inicial. Na realidade, o ciclo principal leva muito menos tempo para executar um passada completa pelas malhas de controle.

A Figura 66 apresenta a simulação de uma falha no programa, onde o ciclo principal ficou retido em um ponto qualquer. Nota-se que a malha de 40kHz, por ser executada em uma chamada de interrupção, continuar a ser executada mesmo com o ciclo principal parado em algum ponto. Este é um dos motivos de que não se pode

reiniciar o *watchdog* dentro de uma interrupção. Após 13,1ms, a CPU é reiniciada, e o sistema foi codificado de forma a não iniciar novamente a execução das rotinas.

Figura 66 - Verificação de funcionamento da proteção por Watchdog.



Fonte: Próprio autor.

4.4.1.2 Mecanismo de proteção por programa (*seed-challenge watchdog*)

O coprocessador não possui nenhum mecanismo nativo de verificação de travamento ou má execução. Dessa forma, foi implementado um mecanismo de proteção por programa, ou *software watchdog*. A metodologia utilizada é bastante conhecida no meio computacional, chamada de *seed-challenge watchdog*, e pode ser utilizada para policiamento entre diferentes processos, sistemas multiprocessados ou mesmo entre computadores geograficamente separados.

O processador mestre é responsável pela geração e controle da semente, que pode ser, por exemplo, uma sequência de números inteiros. Cada processador, ou processo que irá ser submetido à verificação deve possuir uma função matemática idêntica a do mestre. A cada iteração, o mestre distribui a semente e cada processo deve retornar a resposta correta calculada para o mestre. Caso um processo retorne uma resposta errada, ou não responda a tempo, ocorre a detecção de má execução.

Como grande vantagem, este método pode ser escalado desde sistemas extremamente simples, até sistemas complexos, dependendo apenas da

complexidade da função matemática escolhida. Pode, inclusive, atuar como elemento de verificação de segurança.

Para este trabalho, utilizou-se como semente uma sequência de números inteiros de 5 bits (indo de 0 à 31 ciclicamente) e uma função linear simples do tipo $f(x) = ax + b$, sendo suficiente para detectar erros neste sistema. Cada tarefa designada pela CPU para a CLA recebe uma semente diferente, e a resposta é verificada antes que a tarefa subsequente seja atribuída. Caso a resposta esteja errada, o sistema é reiniciado e mantido em espera da mesma forma que o *watchdog* tradicional.

O Quadro 8 apresenta o pseudocódigo utilizado para verificação de erros no coprocessador. Duas variáveis são definidas como inteiro, sendo a primeira a semente da equação e a segunda para armazenar a resposta calculada pelo coprocessador. A cada iteração da rotina de interrupção das malhas síncronas (em 40,320kHz), o processador principal calcula a resposta da equação desafio com a última semente enviada ao coprocessador. Se a resposta estiver incorreta, houve algum tipo de erro, e o sistema interrompe a operação. Caso contrário, o valor da semente é atualizado e enviado ao coprocessador para verificação na próxima iteração.

Quadro 8 - Exemplo de pseudocódigo utilizado para verificação de falha no coprocessador.

```
Uint16 ChallengeSeed = 0;
Uint16 ChallengeAns = 0;

Interrupção das malhas síncronas (40,320kHz)
  CoProcessorChallengeAnsVerification():
    if (ChallengeAns != ChallengeSeed * 4 + 2)
      Then CoprocessorError();

  DefineNewChallengeSeed():
    if (++ChallengeSeed > 31)
      Then ChallengeSeed = 0;

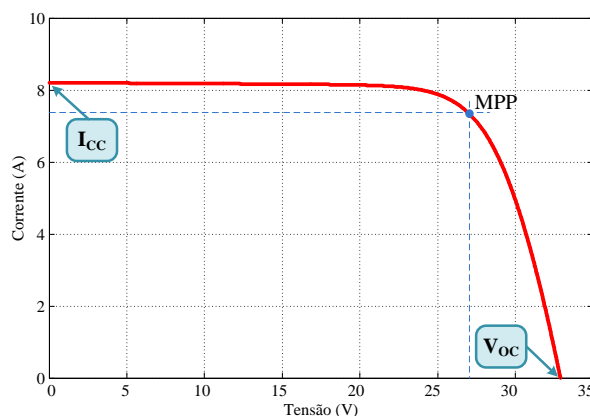
Executado no coprocessador:
  CoprocessorTask(ChallengeSeed)
    ChallengeAns = ChallengeSeed * 4 + 2;
    Return ChallengeAns;
```

Fonte: Próprio autor.

4.4.2 Algoritmo de SPMP

A necessidade de algoritmos de extração de máxima potência é bem conhecida na literatura e de vital importância em muitos sistemas baseados em fontes de energia renováveis. O uso de técnicas de SPMP aumenta a eficiência do sistema e diminui o tempo de retorno do investimento no sistema de GD (DE BRITO et al., 2011; ESRAM; CHAPMAN, 2007). A Figura 67 ilustra a curva tensão versus corrente típica de um único painel fotovoltaico. Neste caso, existe somente um ponto de máxima potência que é dependente das condições de irradiação e temperatura à qual o painel fotovoltaico está submetido.

Figura 67 - Curva V_{xI} típica de um painel fotovoltaico.



Fonte: (DE BRITO et al., 2011)

Em (DE BRITO et al., 2011) há uma análise comparativa dos métodos de extração de máxima potência disponíveis na literatura. Com bom fator de rastreamento, quantidade não significativa de variáveis mensuradas e computacionalmente não complexo, o algoritmo de Perturbação e Observação (P&O) modificado foi escolhido para ser utilizado neste trabalho.

Esse algoritmo possui algumas diferenças em relação ao tradicional. Uma delas é a realização do rastreamento completo da curva V_{xI} do painel fotovoltaico na inicialização do inversor. Este rastreamento inicial objetiva levar o sistema a operar no ponto de máxima potência o mais rápido possível, evitando a operação nos chamados pontos de máximos locais causados por sombreamento parcial nos painéis fotovoltaicos (MUN et al., 2011; OSHIRO et al., 2011; WANG et al., 2011).

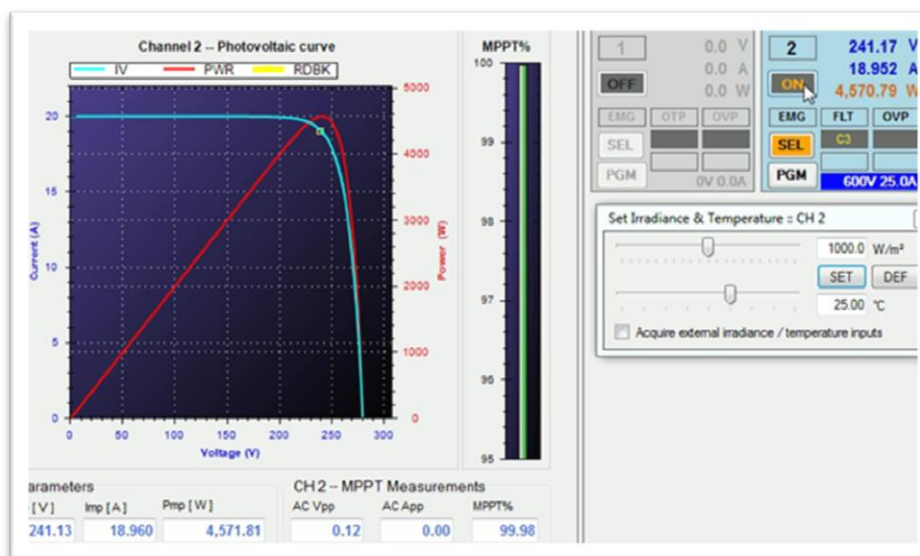
Porém, o método P&O apresenta maior erro no cálculo do sentido de perturbação quando o sistema está em torno do ponto de máxima potência (PMP), ocasionado pelos reduzidos valores das diferenças de potência e tensão do PF a cada iteração do algoritmo, levando o sistema a operar fora do MPP e diminuindo o fator de rastreamento (FR)

Para contornar este problema, foram adotadas duas técnicas neste trabalho, sendo a primeira a inclusão do passo de perturbação variável, que depende da diferença de potência observada durante a última iteração. Quando o ΔP ficar abaixo de um determinado valor, o passo de perturbação é diminuído, o que torna mais fácil a localização do PMP pelo algoritmo. A segunda técnica é aplicada quando o algoritmo está próximo do PMP. Consiste em controlar de forma ordenada o sentido da perturbação visando minimizar os erros de deslocamento do ponto de operação.

Além disso, a perturbação que o algoritmo P&O modificado realiza na curva V_{xl} do PF possui passo variável, ou seja, o passo de perturbação varia de acordo com a diferença de potência encontrada durante o último passo executado. Além disso, o sentido de perturbação também é controlado de forma mais inteligente, garantindo que a perturbação seja homogênea ao longo da curva V_{xl} .

A Figura 68 apresenta o resultado de rastreamento do algoritmo implementado para a condição de potência nominal, sem sombreamento, com eficiência média acima de 99,8%.

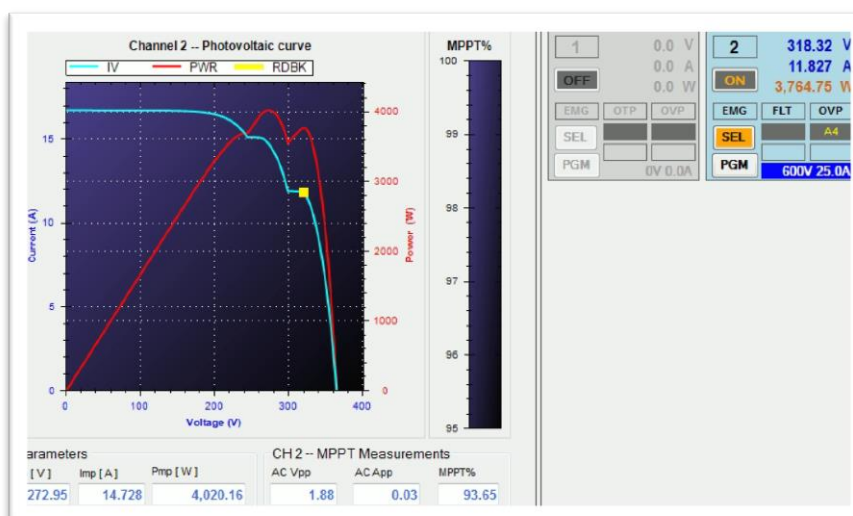
Figura 68 - Eficiência do algoritmo de rastreamento de máxima potência sem sombreamento.



Fonte: Próprio autor.

O algoritmo também é eficaz para encontrar o ponto de máxima potência quando há sombreamento parcial dos painéis solares. Para melhor compreensão, a Figura 69 mostra o inversor operando numa condição não ideal, num ponto chamado de ponto de máxima potência local. Nessa condição, e para este exemplo, somente cerca de 93% da energia solar disponível está sendo utilizada.

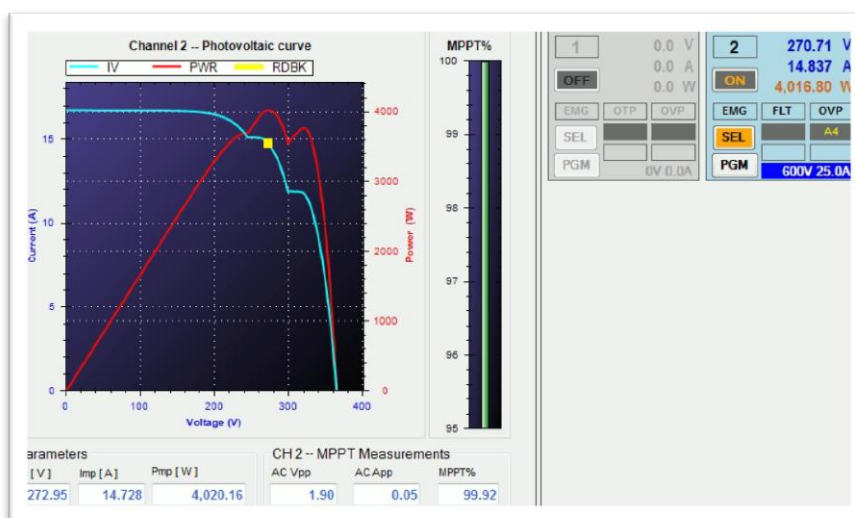
Figura 69 - Inversor operando fora do ponto de máxima potência global.



Fonte: Próprio autor.

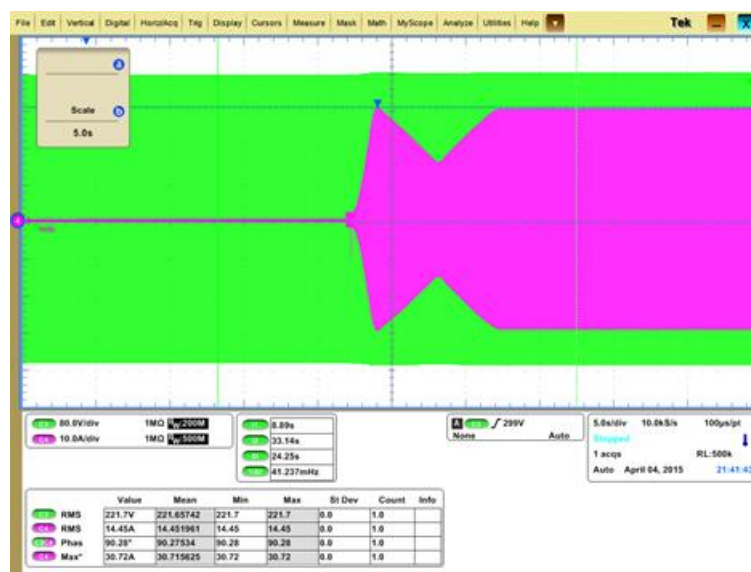
Com o algoritmo modificado descrito anteriormente, o inversor é capaz de encontrar o ponto de máxima potência global, mesmo com sombreamento parcial, e o rendimento médio fica acima de 99,8% no rastreamento (Figura 70). Isso é possível graças ao rastreamento da curva V_{xl} do painel solar, que procura o ponto de máxima potência global. Uma vez encontrado, o algoritmo libera o rastreamento do PMP para o algoritmo de P&O modificado. Esta função é executada na inicialização do sistema e a cada 30 minutos. A Figura 71 apresenta a captura da tensão e corrente de saída do inversor no momento da conexão com a rede, etapa na qual é executado o primeiro rastreamento. Observa-se que o sistema retorna para o ponto de máxima potência após o rastreamento completo.

Figura 70 - Inversor operando no ponto de máxima potência global com condição de sombreamento parcial dos painéis fotovoltaicos.



Fonte: Próprio autor.

Figura 71 - Resultado do algoritmo de rastreamento da curva do painel fotovoltaico.



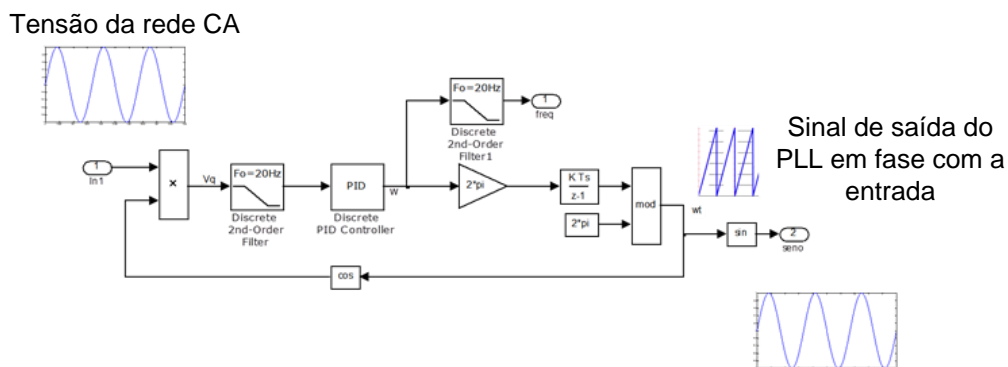
Fonte: Próprio autor.

4.4.3 Algoritmo de sincronismo

O sincronismo entre dispositivos é requerido em várias aplicações, nas mais diversas áreas, o que motiva a pesquisa por métodos mais eficientes de sincronização. Em aplicações de geração de energia, a performance do algoritmo de sincronismo impacta diretamente na qualidade de energia (PÁDUA et al., 2007).

O algoritmo de sincronização do tipo PLL (*Phase Locked Loop*) está entre os mais utilizados na literatura (PÁDUA et al., 2007; ROLIM et al., 2006). Para aplicações em inversores conectados à rede, este algoritmo é responsável por sincronizar a corrente de saída do inversor com a tensão do barramento CA, o que implica no controle da potência ativa e reativa injetada na rede CA. A Figura 72 apresenta o diagrama de blocos do algoritmo PLL que foi implementado no inversor.

Figura 72 - Algoritmo PLL implementado no Matlab/Simulink.



Fonte: Próprio autor.

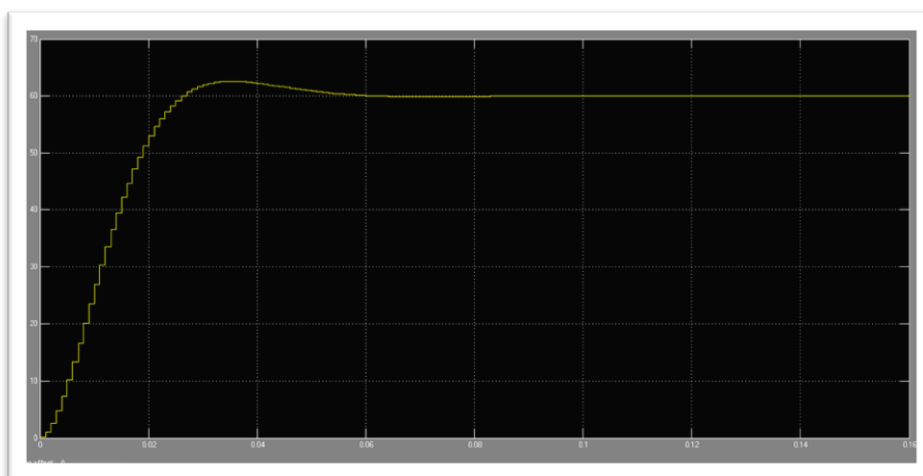
A tensão da rede é mensurada e seu valor em p.u. (valor de pico unitário) serve como entrada para o algoritmo. Este valor é multiplicado pelo cosseno do valor de saída do PLL. Quando o PLL encontrar o valor de fase correta da onda, esta multiplicação é nula. O segundo bloco do PLL é um filtro passa-baixa, que pode ser constituído por um filtro de primeira ou de segunda ordem.

A Figura 73 apresenta o sinal de saída do PLL no início do rastreamento através da simulação. Observa-se o tempo que o algoritmo leva para sincronizar com a rede fica em torno de 60ms. A agilidade no rastreamento é dada pelo fato de o algoritmo assumir inicialmente que a frequência da rede já está em 60,00Hz. No entanto, a resposta ao rastreamento é consideravelmente mais lenta quando há a aplicação de um degrau na frequência da rede após a estabilização do rastreamento inicial, como mostrado na Figura 74.

Ao aplicar um degrau de 60Hz para 55Hz na frequência da rede CA, o algoritmo leva em torno de 300ms para rastrear a nova frequência da rede. Para o atendimento das normas de conexão já citadas anteriormente, o desempenho deste algoritmo é suficiente.

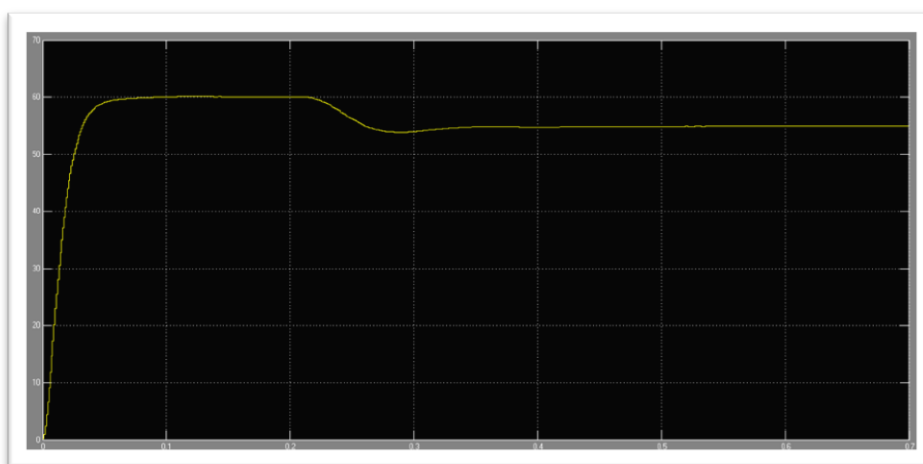
Porém, diversas características operacionais do inversor dependem do sincronismo com a rede CA, como o algoritmo de anti-ilhamento, proteções contra defasagens bruscas na tensão da rede (religamento automático), controle de reativo, entre outros.

Figura 73 - Simulação de rastreamento da frequência do sinal de entrada durante inicialização do rastreamento.



Fonte: Próprio autor.

Figura 74 - Simulação de degrau de 5Hz aplicado à entrada do algoritmo de PLL no instante de 0,2s.

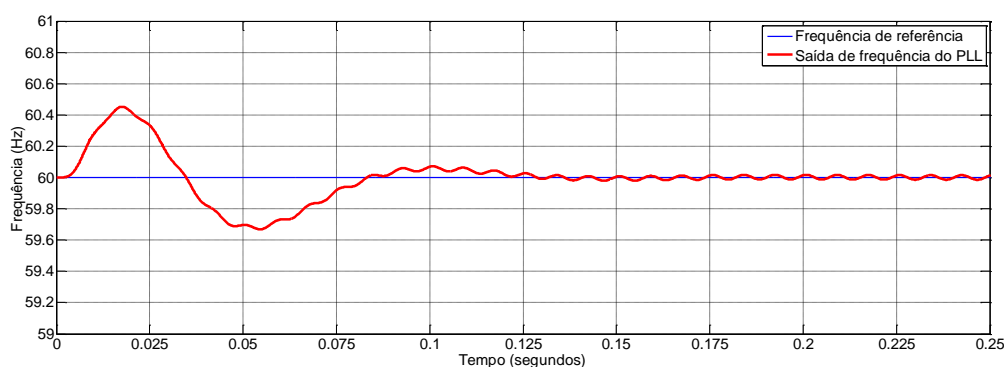


Fonte: Próprio autor.

A Figura 75 apresenta o resultado experimental do rastreamento da frequência pelo algoritmo de PLL durante a inicialização (quando se conecta a RDEE). O algoritmo levou em torno de 125ms para estabilização. A Figura 76 apresenta os resultados experimentais da resposta ao degrau de frequência na rede CA, de 60,0Hz para 57,5Hz e de 60,0Hz para 62,0Hz. Em azul a frequência da rede CA, em laranja a frequência rastreada pelo PLL e adicionalmente, em cinza pontilhado, a frequência rastreada pelo módulo de captura (ECAP) do DSP.

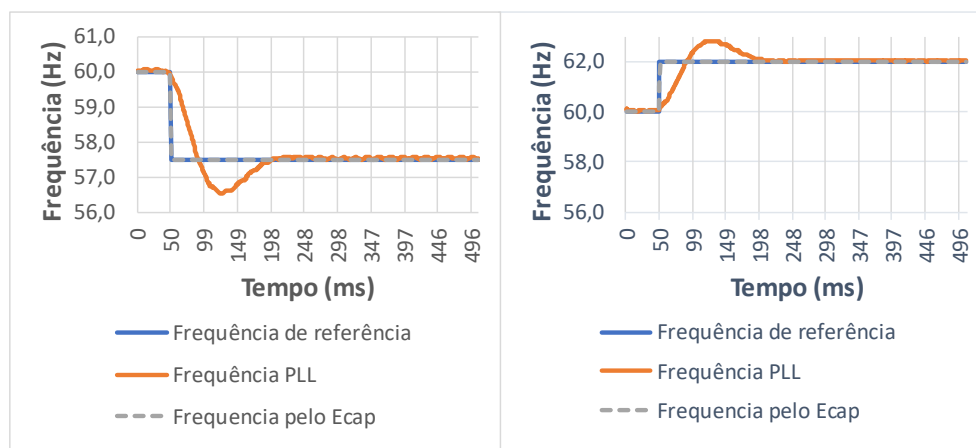
Observa-se que a frequência capturada pelo módulo ECAP segue perfeitamente a frequência de referência, uma vez que a captura é feita ciclo-a-ciclo. No entanto, não é usual utilizar o sistema de detecção por zero para este tipo de aplicação, uma vez que é altamente susceptível a ruídos. Esta função pode ser utilizada para contar o número de ciclos da rede CA para controle de tempo de atuação das proteções.

Figura 75 - Resultado experimental para o rastreamento da frequência da rede CA durante a inicialização do algoritmo.



Fonte: Próprio autor.

Figura 76 - Resultados experimentais do algoritmo de sincronismo durante a aplicação de degrau de frequência na rede CA.

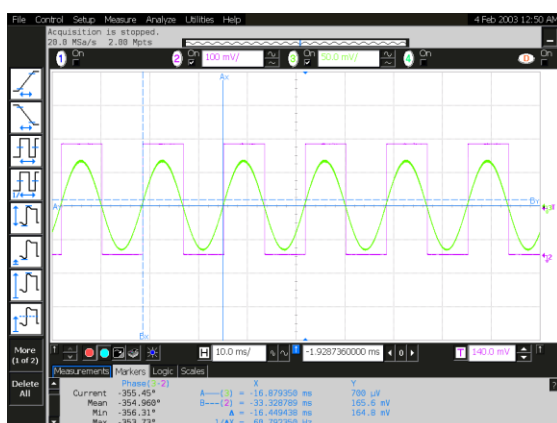


Fonte: Próprio autor.

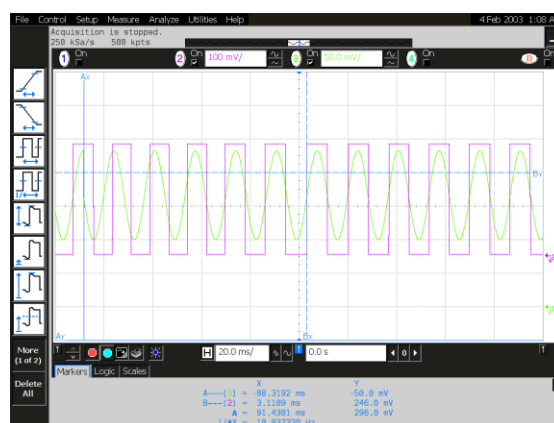
Para o rastreamento da fase, o algoritmo de sincronismo apresenta tempo de estabelecimento razoavelmente satisfatório. Na Figura 77 são apresentados os resultados experimentais do PLL em relação ao rastreamento de fase:

- (a) Rastreamento durante regime de operação. Erro máximo de 7 graus entre a tensão da rede e a resposta do PLL sem calibração. Erro máximo de 0,83 graus após a calibração.
- (b) Resposta ao degrau de fase de 90 graus na tensão da rede CA. Tempo de rastreamento de 92ms.
- (c) Resposta ao degrau de 180 graus na tensão da rede CA. Tempo de estabelecimento máximo de 200ms.
- (d) Detalhe da resposta ao degrau de 180 graus aplicado em (c).

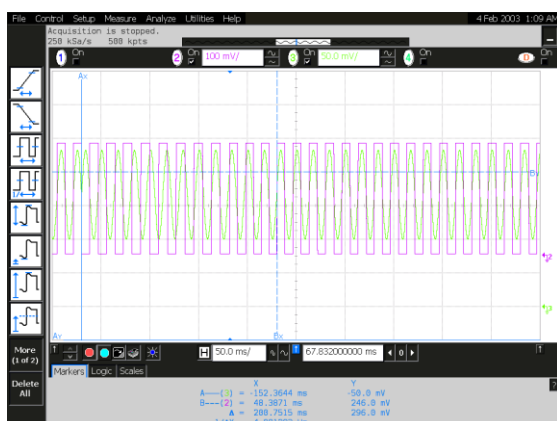
Figura 77 - Resultados experimentais de sincronismo do algoritmo de PLL. Em verde a tensão da rede CA, em azul a fase rastreada pelo algoritmo. (a) Sincronismo durante o regime, (b) resposta ao degrau de 90 graus na rede CA, (c) e (d) resposta ao degrau de 180 graus na rede CA.



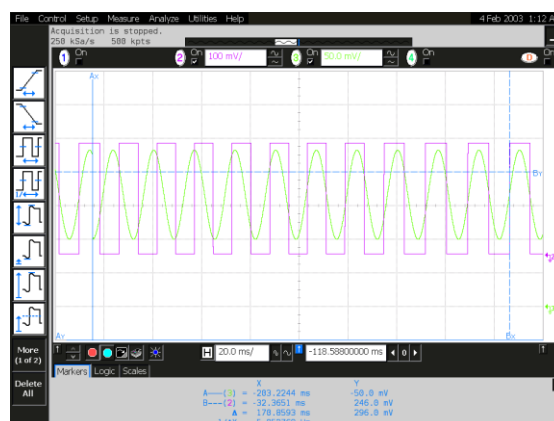
(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte: Próprio autor.

4.4.4 Algoritmo de anti ilhamento

Dentre os possíveis métodos para detecção da condição de ilhamento, têm-se os remotos e locais. Os remotos são considerados os mais eficientes, porém são mais caros do que os métodos locais e ainda não são populares. O ilhamento por comando remoto baseia-se na comunicação entre a GD e a concessionária, onde essa envia a solicitação para desconexão ou reconexão da GD (KUNTE; GAO, 2008).

Os métodos locais podem ser separados entre os ativos e os passivos. Os métodos passivos monitoram os parâmetros elétricos da tensão da rede em CA, como tensão e frequência, e caso estes ultrapassem determinados limites, o fornecimento de potência para a rede é interrompido. Os métodos passivos são simples e de baixo custo, além de não inserirem nenhuma perturbação na tensão da rede, porém apresentam elevada NDZ (*Non-detection Zone*) (DE MANGO et al., 2006a).

Com elevada eficácia na detecção de ilhamento e boa relação custo/benefício, os métodos ativos introduzem certos distúrbios e monitoram a resposta para determinar se a rede, com sua frequência, tensão e impedâncias estáveis, ainda está conectada. Se a reduzida perturbação aplicada pelos métodos ativos é capaz de afetar os parâmetros da tensão no PCC (ponto de acoplamento), o circuito ativo desliga o inversor (DE MANGO et al., 2006a, 2006b).

Um método ativo, denominado *Slip-Mode Frequency Shift* (SMS) ou Método do Desvio de Frequência no modo Escorregamento em português, usa realimentação positiva para desestabilizar o sistema PF quando a rede não está presente. A fase entre a corrente e tensão de saída do inversor não é controlada para ser sempre nula, mas sim uma função da frequência da tensão no PCC. Quando a rede está conectada, não existe fase entre a corrente e a tensão da rede. Este método possui pequena NDZ, apresenta boa eficiência com múltiplos inversores, e uma pequena modificação no PLL é requerida (KUNTE; GAO, 2008).

A Figura 78 apresenta o tempo máximo que o inversor levou para detectar a condição de ilhamento, com 100% da potência da carga (4,6kW) RLC balanceada (Fator de qualidade unitário). O tempo máximo registrado foi de 1,63s.

Figura 78 - Teste de detecção de ilhamento com carga RLC balanceada e 100% de carga



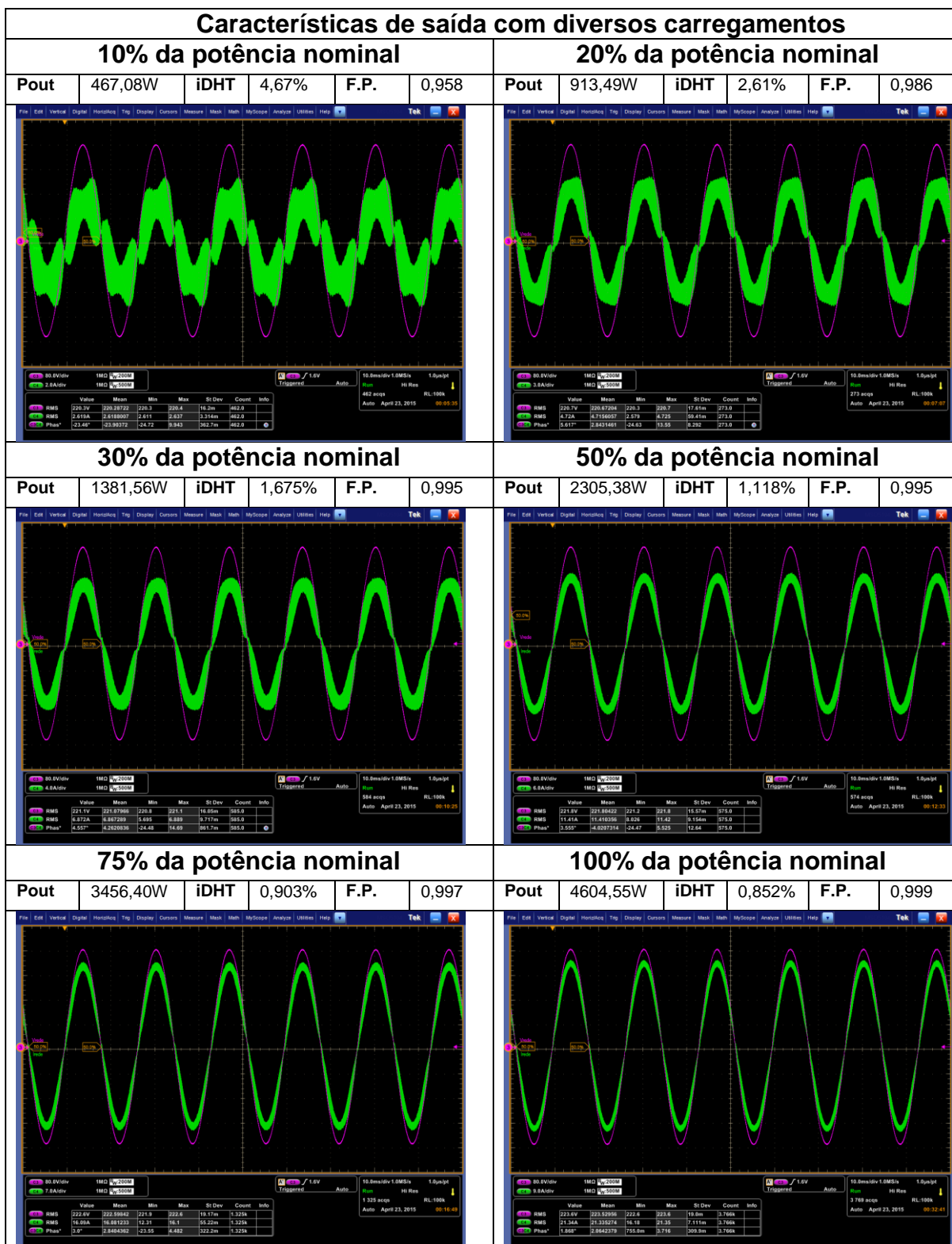
Fonte: Próprio autor.

4.4.5 Injeção de potência ativa e reativa

Foi verificado que o inversor desenvolvido pode injetar potência ativa até 4,6kW com distorção harmônica total da corrente abaixo de 5% mesmo para carregamentos tão baixos quanto 10%. A seguir são apresentadas as formas de onda, com potência total, distorção harmônica e fator de potência para 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% de carga.

O inversor apresentou excelente qualidade na forma de onda da corrente de saída, com menor distorção harmônica da corrente em 100% de carga, ficando em 0,852% de DHT.

Quadro 9 - Formas de onda e dados de energia do inversor desenvolvido em diferentes carregamentos.

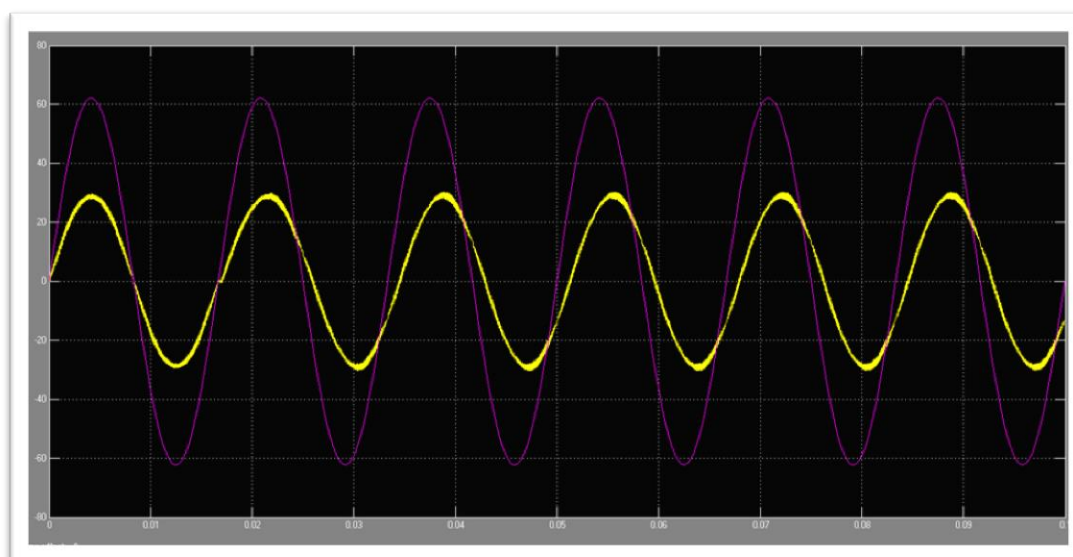


Fonte: Próprio autor.

A capacidade de injeção de energia reativa na RDEE é um dos requisitos para os conversores utilizados neste trabalho. Simulações da estrutura com fator de potência 0,90 indutivo e 0,90 capacitivo foram feitas com sucesso.

Na Figura 79 é apresentado o resultado de simulação para a forma de onda da corrente e de tensão com o inversor injetando reativo (Q+) (reativo indutivo) com fator de potência de 0,90; tendo uma defasagem de aproximadamente 25 graus após o primeiro ciclo da rede (degrau de fase na corrente visto na Figura 79). A potência ativa é $P=4091W$ e a potência reativa é $Q=1990Var$, sendo a potência aparente $S=4,54kVA$.

Figura 79 - Formas de onda de tensão (roxo) e de corrente (amarelo) para injeção de reativo (Q+) simulado através da ferramenta Matlab/Simulink®.



Fonte: Próprio autor.

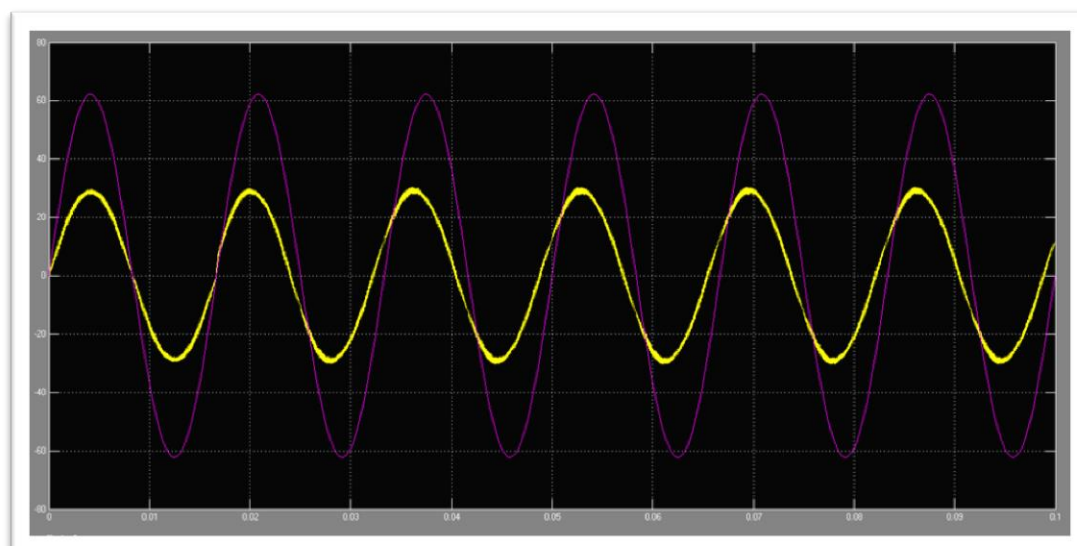
Na Figura 80 é apresentado o resultado de simulação da forma de onda de corrente e de tensão com o inversor absorvendo reativo (Q-) (reativo capacitivo) com fator de potência de 0,90; tendo uma defasagem de aproximadamente 25 graus. A potência ativa $P=4109W$ e a potência reativa $Q=-1920Var$, sendo a potência aparente $S=4,53kVA$.

Além do controle do fator de potência exigido pelas normas de conexão nacional (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS- ABNT, 2013a, 2013b), o *firmware* do inversor pode receber remotamente o fator de potência desejado. O fator de potência remoto pode ser definido manualmente pelo usuário,

ou controlado automaticamente pelo programa de gerenciamento para compensação da tensão no PCC, ambos dentro do limite de variação de 0,90 indutivo à 0,90 capacitivo.

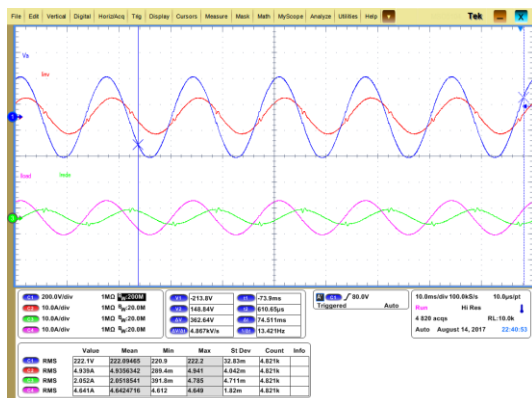
Após a inclusão do controle de injeção de potência reativa no firmware dos inversores, coletou-se os resultados apresentados na Figura 81: em (a) e (b) o inversor está com operando com 20% da potência nominal, em (c) e (d) com 50% e em (e) e (f) com 100%. Para os três casos, são apresentadas as formas de onda com injeção de reativo indutivo e capacitivo, com fator de potência de 0,90.

Figura 80 - Formas de onda de tensão (roxo) e de corrente (amarelo) para absorção de reativo (Q-) simulado através da ferramenta Matlab/Simulink.

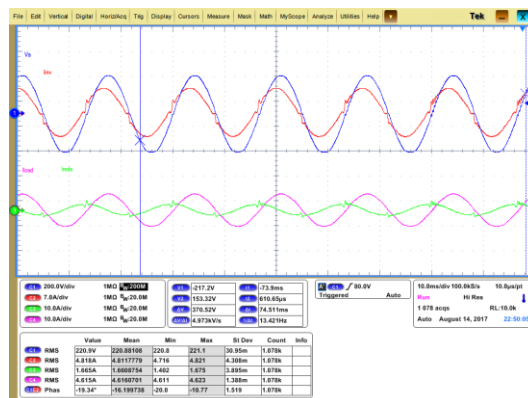


Fonte: Próprio autor.

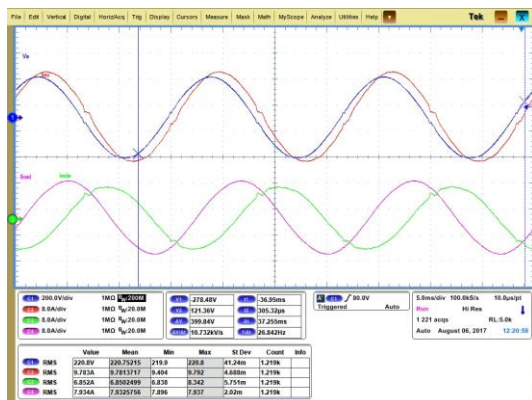
Figura 81 - Resultados experimentais para injeção de potência reativa. Em Azul: tensão da Fase L1, em vermelho: corrente injetada pelo inversor, em verde: corrente drenada pela carga local da fase L1, em roxo: corrente da fase L1 do PCC.



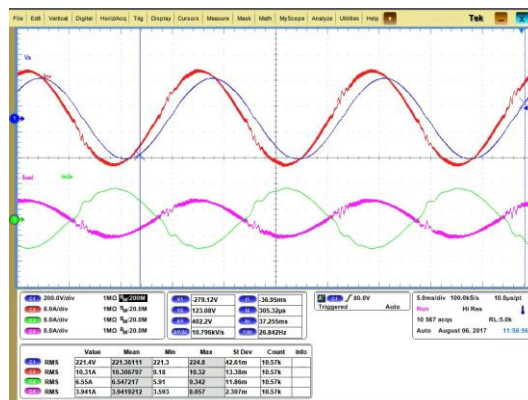
(a) 20% de Pn com FP = 0,9 indutivo



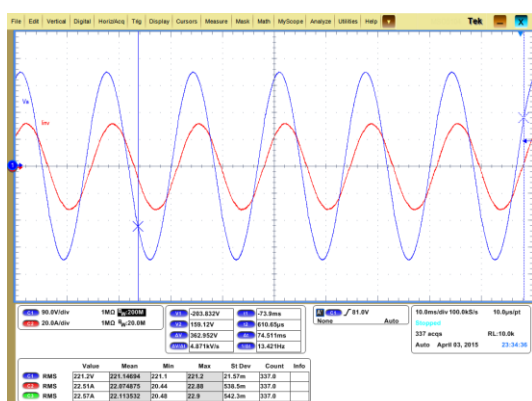
(b) 20% de Pn com FP = 0,9 capacitivo



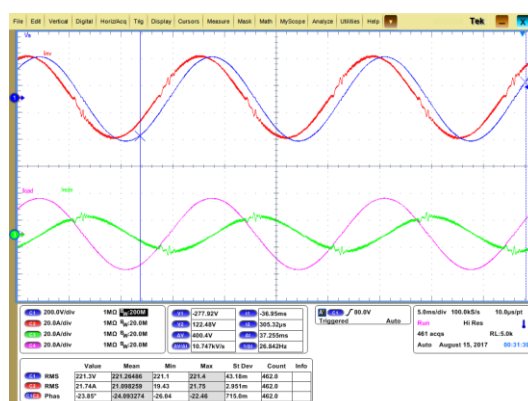
(c) 50% de Pn com FP = 0,9 indutivo



(d) 50% de Pn com FP = 0,9 capacitivo



(e) 100% de Pn com FP = 0,9 indutivo



(f) 100% de Pn com FP = 0,9 capacitivo

Fonte: Próprio autor.

4.5 CONSIDERAÇÕES COM RELAÇÃO ÀS NORMAS DE CONEXÃO BRASILEIRA ABNT NBR 16149 E NBR 16150.

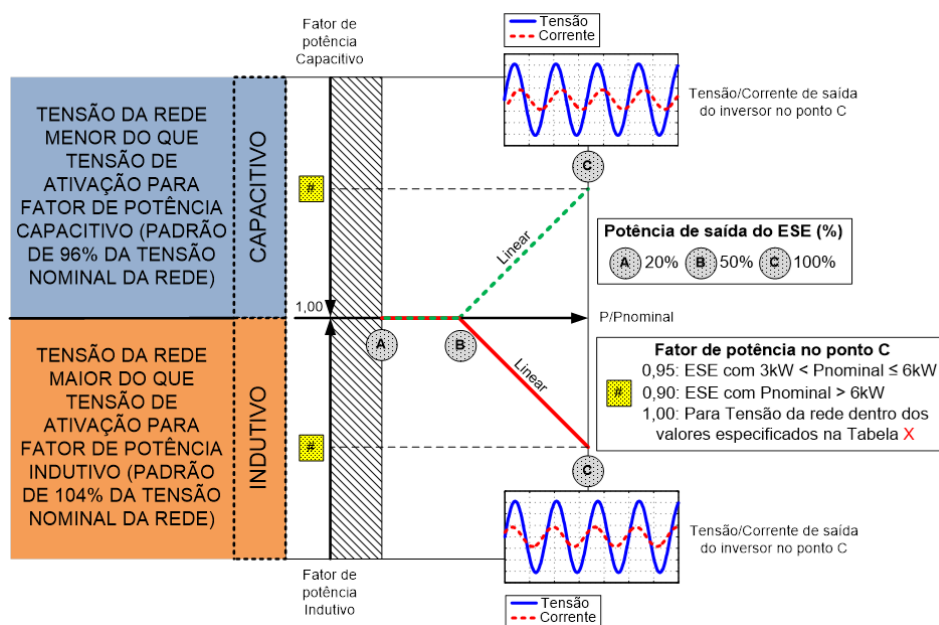
As normas de conexão brasileira exigem que os inversores tenham capacidade de controle do fator de potência da corrente injetada dependendo da potência nominal especificada pelo fabricante.

- Inversores até 3kW devem operar com fator de potência unitário;
- Inversores com potência entre 3kW e 6kW devem ter capacidade de operar com fator de potência maior ou igual à 0,95 indutivo na potência nominal.
- Inversores com potência maior do que 6kW devem ter a capacidade de operar com fator de potência maior ou igual à 0,90 indutivo na potência nominal de operação.

Além disso, é exigido que inversores com potência nominal maior do que 6kW tenham capacidade de operar com fator de potência fixo para potência acima de 20% da nominal.

Observa-se que as normas brasileiras não apresentam flexibilidade no que se refere à injeção de potência reativa na RDEE por inversores para painéis fotovoltaicos. A NBR 16149 oferece suporte de reativos apenas para inversores com potência superior à 3kW, quando há elevação de tensão no PCC. Para afundamentos, não há regulamentação sobre o suporte de reativos, e neste caso o inversor deve manter o fator de potência fixo programado. Como sugestão para este trabalho, a Figura 82 apresenta uma versão modificada daquela exigida pela NBR 16149, oferecendo suporte de reativos tanto para sobre tensão, quanto para afundamentos. A inclinação da curva de variação do fator de potência segue a regulamentação atual da NBR 16149, porém inclui a operação com fator de potência capacitivo.

Figura 82 - Sugestão para controle do fator de potência em função da potência nominal do inversor, ativado pelo nível de tensão no PCC.



Fonte: Próprio autor.

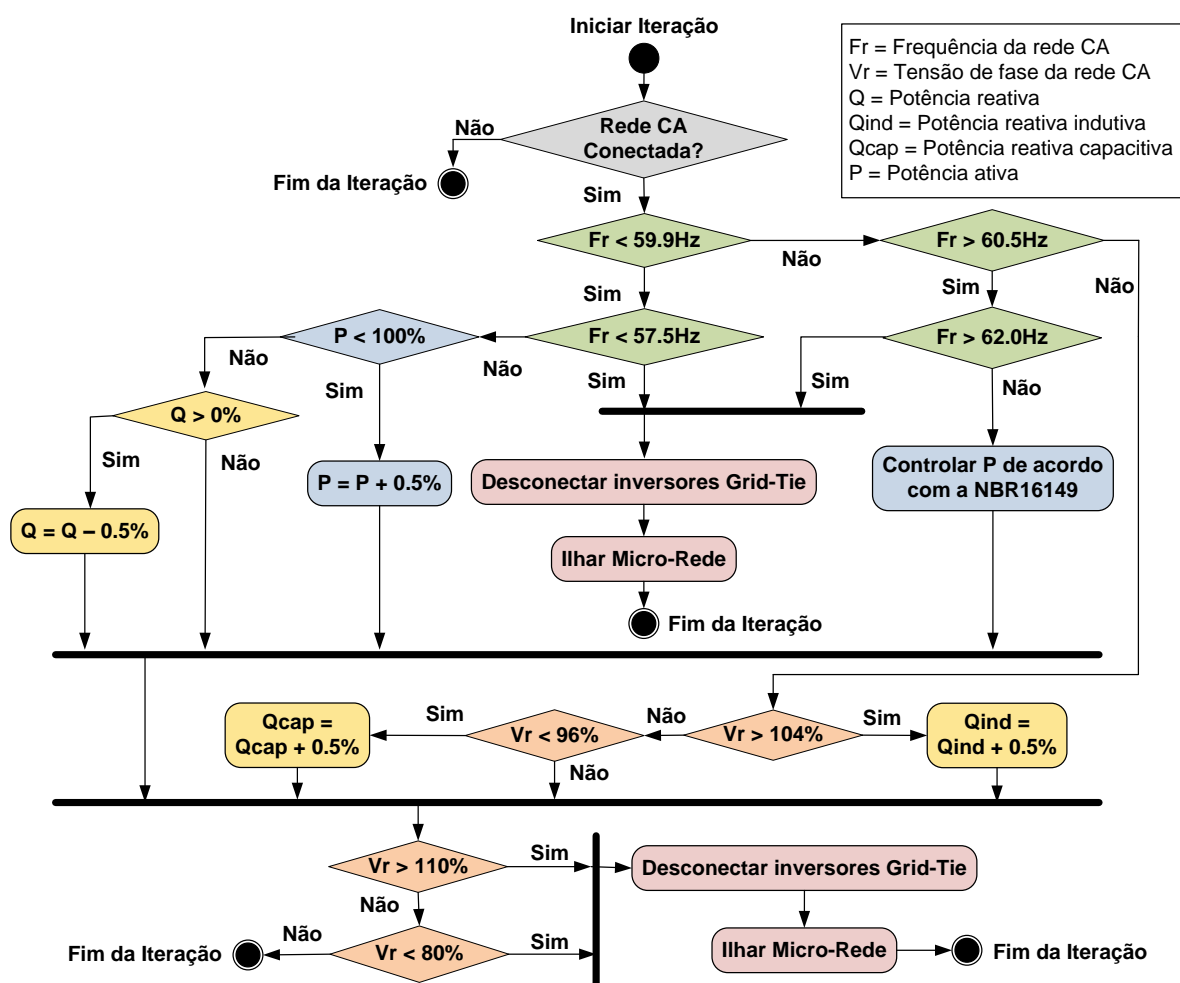
Na micro-rede desenvolvida, o programa de gerenciamento tem liberdade de controle sobre o fator de potência da corrente injetada em qualquer condição de potência. Além disso, a configuração adotada, contendo três inversores monofásicos na conexão estrela, permite que cada fase possa ser controlada de forma independente.

Levando em consideração as exigências das normas de conexão nacionais NBR 16149 e NBR 16150, é proposta a metodologia apresentada no fluxograma da Figura 83. A frequência da rede tem prioridade de controle sobre o fluxo de P e Q que flui para a RDEE. Quando a frequência da rede reduz para um valor entre 57,50Hz e 59,90Hz, os inversores devem priorizar a injeção de P com o objetivo de auxiliar a estabilização da RDEE, mesmo que a tensão fique fora das tolerâncias de controle para injeção de Q. Se a frequência da rede elevar para a faixa de 60,50Hz até 62,00Hz, o programa deve controlar o fluxo de P de acordo com o exigido pela NBR 16149.

Estando a frequência dentro dos limites aceitáveis, o algoritmo verifica o nível de tensão no PCC e varia o fluxo de Q de acordo com o necessário, até o limite do inversor. Se frequência ou tensão violarem os limites estabelecidos pela NBR 16149, o programa de gerenciamento deve ilhar o sistema para proteger as cargas locais.

A baixa taxa de atualização do medidor de energia e a inconstância no tempo de resposta do mesmo dificultam a implementação de controles mais elaborados, sendo um trabalho futuro o desenvolvimento de algoritmos mais complexos para o controle da energia reativa. A variação de 0,5% em P e Q a cada iteração deve-se à baixa taxa de atualização do medidor de energia ($\geq 1\text{Hz}$), além de permitir a estabilização das características da rede no PCC.

Figura 83 - Lógica de controle de P e Q injetado por cada inversor conectado da micro-rede.



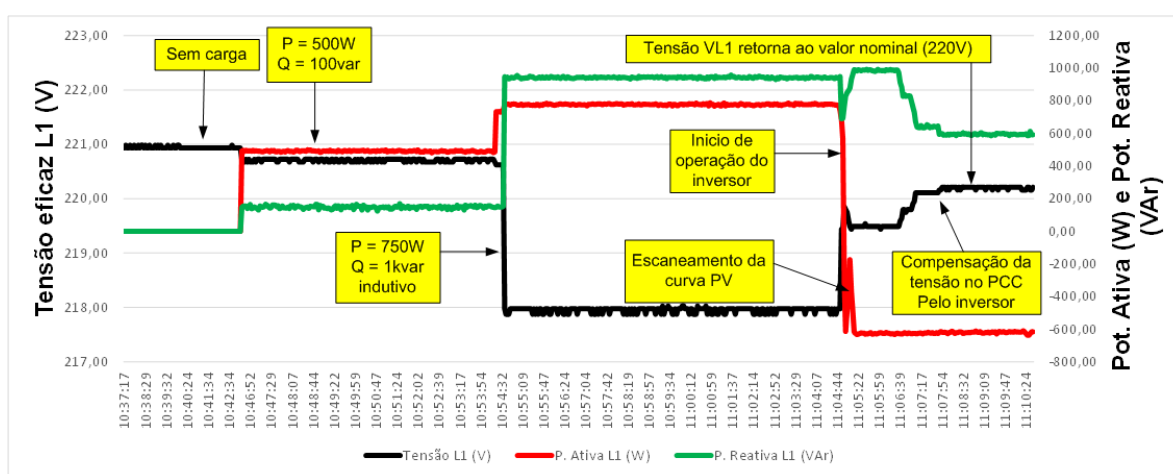
Fonte: Próprio autor.

A Figura 84 apresenta os resultados deste algoritmo para afundamento de tensão na fase L1 devido à carga fortemente indutiva. Para que haja variação de tensão suficiente no PCC devido às cargas locais, foram utilizados três indutores disponíveis no laboratório de 1mH – 60mOhms, com corrente máxima suportada de 10 Amperes. Estes indutores simulam a impedância de conexão da rede de

distribuição, embora na prática ocorram valores típicos da ordem de algumas dezenas de μH . Como a intenção é de observar o efeito da compensação no ponto de conexão, os valores utilizados foram suficientes.

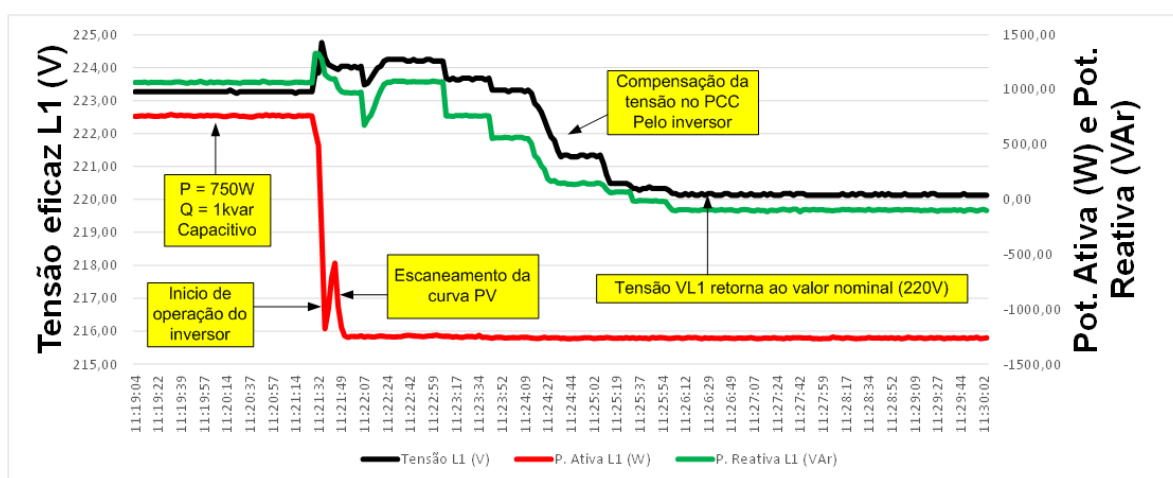
Na Figura 84 o inversor operou com fator de potência igual a 0,968 capacitivo, com $P=1.4\text{kW}$ e $Q=362\text{VAR}$. Na Figura 85 o inversor operou com fator de potência igual a 0,89 indutivo, com $P=2\text{kW}$ e $Q=1\text{kvar}$.

Figura 84 - Resultados experimentais para compensação de afundamento de tensão no PCC devido à carga fortemente indutiva.



Fonte: Próprio autor.

Figura 85 - Resultados experimentais para compensação de elevação da tensão no PCC devido à carga fortemente capacitiva.



Fonte: Próprio autor.

O programa de controle foi configurado para tentar corrigir a tensão do PCC para a tensão nominal com tolerância de 0,2%. Essa tolerância baixa foi propositalmente escolhida para testar a precisão de controle dos algoritmos codificados, e apresentaram resposta satisfatória. Num cenário mais usual, a tensão do PCC poderia variar numa faixa maior de tolerância antes da correção pelos inversores, mantendo a máxima injeção de potência ativa. Como sugerido na Figura 82, por padrão, a tensão do PCC poderia variar entre 96% e 104% da nominal antes da necessidade de ajuste.

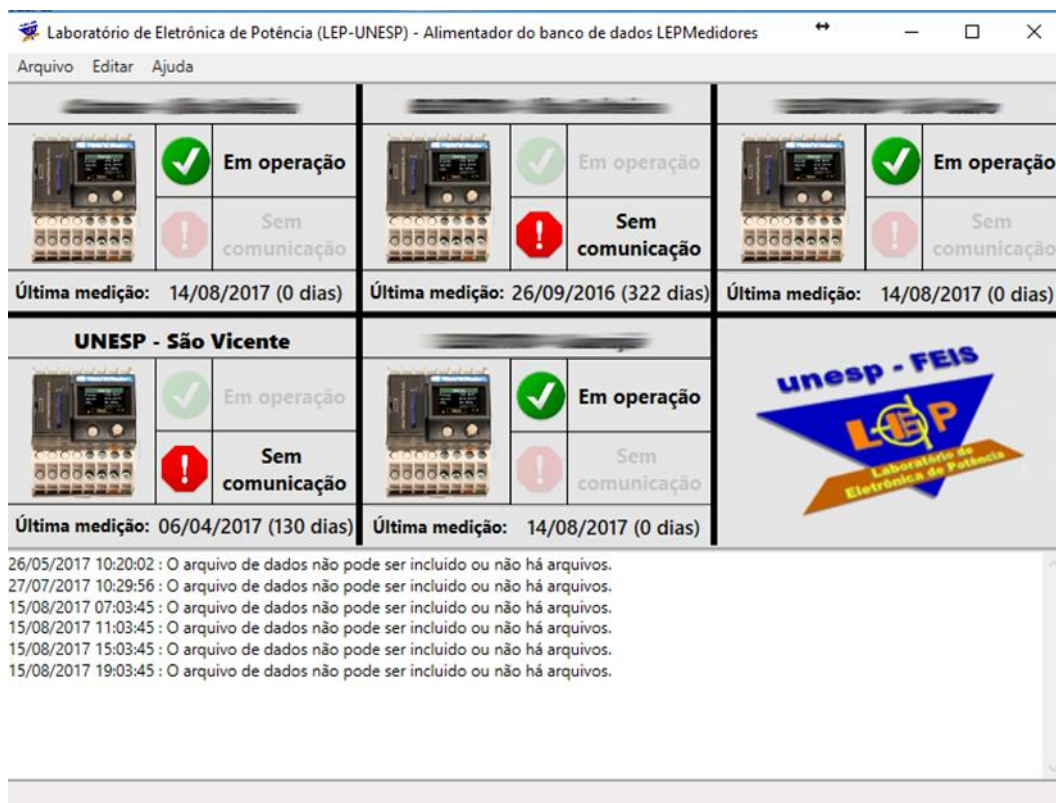
Diferente do que é especificado pela NBR 16149, o programa de gerenciamento da micro-rede pode variar livremente o fator de potência da corrente injetada pelos inversores, fornecendo somente o necessário para manter a tensão e frequência dentro das tolerâncias, maximizando a geração de energia ativa.

4.6 BANCO DE DADOS DE MONITORAMENTO DA MICRO-REDE

Para monitoramento da geração da energia da micro-rede, um banco de dados foi projetado para armazenar todos os dados que o medidor possa registrar. O medidor utilizado monitora cerca de 222 grandezas (incluindo máximos, mínimos e médios de cada uma), podendo ser configurado para enviar um relatório diário com todas as medições com resolução de 1 minuto. Como o medidor envia os dados por email, na forma de anexos do tipo CSV (*Comma Separated Values*), é necessária uma ferramenta para obter adequadamente os dados, filtrá-los e inseri-los corretamente no banco de dados.

Essa ferramenta foi desenvolvida através da linguagem C# (C Sharp) e já está funcional em um servidor instalado no Laboratório de Eletrônica de Potência (LEP) da UNESP de Ilha Solteira. A Figura 86 apresenta a interface do programa desenvolvido.

Figura 86 - Programa desenvolvido no laboratório para obter os dados enviados por email pelo medidor e inseri-los adequadamente no banco de dados.

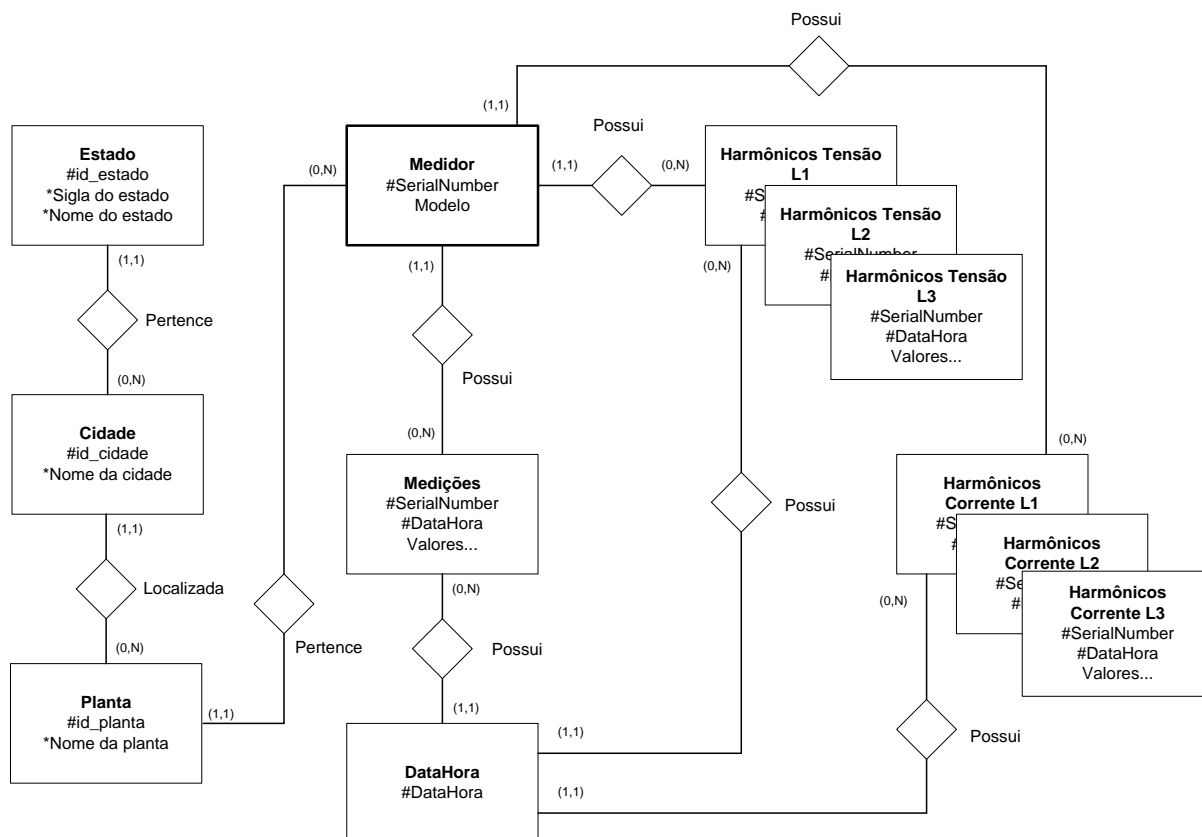


Fonte: Próprio autor.

O Banco de Dados foi modelado com base nos dados enviados pelo medidor de energia, e, considerando também os dados de localização do mesmo (Estado, Cidade, nome da Planta e Identificação do Medidor). Cada medição é identificada pelo número de série do medidor e por uma etiqueta com a data e hora daquela medição. Como resultado, cada medidor pode ter apenas uma medição para um dado instante, evitando problemas de ambiguidade no banco de dados (regra de negócio). Adicionalmente, foi prevista a inclusão das tabelas de distorções harmônicas individuais para cada fase monitorada, seguindo a mesma regra de negócio das medições. A Figura 87 mostra o modelo relacional desenvolvido para armazenar os dados dos medidores.

Como o objetivo é monitorar a planta de GD em longo prazo, as medições são salvas no banco de dados com intervalo de 10 minutos entre cada uma. Essa regra é imposta pelo programa que filtra e armazena os dados recebidos por e-mail, podendo ser modificada caso haja necessidade.

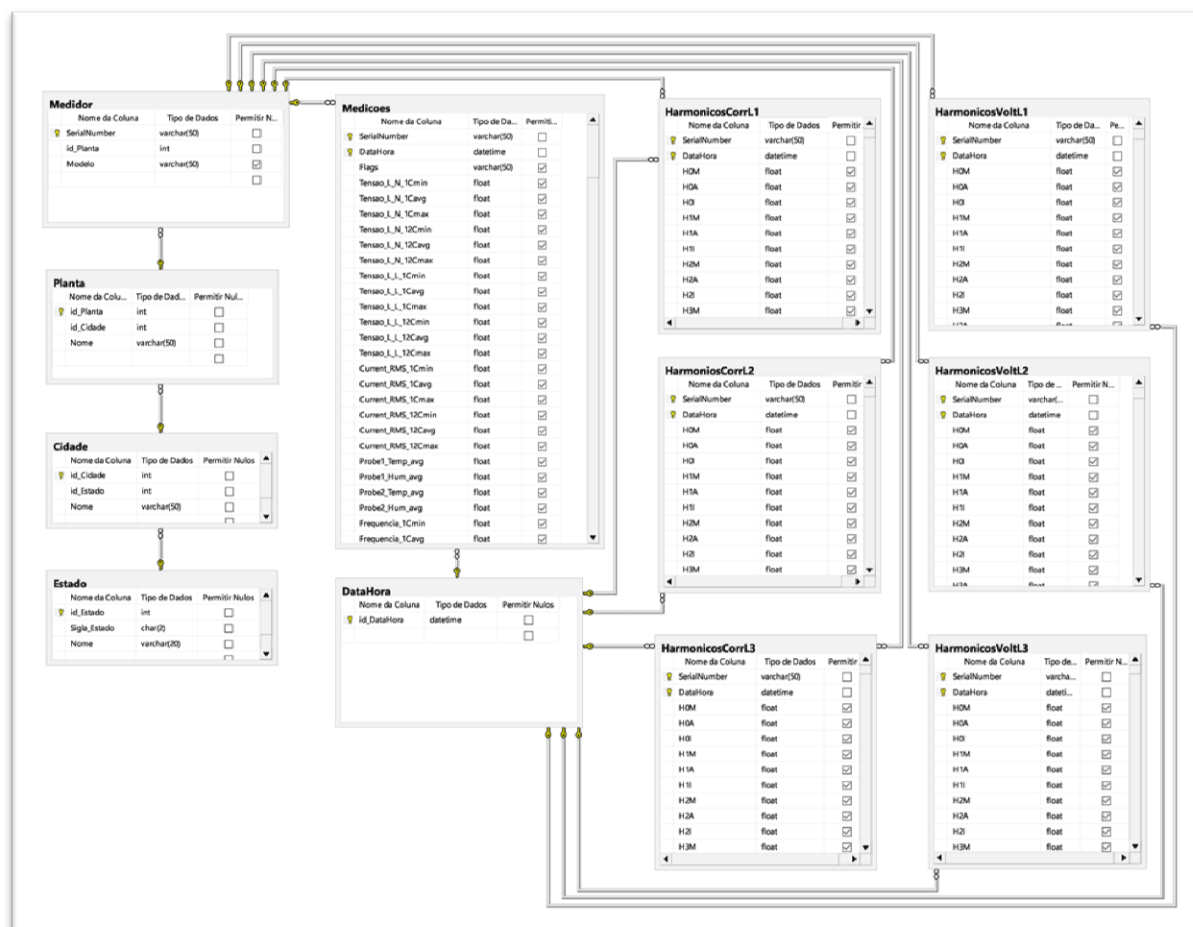
Figura 87 - Modelo relacional do banco de dados para monitoramento da Planta GD.



Fonte: Próprio autor.

O ambiente escolhido para implantação do banco de dados foi o SQL Server 2014 da Microsoft. Essa ferramenta é altamente confiável e é gratuita para banco de dados com até 10Gb de armazenamento, valor mais do que suficiente para esta aplicação. A Figura 88 apresenta o diagrama criado no SQL Server a partir do modelo relacional descrito na Figura 87.

Figura 88 - Diagrama do banco de dados produzido no SQL para monitoramento dos medidores da micro-rede proposta.

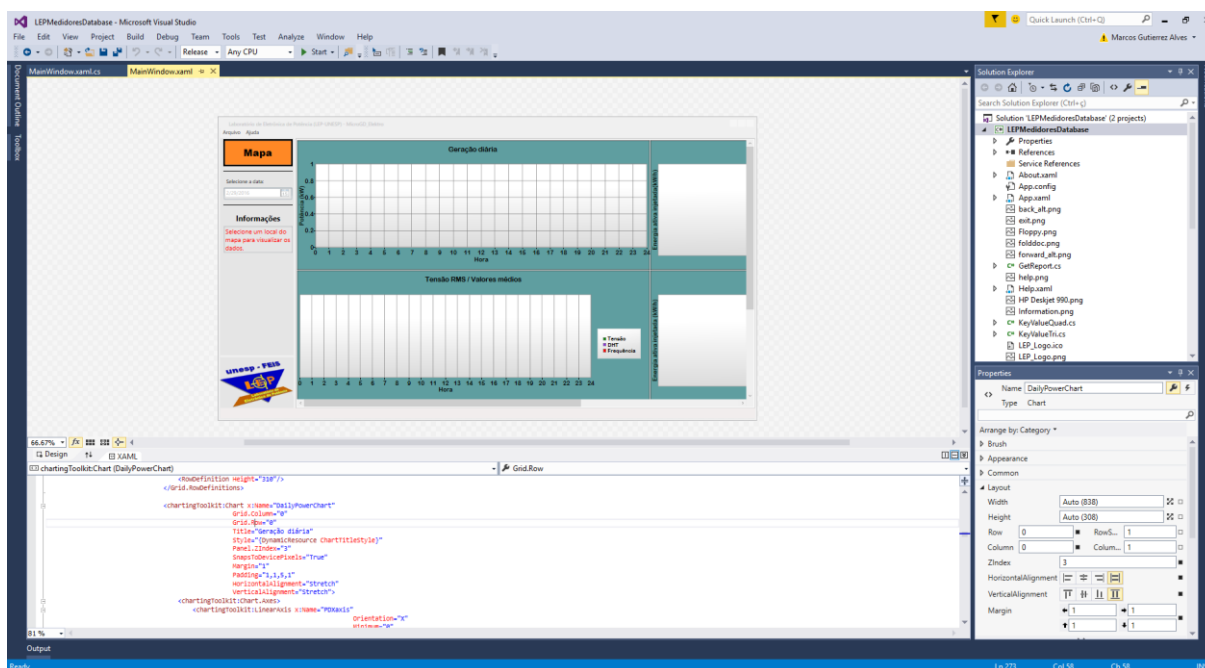


Fonte: Próprio autor.

4.7 PROGRAMA DE MONITORAMENTO DO FLUXO DE ENERGIA A LONGO PRAZO

Com as medições salvas no banco de dados, é necessária uma ferramenta para recuperá-las e organizá-las de forma amigável, permitindo uma rápida compreensão dos dados de geração. O desenvolvimento deste programa foi feito utilizando novamente o Visual Community 2015 da Microsoft na linguagem C#, uma linguagem relativamente simples e poderosa ao mesmo tempo. O C# herda os melhores recursos da linguagem C++ e consequentemente, alguns recursos da linguagem C. A possibilidade de se utilizar as ferramentas gráficas que a Microsoft disponibiliza pelo .NET Framework garantem rápida prototipagem e compatibilidade entre diferentes microcomputadores (SHARP, 2011). A Figura 89 apresenta a interface de programação disponibilizada no Visual Community 2015.

Figura 89 - Ambiente de programação utilizado – Microsoft Visual Community 2015 -
C#



Fonte: Próprio autor.

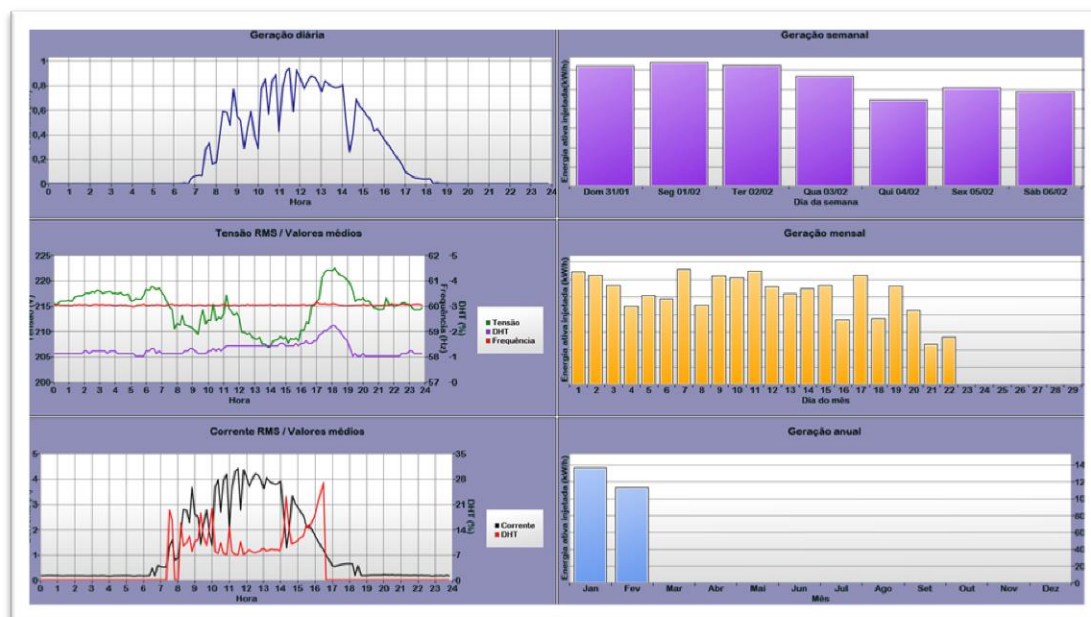
Através da linguagem C#, foi desenvolvido o programa para monitorar o(s) medidor(es) da planta de GD. A primeira versão funcional já está disponível, com permissão de somente leitura dos dados, não tendo permissão de fazer nenhuma alteração por questões de segurança.

Após o usuário selecionar uma data para visualização dos dados, as seguintes informações são apresentadas na tela de forma gráfica para o dia selecionado:

- Potência ativa injetada na rede de distribuição;
- Valor RMS, frequência e distorção harmônica total da tensão da rede CA;
- Valor RMS e distorção harmônica total da corrente da rede CA;
- Potência ativa injetada durante a semana do dia selecionado;
- Potência ativa injetada dia-a-dia no mês da data selecionada;
- Potência ativa mês-a-mês do ano da data selecionada.

A Figura 90 apresenta a interface criada para visualização dos dados de geração.

Figura 90 - Interface do programa de monitoramento em desenvolvimento.



Fonte: Próprio autor.

4.8 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Como pôde-se observar no decorrer deste capítulo, as tarefas principais foram concluídas para a implementação da micro-rede com GD e acumulação. O conhecimento detalhado adquirido para o inversor utilizado permite um alto nível de liberdade e customização para as necessidades da proposta.

Além disso, o conhecimento computacional prévio do autor facilitou a compreensão e decodificação das comunicações entre os equipamentos e possibilitou a codificação eficiente a nível de hardware, permitindo que todas as tarefas necessárias sejam executadas em dispositivos embarcados.

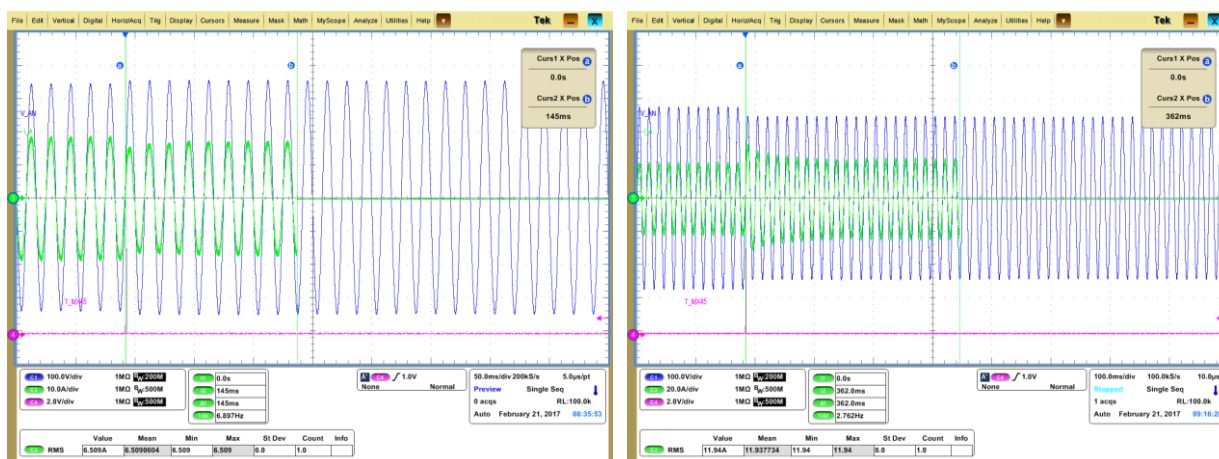
O programa de monitoramento ainda deve ser expandido, de tal forma a permitir a observação (qualificação e quantificação) do fluxo bidirecional de energia. Também deve ser modificado para apresentar o fluxo de potências ativa e reativa separadamente. Com a integração entre todos os equipamentos bem-sucedida, este programa permite a análise do fluxo de potência para cada inversor presente na micro-rede desenvolvida.

5 RESULTADOS PARA OS INVERSORES HÍBRIDOS

Para avaliar o comportamento dos inversores descritos no item 3.3, alguns testes experimentais foram realizados seguindo a proposta de RAC para sistemas fotovoltaicos conectados à rede com bateria.

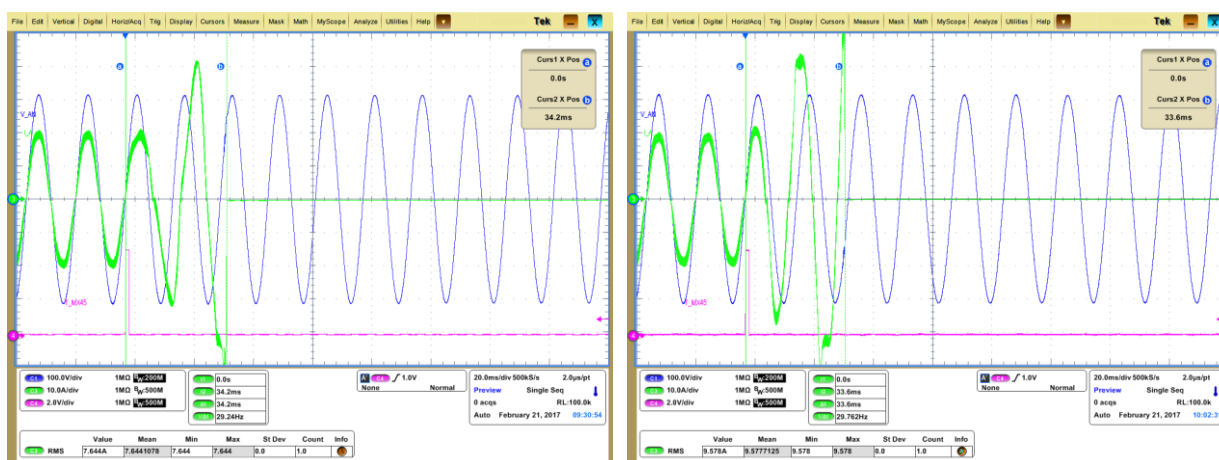
Todos os ensaios relativos à norma ABNT NBR 16149, NBR 16150 e NBR IEC 62116 foram executados sem problemas. Na Figura 91 e na Figura 92 é possível observar resultados dos principais ensaios para o sistema conectado operando somente no modo conectado à rede CA.

Figura 91 - Ensaio no modo somente conectado. (a) sobre tensão da rede CA, (b) sub tensão da rede CA, (c) sobre frequência da rede CA e (d) sub frequência da rede CA. Em azul, tensão da rede CA da fase L1, em verde a corrente da fase L1.



(a) Tempo de detecção = 145ms

(b) Tempo de detecção = 362ms

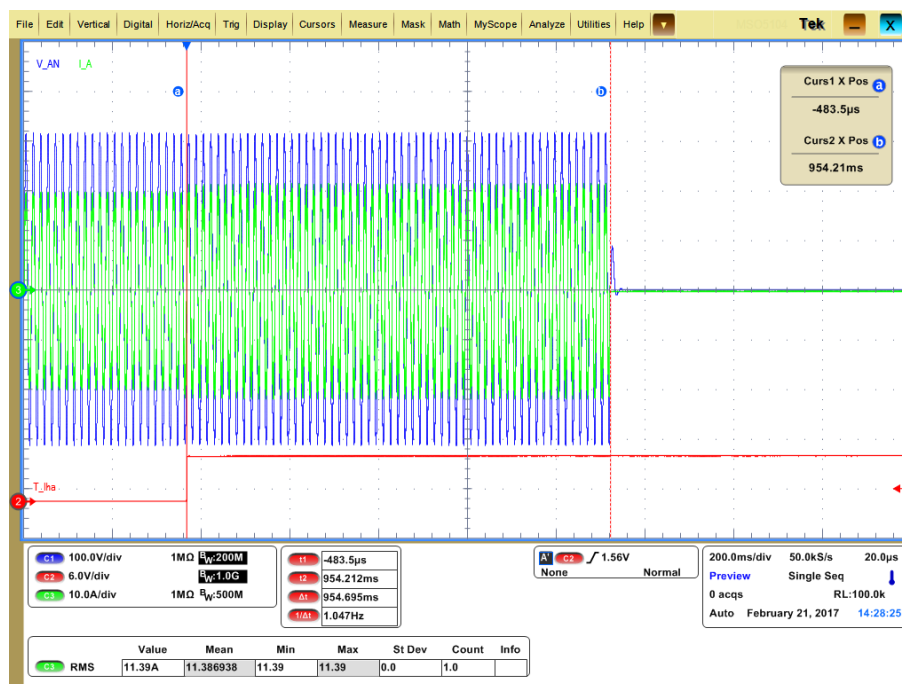


(c) Tempo de detecção = 34ms

(d) Tempo de detecção = 34ms

Fonte: Próprio autor.

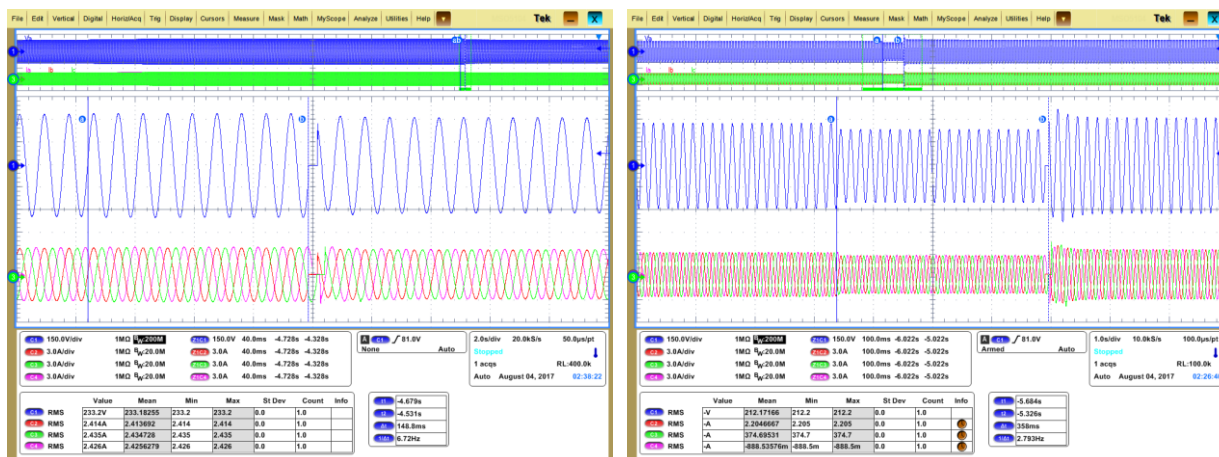
Figura 92 - Detecção da condição de ilhamento pelo inversor híbrido, sem carga local. Tempo de detecção de 954ms.



Fonte: Próprio autor.

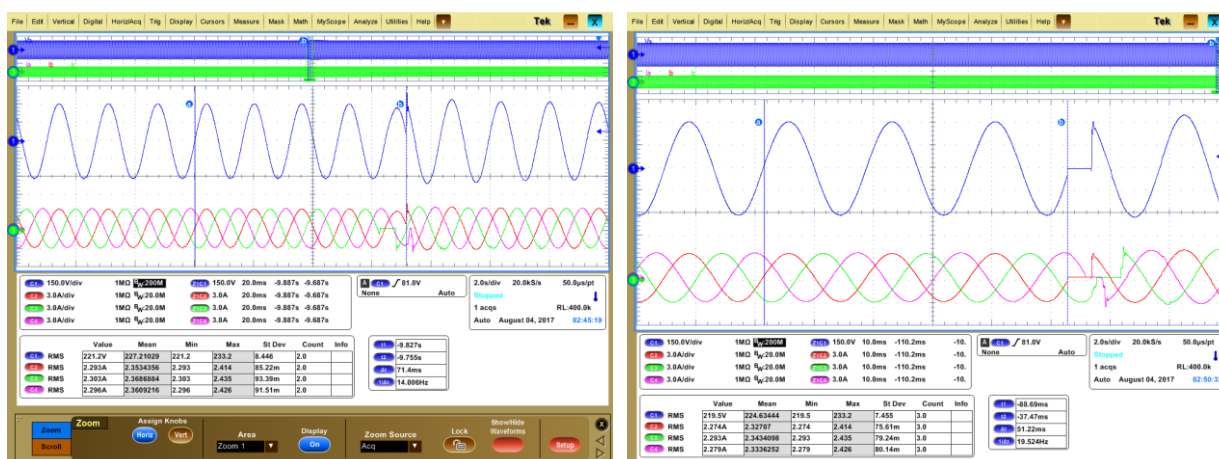
A Figura 93 apresenta os resultados para o tempo de atuação das proteções de sobre e sub tensão e sobre e sub frequência, com o inversor híbrido operando no modo conectado com carga local.

Figura 93 - Ensaio no modo conectado com rede local habilitada. (a) sobre tensão da rede CA, (b) sub tensão da rede CA, (c) sobre frequência da rede CA e (d) sub frequência da rede CA. Em azul, tensão da rede CA da fase L1, em vermelho a corrente da fase L1, em rosa a corrente da fase L2 e em verde a corrente da fase L3.



(a) Tempo de detecção = 148ms

(b) Tempo de detecção = 358ms



(c) Tempo de detecção = 72ms

(d) Tempo de detecção = 51ms

Fonte: Próprio autor.

5.1 RESULTADOS PARA MICRO-REDE ILHADA

A micro-rede foi configurada para operar no modo ilhado com rede trifásica 380V / 220V 60Hz. Para os ensaios com carga monofásica foi adicionada uma carga somente na fase A, com carregamentos de 0%, 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal de um único inversor, de 3kW.

Foram realizados quatro perfis de cargas monofásicas, sendo a primeira com característica resistiva, a segunda com característica indutiva, a terceira com característica capacitiva e a última com componente de carga não linear. Os perfis

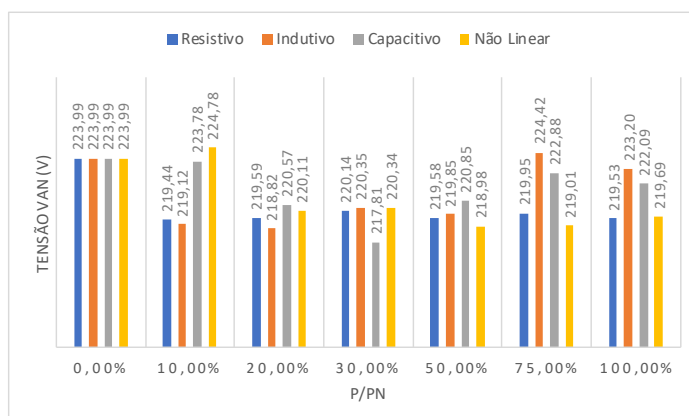
com cargas indutivas e capacitivas apresentam fator de potência de 0,9. Para o perfil com carga não linear, definiu-se 20% do carregamento não linear e fator de crista de 2,5, sendo os 80% restante de carga resistiva.

Para avaliação do sistema trifásico, foram utilizados perfis com cargas do tipo resistivas, capacitivas e indutivas com fator de potência de 0,90 da ordem de 3kVA distribuídos entre os inversores.

5.1.1 Resultados para nível de tensão eficaz com carga monofásica e trifásica.

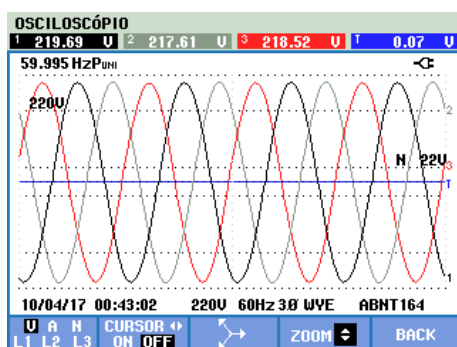
A Figura 94, Figura 95 e a Figura 96 apresentam os resultados de tensão eficaz da tensão V_{an} para a carga monofásica e tensões V_a , V_b e V_c para o sistema com carga trifásica.

Figura 94 - Tensão eficaz V_{an} para diferentes perfis de carga local.

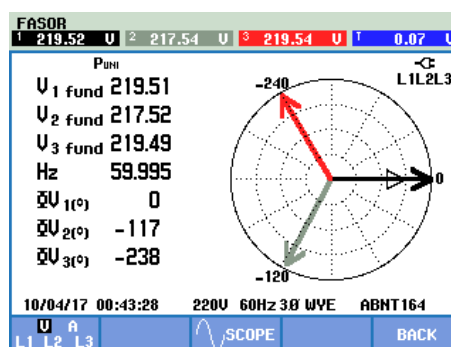


Fonte: Próprio autor.

Figura 95 - Oscilografia da tensão de saída do sistema trifásico com carga resistiva somente na fase A. Tensão V_{an} (Preto), V_{bn} (Cinza) e V_{cn} (Vermelho).



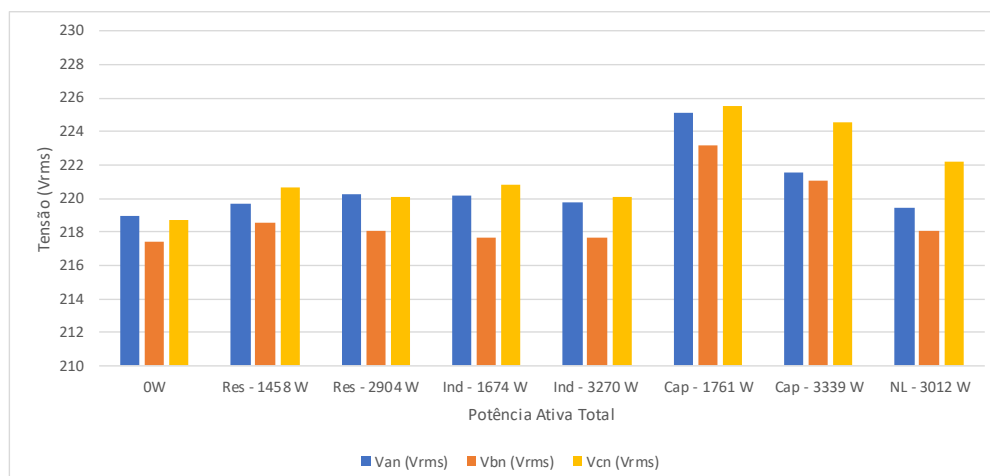
(a) Fase A com 100% de carga



(b) Fase A com 100% de carga

Fonte: Próprio autor.

Figura 96 - Tensão eficaz nas fases A, B e C com diferentes perfis de carga.



Fonte: Próprio autor.

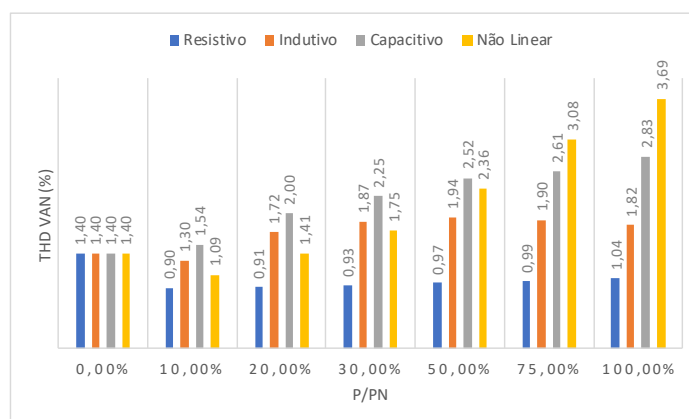
Pelos resultados, observa-se que os inversores híbridos variam muito pouco a tensão eficaz fornecida às cargas locais, respeitando os limites de variação de tensão imposto pelo PRODIST, módulo 8.

5.1.2 Resultados para nível de distorção harmônica total da tensão

A Figura 97 apresenta a distorção harmônica total para diferentes perfis de cargas monofásicas. Na Figura 98 é possível observar a distorção harmônica total para o sistema operando com carga trifásica.

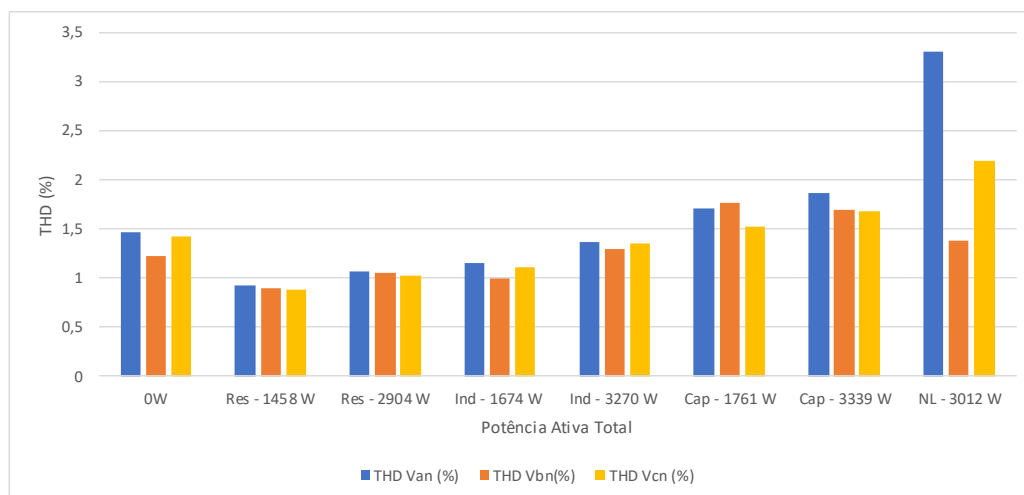
Os inversores híbridos apresentaram DHT menor do que 10% para todas as condições de cargas, abaixo do limite definido pelo PRODIST, módulo 8.

Figura 97 - Distorção harmônica total da tensão Van para diferentes perfis de carga.



Fonte: Próprio autor.

Figura 98 - Distorção harmônica total da tensão com diferentes perfis de carga.

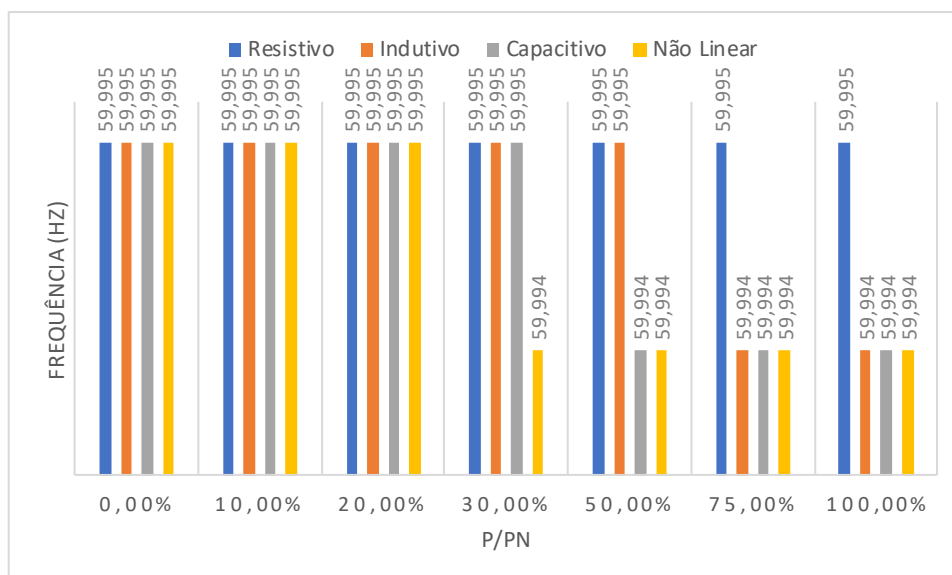


Fonte: Próprio autor.

5.1.3 Resultados para variação de frequência do sistema trifásico

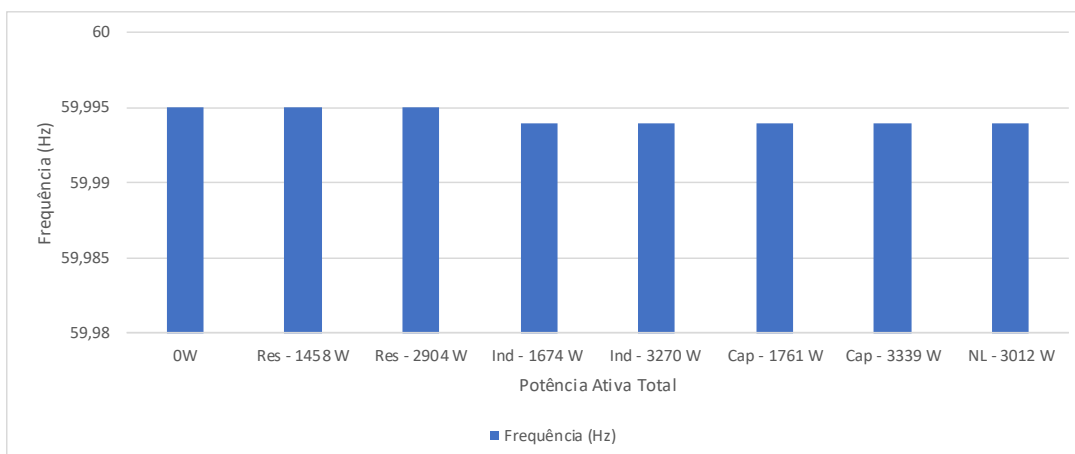
A frequência imposta pelo inversor para as cargas locais pode ser considerada fixa, independente do tipo de carga e carregamento, como mostra a Figura 99 e a Figura 100.

Figura 99 - Frequência da rede com diferentes níveis de carregamento e perfis de carga monofásica.



Fonte: Próprio autor.

Figura 100 - Frequência da rede com diferentes perfis de carga trifásica.



Fonte: Próprio autor.

5.1.4 Resposta do sistema trifásico ao degrau de carga

A Figura 101 apresenta o valor eficaz das tensões V_a , V_b e V_c frente à aplicação de degrau de carga trifásica. É possível observar um afundamento da tensão de saída ao aplicar o degrau do sistema a vazio para 3,5kW, porém ainda dentro do especificado pelo PRODIST, módulo 8. Assim como a elevação da tensão ao retirar totalmente a carga do sistema.

Devido à metodologia de controle utilizada pelos inversores híbridos, onde o inversor da Fase A é o mestre e os demais escravos, pode-se observar que os inversores das fases B e C corrigem a tensão de saída de forma sequencial, seguindo o inversor mestre.

5.1.5 Transições entre o modo conectado e isolado.

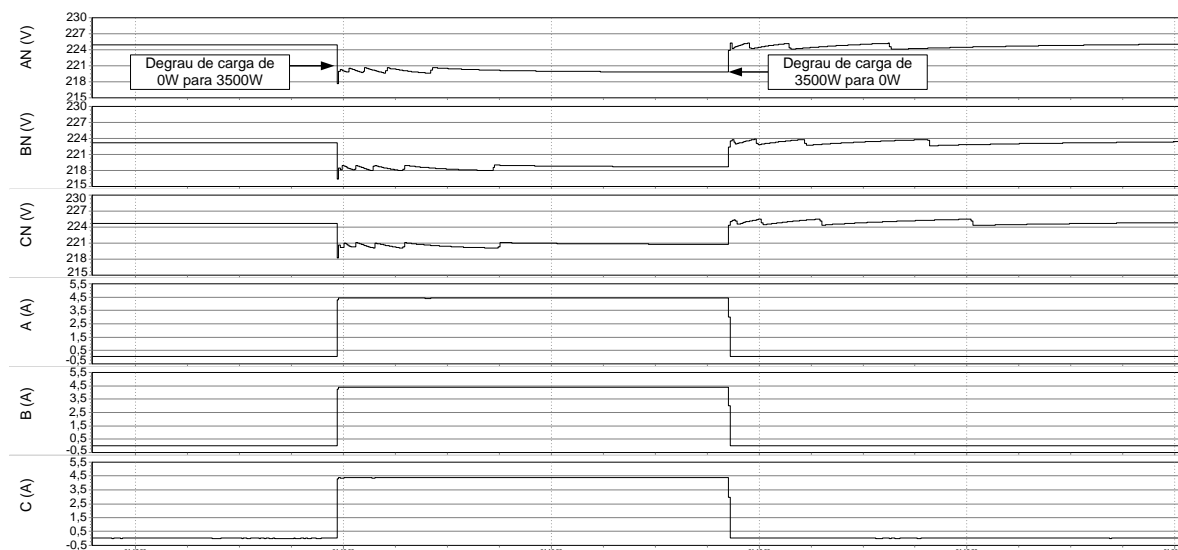
A transição entre os modos conectado e isolado deve acontecer de forma transparente para a carga local conectada aos inversores híbridos. Define-se ausência de interrupção quando a transição apresenta duração menor do que 10ms.

A transição do modo conectado para o isolado pode ser observada nas diversas condições presentes na Figura 93. Em média o inversor deixa de fornecer energia à carga local por menos de meio ciclo de rede.

Do modo isolado para o modo conectado não há interrupção considerável de energia, como apresentado na Figura 102. A transição só é visível pela ausência da

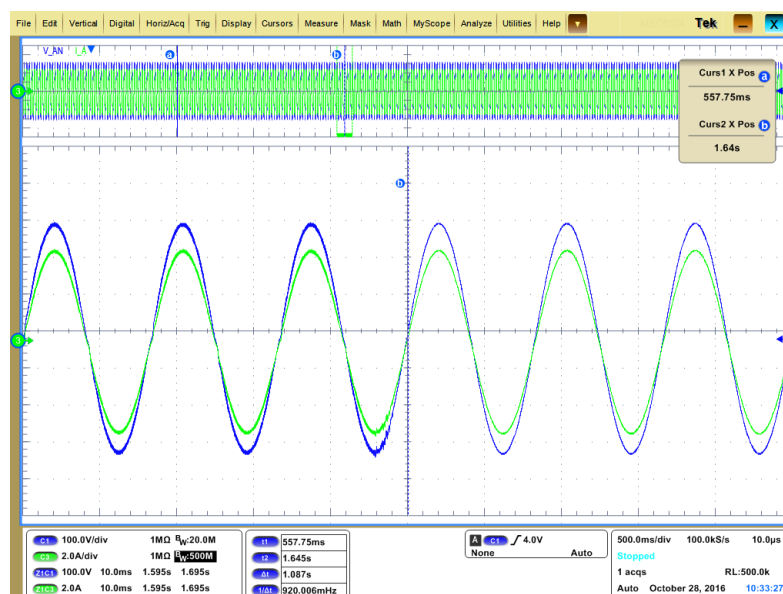
ondulação de alta frequência na tensão, presente quando o inversor está em operação.

Figura 101 - Valor eficaz da tensão e corrente do sistema trifásico durante degraude carga de 0W para 3500W e de 3500W para 0W.



Fonte: Próprio autor

Figura 102 - Transição do modo isolado para o modo conectado. Em azul a tensão fornecida para a carga local na fase A, em verde a corrente consumida pela carga local.



Fonte: Próprio autor.

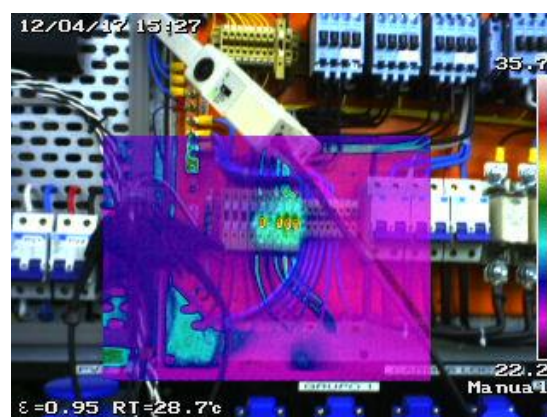
5.1.6 Temperatura do quadro da micro-rede com corrente máxima do barramento CC alimentado pelo sistema de acumulação

A Figura 103 apresenta o monitoramento de diversos pontos da micro-rede quando o sistema está operando de forma isolada. Como a corrente máxima que pode ser extraída do barramento CC é de 100A devido ao limite do sensor de corrente, e a tensão do sistema de acumulação é em média 48Vcc, pode-se extrair cerca de 4800W para alimentação da carga local. Após estabilização da temperatura, não houveram pontos de sobre aquecimento visíveis com a câmera térmica.

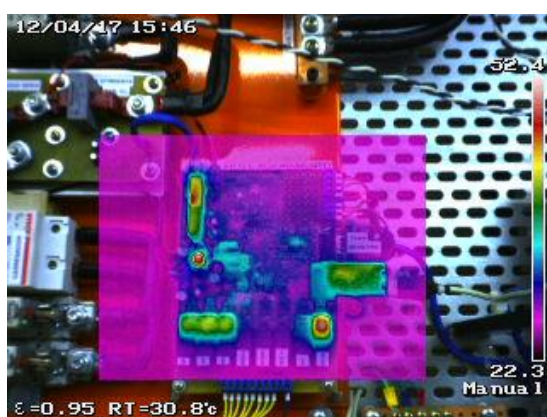
Figura 103 - Temperatura do quadro da micro-rede alimentando o sistema isolado com 3500W de carga trifásica e 1000W na carga monofásica.



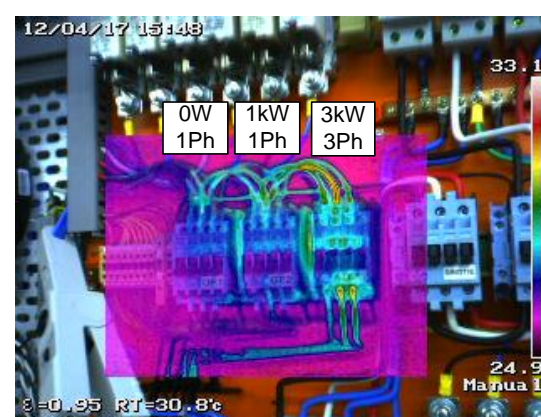
Disjuntor de conexão CC



Fusíveis de proteção das cargas locais.



Temperatura da placa de sensores e acionamento.



Temperatura dos contatores das cargas locais.

Fonte: Próprio autor.

5.2 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Através dos cenários de carga simulados na micro-rede, é possível observar que os inversores híbridos atendem as exigências da RAC proposta para sistemas com acumulação, bem como as normas para sistemas conectados. Além disso, mostrou-se a boa qualidade da energia entregue às cargas locais e corretas transições entre os modos conectado e isolado. A montagem da micro-rede também se provou adequada para a potência projetada.

Devido ao sistema proprietário dos inversores híbridos, o programa de gerenciamento não possui livre acesso as funções disponíveis nos mesmos, limitando-se a ligar e desligar os inversores para operação desconectada da RDEE, desligamento seletivo das cargas locais e acesso à página web de medições realizadas pelos inversores híbridos. Como trabalho futuro, propõe-se a decodificação da comunicação entre o módulo de controle e os inversores, de modo que comandos básicos possam ser enviados diretamente pelo programa de gerenciamento, como controle dinâmico da potência ativa e reativa injetada na RDEE e leitura dos parâmetros medidos pelos inversores híbridos.

6 CONCLUSÕES E CONTINUIDADE DA PESQUISA

O controle da injeção de P e Q na RDEE pelas micro-redes pode contribuir, de forma significativa, para a melhoria da qualidade de energia no nível da distribuição, próximos aos pontos de consumo. Auxiliada por um sistema de acumulação, a micro-rede aumenta a disponibilidade de energia entregue ao cliente, oferecendo flexibilidade quanto ao uso de energia da concessionária.

Nos capítulos 1 e 2 foi feita uma revisão bibliográfica sobre o cenário energético mundial e no Brasil, expondo as necessidades atuais. As previsões de diversos países com relação ao aumento da demanda de energia para as próximas décadas, demonstrou a importância do uso de fontes de energia alternativas e/ou renováveis, seguindo a tendência de criar um ambiente sustentável, com reduzida emissão de poluentes.

O presente trabalho apresentou a descrição e montagem de uma micro-rede com GD e sistema de acumulação, incluindo a possibilidade de injeção de P e Q na micro-rede de forma autônoma pelos inversores que operam somente no modo conectado, ou controlada remotamente pelo programa de gerenciamento. A operação no modo ilhado também foi considerada, apresentando os resultados de regulação da tensão e frequência fornecida às cargas locais, bem como as transições entre os modos conectado e isolado.

O trabalho apresentou um estudo sobre as estruturas mais utilizadas para micro-redes com GD, ressaltando a importância de cada enfoque. Além disso, também foram verificadas as normas e regulamentações para o sistema de geração distribuída no Brasil.

Com a definição dos equipamentos que compõem a micro-rede, pôde-se definir as necessidades para utilização de cada dispositivo. Foram avaliados métodos de carga do sistema de acumulação, métodos de simulação de perfis diários de irradiação e temperatura, além de métodos de estimativa do estado de carga do BESS.

O desenvolvimento completo do programa de gerenciamento, aliado ao código fonte do *firmware* dos inversores que operam conectados, deixa como legado uma rica plataforma acadêmica de aprendizagem, possibilitando diversos estudos relacionados ao tema de micro-redes, desde avaliação de métodos de

gerenciamento da carga do sistema de acumulação até metodologias para encontrar o ponto ótimo de redução de custos de tarifação para o cliente.

A descrição das estruturas dos códigos criados deixa um ponto de referência para outros desenvolvedores seguirem, visto que a engenharia elétrica é fortemente dependente de sistemas computacionais, softwares e sistemas embarcado. A filosofia de codificação do firmware do inversor mostrou-se confiável e eficiente, mesmo para sistemas críticos como os que utilizam eletrônica de potência.

Nos países onde a geração distribuída já é representativa, são conduzidos intensos estudos sobre o uso da GD como auxiliar na manutenção da tensão do PCC, buscando mantê-la dentro dos limites adequados. Através deste trabalho, foi comprovada a real contribuição das micro-redes no que se refere ao controle da tensão no PCC e manutenção da qualidade de energia. Além disso, são feitas sugestões de melhorias quanto à normatização dos inversores para sistemas fotovoltaicos.

Propõe-se a continuidade dos estudos e simulações com a implantação de um medidor inteligente em substituição ao medidor de energia atualmente instalado na micro-rede. Aliado às novas metodologias de cálculo da energia (por exemplo IEEE 1459-2010 e CPT), o medidor inteligente pode fornecer, em tempo real, ou até mesmo em comunicação com uma central de operações, as referências de potência ativa e reativa necessárias para compensar a demanda das cargas, maximizando o aproveitamento da micro-rede enquanto são monitorados os parâmetros de qualidade de energia.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional- PRODIST: qualidade da energia elétrica.** [S.l.: s.n.], 2016. (**Módulo, 8**).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. **Banco de Informações de Geração- BIG.** [S.l.: s.n., 200-]. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 15 jul. 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS- ABNT. **NBR IEC 62116:2012:** procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Rio de Janeiro, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 16149:** sistemas fotovoltaicos (FV) – características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2013a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS- ABNT. **NBR 16150:** Sistemas Fotovoltaicos (FV) - características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - procedimento de ensaio de conformidade. Rio de Janeiro, 2013b.

BALAGUER, I. J.; PENG, F. Z.; ORTIZ, E. I. Survey of photovoltaic power systems islanding detection methods. In: CONFERENCE OF IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS, 34., Orlando, 2008. **Anais...** Orlando: IECON: 2008. p. 2247–2252.

BALOG, R. S.; KREIN, P. T. Bus selection in multibus DC microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Nova Iorque, v. 26, n. 3, p. 860–867, 2011.

BANERJI, A. et al. Microgrid: a review. In: IEEE GLOBAL HUMANITARIAN TECHNOLOGY CONFERENCE- GHTEC-SAS, 1., 2013, Trivandrum. **Anais...** Trivandrum: IEEE, 2013c. p. 27-35

BARAN, M. E.; MAHAJAN, N. R. DC distribution for industrial systems: opportunities and challenges. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Denver, v. 39, n. 6, p. 1596–1601, 2003.

BEN-YAAKOV, S. et al. Optimization of the auxiliary switch components in a flying capacitor ZVS PWM converters. In: CONVENTION OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS IN ISRAEL, 18., 1994, Dallas. **Anais...** Dallas; IEEE, 1995. p. 503-509. v. 1.

BENEDITO, R. D. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório.** São Paulo: [s.n.], 2009. p. 110.

BLAABJERG, F.; GUERRERO, J. M. Smart grid and renewable energy systems. In:

INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL MACHINES AND SYSTEMS- ICEMS, 2011, Beijing. **Anais...** Beijing: [s.n.], 2011. p. 1–10.

BOSE, B. Global Warming: Energy, environmental pollution, and the impact of power electronics. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, Piscataway, v. 4, n. 1, p. 6–17, 2010.

BOWER, W.; ROPP, M. **Evaluation of islanding detections methods for photovoltaic utility-interactive power systems**. [S.l.]: International Energy Agency. 2002. (Report IEA PVPS T5-09).

BP. **BP statistical review of world energy**. [S.l.: s.n.]: 2014. n. 1, Jun, p. 48.

BP. **BP statistical review of world energy**. [S.l.: s.n.], 2017. n. 1, Jun, p. 52, 2017.

CHAKRABORTY, S.; WEISS, M. D.; SIMÕES, M. G. Distributed intelligent energy management system for a single-phase high-frequency AC microgrid. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Piscataway, v. 54, n. 1, p. 97–109, 2007.

CHOWDHURY; CROSSLEY; CHOWDHURY. **Microgrids and active distribution networks**. [S.l.]: Institution of Engineering and Technology, 2009.

COLSON, C. M.; NEHRIR, M. H. A review of challenges to real-time power management of microgrids. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING- PES,2009, Calgari. Calgari. **Meeting...** Calgari: [s.n.], 2009. p. 1-8.

DE BRITO, M. A. G. et al. Comparative analysis of MPPT techniques for PV applications. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CLEAN ELECTRICAL POWER: RENEWABLE ENERGY RESOURCES IMPACT- ICCEP, 3., 2011, Ischia. 2011. **Conference...** Ischia; [s.n.], 2011. p. 99–104.

DE BRITO, M. A. G. **Inversores integrados monofásicos e trifásicos para aplicações fotovoltaicas**: técnicas para obtenção de MPPT, detecção e proteção de ilhamento, sincronização e paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica. 2013. 221 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)- Faculdade de Engenharia, Univesidade Estadual Paulista- UNESP, Ilha Solteira, 2013.

DE MANGO, F. et al. Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. part I: passive methods. In: INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS AND MOTION CONTROL CONFERENCE, 12., 2006, Portoroz. **Anais...** Portoroz: IEEE: 2006a. p. 1878 - 1883. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4061983>>. Acesso em: 4 abr. 2015

DE MANGO, F.; LISERRE, M.; DELL'AQUILA, A. Overview of anti-islanding algorithms for PV systems. part II: activeMethods. In: INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS AND MOTION CONTROL CONFERENCE, 12., 2006, Portoroz. **Anais...** Portoroz: IEEE, 2006b. p. 1884 - 1889. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4778680/>>. Acesso em: 8 abr. 2015

EEBUS. **Eebus connects** : the EEBus initiative e . [S.l.: s.n.], 2013. Julho, p. 4.

EEBUS INITIATIVE E.V. **Eebus white paper 2.0**. [S.l.: s.n.], 2013. n. Julho,

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION- EIA. **Electricity generation**. [S.l.: s.n., 200-]. Disponível em:
<<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=12>>.
Acesso em: 22 fev. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanco energético nacional 2016**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2015. Disponível em:
<https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf>. Acesso em: 7 out. 2016

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanco energético nacional 2017**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2016. Disponível em: <
https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf >. Acesso em: 21 jul. 2017

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Piscataway, v. 22, n. 2, p. 439–449, 2007.

FERRIGOLO, F. Z. et al. Advanced high frequency AC microgrid with integrated power quality conditioning capability. In: PROCEEDINGS INDUSTRIAL ELECTRONICS CONFERENCE- IECON, 2007, Porto. **Anais...** Porto: [s.n.], 2007. p. 178–183.

GANSSELE, J. **The firmware handbook**. [S.l.] Elsevier, 2004.

GLOBAL PETROL PRICES. **Oil price outlook**. [S.l.: s.n. 200-]. Disponível em:
<<http://www.globalpetrolprices.com/articles/3/>>. [s.l.]. Acesso em: 3 nov. 2016

GNB INDUSTRIAL POWER. **Handbook for stationary lead-acid batteries part 1: basics, design, operation modes and applications**. 6. ed. Büdingen: [s.n.], 2012.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR - GTES. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. [S.l.: s.n.], 2014. v. 1, p. 1–530.

GUERRERO, J. M. Connecting renewable energy sources into the smartgrid. In: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON INDUSTRIAL ELECTRONICS- ISIE, 2011, Gdansk. **Anais...** Gdansk: IEEE, 2011. p. 2400 - 2566.

GYU-HA CHOE et al. The characteristic analysis of grid frequency variation under islanding mode for utility interactive PV system with reactive power variation scheme for anti-islanding. In: POWER ELECTRONICS SPECIALISTS CONFERENCE, 37., 2006, Jeju. **Anais...** Jeju: IEEE, 2006. p. 1-5.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE

INDUSTRIAL- INMETRO . Portaria nº 004, de 04 de Janeiro de 2011; Anexo - Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de Carga, Inversor e Bateria). Brasília, Brasil, 2011. Disponível em:

<<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2015

JEON, S.; YUN, J. J.; BAE, S. Comparative study on the battery state-of-charge estimation method. **Indian Journal of Science and Technology**, Chennai, v. 8, n. 26, p. 1–6, 2015.

JONES, A.; UNDERWOOD, C. A modelling method for building-integrated photovoltaic power supply. **Building Services Engineering Research and Technology**, Londres, v. 23, n. 3, p. 167–177, 2002.

KAIZUKA, I. et al. PV trends in Japan: New framework for introduction of PV system. In: CONFERENCE RECORD OF THE IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 2008, Philadelphia. **Anais...** Philadelphia: IEEE, , 2009. p. 712–716.

KEQIANG, L. **Report on the work of the government**. In: INTERNATIONAL PEOPLE'S CONGRESS OF THE CHINA, 12., 2017, Xinhua. **Congress...** Xihua: [s.n.], 2017.

KOOHI-KAMALI, S. et al. Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 25, p. 135–165, set. 2013.

KUNTE, R. S.; GAO, W. Comparison and review of islanding detection techniques for distributed energy resources. In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM, 2008, Calgary. **Anais...** Calgary: IEEE, 2008. p. 1–8,

LINDEN, D.; REDDY, T. B. **Handbook of batteries**. 3. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 2004.

LIU, X. L. X.; WANG, P. W. P.; LOH, P. C. L. P. C. A hybrid AC/DC micro-grid. In: INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS CONFERENCE PROCEEDINGS, 2010, Singapore. **Anais...** IEEE: Singapore. 2010. p. 746–751, 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - EPE. **Balanco Energético Nacional- bem**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 288, 2014.

MOHAMED, M. R.; SHARKH, S. M.; WALSH, F. C. Redox flow batteries for hybrid electric vehicles: Progress and challenges. In: VEHICLE POWER AND PROPULSION CONFERENCE, 2009, Dearborn. **Anais...** Dearborn: IEEE, 2009. p. 551–557.

MOURA. **Baterias moura**: linha automotiva. [S.l.: s.n., 200]. Disponível em: <<http://www.moura.com.br/pt/produtos/mouraautomotiva1>>. Acesso em: 22 fev. 2016a.

MOURA. **Baterias moura**. linha tracionaria. [S.l.: s.n., 200]. Disponível em: <<http://www.moura.com.br/pt/produtos/loghdp1>>. Acesso em: 22 fev. 2016b.

MOURA. **Baterias moura fotovoltaica**. Disponível em: <<http://www.moura.com.br/pt/produtos/fotovoltaica1>>. Acesso em: 22 fev. 2016c.

MOUSAZADEH, S. Y. et al. **Control of a multi-functional inverter for grid integration of PV and battery energy storage system**. [S.l.: s.n.], 2015.p. 474–480.

MUN, J.; KO, J.; CHOI, J. Multi-level PO MPPT control PV system considering shadow influence. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONTROL, AUTOMATION AND SYSTEMS, 11., 2011, Gyeonggi-do. **Anais...** Gyeonggi-do: IEEE, 2011. p. 428–433.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil** : viabilidade econômica. [S.l.]: IEE-USP, 2015. p. 58.

NASA; IRVING G. HANSEN. **Status of 20 kHz space station power distribution technology**. United States; [s.n.], 1988. Disponível em: <<http://ntrs.nasa.gov/search.jsp?R=19880006456>>. Acesso em: 14 fev. 2015

OLAOFE, Z. O.; FOLLY, K. A. Energy storage technologies for small scale wind conversion system. In: **IEEE power electronics and machines in wind applications**. Denver: IEEE, 2012. p. 1–5.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Sistema Interligado Nacional - SIN**: dados relevantes. [S.l.: s.n.], 2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/DADOS_2015/html/2-6.html>. Acesso em: 15 jul. 2017.

OSHIRO, Y.; ONO, H.; URASAKI, N. A MPPT control method for stand-alone photovoltaic system in consideration of partial shadow. In: PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND DRIVE SYSTEMS, 2011, Singapore. **Anais...** Singapore: IEEE, 2011. p. 1010–1014.

PÁDUA, M. S.; DECKMANN, S. M.; SPERANDIO, G. S. Comparative analysis of synchronization algorithms based on PLL, RDFT and Kalman filter. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON INDUSTRIAL ELECTRONICS- ISIE, 1., 2007. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2007. p. 964–970.

PERTENCE JÚNIOR, A. **Amplificadores operacionais e filtros ativos**. 5. ed. São Paulo: Makron Books, 1988.

PETRONE, G. et al. Reliability issues in photovoltaic power processing systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Piscataway, v. 55, n. 7, p. 2569–2580, 2008.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. **Optimization of photovoltaic power systems**. London: Springer , 2012. v. 102. p. 31 - 87.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK - REN. **Renewables 2017**: global status report. Paris: [s.n.: 200-].

RICCHIUTO, D. et al. Overview of multi-DC-bus solutions for DC microgrids. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON POWER ELECTRONICS FOR DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS- PEDG, 4., 2013, Rogers. **Anais...** Rogers: IEEE: 2013. p. 1 - 8.

ROLIM, L. G. B.; DA COSTA, D. R.; AREDES, M. Analysis and software implementation of a robust synchronizing PLL circuit based on the pq theory. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Piscataway, v. 53, n. 6, p. 1919–1926, 2006.

SAMPAIO, L. P. et al. Grid-tie three-phase inverter with active and reactive power flow control capability. In: BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE, 2013, Gramado. **Anais...** Gramado: IEEE: Gramado, 2013. v. 85. p. 1039–1045.

SANTHANAPOONGODI, R.; RAJINI, D. V. A new state of charge estimation algorithm for lead acid battery. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTATION OF POWER, ENERGY INFORMATION AND COMMUNICATION- ICCPEIC, 2016, Chennai. **Anais...** Chennai: IEEE, 2016. p. 326–330.

SERBAN, I.; MARINESCU, C. Control strategy of three-phase battery energy storage systems for frequency support in microgrids and with uninterrupted supply of local loads. **IEEE Transactions on Power Electronics**, New York, v. 29, n. 9, p. 5010–5020, 2014.

SHARP, J. **Microsoft visual C# 2010**. Porto Alegre: Bookman, 2011.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. **Sunny island charger 50**. [S.l.: s.n., 200-]. Disponível em: <<http://www.sma.de/en/products/battery-inverters/sunny-island-charger-50.html>>. Acesso em: 22 fev. 2016.

SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE RECURSOS HÍDRICOS- SNIRH. **Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos- SNIRH**. [S.l.: s.n., 200-]. Disponível em: <<http://www.snirh.gov.br/>>. Acesso em: 1 ago. 2017.

SOLARWORLD. **SW 245 poly / version 2.5 frame**. [S.l.: s.n.], 2012. Disponível em: <<http://www.solarworld-usa.com/~media/www/files/datasheets/sunmodule-poly/sunmodule-solar-panel-245-poly-ds.pdf>>. Acesso em: 28 jan. 2016

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE. **IEEE Std. 1547**: IEEE standard for interconnecting distributed resoucers with electric power systems, USA, 2003.

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE. **IEEE recommended practice for installation and maintenance of lead-acid batteries for photovoltaic (PV) systems**. USA: [s.n.], 2007.

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE. **IEEE Std 1547.2-2008**: IEEE application guide for IEEE Std 1547, IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems, USA, 2009.

VILLENEUVE, P. L. Concerns generated by islanding. **IEEE Power and Energy Magazine**, Piscataway, v. 2, n. 3, p. 49–53, maio 2004.

WANG, M. et al. Design of MPPT algorithm under partial shadows. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC INFORMATION AND CONTROL ENGINEERING- ICEICE, 2011, Wuhan. **Anais...** Wuhan; IEEE, 2011. p. 309–312.

YU, W. et al. High-efficiency MOSFET inverter with H6-type configuration for photovoltaic nonisolated AC-module applications. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Nova lorque, v. 26, n. 4, p. 1253–1260, 2011a.

YU, X. et al. The new frontier of smart grids. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 5, n. 3, p. 49–63, 2011b.

ZHONGMING, Y. Z. Y.; PRAVEEN, J.; PARESH, S. A High efficiency high frequency resonant inverter for high frequency AC power distribution architectures. In: POWER ELECTRONICS SPECIALISTS CONFERENCE, 37., 2006, Jeju, 2006. **Anais...** Jeju; IEEE:, 2006. p. 1 - 7.

ANEXOS

ANEXO A – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando:

as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 e

as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011, realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011, resolve:

CAPÍTULO I

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. .

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em

energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

CAPÍTULO II

DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o caput e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução.

§2º Após o prazo do § 1º, a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no caso de unidade Consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§2º Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar aumento da carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou no caso do §2º do art. 4º, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Parágrafo único. Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

CAPÍTULO III

DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:

I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

III - caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser

utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor do mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, devendo a unidade consumidora onde se encontra instalada a geração ser a primeira a ter seu consumo compensado. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

VI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE para diferentes postos tarifários de uma mesma unidade consumidora, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

VII - os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras, conforme incisos II a VI, expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

VIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

IX - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

X - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia elétrica serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

XI - Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deverá ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Parágrafo único. Aplica-se de forma complementar as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, relativas aos procedimentos para faturamento.

CAPÍTULO IV DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 8º Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

§1º O custo de adequação a que se refere o caput é a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

§2º O sistema de medição deve observar as especificações técnicas do PRODIST e ser instalado pela distribuidora, que deve cobrar dos interessados o custo de adequação. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§ 3º O sistema de medição deve ser registrado no ativo imobilizado em serviço,

devendo a parcela de responsabilidade de o interessado ser contabilizada em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação. Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

CAPÍTULO V

DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO

Art. 11. Aplica-se o estabelecido no caput e no inciso II do art. 164 da Resolução

Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

Art.12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do caput, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

CAPÍTULO VI DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art.13. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nos 390 e 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL.

Art.14. Ficam aprovadas as revisões 4 do Módulo 1 – Introdução, e 4 do Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo.

Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução em até cinco anos após sua publicação.

Art. 16. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANEXO B – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015.

REPRODUÇÃO PARCIAL

Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

O Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com base no art. 4º, incisos IV e XVI, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no que consta do Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 026/2015, realizada entre 7 de maio de 2015 e 22 de junho de 2015, que foram objeto de análise desta Agência e permitiram o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Alterar o art. 2º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º.....

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;

IV - melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de energia elétrica;

V - reforço: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de distribuição, de confiabilidade do sistema de distribuição, de vida útil ou para conexão de usuários;

VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.”

Art. 2º Alterar o art. 4º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 4º - Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração e a celebração

do Acordo Operativo para a minigeração, nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

§1º A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora ser conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

§ 3º É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

§4º Para a determinação do limite da potência instalada da central geradora localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento.

§5º Para a solicitação de fornecimento inicial de unidade consumidora que inclua microgeração ou minigeração distribuída, a distribuidora deve observar os prazos estabelecidos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST para emitir a informação ou o parecer de acesso, bem como os prazos de execução de obras previstos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§6º Para os casos de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, a solicitação de acesso deve ser acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes.”

Art. 3º Alterar o parágrafo único no art. 5º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art.

5º

.....

§1º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer

parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada.

§2º “Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de minigeração distribuída devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor.”

Art. 4º Alterar o § 1º do art. 6º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 6º Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

- I – com microgeração ou minigeração distribuída;
- II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- III – caracterizada como geração compartilhada;
- IV – caracterizada como autoconsumo remoto.

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses.

.....”

Art. 5º Inserir o art. 6A na Resolução Normativa nº 482, de 2012, com a seguinte redação:

“Art. 6-A A distribuidora não pode incluir os consumidores no sistema de compensação de energia elétrica nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica.”

Art. 6º Alterar o art. 7º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica devem ser observados os seguintes procedimentos:

I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso;

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado na unidade consumidora onde se localiza a microgeração ou minigeração distribuída é a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual excedente de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre o qual deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;

III – caso a energia injetada seja superior à consumida, o excedente de energia será igual à diferença entre o montante de energia injetada e o montante de energia consumida;

IV – quando o excedente de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B;

V - o montante de energia ativa injetada que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto;

VI – o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado na unidade consumidora a que se refere o inciso V é a energia consumida, deduzidos eventuais créditos de energia, por posto tarifário, quando for o caso;

VII – para a utilização dos créditos de energia em local diferente da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída a compensação deve ser realizada sobre todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;

VIII - o titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, podendo solicitar a alteração junto à distribuidora, desde que efetuada por escrito, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação e, para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes;

IX – para cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de

faturamento, os créditos remanescentes devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados;

X - quando a unidade consumidora onde ocorreu a geração excedente for faturada na modalidade convencional, os créditos gerados devem ser considerados como geração em período fora de ponta no caso de se utilizá-los em outra unidade consumidora;

XI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver;

XII - os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo;

XIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor devem ser contabilizados pela distribuidora em nome do titular da respectiva unidade consumidora pelo prazo máximo de 60 (sessenta) meses após a data do faturamento, exceto se houver outra unidade consumidora sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão, sendo permitida, nesse caso, a transferência dos créditos restantes;

XIV – adicionalmente às informações definidas na Resolução Normativa nº 414, de 2010, a fatura dos consumidores que possuem microgeração ou minigerção distribuída deve conter:

a) informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica;

b) o saldo anterior de créditos em kWh;

c) a energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário;

d) a energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário;

e) histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada nos últimos 12 ciclos de faturamento;

f) o total de créditos utilizados no ciclo de faturamento, discriminados por unidade consumidora;

- g) o total de créditos expirados no ciclo de faturamento;
- h) o saldo atualizado de créditos;
- i) a próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá;

XV - as informações elencadas no inciso XIV podem ser fornecidas mensalmente ao consumidor, a critério da distribuidora, por meio de um demonstrativo específico, anexo à fatura, correio eletrônico ou disponibilizado pela internet, em um espaço de acesso restrito, devendo a fatura conter no mínimo as informações elencadas nas alíneas “a”, “c”, “d” e “h” do referido inciso;

XVI - para as unidades consumidoras cadastradas no sistema de compensação de energia elétrica que não possuem microgeração ou minigeração distribuída instalada, além da informação de sua participação no sistema de compensação de energia, a fatura de conter o total de créditos utilizados na correspondente unidade consumidora por posto tarifário, se houver;

XVII - para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deve ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010;

XVIII – os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica;

XIX – para unidades consumidoras classificados na subclasse residencial baixa renda deve se, primeiramente, aplicar as regras de faturamento previstas neste artigo e, em seguida, conceder os descontos conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 414, de 2010;

§1º Os efeitos tarifários decorrentes do sistema de compensação de energia elétrica serão contemplados nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

§ 2º A cobrança das bandeiras tarifárias deve ser efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado, nos termos deste artigo.

Art. 7º Alterar o art. 8º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 8º - A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída, de acordo com as especificações técnicas do PRODIST. §1º Os custos de adequação do sistema de medição para a

conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado.

§2º Os custos de adequação a que se refere o §1º correspondem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

Art. 8º Alterar o art. 10 da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica dentro do prazo para aprovação do ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.”

Art. 9º Alterar a redação do art. 13 da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art.13 Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica e envio dos dados para registro junto à ANEEL, conforme modelo disponível no site da Agência.

Parágrafo único. Os dados para registro devem ser enviados até o dia 10 (dez) de cada mês, contendo os dados das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída que entraram em operação no mês anterior.”

Art. 10. Incluir o art. 13-A na Resolução Normativa nº 482, de 2012, com a seguinte redação:

“Art. 13-A A distribuidora deve disponibilizar, a partir de 1º de janeiro de 2017, sistema eletrônico que permita ao consumidor o envio da solicitação de acesso, de todos os documentos elencados nos anexos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, e o acompanhamento de cada etapa do processo.”

Art. 11. Incluir o art. 13-B na Resolução Normativa nº 482, de 2012, com a seguinte redação:

“Art. 13-B Aplicam-se às unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia, de forma complementar, as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 2010.”

Art. 12. Alterar o art. 15 da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 2019.”

Art. 13. Ficam aprovadas a revisão 6 do Módulo 3 e a revisão 8 do Módulo 1 do Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que entram em vigor em 1º de março de 2016.

Art. 14. As distribuidoras devem revisar e publicar em seu endereço eletrônico, até 1º de março de 2016, as normas técnicas que tratam do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência o Módulo 3 do PRODIST.

Art. 15. Esta Resolução entra em vigor em 1º de março de 2016.

ROMEU DONIZETE RUFINO

APÊNDICES

Apêndice A – Projeto dos painéis fotovoltaicos para alimentação da micro-rede.

Os painéis fotovoltaicos disponíveis no mercado, para utilização com microssistemas de geração de energia, estão gradualmente mais acessíveis em termos de custo. No entanto, o custo de instalação de um sistema de geração de energia fotovoltaica ainda é relativamente caro, principalmente em países emergentes como o Brasil. Dessa forma, procura-se otimizar ao máximo o uso do inversor escolhido, de forma que trabalhe em sua potência nominal.

Com a potência de cada conjunto de painéis definida inicialmente, pode-se calcular o arranjo dos PFs para que o inversor seja utilizado da forma mais eficiente possível.

Conjunto de painéis fotovoltaicos para o sistema de acumulação

Antes de definir a disposição do arranjo de painéis fotovoltaicos, deve-se saber qual a característica do PF a ser empregado. Desta forma foi definido que para ambos os sistemas, de acumulação e de injeção de energia na RDEE, optou-se pelo modelo SW245 poli cristalino da *SolarWorld*. As principais características para o modelo supracitado são apresentadas no Quadro 1.

Quadro 10 - Dados do painel fotovoltaico SW245 da SolarWorld

Painel Fotovoltaico modelo SW245 poli cristalino da SolarWorld	
Potência máxima (Pmax)	245,198W
Tensão de circuito aberto (Voc)	37,5V
Tensão de máxima potência (Vmp)	30,8V
Corrente de curto-circuito (Isc)	8,49A
Corrente na potência máxima (Imp)	7,96A
*Valores considerando Irradiação de 1000W/m ² e Tamb = 25°C	
TcVoc	-0,37%/K
TcPmpp	-0,47%/K
Tclsc	0,081%/K

Fonte: Dados obtidos de (SOLARWORLD, 2012).

Para a alimentação do sistema de acumulação a partir dos PFs, selecionou-se o carregador de bateria *Sunny Island Charger 50* da SMA, modelo de maior

potência com tensão de entrada 48V. Este carregador de bateria é projetado para ser utilizado especificamente para carregar um conjunto de baterias a partir de painéis fotovoltaicos. Sendo assim, ele consegue realizar a extração da máxima potência do PF ao mesmo tempo que realiza a carga adequada do conjunto de baterias. As principais características desse modelo de carregador são apresentadas no Quadro 2.

Quadro 11 - Dados do carregador de bateria para operação ilhada Sunny Island Charger 50 – SMA

Carregador Sunny Island Charger 50 – modelo 48V	
Potência máxima de entrada	2400W
Tensão máxima de entrada	140V
Faixa de tensão do MPP	70V – 100V
Corrente máxima de entrada	40A
Número de MPPTs	1
Tensão de carga da bateria	36V – 65V (controlada)
Corrente máxima de carga da bateria	50A
Eficiência máxima	98%

Fonte: Dados obtidos de (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2016)

Com as características do PF e do carregador, assim como a potência total do sistema, pode-se realizar a distribuição série-paralelo dos PFs de modo a atender as limitações do carregador. O Sunny Island Charger permite a conexão em paralelo de até 3 unidades carregadoras, sendo a potência nominal de cada unidade limitada em 2400W, resultando num total de 7200W de potência máxima para carga do sistema de acumulação.

É sabido que as características elétricas de um PF variam consideravelmente com a temperatura ambiente e temperatura de operação da célula fotovoltaica. Para que o sistema atinja a potência desejada em operação e para que os limites de tensão e corrente sejam respeitados, deve-se calcular os parâmetros de operação para os limites de temperatura ao qual o PF será submetido. Um dos fatores é a tensão de circuito aberto, resultando na máxima tensão de alimentação dos equipamentos para condições de menor temperatura de operação do PF. Para a região de operação onde os painéis solares serão instalados (cidade de Ilha solteira), ou seja, região noroeste do estado de São Paulo, a temperatura mínima de

0°C é razoavelmente abaixo da temperatura mínima atingida na região, classificada como subtropical.

Utilizando o fator de correção indicado pelo fabricante do PF apresentado no Quadro 2, pode-se calcular a máxima tensão de circuito aberto na temperatura mínima para um PF, como mostrado nas equações (1) à (3).

$$V_{OC@0^{\circ}C} = V_{OC@25^{\circ}C} * (1 + T_C V_{OC} * (T - 25)) = 40,969V \quad (1)$$

De acordo com o limite de tensão de entrada do carregador, de 140V, a associação máxima série (em inglês, *string*) de PFs será de 3 unidades, conforme (2).

$$N_{PF \text{ série}} = \left\lfloor \frac{V_{in \text{ max_carregador}}}{V_{OC@0^{\circ}C}} \right\rfloor = \lfloor 3,47 \rfloor = 3 \text{ PF série} \quad (2)$$

Assim, a tensão máxima fornecida aos carregadores do sistema de acumulação é dada por:

$$V_{OC \text{ string}@0^{\circ}C} = N_{PF \text{ série}} * V_{OC@0^{\circ}C} = 122,9V \quad (3)$$

Desta forma, pode-se garantir que a tensão máxima do carregador não será atingida, e ainda estando 12% abaixo do limite especificado.

Outro fator importante no projeto do conjunto de PFs é a potência máxima fornecida pelo conjunto de células fotovoltaicas na temperatura de operação em campo. A potência máxima entregue pelo painel fotovoltaico é afetada pela temperatura de operação numa determinada taxa indicada pelo fabricante e mostrada em (4). Assim, considerando a temperatura de operação da célula fotovoltaica de 65°C, obtida *in situ* nas instalações do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do LEP-UNESP, a potência máxima disponível em cada PF é obtida na equação (5).

$$T_C P_{PMP} = -0,47\%/K \quad (4)$$

$$P_{PMP@65^{\circ}C} = P_{PMP@25^{\circ}C} * (1 + T_C P_{PMP} * (65 - 25)) = 199,08W \quad (5)$$

Para determinar a quantidade de PFs necessária, considera-se a potência nominal do carregador e a potência de um PF na temperatura de operação apresentada em (6).

$$N_{PFs} = \frac{P_{\max_carregador}}{P_{PMP}@65^{\circ}C} = \frac{2400W}{199,08W} = 12,056 \approx 12 PFs \quad (6)$$

Como a associação série deve ser de 3 PFs para respeitar a tensão de operação do carregador, de acordo com (7) serão necessários quatro *strings* em paralelo.

$$N_{strings} = \frac{N_{PFs}}{N_{PF\ série}} = \frac{12}{3} = 4\ strings \quad (7)$$

Assim, o arranjo final resultará em conjuntos de três painéis associados em série, com quatro *strings* em paralelo para cada um dos três carregadores. A potência máxima entregue a cada carregador é apresentada em (8).

$$P_{solar_{1\ conjunto}@65^{\circ}C} = 12 * P_{PMP}@65^{\circ}C = 2388,96W \quad (8)$$

A potência total de pico entregue pelos 36 painéis fotovoltaicos numa condição ótima é apresentada em (9), resultando num valor 18% acima do desejado na proposta do projeto. É importante salientar que outros fatores como poeira sobre as células fotovoltaicas, degradação da potência máxima fornecida ao longo da vida útil e perdas no sistema de conexões elétricas levam a redução da potência máxima útil entregue pelos PFs.

$$P_{solar_{total}} = 12 * P_{max}@25^{\circ}C = 8820W \quad (9)$$

Para confirmar a adequação do conjunto de painéis com o carregador, verifica-se a tensão e corrente de operação no ponto de máxima potência na temperatura de operação. Como o fabricante não disponibiliza a constante para o cálculo de V_{PMP} numa dada temperatura, é necessária encontrar o coeficiente chamado aqui de βV_{PM} , dado pela expressão (10) (GTES, 2014). Para a corrente I_{MP} considera-se o mesmo coeficiente da corrente de curto circuito I_{SC} .

$$\beta V_{PM} = T_C P_{PMP} - T_C I_{SC} = -0,551\%/K \quad (10)$$

Através de βV_{PM} , pode-se calcular a tensão de máxima potência na temperatura de operação de um *string* de forma semelhante à equação (11), o que é apresentado em (12).

$$V_{PMstring}@65^{\circ}C = N_{PF\ série} * V_{PM}@25^{\circ}C * (1 + \beta V_{PM} * (T - 25)) \quad (11)$$

$$V_{PMstring}@65^{\circ}C = 72,04V \quad (12)$$

O cálculo da corrente de máxima potência para as condições que favorecem a maior corrente possível no sistema é apresentado em (13).

Outra verificação importante consiste da corrente máxima de curto circuito de um conjunto de PFs, calculada através da equação (15), observando-se que o limite de 40A do seguidor de SPMP será respeitado.

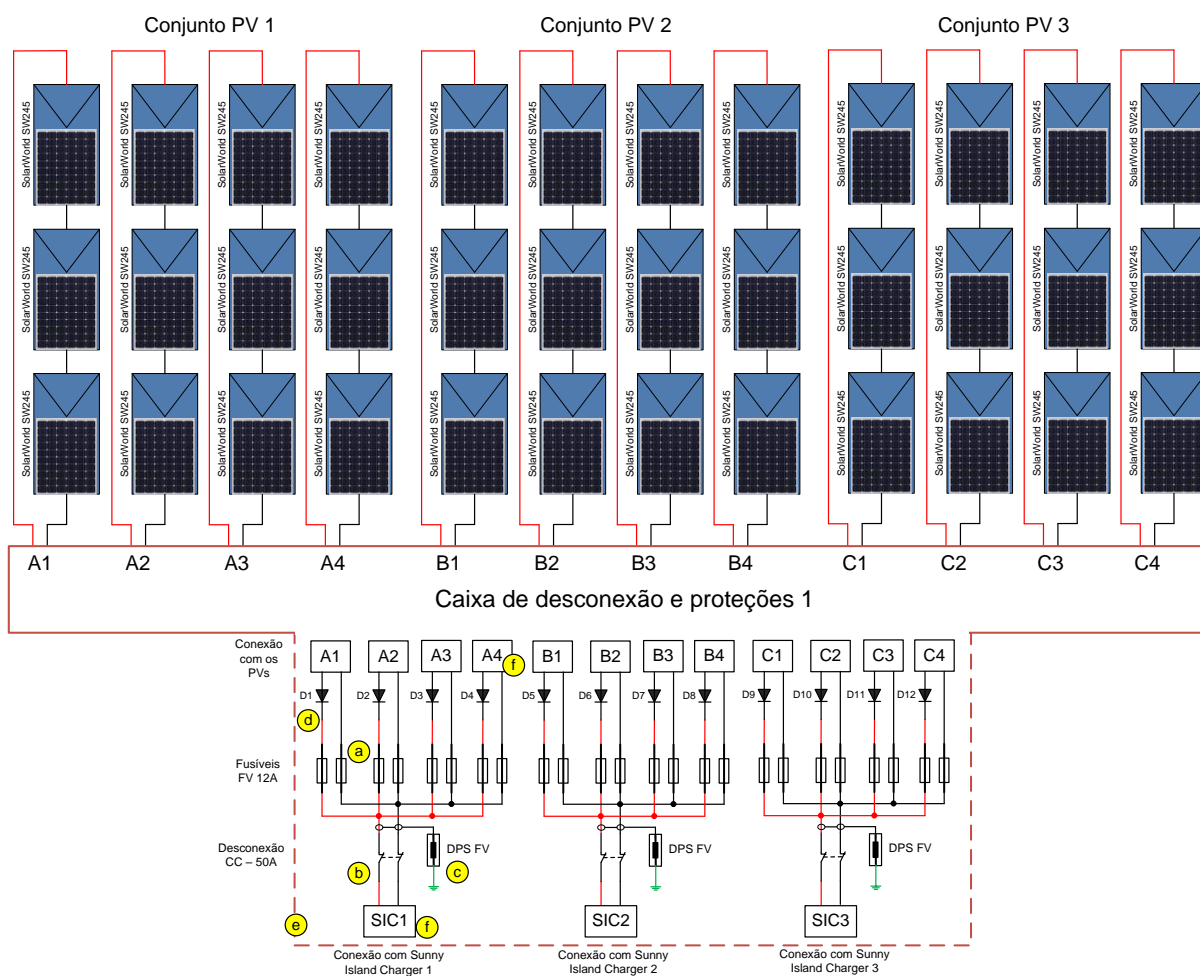
$$I_{PMstring@65^{\circ}C} = N_{strings} * I_{SC@25^{\circ}C} * (1 + T_C I_{SC} * (T - 25)) \quad (13)$$

$$I_{PMstring@65^{\circ}C} = 32,87A \quad (14)$$

$$I_{SC@65^{\circ}C} = N_{strings} * I_{SC@25^{\circ}C} * (1 + T_C I_{SC} * (65 - 25)) = 35,06A \quad (15)$$

A Figura 1 apresenta a distribuição dos painéis fotovoltaicos especificados para cada carregador de bateria. Como já demonstrado, será necessário um total de 36 painéis fotovoltaicos para alimentação do sistema de acumulação.

Figura 104 - Associação de painéis fotovoltaicos projetada para a alimentação das baterias



Fonte: Próprio autor.

- (e) Fusíveis de proteção individual do arranjo fotovoltaico adequado para operação em corrente contínua;
- (f) Chave de desconexão do conjunto de painéis fotovoltaico adequada para operação em corrente contínua;
- (g) Dispositivo de proteção contra surtos;
- (h) Diodo série de proteção contra corrente reversa em cada ramos de painéis fotovoltaicos;
- (i) Caixa de distribuição das conexões do conjunto de painéis;
- (j) Terminais de conexão;

Conjunto de painéis fotovoltaicos para o sistema de injeção de energia fotovoltaica conectado à RDEE

Este segundo conjunto de painéis fotovoltaicos objetiva a alimentação dos inversores conectados diretamente ao barramento CA para potencializar a geração de energia do conjunto. Também serão os inversores responsáveis pela compensação de reativos e gerenciamento do sistema de cargas. Estes inversores são monofásicos e cada um tem a capacidade de injetar 4600W / 5100VA na rede de distribuição 220V F-F. O Quadro 10 apresenta as principais características deste protótipo.

Quadro 12 - Principais características dos inversores em desenvolvimento

Inversor em desenvolvimento de 4600W	
Potência máxima de entrada	5400W
Tensão máxima de entrada	580V
Faixa de tensão do MPPT	125V – 550V
Corrente máxima de entrada	20A / 2 strings em paralelo.
Número de MPPTs	1
Potência nominal de saída	4600W
Potência máxima de saída	5100VA
Tensão nominal de saída	220V monofásico
Frequência da rede CA	60Hz
Tensão e frequência nominal da rede CA	220V / 60Hz
Corrente máxima de saída CA	25A
Fator de potência ajustável	-0.95 ... 0.95

Fonte: Dados do próprio autor.

Utilizando o mesmo painel fotovoltaico apresentado no Quadro 1 e com os dados do inversor, pode-se calcular o arranjo de forma análoga ao primeiro conjunto de painéis para o sistema de acumulação.

Inicia-se com o cálculo da tensão de um PF para a temperatura ambiente de 0°C, já obtida na equação (2). Em seguida, o número máximo de PF série, de acordo com a tensão máxima aceita pelo inversor. Devido à alta tensão de entrada do PF, definiu-se uma margem de segurança de 20% para a tensão máxima do sistema, obtendo o número máximo de painéis em série em (16).

$$N_{PF\ inv\ série\ max} = \left\lfloor \frac{0,8 * V_{in,max_inversor}}{V_{OC}@0^{\circ}C} \right\rfloor = [11,33] \approx 11\ PF\ série \quad (16)$$

O cálculo da potência máxima considerando a temperatura dos painéis em 65°C resulta na quantidade máxima de 27 painéis, como mostrado na equação (17).

$$N_{PFs\ inv\ max} = \frac{P_{max\ inversor}}{P_{PMP}@65^{\circ}C} = \frac{5400W}{199,08W} = 27,125 \approx 27\ PFs \quad (17)$$

Porém, a potência estimada para sistema de 12kWp é ultrapassada. Para a temperatura de operação de 65°C da célula, a quantidade máxima de painéis é dada pela equação 18.

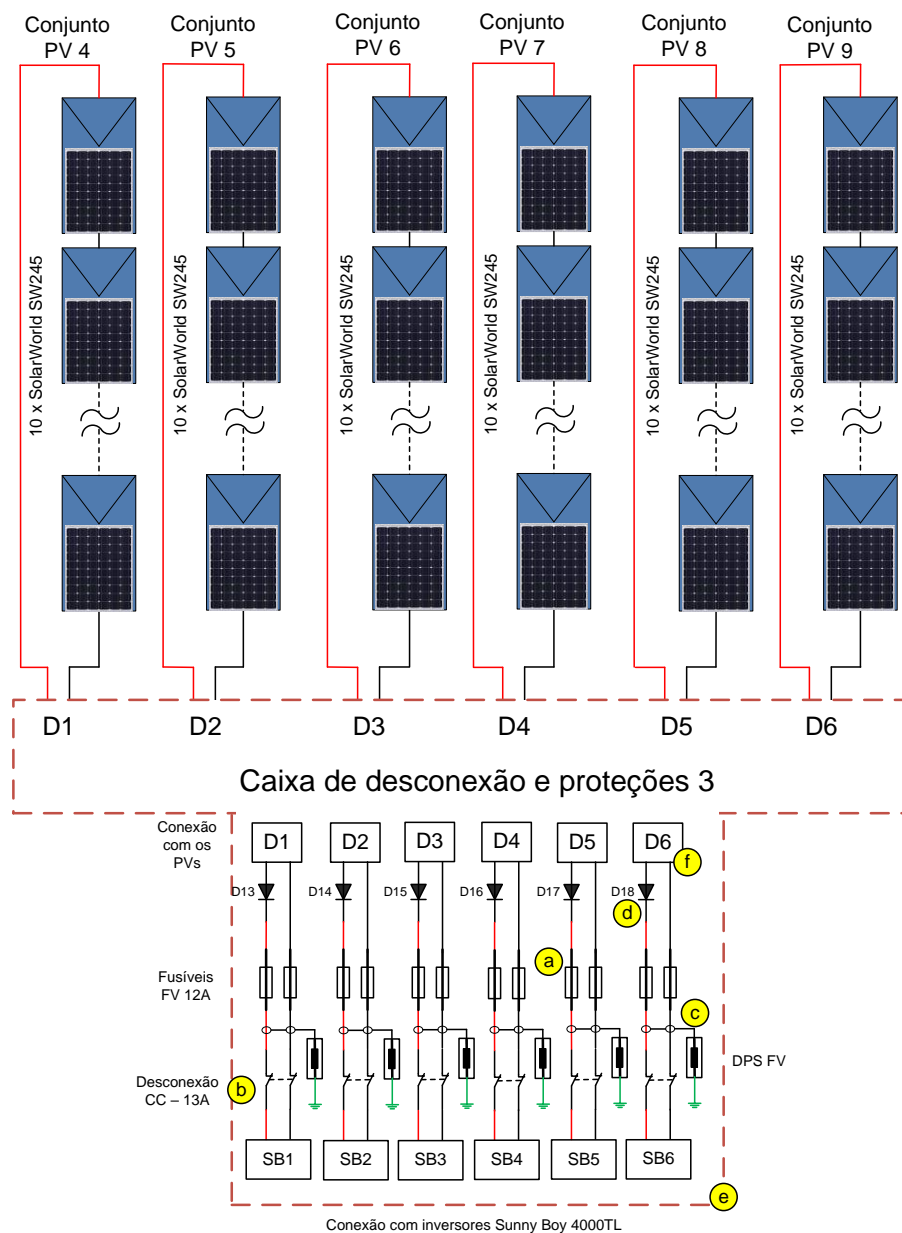
$$N_{PF\ inv\ total} = \frac{P_{max\ proposta}}{P_{PMP}@65^{\circ}C} = \frac{12kW}{199,08W} = 60,28 \approx 60\ PFs \quad (18)$$

Considerando que o sistema utiliza três inversores, um por fase, são disponibilizados 20 painéis para cada inversor. Como a quantidade máxima de PFs permitidos em série são de 11 unidades, e o sistema aceita 2 *strings*, cada um foi montado com 10 painéis em série. A máxima tensão em cada *string* na temperatura ambiente de 0°C será de:

$$V_{OC\ inv\ string}@0^{\circ}C = N_{PF\ inv\ série} * V_{OC}@0^{\circ}C = 409,69V \quad (19)$$

A Figura 2 apresenta o arranjo final de PFs para alimentação dos inversores. A saída de cada *string* é deixada como conexão livre para permitir a flexibilização do arranjo dos módulos.

Figura 105 - Associação de painéis fotovoltaicos projetada para o sistema de injeção de potência na RDEE a partir da energia solar.



Fonte: Próprio autor.

- (k) Fusíveis de proteção individual do arranjo fotovoltaico adequado para operação em corrente contínua;
- (l) Chave de desconexão do conjunto de painéis fotovoltaico adequada para operação em corrente contínua;
- (m) Dispositivo de proteção contra surtos;
- (n) Diodo série para proteção contra corrente reversa em cada ramos de painéis fotovoltaicos;
- (o) Caixa de distribuição das conexões do conjunto de painéis;

(p) Terminais de conexão;

A potência total do conjunto é apresentada nas equações (20) à (27). Lembrando que o número de máximo de painéis foi reduzido para 10 por string, com $N_{PF\ inv\ serie\ max}$ igual a 10 e $N_{PF\ inv\ max}$ igual a 20.

$$P_{string} = N_{PF\ inv\ serie\ max} * P_{PMP@65^{\circ}C} = 1991W \quad (20)$$

$$P_{total\ inversor} = N_{PF\ inv\ max} * P_{PMP@65^{\circ}C} = 3982W \quad (21)$$

$$P_{total\ solar\ inv} = 3 * P_{total\ inversor} = 11946W \quad (22)$$

Observa-se que a potência total do conjunto está de acordo com a proposta inicial de 12kWp. Também se verifica a tensão V_{PM} e corrente I_{PM} no ponto de máxima potência de cada entrada do inversor.

$$V_{PM\ inv\ string@65^{\circ}C} = N_{PF\ inv\ série} * V_{PM@25^{\circ}C} * (1 + \beta V_{PM} * (T - 25)) \quad (23)$$

$$V_{PM\ inv\ string@65^{\circ}C} = 240,12V \quad (24)$$

Calculo de I_{MP} para cada MPPT do inversor.

$$I_{PM\ inv\ string\ entrada\ 2@65^{\circ}C} = 1 * I_{SC@25^{\circ}C} * (1 + T_c I_{SC} * (T - 25)) \quad (25)$$

$$I_{PM\ inv\ string\ entrada\ 2@65^{\circ}C} = 8,22A \quad (26)$$

E por fim a corrente máxima de curto-circuito de um *string* é dada por:

$$I_{sc@65^{\circ}C\ inv} = I_{SC@25^{\circ}C} * (1 + T_c I_{SC} * (65 - 25)) = 8,32A \quad (27)$$

Foi verificado que todos os parâmetros estão dentro das especificações do inversor que será utilizado.