

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

FABIANO DE ARAUJO SANTOS FERRONATO

SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE DE FONTES DE ENERGIA  
RENOVÁVEIS E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA CONECTADO EM BAIXA  
TENSÃO

CURITIBA

2014

FABIANO DE ARAUJO SANTOS FERRONATO

SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE DE FONTES DE ENERGIA  
RENOVÁVEIS E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA CONECTADO EM BAIXA  
TENSÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

CURITIBA

2014

---

F396s

Ferronato, Fabiano de Araujo Santos

Sistema de supervisão e controle de fontes de energia renováveis e armazenamento de energia conectado em baixa tensão/ Fabiano de Araujo Santos Ferronato. – Curitiba, 2014.

104f. : il. color. ; 30 cm.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2014.

Orientador: Alexandre Rasi Aoki .

Bibliografia: p. 93-95.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Energia - Armazenamento. 4. Redes elétricas inteligentes. I. Universidade Federal do Paraná. II.Aoki, Alexandre Rasi. III. Título.

CDD: 621.31244

---

## TERMO DE APROVAÇÃO

FABIANO DE ARAUJO SANTOS FERRONATO

SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE DE FONTES DE ENERGIA  
RENOVÁVEIS E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA CONECTADO EM BAIXA  
TENSÃO

Dissertação aprovada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:



Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

Orientador – Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR.



Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli

Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR.



Prof. Dr. Gideon Villar Leandro

Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR.



Prof. Dr. Carlos Henrique Valério de Moraes

Instituto de Engenharia de Sistemas e Tecnologias da Informação, UNIFEI

Curitiba, 22 de Agosto de 2014.



À Ellen, minha esposa, parceira e amiga.

Aos meus pais e irmãs que sempre me incentivaram a seguir com meus sonhos.



## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador, professor e colega, Dr. Alexandre Rasi Aoki, pelo apoio, sugestões precisas e exemplo profissional.

Aos meus amigos e colegas Alexandre Gomes Fonseca, Felipe Heuer, Marcelo Rodrigo de Mello, Rodrigo Jardim Riella, Diego Fernando de Araujo, Cretan Pires de Oliveira e Priscila Alves dos Santos pela ajuda indispensável nos desenvolvimentos deste trabalho.

Ao apoio financeiro da companhia de energia do Rio de Janeiro - Light SESA para o desenvolvimento deste trabalho dentro do programa de P&D ANEEL projeto PD-0382-0061/2010.



*There's only one corner of the universe you can be certain of  
improving, and that's your own self.*

Aldous Huxley



## RESUMO

No contexto atual, o conceito de redes elétricas inteligentes passou a ser visto como o principal meio para se obter um sistema mais eficiente, confiável, seguro, econômico e ambientalmente correto. Com o sistema hidrotérmico brasileiro demandando grande expansão ao mesmo tempo em que encontra barreiras dos altos custos econômicos e ambientais, a utilização de tecnologias de geração de energia a partir de fontes renováveis surge como uma solução viável já utilizada em vários países do mundo. No entanto, a utilização da energia gerada a partir de fontes renováveis intermitentes ainda aparece como um problema a ser solucionado. A utilização de sistemas de armazenamento de energia ajuda a garantir a estabilização da geração e o fornecimento em momentos em que a fonte de energia cessa. Com a mudança da regulamentação brasileira que diz respeito à conexão de sistemas de geração distribuída à rede das concessionárias, permitindo que os consumidores passem a fornecer energia para a rede, criou-se novos problemas relacionados ao fluxo inverso da energia sendo injetada e também à melhor forma de utilização dessa energia. O principal objetivo deste trabalho é estudar e implementar um sistema de micro geração distribuída com armazenamento de energia, conectado a uma rede elétrica inteligente. Neste sentido, este trabalho mostra o projeto e implantação de um sistema real de geração distribuída com armazenamento de energia e cargas prioritárias conectado à rede de distribuição em baixa tensão e desenvolve um sistema de supervisão e controle remotos que busca automaticamente o melhor uso da energia gerada/armazenada reconfigurando o sistema em tempo real. Os testes foram realizados de modo a avaliar a correta identificação dos modos de operação pelo sistema de controle e supervisão e a configuração dos dispositivos – controlador de carga e inversores; sendo que a análise foi realizada através da resposta do sistema com medições dos parâmetros de corrente e tensão dos painéis fotovoltaicos, do sistema de armazenamento de energia, dos inversores, da rede de distribuição e da carga de um veículo elétrico. Como resultado, foram observados todos os parâmetros de decisão sendo identificados e os consequentes modos de operação sendo executados corretamente.

Palavras-chave: Geração distribuída. Pannel fotovoltaico. Armazenamento de energia. Redes elétricas inteligentes.



## **ABSTRACT**

Nowadays the smart grid concept is seen as the primary means to achieve a more efficient, reliable, safe, economical and environmentally friendly power system. As Brazilian hydrothermal generation system requires huge investments while have economic barriers and high environmental costs; the use of power generation technologies from renewable sources emerges as a viable solution already used in many countries worldwide. However, the use of energy generated from renewable intermittent sources still appears as a problem to be solved. On the other hand, the use of energy storage systems helps to ensure the stabilization of generation from renewable sources. With the change of the Brazilian regulation with regard to the connection of distributed generation in the distribution grid, allowing consumers start to supply power to the grid, creating new problems related to the reverse power flow and also the optimal use of this energy. The main objective of this work is to study and implement a system of micro distributed generation with energy storage, connected to a smart grid. In this way, this work shows the design and implementation of a real system with distributed generation (photovoltaic panels) and energy storage connected to the low voltage distribution system with priority loads and develops remote monitoring and control's system that automatically search the best use of the energy generated / stored reconfiguring the system in real time. The tests were performed in order to assess the correct identification of operation's modes to the control and supervision system and device configuration - charge controller and inverters; and the analysis was performed by measuring the system response with the parameters of voltage and current of photovoltaic panels, the energy storage system, the inverters, distribution network and the charge of an electric vehicle. As a result, all decision parameters are identified and the resulting operating modes were observed running correctly.

Key-words: Distributed generation. Photovoltaic Panels. Energy storage. Smart grid.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Modelo Conceitual das REIs.....	32
Figura 2 - Esquema de Conexão e Proteção de GD com Rede Copel .....	37
Figura 3 - <i>Roadmap</i> de Tecnologias Fotovoltaicas Dupont.....	39
Figura 4 - Célula Fotovoltaica - Esquema Simplificado .....	40
Figura 5 - Painel Fotovoltaico - Curva I-V .....	41
Figura 6 - Sistema Híbrido com Acoplamento CC.....	45
Figura 7 - Arquitetura de Sistema PFAC .....	46
Figura 8 - Sistema de GD Projetado - Visão Macro .....	47
Figura 9 - Esquema Elétrico Simplificado.....	49
Figura 10 - Conjunto de baterias em série .....	49
Figura 11 - Painel Fotovoltaico - Conexão Elétrica .....	53
Figura 12 – Veículo Elétrico e Eletroposto .....	54
Figura 13 - Instalação dos Painéis Fotovoltaicos Integrados ao Telhado do Estacionamento.....	55
Figura 14 - Esquema de Montagem de Painéis com Grupos Numerados e Junção em T .....	56
Figura 15 - Projeto do Armário de Equipamentos - Vista Frontal .....	57
Figura 16 - Armário de Equipamentos Instalado .....	58
Figura 17 - Rede de Comunicação – Cabeamento .....	59
Figura 18 - Rede de Comunicação - Arquitetura de TIC .....	60
Figura 19 - Gateway de Comunicação - AXS PORT.....	61
Figura 20 - Curvas Características de Descarga a 25 °C.....	65
Figura 21 - Curvas Características de Recarga a 25 °C.....	65
Figura 22 - Fluxograma De Funcionamento Do Controle Do Sistema .....	68
Figura 23 - Tela Principal .....	76
Figura 24 - Tela Posto Horário .....	78
Figura 25 - Tela de Configuração de Cenários.....	79
Figura 26 - Correntes Medidas Durante os Testes.....	82
Figura 27 - Tensões Medidas Durante os Testes.....	83
Figura 28 - Cenário 3A – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita) .	84
Figura 29 - Cenário 2A/2C – Detalhe de Correntes.....	85
Figura 30 - Cenário 2A/2C – Detalhe de Tensões.....	85

Figura 31 - Correntes Medidas Durante os Testes.....	88
Figura 32 - Tensões Medidas Durante os Testes.....	88
Figura 33 – Cenário 3A – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita)	89
Figura 34 - Cenário 3B – Detalhe de Tensões .....	90
Figura 35 - Cenário 1B – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita)	.91
Figura 36 - Cenários 2B e 2D – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita) .....	92
Figura 37 - Cenários 1B – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita)	93

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Operação / Categoria .....	43
Tabela 2 - Custo e Performance de ESS.....	44
Tabela 3 – Especificações das Baterias .....	50
Tabela 4 - Painel Fotovoltaico - Características Elétricas.....	52
Tabela 6 - Estado de Carga x Tensão da Bateria.....	66
Tabela 7 - Posto Horário - Valores e Horários.....	67
Tabela 8 - Parâmetros de Configuração Padrão .....	69
Tabela 9 - Parâmetros de Entrada - Cenário 1A .....	70
Tabela 10 - Parâmetros de Saída - Cenário 1 <sup>a</sup> .....	70
Tabela 11 – Parâmetros de Entrada - Cenário 1B.....	70
Tabela 12 - Parâmetros de Saída - Cenário 1B.....	71
Tabela 13 – Parâmetros de Entrada - Cenário 1C .....	71
Tabela 14 - Parâmetros de Saída - Cenário 1C .....	71
Tabela 15 - Parâmetros de Entrada - Cenário 2A .....	71
Tabela 16 - Parâmetros de Saída - Cenário 2A.....	72
Tabela 17 - Parâmetros de Entrada - Cenário 2B .....	72
Tabela 18 - Parâmetros de Saída - Cenário 2B.....	72
Tabela 19 - Parâmetros de Entrada - Cenário 2D .....	73
Tabela 20 - Parâmetros de Saída - Cenário 2D .....	73
Tabela 21 - Parâmetros de Entrada - Cenário 3A .....	73
Tabela 22 - Parâmetros de Saída - Cenário 3A.....	74
Tabela 23 - Parâmetros de Entrada - Cenário 3B .....	74
Tabela 24 - Parâmetros de Saída - Cenário 3B.....	74
Tabela 25 - Parâmetros de Entrada- Cenário 3C .....	75
Tabela 26 - Parâmetros de Saída - Cenário 3C .....	75
Tabela 27 - Modos de Operação - Interface <i>Web</i> .....	78
Tabela 28 - Modos de Operação e Postos Horários dos Testes Realizados	83
Tabela 29 - Parâmetros Medidos do Cenário 3A.....	84
Tabela 30 - Parâmetros Medidos do Cenário 2A/2C .....	85
Tabela 31 - Modos de Operação e Postos Horários dos Testes Realizados	89
Tabela 32 - Parâmetros Medidos do Cenário 3A.....	90
Tabela 33 - Parâmetros Medidos do Cenário 2A/2C .....	92

Tabela 34 - Parâmetros Medidos do Cenário 2A/2C .....	93
---	----

## LISTA DE SIGLAS E VARIÁVEIS

AC HOT OUT – saída para cargas prioritárias - fase

AC NEUTRAL OUT – saída para cargas prioritárias - neutro

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ART – Anotação de Responsabilidade Técnica

AXS PORT – *gateway* de comunicação

CA – corrente alternada

CC – corrente contínua

CC\_Array\_Power – potência nos painéis

CCconfig\_Float\_Volts – tensão de flutuação das baterias

CCconfig\_Float\_Volts – tensão de flutuação de carga de baterias

CCconfig\_Rebulk\_Volts – tensão de início de recarga das baterias

CCconfig\_Rebulk\_Volts\_mínimo – valor mínimo de descarga das baterias

ESS – *Energy Storage Systems*

FACTS – *Flexible AC Transmission Systems*

FX\_AC\_Input\_Voltage – tensão da rede de distribuição da concessionária

FX\_Battery\_Voltage – tensão das baterias

FX\_Inverter\_Output\_Current – corrente total de saída do inversor

FX\_Inverter\_Sell\_Current – corrente de venda injetada na rede

FXconfig\_Absorb\_Volts – tensão de início de carga de baterias

FXconfig\_Sell\_Volts – tensão fronteira para de venda de energia no inversor

GD – geração distribuída

HVDC – *High Voltage Direct Current*

JSON - *JavaScript Object Notation*

MPPT – *Maximum Power Point Tracking*

OB\_Bulk\_Charge\_Enable\_Disable – habilitar/desabilitar carga de baterias

OB\_Inverter\_AC\_Drop\_Use – habilitar/desabilitar conexão do inversor com a rede

OB\_Set\_Inverter\_Charger\_Mode – modo de operação do inversor

OB\_Set\_Sell\_Voltage – tensão fronteira para de venda de energia no sistema

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PFAC – *Power Frequency AC*

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PV\_Hi\_Capacity – fronteira de capacidade de geração

PVC – composto termoplástico polivinílico

Rede\_NOK – condição de rede fora do normal

Rede\_OK – condição de rede normal

REI – Redes Elétricas Inteligentes

VE\_Current – corrente na saída de carga prioritária

VE\_Current\_No\_Load – valor de corrente com VE não conectado

XML – *eXtensible Markup Language*

## SUMÁRIO

1	Introdução.....	25
1.1	Contexto.....	25
1.2	Objetivos .....	27
1.3	Justificativas.....	28
1.4	Estrutura da Dissertação.....	29
2	Fundamentação Teórica.....	31
2.1	Redes Elétricas inteligentes.....	31
2.1.1	Conceito e Arquitetura das REIs .....	31
2.1.2	Medidor Inteligente de Energia ( <i>Smart Meter</i> ).....	32
2.1.3	Fontes de Energia Renováveis .....	33
2.1.4	Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL .....	33
2.1.5	Requisitos de Conexão .....	34
2.2	Tecnologias para Fontes Renováveis e Armazenamento de Energia .....	37
2.2.1	Tecnologias Fotovoltaicas.....	37
2.2.1.1	Características Elétricas.....	39
2.2.2	Tecnologias de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos .....	41
2.2.3	Controladores de Carga .....	42
2.2.4	Sistemas de Armazenamento de Energia .....	42
2.2.5	Topologias de Montagem Empregadas.....	44
2.2.5.1	Sistemas com Acoplamento CC.....	44
2.2.5.2	Sistemas com Acoplamento CA.....	45
3	Material e Métodos .....	47
3.1	Material .....	48
3.1.1	Sistema de Geração distribuída com Armazenamento de energia .....	48
3.1.1.1	Sistema de Armazenamento de Energia (ESS) .....	49
3.1.1.2	Controlador de carga.....	50
3.1.1.3	Inversor de Frequência .....	50
3.1.1.4	Painéis Fotovoltaicos .....	51
3.1.1.5	Carga Prioritária .....	53
3.1.2	Infraestrutura.....	54
3.1.2.1	Local de instalação.....	54

3.1.2.2	Integração à Edificação .....	55
3.1.2.3	Armário de Equipamentos .....	56
3.1.2.4	Rede de Comunicação .....	58
3.1.2.5	Gateway de Comunicação – AXS PORT .....	60
3.1.2.6	Protocolo de comunicação – MODBUS TCP .....	61
3.1.2.7	Servidor de Aplicações Remoto .....	62
3.1.3	Linguagens de programação .....	62
3.2	Métodos .....	62
3.2.1	Sistema de supervisão e controle .....	62
3.2.1.1	Configuração de rede .....	63
3.2.2	Parâmetros Elétricos do Sistema .....	63
3.2.2.1	Veículo Elétrico .....	63
3.2.2.2	Sistema de Armazenamento de Energia .....	64
3.2.2.3	Painéis Fotovoltaicos .....	66
3.2.2.4	Postos Horários e Tarifas .....	67
3.2.3	<i>Software</i> de Controle .....	67
3.2.3.1	Cenário Padrão (default) .....	69
3.2.3.2	Cenário de aplicação 1A – PV Carrega Baterias .....	70
3.2.3.3	Cenário de aplicação 1B – Rede Carrega Baterias .....	70
3.2.3.4	Cenário de aplicação 1C – PV Carrega Baterias .....	71
3.2.3.5	Cenário de aplicação 2A – Rede e PV carregam VE .....	71
3.2.3.6	Cenário de aplicação 2B – PV e Bateria Exportam Energia .....	72
3.2.3.7	Cenário de aplicação 2C – Rede carrega VE .....	72
3.2.3.8	Cenário de aplicação 2D – Baterias Carregam VE .....	73
3.2.3.9	Cenário de aplicação 3A – PV Exporta Energia para Rede .....	73
3.2.3.10	Cenário de aplicação 3B – Baterias Exportam para Rede .....	74
3.2.3.11	Cenário de aplicação 3C – PV e Baterias Exportam para	
Rede	.....	75
3.2.4	Interface <i>Web</i> .....	75
3.2.4.1	Tela Principal .....	76
3.2.4.2	Tela Posto Horário .....	77
3.2.4.3	Tela Configuração de Cenários de Operação .....	78
4	Resultados e Discussão .....	81
4.1	Procedimento do Primeiro Teste .....	81

4.2	Variáveis de Análise do Primeiro Teste .....	82
4.3	Análise de Resultados do Primeiro Teste .....	83
4.4	Procedimento do Segundo Teste .....	86
4.5	Variáveis de Análise do Segundo Teste .....	87
4.6	Análise de Resultados do Segundo Teste .....	88
4.7	Discussão dos Resultados dos Testes .....	91
5	Conclusão e trabalhos futuros .....	95
5.1	Conclusão .....	95
5.2	Trabalhos futuros .....	97
	Referências .....	99



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contexto

A crescente complexidade das redes elétricas de potência agregada ao aumento da demanda, à necessidade do aumento da confiabilidade, à segurança e eficiência - assim como às questões ambientais e de sustentabilidade - acena para a necessidade de um salto quantitativo das comunicações nas tecnologias e no controle da informação.

O conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI), ou *Smart Grids*, abrange o sistema elétrico em todos os aspectos: dos sistemas de geração e transmissão até distribuição e usuários finais. A aplicação da tecnologia da informação para prover funcionalidades novas ou aprimoradas no sistema elétrico define a essência das REIs. (MOSLEHI; KUMAR, 2010) , assim como também a combinação de tecnologias emergentes de eficiência energética, integração de energias renováveis, resposta à demanda, monitoramento e controle de grandes áreas, *energy storage systems* (ESS), *high voltage direct current* (HVDC), *flexible AC transmission systems* (FACTS) etc.

No Brasil, a necessidade de implantação desses sistemas inteligentes aliada às fontes alternativas renováveis, se dá pelo crescimento da demanda de energia decorrente da economia favorável (principalmente incentivos governamentais no consumo de veículos e eletrodomésticos) e pelo sistema hidrotérmico brasileiro que, demandando grande expansão, encontra barreiras dos altos custos econômicos e ambientais.

Além disso, o ano de 2012 foi marcado pela falta de chuvas, resultando nos níveis mais baixos dos reservatórios nacionais registrados desde 2001, quando houve o último racionamento de energia. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 24% da demanda do país foi despachada por usinas termelétricas neste período (ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2014). Em 2014, a falta de chuvas voltou a obrigar o despacho pelas termelétricas, que forneceram ao sistema potências em torno de 14 GW médios e supriu uma demanda de aproximadamente 10000 GWh.

Perante esse cenário, as REIs disponibilizam meios de aumentar a confiabilidade do sistema, otimizar a utilização dos recursos e a tomada de decisões,

de modo a equilibrar o balanço energético e aumentar a eficiência do sistema como um todo.

Apesar do pequeno índice de utilização (1,5%) das fontes alternativas no Brasil (ANEEL, 2012a), o crescimento da utilização dessas fontes nos últimos anos, com a implantação de grandes parques eólicos e a utilização de painéis solares em indústrias e residências, fez com que o conceito de geração distribuída (GD) seja discutido como real necessidade e o armazenamento e utilização da carga como um novo problema a ser solucionado.

Como consequência dessas necessidades, foram desenvolvidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentações aplicadas para o setor elétrico que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, incluindo a GD.

Os módulos do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (ANEEL, 2012b) foram elaborados com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional.

Segundo o módulo 1 do PRODIST, a micro geração distribuída é constituída por centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilizam 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.

O armazenamento de carga se baseia no princípio do armazenamento a partir da conversão de vários tipos de energias - elétrica, solar, eólica, cinética, térmica - podendo armazenar energia de várias formas diferentes como baterias, minas de sal sob pressão, reservatórios de água, armazenadores de calor etc.

Os sistemas de armazenamento de energia (ou de carga) a bateria, também sendo referenciados como ESS, são equipamentos compostos de um armazenador de carga, podendo armazenar até algumas dezenas de KWh, que é controlado por um sistema gerenciamento de carga e descarga.

Aplicando-se políticas de gerenciamento de armazenamento apropriadas, sua utilização no controle do gerenciamento da carga pelo lado da demanda demonstra muitas vantagens tanto para os clientes finais quanto para as

concessionárias. Se aplicada no nível dos clientes, um dos objetivos é o de minimizar os custos do consumo de energia, considerando que o valor da energia naquele momento é fornecido (KOUTSOPOULOS; HATZI; TASSIULAS, 2011).

Podendo ser comparados aos sistemas tipo *Nobreak* ou UPS, que garantem o suprimento de energia aos equipamentos conectados, os ESS também têm a capacidade de fornecer serviços ancilares, exercendo as funções de regulação de tensão e frequência na carga e, com a integração desses sistemas às REIs, torna-se possível o armazenamento da energia e a sua utilização de forma otimizada em horários pré-estabelecidos. Pode-se, por exemplo, aproveitar o horário de tarifa baixa ou se utilizar de fontes alternativas para carga e depois utilizar da energia armazenada em horários de tarifa alta.

Sendo assim, os sistemas de armazenamento de energia dotados de inteligência computacional e ligados a redes de informação têm a capacidade de atuar numa rede elétrica atendendo às demandas de carga pré-configuradas de seus usuários melhorando a qualidade da energia fornecida pela rede, reduzindo gastos (considerando-se a implantação dos postos tarifários ou tarifa branca) e mantendo a energia da rede local em casos de falta de energia.

## 1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é estudar e implementar um sistema de micro geração distribuída com armazenamento de energia, conectado a uma rede elétrica inteligente, sujeito às variações de tarifação, que será controlado de acordo com as preferências do proprietário a partir de uma interface de usuário acessada via internet. Foi desenvolvido um sistema de controle que busca o melhor emprego da energia utilizada para um consumidor em baixa tensão que será composto por: sistema de geração fotovoltaico, sistema de armazenamento e controle da energia, cargas prioritárias, *software* de controle e supervisão de acesso remoto.

Neste sentido este trabalho propõe a especificação, projeto e desenvolvimento de um sistema de controle e supervisão remoto de um sistema de geração distribuída com armazenamento de energia e cargas prioritárias conectado na rede de distribuição em baixa tensão.

Os objetivos específicos são:

- Analisar a utilização de diferentes tipos de ESS;

- Analisar a utilização de fontes de energias renováveis;
- Analisar os conceitos e aplicações de REI;
- Analisar os equipamentos integrantes de sistemas de microgeração distribuída;
- Selecionar o conjunto de equipamentos que permitam a integração com as REIs e permitam o desenvolvimento de uma aplicação de supervisão e controle;
- Analisar um local que atenda aos quesitos do projeto e viabilize o desenvolvimento e implementação do sistema;
- Especificar, projetar e implantar um sistema de GD com ESS e supervisão remota da energia produzida e armazenada;
- Conectar o sistema de GD desenvolvido à rede da concessionária de energia incluindo a execução da parte burocrática envolvida;
- Desenvolver um *software* de supervisão e controle utilizando o modelo de postos tarifários juntamente com as condições climáticas e estado de carga do ESS para se encontrar automaticamente a forma de uso mais vantajosa para o proprietário.

### 1.3 Justificativas

A crescente utilização de sistemas de GD no Brasil a partir de 2012, após a mudança na legislação brasileira, trouxe junto com benefícios e vantagens, novos problemas para serem resolvidos. Por exemplo, novos postos horários foram determinados tornando o custo da energia mais alto nos horários de ponta para os consumidores, embora isso ainda seja opcional; e as redes de distribuição projetadas inicialmente para transmitirem energia em um único sentido agora receberão fluxos inversos.

A busca pela maior eficiência, confiabilidade, segurança, eficiência e sustentabilidade do sistema elétrico tem como maior objetivo a implementação do conceito de REI. Mas, para que as redes elétricas possam realmente ser inteligentes, é necessário o acesso em tempo real aos dados e parâmetros de configuração de todos os dispositivos conectados a elas.

O despacho da energia proveniente de fontes solares e eólicas não é garantido. Conseqüentemente, a gestão da energia produzida a partir de fontes

intermitentes no contexto de REI só é totalmente possível com a utilização de ESS controlados remotamente.

Plantas e projetos piloto de sistemas de GD com a utilização de ESS já são realidade em vários países do mundo. Exemplos como o projeto executado pela empresa Endesa, nas Ilhas Canárias Espanha, mostram que as grandes empresas de energia de todo o mundo estão investindo não só na utilização da energia gerada a partir de fontes renováveis, mas também no armazenamento da energia para melhorar a confiabilidade e operação do sistema.

O projeto *STORE*, que procurou demonstrar a viabilidade técnica e econômica na utilização de armazenadores de diferentes tecnologias, utilizou armazenadores com baterias de íons de lítio, *flywheel*, e ultra condensadores com capacidade de 1 MW / 3 MWh, 0,5 MW / 18 MWs e 4 MW / 20 MWs, respectivamente em diferentes localidades. Com isso, além da estabilização da energia fornecida por fontes intermitentes, foi possibilitada a gerência do picos de demanda e a carga nas linhas, assim como foram também providos serviços ancilares de controle de frequência e regulação da tensão (ENDESA, 2012).

O trabalho aqui desenvolvido, além de propor um sistema de controle e supervisão de um sistema de GD, traz conhecimento na integração à rede elétrica de tecnologias para GD sendo utilizadas na prática, mostra as ferramentas desenvolvidas e equipamentos utilizados para gerir a energia produzida e armazenada considerando as novas regras do sistema elétrico brasileiro.

#### **1.4 Estrutura da Dissertação**

Este documento está dividido em cinco capítulos: Introdução, Fundamentação Teórica, Material e Métodos, Resultados e Conclusão.

No capítulo Introdução, é dado o contexto brasileiro e mundial no âmbito da pesquisa realizada, os objetivos que foram definidos e a justificativa da realização do trabalho.

Em Fundamentação Teórica são explicados os principais temas de estudo, dentro das áreas de Redes Elétricas Inteligentes e Tecnologias para Fontes Renováveis e Armazenamento de Energia, pesquisados para execução do trabalho.

Já no capítulo Material e Métodos estão disponíveis as informações sobre todos os equipamentos e *softwares* utilizados e obras executadas na realização do

projeto. Ainda neste capítulo são encontrados o fluxograma de implementação da lógica de controle desenvolvida e os padrões seguidos na implementação.

Em Resultados são explicados os testes executados para validação do sistema implementado, detalhando os procedimentos seguidos e ilustrando com gráficos o comportamento do sistema através de suas grandezas elétricas.

Por fim, no capítulo Conclusão e Trabalhos Futuros, são considerados os resultados atingidos frente aos objetivos estipulados e também indicados os trabalhos futuros para continuação desta pesquisa.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1 Redes Elétricas inteligentes**

Neste item serão abordadas de forma geral as partes constituintes das REIs com foco na geração distribuída.

#### **2.1.1 Conceito e Arquitetura das REIs**

Apesar de existirem várias definições diferentes para explicar o que são as REIs, pode-se dizer que a base delas está na comunicação dos dados. Enquanto o sistema elétrico tradicional utiliza dispositivos de comunicação em aplicações específicas, o novo modelo pretende conectar o máximo de elementos possível. Desta forma, tanto a coleta dos dados quanto o controle destes elementos serão tarefas exequíveis.

Os principais objetivos das REIs são os de tornar o sistema elétrico mais econômico, confiável, seguro, eficiente e ambientalmente correto.

Segundo (NIST, 2012), as REIs compreendem sete principais domínios interligados entre si: geração, transmissão, distribuição, consumidor, mercados, operadores de rede e provedores de serviço conforme Figura 1 abaixo:

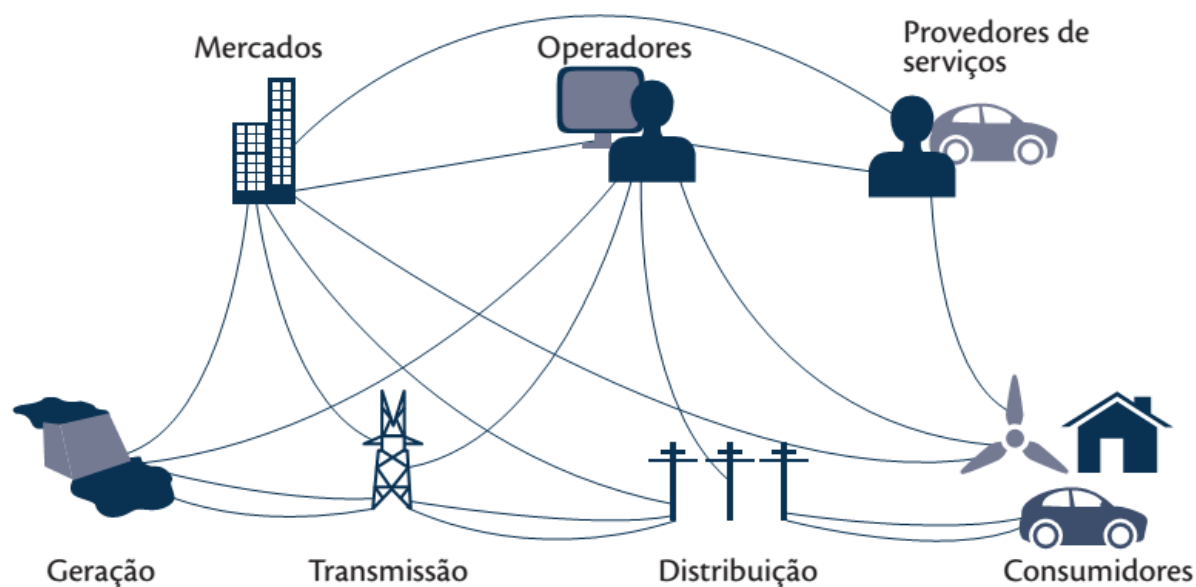


Figura 1 - Modelo Conceitual das REIs

Fonte: (NIST, 2012) Adaptado pelo autor

Outra diferença importante é a mudança do sentido do fluxo de energia que ocorre tradicionalmente na direção dos geradores para os consumidores. Com a introdução da geração distribuída, os consumidores passaram também a ser geradores, alterando o sentido do fluxo de energia e influenciando na forma de operação do sistema, como nos parâmetros de coordenação da proteção (BITTENCOURT, 2011)(GUPTA; BHATIA; JAIN, 2013).

Assim, a arquitetura do sistema elétrico como um todo está se modificando de uma rede com fluxo de energia unidirecional – com geradores de um lado e consumidores do outro – e sem um sistema de comunicação amplo, para uma rede com fluxo de energia bidirecional – com geradores em todos os níveis de tensão –, com um grande e heterogêneo sistema de comunicação que conecta, monitora e gerencia todos os elementos da rede.

### 2.1.2 Medidor Inteligente de Energia (*Smart Meter*)

Os medidores inteligentes de energia são parte essencial das REI e estão na fronteira entre a concessionária e a unidade consumidora. A implantação em massa de sistemas de *smart metering* já é realidade em alguns países. Através da utilização destes dispositivos é possível manter um canal de comunicação direto

com os consumidores, traçar perfis de consumo diários, realizar cortes de residências ou grupos em situações críticas e até comandar eletrodomésticos remotamente.

Internamente, os medidores inteligentes agregam funções dos já difundidos medidores eletrônicos. Outras funções são adicionadas, como interfaces de comunicação, memória de massa e criptografia de dados, função de corte e religamento, pré-pagamento, geração distribuída e tarifa branca (TOLEDO *et al.*, 2012)(ZHENG; GAO; LIN, 2013).

### 2.1.3 Fontes de Energia Renováveis

O emprego de formas de energia renovável tem sua principal importância na redução do impacto ambiental causado pela utilização de fontes de geração não renováveis. Fontes de geração renováveis são entendidas por aquelas que tem como fonte de combustível que se auto recompõe em pequenos períodos de tempo sem sofrerem redução. Tais fontes incluem: solar, eólica, hidráulica, biogás, biomassa e geotérmica. Há ainda um subgrupo das chamadas fontes verdes que inclui somente as fontes com menor impacto ambiental restringindo a energia hidroelétrica para “pequenas plantas de baixo impacto”.

### 2.1.4 Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL

Desde 2010 a ANEEL vem estudando propostas para redução das barreiras de acesso da GD aos sistemas de distribuição. Em Abril de 2012 foi publicada, como resultado desses estudos e discussões, a resolução normativa 482 que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração (até 100 kW) e minigeração (até 1 MW) distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, entre outros. Com isso são estabelecidas as normas de acesso para sistemas de GD de até 1 MW aos sistemas de distribuição e também o sistema de compensação de energia elétrica (net metering), no qual a energia ativa gerada por uma unidade consumidora compense a utilização desta energia em outros períodos (com prazo de expiração de 36 meses)(ANEEL, 2012). Esse sistema de compensação de energia deve ser realizado por posto horário quando da utilização de tarifas diferenciadas. O sistema de net metering não

remunera o cliente diretamente, porém, os créditos gerados poderão ser utilizados para compensar o consumo de todas unidades consumidoras do mesmo titular.

A resolução normativa 482 também estabelece que compete às distribuidoras de energia a elaboração ou revisão de normas técnicas para tratar do acesso de geração distribuída de até 1 MW aos sistemas de distribuição. Não são exigidas adequações no sistema de proteção da rede e das subestações 34,5/13,8 kV até a potência de geração instalada total no alimentador suplantarem 40% da demanda em patamar de carga leve. Não são exigidas também adequações nas proteções das subestações (69/138 kV) até a potência da geração suplantarem 20% da demanda em patamar de carga leve do alimentador. O fator de potência deve ser de no mínimo 0,92 no ponto de conexão.

Outra ação governamental que pode vir a incentivar mudanças é a recente aplicação de tarifas diferenciadas para clientes residenciais. No Brasil, conforme previsto em (ANEEL, 2011), os consumidores de baixa tensão até 400 V poderão aderir à Tarifa Branca. Este novo modelo de tarifação prevê uma diferenciação no valor da energia dependente do horário de utilização. Nas três horas consideradas de ponta pela concessionária e nas duas horas adjacentes a estas, a tarifa será mais cara que a convencional, enquanto que nas demais horas do dia a tarifa será mais barata, desta forma, estimulando o consumo fora dos horários críticos para o sistema de distribuição.

#### 2.1.5 Requisitos de Conexão

Os sistemas de distribuição não foram concebidos para operarem conectados a geradores distribuídos e armazenadores de energia. Por isso, existiram grandes problemas e obstáculos que foram superados para a aceitação e definitiva implementação dessas novas fontes de geração nas redes das empresas de energia.

Com o intuito de estabelecer os critérios e especificações técnicas necessários para a interconexão dos sistemas de GD aos sistemas de energia foram desenvolvidas normas que denominam os requisitos de conexão.

Os requisitos de conexão têm como objetivo apresentar os requisitos mínimos relacionados ao desempenho, qualidade e segurança do sistema conectado.

A norma IEEE 1547 é utilizada como base por muitas empresas de energia e órgãos de certificação. Nela encontram-se regras que tratam de requisitos gerais, resposta a condições anormais, qualidade da energia fornecida, condições de ilhamento e testes, além de requisitos de projeto, avaliação da instalação, comissionamento e testes periódicos. Essas regras são aplicáveis em sistemas de GD em geral, como máquinas síncronas, motores de indução e inversores de potência e se limitam a sistemas com potência de 10 MVA ou menos (IEEE, 2003).

Conforme já comentado, a resolução normativa 482 estabelece que as distribuidoras devem elaborar as normas de acesso à sua rede de distribuição. Tendo isso em vista, a empresa de energia COPEL, responsável pela distribuição de energia na cidade de Curitiba, elaborou a norma NTC 90520, que observa critérios técnicos de projeto, proteção, medição, controle, segurança e operação de unidades geradoras, os procedimentos definidos no PRODIST e a regulamentação vigente (COPEL, 2014).

Segundo a norma, consumidores (acessantes) interessados em conectar sistemas de GD à rede da concessionária e participar do sistema de compensação de energia elétrica devem seguir os procedimentos de acesso descritos que, resumidamente, requerem a apresentação dos seguintes documentos:

- Formulário para Solicitação de Acesso de Micro e Minigeração Distribuídas (Anexo I da NTC 905200);
- Projeto das instalações de conexão, incluindo memorial descritivo, localização, arranjo físico e diagramas, conforme a seção 3.3 do módulo 3 do PRODIST;
- Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) sobre o projeto e a instalação;
- Licença ambiental, ou dispensa, emitida pelo órgão ambiental competente;
- Toda informação disponível a respeito da unidade geradora que será utilizada.

Após a avaliação desses documentos é feita uma visita técnica onde são avaliadas as condições de segurança, condições operacionais, qualidade da instalação, funcionalidade da proteção, controle, sinalização e aterramento.

No site da Copel existe uma lista dos inversores já homologados e liberados para conexão à rede. Os equipamentos ainda não liberados devem ser submetidos à homologação em laboratório executada pela própria concessionária.

Acessantes com geração de até 100 kW podem se conectar diretamente à rede de baixa tensão, podendo ser solicitado transformador particular. O sistema de proteção, normalmente existente nos inversores, deve estar de acordo com os módulos 3 e 8 do PRODIST. O elemento de seccionamento visível (chave seccionadora) exigido anteriormente deixou de ser obrigatório a partir de março de 2014 pois, com o Despacho nº 270 retificando a seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST, a chave é dispensada para microgeradores conectados à rede através de inversores (ANEEL, 2014).

A Figura 2 mostra como deve ser feita a conexão entre um sistema de GD com a rede da concessionária Copel. O sistema deve ser conectado em paralelo com as cargas do consumidor, utilizando ou não o painel de distribuição. Deve haver um elemento de interrupção entre o inversor e as cargas. Ainda na mesma figura estão explicitadas as funções de proteção (funções 81, 25, 27, 59, 78) necessárias ao inversor.

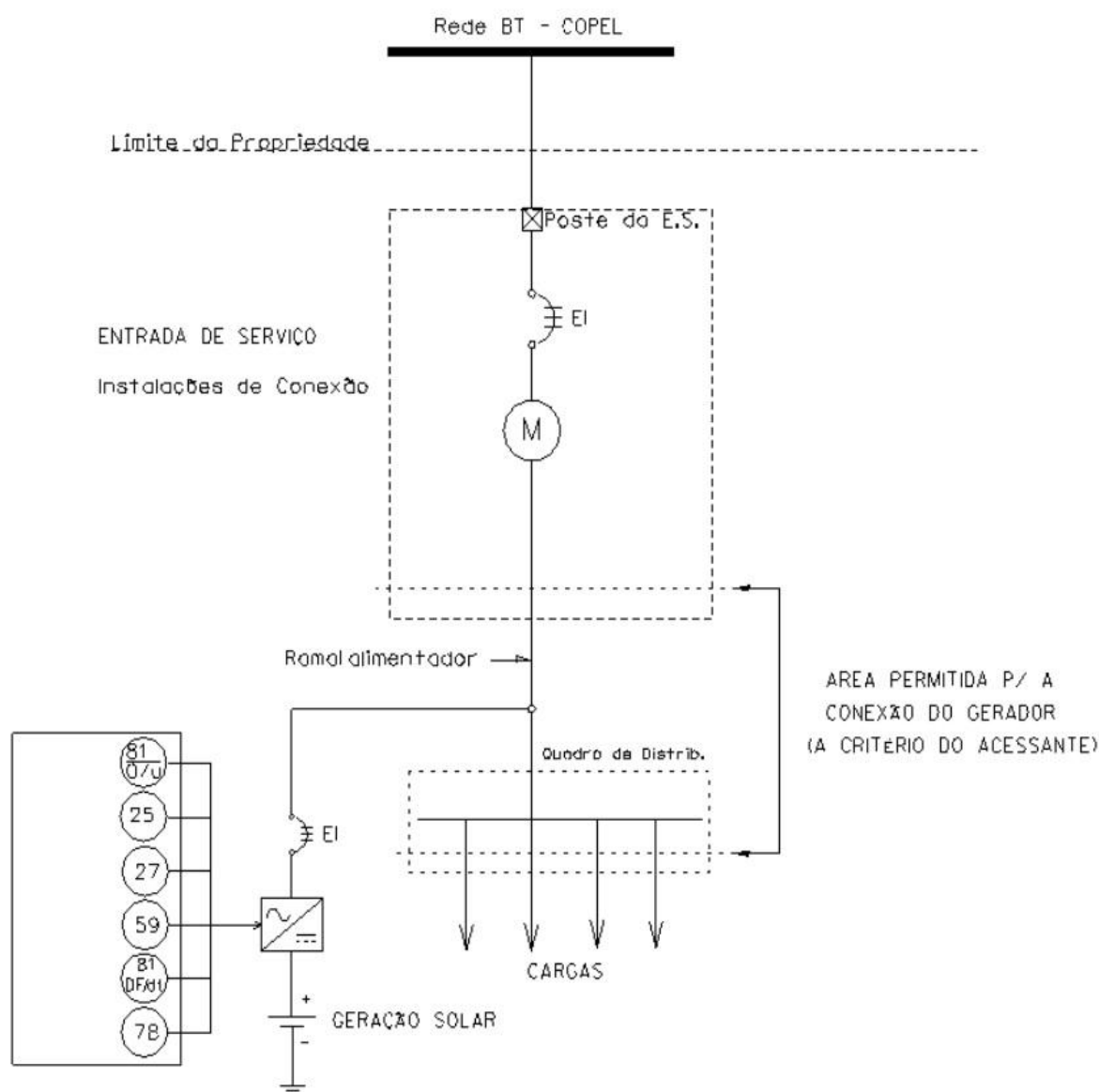


Figura 2 - Esquema de Conexão e Proteção de GD com Rede Copel

## 2.2 Tecnologias para Fontes Renováveis e Armazenamento de Energia

### 2.2.1 Tecnologias Fotovoltaicas

Para que se consiga uma paridade de custos de células fotovoltaicas de silício e filme fino, são necessárias melhorias na produção e desenvolvimento de materiais. Atualmente, essas células são fabricadas utilizando uma grande variedade de tecnologias como: *screen printing*, deposição a vácuo, *spin coating*, tratamento a calor, dopagem a laser, deposição e corte químico.

Com o objetivo de viabilizar a aplicação dos painéis fotovoltaicos de silício cristalino, os esforços com resultados de mercado aplicados até então foram os direcionados para a redução de custos de produção e insumos. Nos próximos anos, novas tecnologias que vem sendo pesquisadas e desenvolvidas devem começar a tomar um papel mais importante nessa busca por viabilidade econômica.

Algumas tecnologias que estão sendo aplicadas e já podem ser vistas em células fotovoltaicas comerciais são as seguintes(GABOR; MEHTA, 2013):

- *Quasi-Mono Wafers*
- *Diamond Wire Sawing*
- *Kerfless Wafers*
- *Selective Emitters*
- *Reduced-silver Metallization*
- *Dielectric-Passivated Backside Cell Architectures*
- *Conductive Adhesives*
- *Encapsulant Alternatives to EVA*
- *Frameless and Plastic-Framed Module Designs*
- *Laser Doping Selective Emitter – Generation 1 & Generation 2*
- *InkJet & Aerosol*
- *silicon wafer technology*
- *Thin Film*
- *3rd Generation*

Na construção dos módulos cada fabricante usa uma combinação de tecnologias com o objetivo de melhorar aspectos construtivos, de eficiência, durabilidade, peso, impermeabilidade etc. Na Figura 3 pode-se observar a visão futura da fabricante Dupont em relação à evolução da tecnologias construtivas em módulos de silício e filme fino. Para a empresa, a expectativa é que as tecnologias tenham vida útil de 30 a 40 anos e níveis eficiências de 14% a 20% nos módulos fabricados, alcançando até 2016, paridade de custos em produções de larga escala.



Figura 3 - *Roadmap* de Tecnologias Fotovoltaicas Dupont

Fonte: (DUPONT, 2012) Adaptação do autor

A melhoria na eficiência dos painéis fotovoltaicos segue como uma meta constante dos fabricantes e pesquisadores da área. Em 1999, Jianhua Zhao e Aihua Wang, da companhia chinesa Sunergy obtiveram em laboratório, na Universidade de *New South Wales*, Austrália, 24,7% de eficiência em células fotovoltaicas cristalinas, recorde mundial quebrado somente em 2008 por Martin Green e Stuart Wenham (GREEN et al., 1999)(MEDIA, 2008).

No momento, a maior eficiência obtida em células fotovoltaicas de silício monocristalino comerciais é de aproximadamente 20% (ARVIZU, 2013).

#### 2.2.1.1 Características Elétricas

Uma célula fotovoltaica pode ser modelada como uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Na falta de luz, a célula se comporta como um diodo. Adicionando uma resistência de *shunt* ( $R_{sh}$ ) e uma resistência série ( $R_s$ ), temos um esquemático simplificado mostrado na Figura 4 (NATIONAL INSTRUMENTS, 2012).

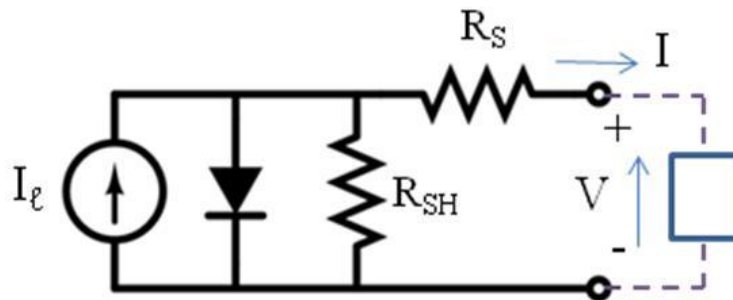


Figura 4 - Célula Fotovoltaica - Esquema Simplificado

Fonte: (NATIONAL INSTRUMENTS, 2012)

O gráfico com a Curva I-V que mostra as características elétricas do painel utilizado neste trabalho pode ser visto na Figura 5. A partir desse gráfico se obtém os parâmetros elétricos do painel para determinados níveis de insolação em condições padrão de teste (STC). Também verifica-se no gráfico as correntes e tensões máximas obtidas por painel. Outras informações importantes são obtidas nas folhas de dados dos painéis como tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ), potência máxima ( $P_{max}$ ), corrente em  $P_{max}$  ( $I_{mp}$ ), tensão em  $P_{max}$  ( $V_{mp}$ ). Esses dados são utilizados no momento do projeto do sistema para dimensionamento de equipamentos e cabos assim como para configuração dos equipamentos.

Em Curitiba, a média anual típica da radiação solar global diária é de 4700 a 4900 Wh/m<sup>2</sup> (COLLE; PEREIRA, 1998).

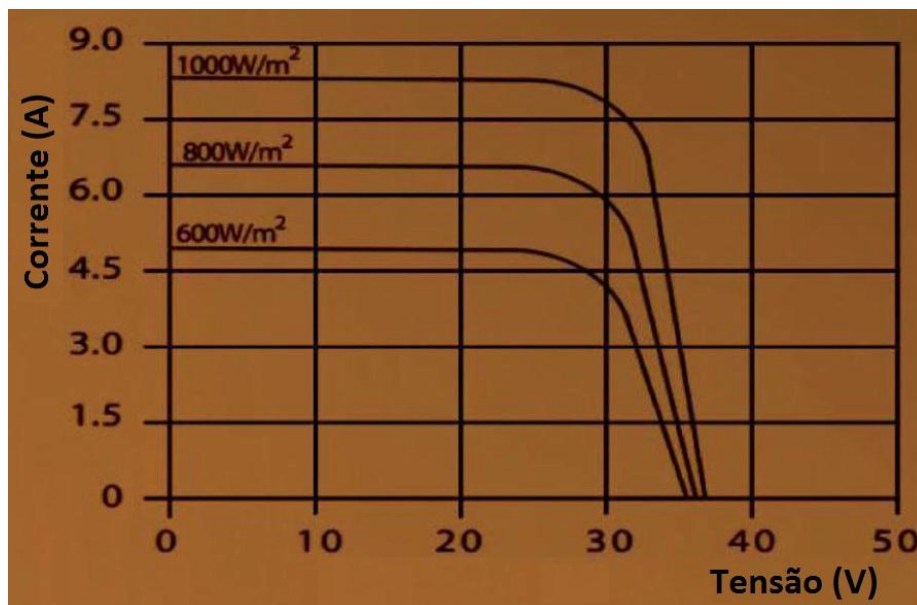


Figura 5 - Painel Fotovoltaico - Curva I-V

Fonte (WSOLAR, 2013)

### 2.2.2 Tecnologias de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos geram energia em corrente contínua sendo necessária a utilização de equipamentos chamados inversores para a transformação de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). O inversor ideal transfere toda a potência da entrada para a sua saída. Em sistemas comerciais atuais, porém, a eficiência fica em torno de 95% (RUTTER, 2004).

Existem basicamente dois tipos de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos: inversores conectados à rede (*grid-tie*) e inversores para sistemas isolados ou autônomos (*off-grid*). Existem ainda outras características importantes como a presença de transformador isolador, de alimentação de cargas emergenciais e de rastreador de ponto máximo de potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT). Os inversores comerciais operam com tensão CC de entrada de 12 V à 1000 V e fornecem tensão de saída CA de 120 V à 480 V em 60 Hz ou 50 Hz.

Inversores conectados às redes elétricas de distribuição no Brasil devem operar de acordo com as normas definidas pela ANEEL no módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2012c) que discorre sobre a qualidade da energia elétrica fornecida ao sistema elétrico. Nestas normas são definidos os requisitos mínimos de grandezas fornecidas pelo inversor como: amplitude, frequência e fase da tensão. Já o módulo

3 do PRODIST normatiza que os sistemas de geração distribuída devem ter a função de anti-ilhamento (ANEEL, 2012d).

### 2.2.3 Controladores de Carga

Controladores de carga são equipamentos que podem ter várias funções, tamanhos e preços diferentes. Esses dispositivos basicamente executam a conversão CC-CC da tensão de trabalho do arranjo de painéis fotovoltaicos para a tensão das baterias e dos inversores. Executam, também, as funções de MPPT e controle dos ciclos de carga e descarga de bancos de baterias

Através da função de MPPT, o controlador busca extrair a máxima potência possível dos painéis fotovoltaicos modificando o seu ponto de operação elétrico. Para tanto, uma variação na carga é aplicada, assim buscando a corrente ou a tensão do painel na qual a potência máxima é gerada (NATIONAL INSTRUMENTS, 2009).

O controle dos ciclos de carga e descarga das baterias é feito através da configuração dos pontos de tensão específicos de acordo com o tipo de baterias utilizadas. Desse modo, pode-se gerenciar a profundidade de descarga máxima, o nível de carga e as tensões de flutuação.

Podem ser de três tipos (SUN, 2014):

- Um ou dois estágios: empregam relés ou transistores para controlar a tensão dos painéis através de chaveamento. São antigos e baratos.
- Três estágios e/ou PWM: utilizam modulação por largura de pulsos para controlar a tensão e a corrente, sendo o primeiro estágio chamado de pré-condicionamento, o segundo de corrente constante e o terceiro de tensão constante.
- MPPT: além dos três estágios anteriores, a tensão e a corrente são monitoradas e controladas para extrair o máximo de potência dos painéis (TEXAS INSTRUMENTS, 2010).

### 2.2.4 Sistemas de Armazenamento de Energia

Os ESS vêm sendo cada vez mais utilizados em sistemas de geração a partir de fonte intermitente por possibilitarem a estabilização do fornecimento de

energia. Além disso, também são empregados em usinas hidroelétricas e térmicas “guardando” a energia gerada e não utilizada em algum tipo de armazenador.

A necessidade de se instalar um sistema de distribuição com potência suficiente para atender à demanda nos horários de pico resulta na subutilização desses recursos nos demais horários de menor consumo. Em 1975 já se discutia o emprego de ESS para armazenamento em horário fora de pico e utilização da energia em horário de pico, com o objetivo de otimizar a utilização do sistema instalado (SULTZBERGER; ZEMKOSKI, 1976).

Sistemas de vários tipos e tamanhos são utilizados dependendo da capacidade (potência e energia) e frequência de utilização (ciclos) requeridos por cada aplicação. A especificação de um ESS é fortemente influenciada pelo uso frequente, como em aplicações de nivelamento e deslocamento de carga, ou pelo uso não frequente mas que exige maior capacidade, como em aplicações de back-up. Da mesma forma, a capacidade de armazenamento ou o tempo de descarga influenciam na decisão da tecnologia a ser empregada e do sistema que será implementado. A Tabela 1 mostra as categorias de uso e as aplicações em que podem se enquadrar os ESS.

Tabela 1 - Operação / Categoria

<b>Categoria/Definição</b>	<b>Horas de Descarga</b>	<b>Uso/Ciclo de Trabalho</b>	<b>Aplicação</b>
Longa duração/ Descarga frequente	4 – 8	1 ciclo/dia 250 dias/ano	Nivelamento de carga, seguimento de carga
Longa duração/ Descarga não frequente	4 – 8	20 vezes/ano	Garantia de geração/ crédito de capacidade
Curta duração/ Descarga frequente	0,25 – 1	1000 ciclos por ano	Regulação de frequência
Curta duração/ Descarga não frequente	0,25 – 1	20 vezes/ano	Qualidade da energia/ faltas temporárias

FONTE: (SCHOENUNG, 2011)

Além disso, para se justificar a utilização de armazenadores garantindo o retorno financeiro da aplicação, deve-se levar em conta o custo de cada tecnologia. A Tabela 2 mostra o custo do quilowatt em dólares, a eficiência e o número de ciclos especificado das principais tecnologias empregadas nos ESS.

Tabela 2 - Custo e Performance de ESS

Tecnologia de armazenamento	Custo Subsistema de potência \$/kW	Custo Subsistema de ESS \$/kW	Eficiência Round-trip %	Ciclos
Chumbo Ácido Avançadas	400	330	80	2000
Sódio Sulfúrico	350	350	75	3000
Chumbo Ácido com Eletrodos de Carbono	400	330	75	20000
Zinco Bromine	400	400	70	3000
Vanadium Redox	400	600	65	5000
Íons de Lítio	400	600	85	4000
Ar Comprimido	700	4	N/A (70)	25000
Água Bombeada	1200	75	85	25000
Flywheels	600	1600	95	25000
Supercapacitores	500	10000	95	25000

FONTE: (SCHOENUNG, 2011)

## 2.2.5 Topologias de Montagem Empregadas

Para integrar os sistemas de geração e armazenamento a uma carga residencial devem-se utilizar topologias com configurações híbridas. As topologias de montagem utilizadas no mercado variam de acordo com a necessidade de cada aplicação, equipamentos ou tecnologias disponíveis. Os sistemas fotovoltaicos e os de geração através de fonte alternativa podem se utilizar de barramentos CC, barramentos AC ou barramentos CC e AC combinados. Estes sistemas podem ser separados em três categorias de acordo com o tipo de acoplamento feito entre as fontes de energia e carga (NEHRIR et al., 2011).

### 2.2.5.1 Sistemas com Acoplamento CC

Na topologia apresentada na Figura 6 as fontes de energia, os armazenadores, a rede da concessionária e as cargas são interligados através de um barramento CC. Inversores são necessários para conexão de geradores AC e para rede elétrica. Fontes de energia CC como painéis fotovoltaicos e baterias e cargas CC podem ser conectados diretamente ao barramento, eventualmente necessitando de um circuito de interface eletrônica de potência (conversores CC/CC ou controladores de carga). Esta configuração tem como vantagem não ser

necessário o sincronismo entre os diversos equipamentos conectados ao barramento CC (SAO; LEHN, 2008).

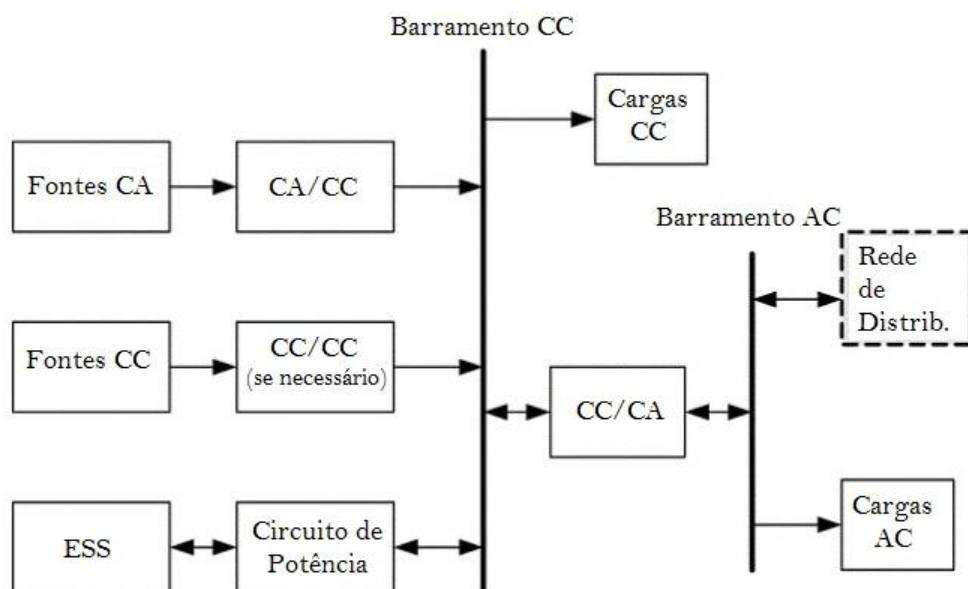


Figura 6 - Sistema Híbrido com Acoplamento CC

Fonte: (NEHRIR et al., 2011) Adaptado pelo autor

A fabricante americana Outback, de sistemas de GD, utiliza esta arquitetura para implementação de seus dispositivos. Com isso, o sistema de GD interconecta seus equipamentos através de um barramento CC, enquanto somente o inversor se conecta às cargas AC e cargas AC prioritárias.

#### 2.2.5.2 Sistemas com Acoplamento CA

Na Figura 7 pode-se observar a arquitetura de um sistema com acoplamento CA. Todas as partes do sistema estão conectadas unicamente ao barramento AC através circuitos eletrônicos de interface. Sendo assim, todos os equipamentos conectados devem se utilizar de circuitos de interface eletrônica de potência e devem estar sincronizados com os 60/50 Hz da rede elétrica local.

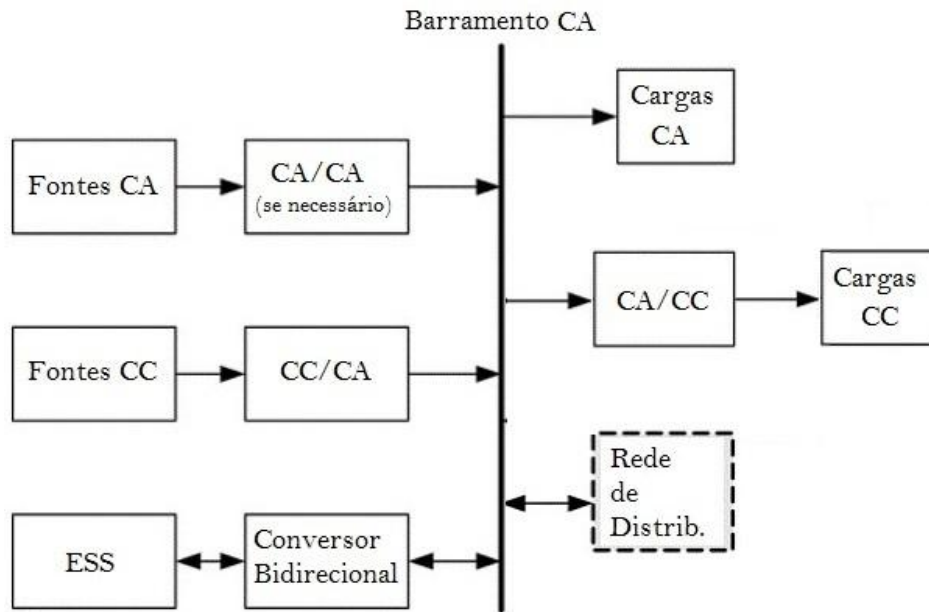


Figura 7 - Arquitetura de Sistema PFAC

Fonte: (NEHRIR et al., 2011) Adaptado pelo autor

A alemã SMA, uma das maiores fabricantes de sistemas de GD do mundo, trabalha com arquiteturas de barramento AC, deixando com que todos os componentes do sistema de GD e concessionária se interconectem através de um único barramento AC.

### 3 MATERIAL E MÉTODOS

Para que fosse possível o desenvolvimento de uma aplicação prática da supervisão e controle de um sistema de GD dotado de um ESS que garanta o fornecimento de energia de cargas prioritárias, foi especificada, projetada e implementada uma planta de geração fotovoltaica (simulações no Apêndice 1) com armazenamento de energia conectada à rede da concessionária de energia com as características mostradas na Figura 8, a qual foi instalada nas dependências dos Institutos Lactec dentro do Centro Politécnico de UFPR.

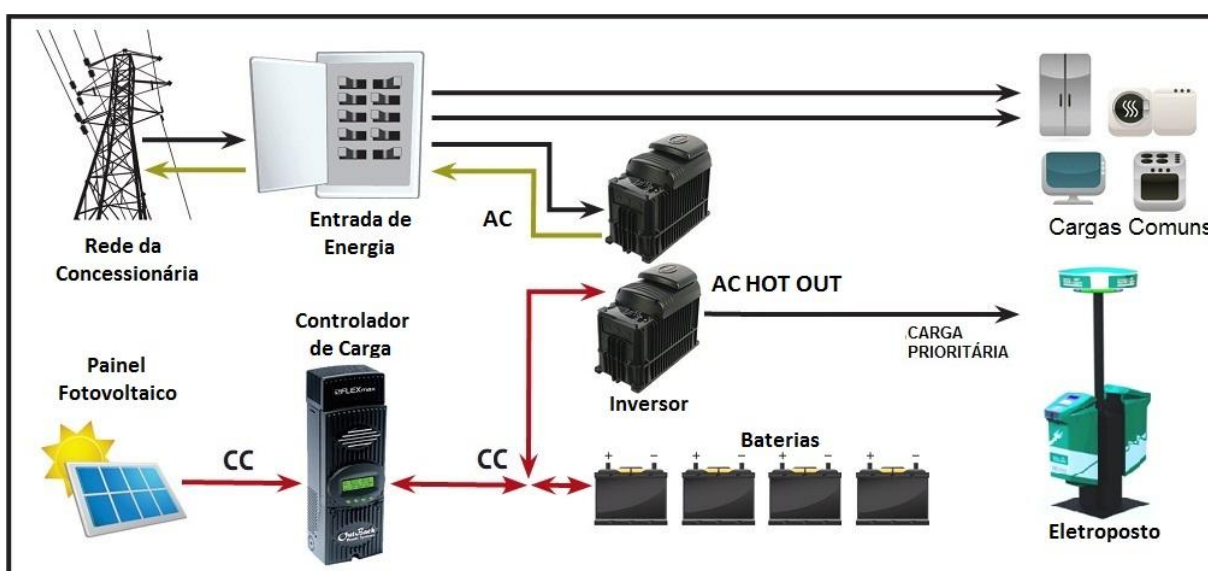


Figura 8 - Sistema de GD Projetado - Visão Macro

Visando obter o melhor rendimento do sistema de geração e armazenamento considerando o valor da tarifa foi necessário o desenvolvimento de uma lógica computacional que permita avaliar os dados de entrada e, dentro das restrições do sistema e configurações do usuário, controlar a utilização da energia.

Além disso, para que a integração do sistema ao conceito de Redes Elétricas Inteligentes fosse permitida, o acesso ao maior número de variáveis e controle das ações dos diversos dispositivos integrantes da planta foi implementado através de uma interface de rede controlada remotamente via *software* e acessada através de uma interface *web*. Tanto o *software* quanto a interface *web* foram desenvolvidos e implementados em um servidor conectado à rede corporativa dos Institutos Lactec.

A escolha de cada componente do sistema foi principalmente focada no atendimento às especificações do projeto e custo. Itens como baterias e painéis fotovoltaicos atenderam aos quesitos de potência, energia e custo, enquanto os equipamentos do fabricante Outback foram os únicos a cumprir com todos os requisitos estabelecidos.

Na etapa de pesquisa de equipamentos foram consultadas empresas integradoras (Energia Pura, Solar Energy, Solarterra, Blue Sol, S&C, Efficienza, Fischer Panda), fabricantes de inversores (Outback, SMA, Victron, WEG, Xantrex, Fronius), fabricantes de painéis fotovoltaicos (Wsolar, Mitsubishi, Sun Edison, Solarterra, Canadian Solar) fabricantes de controladores de carga (Outback, S&C, SMA). Também foram utilizados softwares de simulação e dimensionamento (Pvsyst, site SMA, site Outback).

Os itens seguintes detalham Material e Métodos utilizados, incluindo a implementação do sistema de GD proposto desde a escolha do local de instalação, desenho da planta física de instalação dos painéis fotovoltaicos e equipamentos, adequação às normas de cada equipamento utilizado e os métodos de implementação executados.

### **3.1 Material**

#### **3.1.1 Sistema de Geração distribuída com Armazenamento de energia**

O sistema de geração distribuída proposto consiste na utilização de painéis fotovoltaicos, baterias, controladores de carga e inversores, fornecendo energia a uma carga prioritária e conectado em baixa tensão na rede de distribuição da concessionária.

A Figura 9 mostra o esquema elétrico simplificado do sistema implementado.

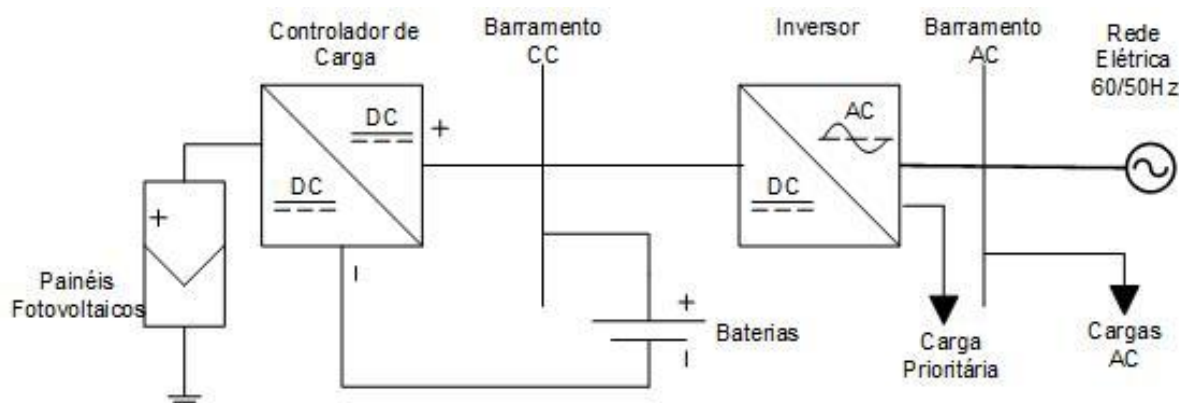


Figura 9 - Esquema Elétrico Simplificado

Os itens a seguir mostram todos os componentes utilizados para a instalação do sistema de GD.

### 3.1.1.1 Sistema de Armazenamento de Energia (ESS)

Para realizar a função de armazenamento de energia foi implementado um banco de 24 baterias de chumbo ácido de 12 V e capacidade de descarga de 220 Ah no regime de 20 h (C20) para cada bateria. O esquema de conexão do banco foi feito com 6 conjuntos em paralelo com 4 baterias em série (Figura 10) em cada conjunto, resultando em um banco de 48 V, 1320 Ah e capacidade de 63.360 Wh. A capacidade do banco implementado é quatro vezes maior que uma carga completa do veículo elétrico (VE) – que consome 16 kWh por carga. Com isso, a profundidade de descarga do banco é de aproximadamente 25%, preservando a vida útil do sistema de armazenamento. A escolha da tecnologia e fabricante se deu principalmente em razão do custo. Foram escolhidas baterias do tipo estacionárias por serem próprias para descarga constante. São seladas e reguladas por válvulas, têm baixíssima perda de água e praticamente livres de manutenção.

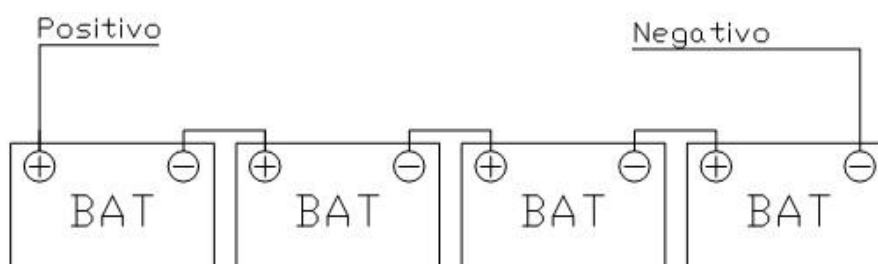


Figura 10 - Conjunto de baterias em série

As especificações das baterias utilizadas são as que seguem na Tabela 3:

Tabela 3 – Especificações das Baterias

Propriedade	Valor
Modelo	12 MF220
Tipo	Bateria de Chumbo Ácido Selada
Tensão	12 V
Capacidade a 25 °C (20 h -1,75 V/elemento)	220 Ah
Dimensões	517x272x246 mm
Peso	56,2 Kg
Tensão de flutuação	2,20 - 2,23 V por elemento a 25 °C
Tensão mínima total	10,5 V
Tensão de carga mínima por elemento	2,15 V
Tensão de carga mínima total	12,9 V
Tensão de carga máxima por elemento	2,40 V
Tensão de carga máxima total	14,4 V
Número de elementos	6
Compensação de temperatura	- 0,33 V para cada 10 °C acima de 25 °C
Compensação de temperatura	+0,33 V para cada 10 °C abaixo de 25 °C

### 3.1.1.2 Controlador de carga

O controlador de carga utilizado foi fornecido pelo fabricante Outback Power Technologies, modelo FLEXMax80.

Este controlador é encarregado de executar a função MPPT extraíndo o máximo de potência possível dos painéis fotovoltaicos com o objetivo de carregar o banco de baterias e fornecer o excedente para os inversores. Tem capacidade de se conectar a um conjunto de painéis com tensão superior realizando o abaixamento dessa tensão para o valor de referência de 48 V (e respectivos valores de carga) do banco de baterias e fornecendo uma corrente máxima de até 80 A.

O fator decisivo na escolha pelo sistema do fabricante Outback se deu devido à não existência de um controlador de carga do fabricante SMA com frequência de trabalho em 60 Hz, sendo este o único quesito não atendido.

### 3.1.1.3 Inversor de Frequência

O inversor de frequência utilizado, fabricado pela empresa Outback Power Technologies, modelo GVFX3648LA, utiliza transformador isolador, executa as

funções de conexão com a rede, proteção, carga e descarga de baterias e alimentação de cargas prioritárias.

Trabalha conectado à rede (*grid-tie*) com uma tensão CC de entrada de 48 V e tensão CA na saída de 127 V, fornecendo uma potência de até 3600 VA com eficiência típica de 93%. Trabalha dentro das normas de qualidade e segurança estabelecidas pela ANEEL nos módulos 6 e 8 do PRODIST executado as funções de proteção e anti-ilhamento que atendem a normas de entidades certificadoras internacionais, com os certificados ETL UL1741 e CSA C22.2 No. 107.1.

Este equipamento conta ainda com uma saída para cargas prioritárias, identificada como AC HOT OUT, com tensão alternada de 127 V, que permite o fornecimento de energia a um circuito isolado da rede elétrica. Ela é utilizada para energizar dispositivos que precisam estar ligados ininterruptamente como alarmes, luzes de emergência e sistemas de calefação. A corrente nominal de saída do inversor é de 30 A com temperatura de 25 °C. A corrente eficaz máxima é 50 A (100 ms) e a de pico 70 A (1 ms). Esta saída fornece uma potência máxima de 3,6 kVA.

#### 3.1.1.4 Painéis Fotovoltaicos

Foram utilizados painéis solares fornecidos pela fabricante WSolar, modelo YZM230M-60. Produzido com tecnologia de silício monocristalino, fornece potência de pico máxima de 230 W, tem garantia de 25 anos, selo do PROCEL e classificação energética A em eficiência pelo INMETRO. É constituído por 60 células dispostas em uma matriz de 6x10 conectadas em série. A caixa de junção para conexão de cabos que permite a conexão em série tem classificação de proteção IP65. A eficiência máxima, em condições padrão de teste é de 14,1%.

A Tabela 4 descreve as características elétricas do painel utilizado fornecidas pelo fabricante:

Tabela 4 - Pannel Fotovoltaico - Características Elétricas

<b>Propriedade</b>	<b>Valor</b>
Potência Máxima (Pmax)	230 W
Tensão em Pmax (Vmp)	29,9 V
Corrente em Pmax (Imp)	7,69 A
Corrente de Curto Circuito (Isc)	8,20 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	37,10 V
Coeficiente de Temperatura Isc( $\alpha$ )	0,05% / K
Coeficiente de Temperatura Isc( $\beta$ )	- 0,35% / K
Coeficiente de Temperatura Isc( $\gamma$ )	- 0,45% / K
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Fusível de Proteção Série Máximo	15 A

Os painéis foram conectados em cinco conjuntos paralelos de três painéis em série conforme a Figura 11. Ao todo são oito grupos de painéis montados dessa forma, mais um grupo menor com apenas quatro conjuntos paralelos, montado assim devido à restrição de espaço físico. Cada inversor/controlador de carga está conectado a um grupo de painéis. A potência de pico total de cada grupo é de 3450 W. O grupo menor tem potência de pico de 2760 W, resultando na potência de pico do sistema fotovoltaico igual a 30360 W. Os terminais positivos e negativos foram conectados a barramentos em caixas de conexão próximas ao conjunto de painéis. A partir desses barramentos um cabo é lançado até o armário de equipamentos onde é feita a conexão com o controlador de carga.

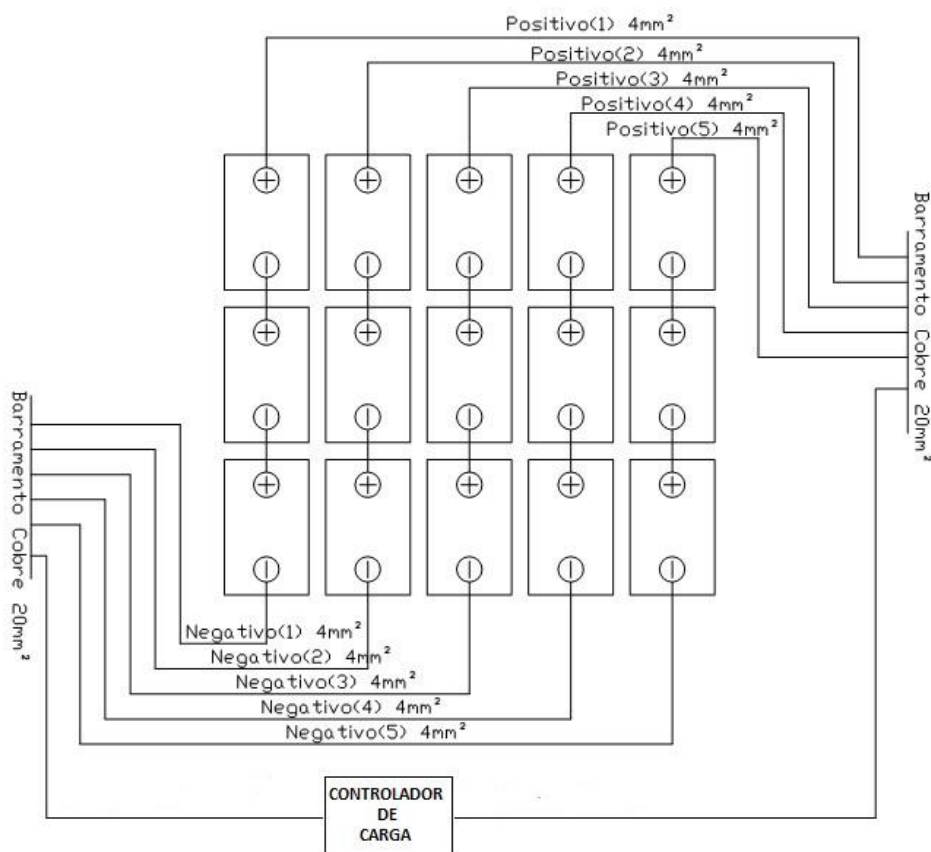


Figura 11 - Painel Fotovoltaico - Conexão Elétrica

### 3.1.1.5 Carga Prioritária

O objetivo da utilização da saída prioritária do inversor foi o de garantir o fornecimento de energia a uma carga prioritária que recebe energia ininterruptamente. Como carga, foi utilizado um veículo elétrico Mitsubishi i-Miev que é carregado por um borne de recarregamento para veículos elétricos (Eletroposto) desenvolvido nos Institutos Lactec (Figura 12).

Conforme a especificação no manual do veículo elétrico, a energia necessária para carga total da bateria do carro é de 16 kWh. Sendo que, para uma tensão de rede de 127 V, a potência máxima do carregador do carro elétrico é de 1 kW, o tempo de carga total do carro será de, no mínimo, 16 h.

As saídas AC HOT OUT e AC NEUTRAL OUT do inversor são conectadas ao borne de recarga do carro elétrico através de um conector de fios comum. O carro elétrico, por sua vez, se conecta ao borne através do cabo de carga fornecido. Todos os cabos têm, no mínimo, a espessura de 8,37 mm<sup>2</sup> (8 AWG).

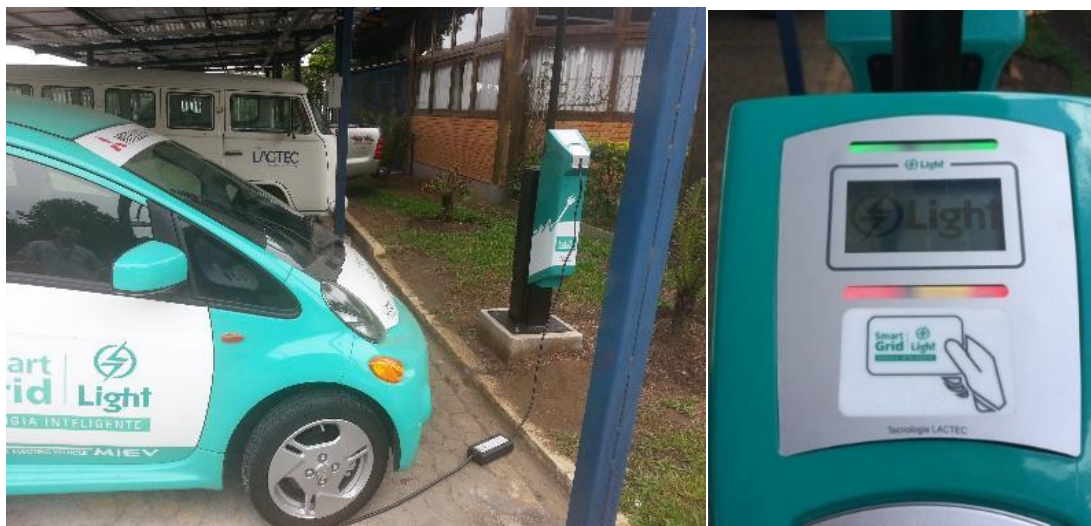


Figura 12 – Veículo Elétrico e Eletroposto

### 3.1.2 Infraestrutura

Para viabilizar a instalação da infraestrutura foram pesquisados alguns possíveis locais que atendessem aos quesitos de aproveitamento da estrutura existente (integrado à edificação), visibilidade, fácil acesso de pessoas, conexão de rede de dados, baixa intensidade de sombreamento e demanda de carga compatível.

#### 3.1.2.1 Local de instalação

As instalações dos Institutos Lactec se mostraram adequadas aos quesitos citados acima por: dispor de estrutura coberta, ser uma área aberta sem prédios ou árvores próximos, possibilitar a visibilidade do sistema não somente por pessoas ligadas aos Institutos mas também à comunidade, disponibilizar uma conexão de rede de dados, facilitar o acesso para o desenvolvimento e testes do sistema, ter uma demanda carga média compatível com a geração fotovoltaica.

Foi então decidido utilizar a estrutura metálica do estacionamento da frota da empresa para servir de base na instalação dos painéis fotovoltaicos, que substituíram as telhas antigas retiradas. Com isso, foi obtida uma instalação que se tornou um Sistema Fotovoltaico Integrado à Edificação (Figura 13).

O sistema está posicionado geograficamente nas coordenadas de latitude 25° 27' 02,62" Sul, longitude 49° 14' 11,98" Oeste e com altitude de 904 m na cidade de Curitiba.

A opção de se utilizar a estrutura metálica em formato de "L" existente resultou numa inclinação de 7° nos painéis sendo que nenhuma das partes ficou voltada para o Norte, orientação ideal para sistemas instalados no hemisfério Sul. Com isso obteve-se uma instalação que resulta, na prática, da integração de sistemas fotovoltaicos em áreas urbanas.



Figura 13 - Instalação dos Painéis Fotovoltaicos Integrados ao Telhado do Estacionamento

### 3.1.2.2 Integração à Edificação

A estrutura metálica existente da cobertura do estacionamento foi totalmente aproveitada substituindo-se as telhas antigas pelos painéis fotovoltaicos. A área de aproximadamente 200 m<sup>2</sup> da cobertura foi dividida conforme a Figura 14 de forma a acomodar todos os painéis. Na Figura 14 pode-se verificar que os painéis foram subdivididos em grupos numerados (de 1 a 9) e identificados. Cada grupo representa um conjunto formado por um inversor e um controlador de carga, por exemplo: o grupo 1 de painéis está conectado ao inversor 1 e ao controlador de carga 1.

Um dos desafios nessa instalação foi utilizar somente as placas para cobrir o estacionamento não permitindo infiltração de água entre elas, evitando goteiras. Foi

então utilizada em uma estrutura metálica em forma de “T” que fizesse a sustentação das placas e ao mesmo tempo permitisse a vedação das partes. A vedação foi feita com silicone. Na área vazia da cobertura que se vê na Figura 14 foram instaladas calhas.

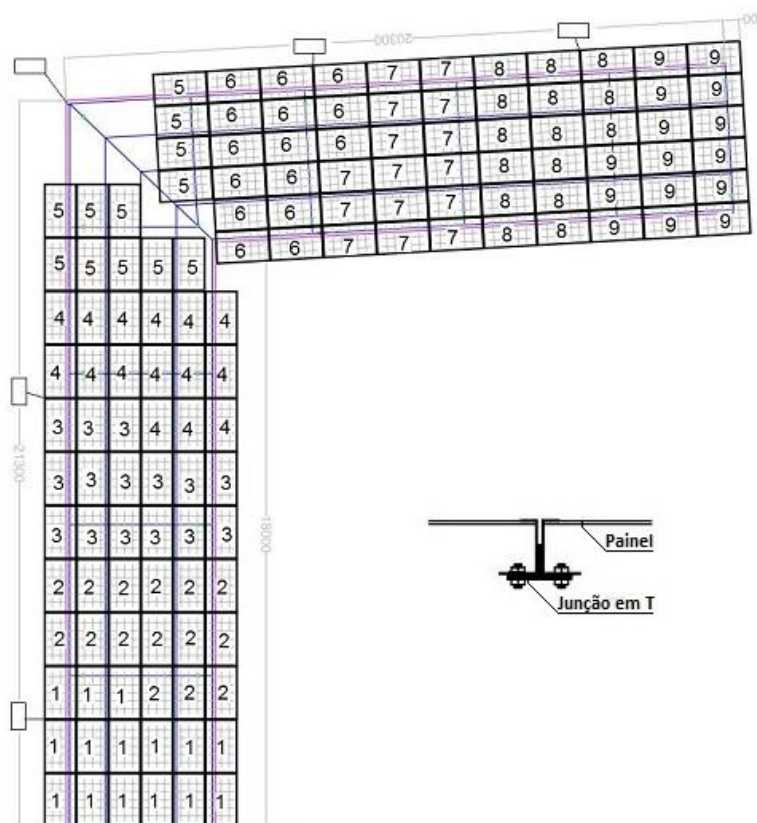


Figura 14 - Esquema de Montagem de Painéis com Grupos Numerados e Junção em T

### 3.1.2.3 Armário de Equipamentos

Aproveitando a parede de uma edificação ao lado do estacionamento como base de instalação do sistema de GD, foi construído um armário de equipamentos com estrutura de metal e vidros, coberto com telhas que foram reutilizadas. Por dentro, a estrutura de metal acomoda o conjunto de baterias no piso enquanto outra estrutura sustenta os equipamentos na parede.

Os dispositivos de proteção utilizados foram disjuntores do tipo termomagnético de curva “B” (3 a 5 x In) e “C” (5 a 10 x In), fusíveis do tipo NH e dispositivo de proteção contra surtos DPS.

Foram utilizados condutores com tensão de isolamento de 750 V, classe 4 de encordoamento até a seção 6 mm<sup>2</sup> e classe 5 de encordoamento a partir da seção

10 mm<sup>2</sup> (extra flexível), isolado em composto termoplástico polivinílico (PVC) tipo BWF, característica de não propagação e autoextinção do fogo, classe térmica 70 °C. Os eletrodutos utilizados são de PVC rígido antichama e rosqueáveis, possibilitando a sua fixação nas caixas de distribuição.

Na Figura 15 tem-se uma vista frontal do projeto do armário de equipamentos. No armário estão instalados os seguintes equipamentos: inversores (1), controladores de carga (2), *Display* de Controle Mate3 (3), interface de comunicação Hub10 (4), baterias (5), disjuntores (6).

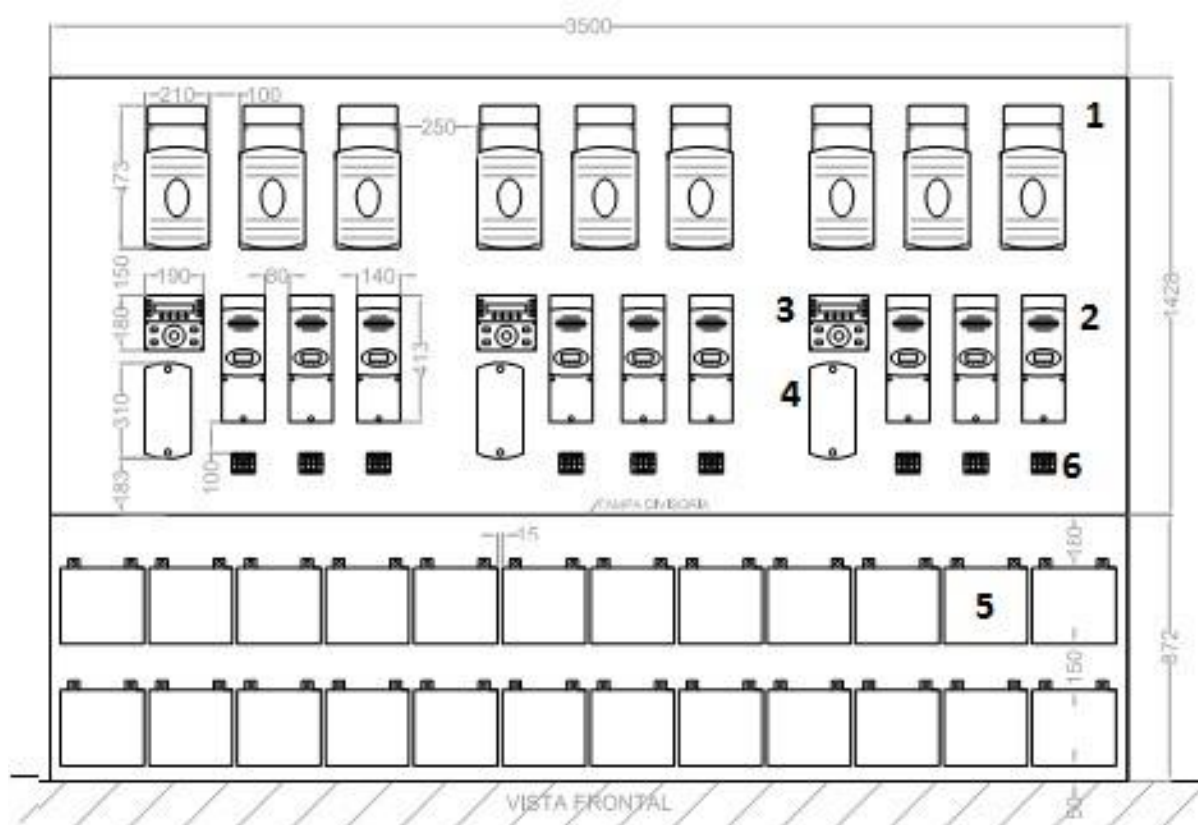


Figura 15 - Projeto do Armário de Equipamentos - Vista Frontal

A Figura 16 mostra o armário que foi construído e os equipamentos instalados.



Figura 16 - Armário de Equipamentos Instalado

#### 3.1.2.4 Rede de Comunicação

Como a localização do sistema está distante dos pontos de rede disponíveis dos Institutos LACTEC, foram verificadas as possibilidades comunicação. Fornecedores de ADSL se declararam indisponíveis no local. Foi então montada uma rede sem fio com dois repetidores *Wi-Fi* entre o ponto de rede mais próximo e o sistema. Foram feitos testes de comunicação simples com pacotes sendo enviados e recebidos utilizando o comando *ping*. Com a taxa de erro maior que 30%, foi então verificada uma incompatibilidade entre a interface de rede proprietária fornecida pela Outback e os repetidores, fazendo com que a comunicação ficasse intermitente. Como última solução, foi instalado um *switch* de comunicação no local mais próximo possível dentro das instalações da empresa. Deste *switch*, que está conectado à rede corporativa do LACTEC, foi lançado um cabo de rede para uso externo, padrão CAT5, de aproximadamente 80 m até o sistema de GD como mostra a Figura 17. Com isso a taxa de erro de comunicação ficou menor que 1% nos testes realizados.



Figura 17 - Rede de Comunicação – Cabeamento

Na Figura 18 pode-se verificar a arquitetura de Tecnologia da Informação e Comunicação utilizada para conectar os dispositivos utilizados e disponibilizar o acesso remoto ao sistema de GD.

A rede de dados interna ao sistema de GD se comunica através de protocolo proprietário. A interface de comunicação entre os dispositivos é feita através do HUB10, um equipamento de rede que simplesmente repete os dados que entram por uma porta, os encaminhando para suas demais portas.

O controle local do sistema é feito através do dispositivo chamado MATE3, que também fornece remotamente algumas informações sobre o estado atual dos equipamentos através de um servidor *web*.

O controle remoto é feito através do dispositivo AXS PORT, que executa o papel de *gateway* de comunicação, conectando física e logicamente a rede interna, padrão Modbus com protocolo proprietário, à rede TCP/IP externa.

Os dois dispositivos, MATE3 e AXS PORT não foram projetados para coexistirem na mesma rede, portanto são “chaveados” para se permitir o controle local ou controle remoto do sistema.

O *software* de controle e o servidor *web* estão embarcados em um computador industrial PC104. Este, que basta estar conectado à internet para fornecer o acesso aos parâmetros da planta fotovoltaica, utiliza o protocolo TCP/IP para realizar o envio e recebimento de mensagens.

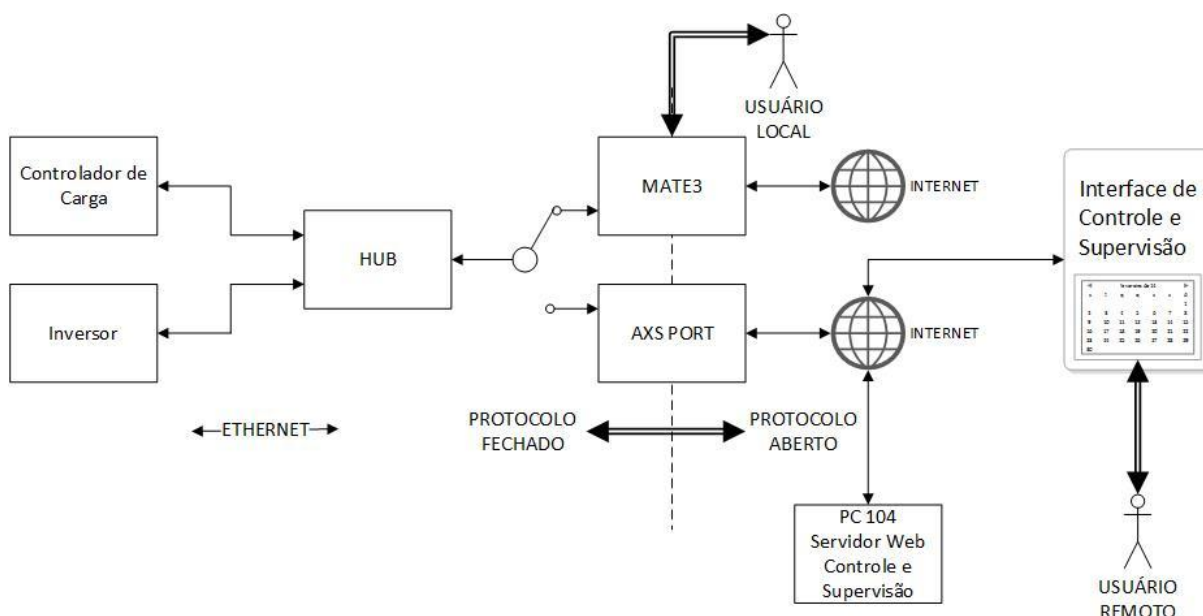


Figura 18 - Rede de Comunicação - Arquitetura de TIC

### 3.1.2.5 Gateway de Comunicação – AXS PORT

A comunicação e conexão física entre os dispositivos do sistema é estabelecida através do AXS PORT que atua como um *gateway* de comunicação entre equipamentos da fabricante Outback e uma rede TCP/IP. Este *gateway* recebe mensagens implementadas no protocolo MODBUS sobre TCP através da porta Ethernet e as envia para os nós da rede, fazendo o caminho inverso para as respostas destes nós.

A comunicação segue um padrão estabelecido pela *SunSpec Alliance* (associação de fabricantes visando a padronização da informação para GD) que permite o envio e recebimento de comandos remotos, configurações de controle, e informações de status em diversos equipamentos de geração fotovoltaica.

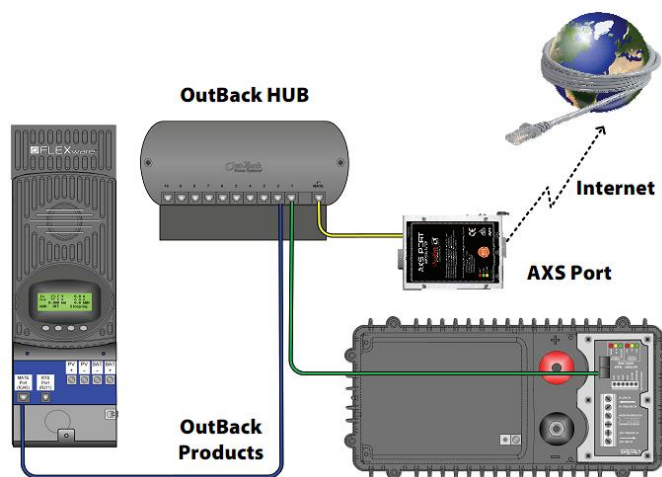


Figura 19 - Gateway de Comunicação - AXS PORT

### 3.1.2.6 Protocolo de comunicação – MODBUS TCP

O AXS PORT utiliza o protocolo de comunicação definido pela SunSpec Alliance para enviar requisições para cada dispositivo conectado. O *software* cliente deve utilizar este protocolo MODBUS sobre TCP para ler ou escrever em campos que compõem um bloco de dados. Os campos são usados para os comandos remotos, configurações de controle, ou informações de status sobre os produtos OutBack. Um dispositivo com o *software* cliente deve utilizar o formato de mensagens descrito abaixo para interpretar esses blocos.

As especificações de interoperabilidade da SunSpec Alliance descrevem os modelos de dados e os mapeamentos de registros de dispositivos MODBUS usados em sistemas de energias renováveis.

Os modelos de dados podem ser facilmente interpretados por xml e outras tecnologias, assim, estas especificações não são ligadas ao antigo protocolo modbus. Atualmente os modelos de dispositivos definidos são: inversores, medidores ambientais (meteorologia, irradiância, temperatura, inclinômetro, gps) e combinadores de *string*.

Os comandos e requisições enviados ao sistema de GD pelo *software* cliente, ao serem encaminhados pelo *gateway* de comunicação para os dispositivos (inversor e controlador de carga) passam a trafegar pela rede interna utilizando um protocolo proprietário.

### 3.1.2.7 Servidor de Aplicações Remoto

Foi desenvolvido um servidor de aplicações que utiliza como plataforma de hardware um pequeno computador industrial tipo PC104, modelo PCM-9375 da fabricante Advantech. O processador AMD GEODE de 500 MHz roda sistema operacional embarcado Linux Debian 7 Weezy.

Através deste servidor são executados remotamente o programa desenvolvido para supervisão e controle do sistema de GD e também o servidor *web* com a interface de usuário implementados.

Nesta configuração proposta, o sistema de GD, o servidor de aplicações, o usuário e a equipe de desenvolvimento podem se encontrar em locais diferentes pois todos estão se comunicando conectados via rede.

### 3.1.3 Linguagens de programação

Para o desenvolvimento do sistema de supervisão e controle foram utilizados um PC com sistema operacional Linux Debian 7 Weezy. A programação em linguagem C foi feita com a interface gráfica de desenvolvimento QT Creator.

Para a interface *web*, as linguagens de programação utilizadas foram o HTML 5 e python 2.7. Codificação realizada no Eclipse utilizando o plugin PyDev.

Aplicativo *Web* implementado em linguagem HTML/CSS com javascript (HTML 5), providos por servidor baseado em python utilizando o framework django.

## 3.2 Métodos

Os itens abaixo descrevem os métodos utilizados para implementação do sistema proposto.

### 3.2.1 Sistema de supervisão e controle

O sistema de supervisão e controle é um programa computacional que se comunica via protocolo de rede com o sistema de GD enviando mensagens de leitura e escrita de parâmetros aos equipamentos que o compõe. O programa

executa uma lógica de controle procurando utilizar a energia consumida pelo usuário da maneira mais econômica.

Os seguintes itens descrevem como o sistema foi implementado.

#### 3.2.1.1 Configuração de rede

Para que seja possível a troca de dados, o AXS PORT deve ser configurado de acordo com a rede em que ele está conectado. Para estabelecer a comunicação na rede interna do LACTEC foi necessário somente configurar os parâmetros dos endereços de rede do equipamento e do *gateway* e a máscara de rede.

Ao iniciar, o programa desenvolvido executa o procedimento de conexão com o *gateway*, buscando pelo número IP fixado anteriormente. Ao receber a resposta, o *software* está no estado conectado. Neste estado é permitido o envio e recebimento de mensagens.

#### 3.2.2 Parâmetros Elétricos do Sistema

Para execução dos cálculos utilizados na lógica de controle, algumas variáveis foram criadas a partir de informações extraídas dos parâmetros obtidos do sistema. Os itens a seguir explicam quais as variáveis utilizadas para se obter o estado dos dispositivos conectados e postos horários.

##### 3.2.2.1 Veículo Elétrico

Para se ter a informação de que o VE está conectado ao borne de carga, foram utilizadas as variáveis de corrente na saída do inversor onde a corrente do VE – ou a corrente na saída de carga prioritária – é igual à corrente total saída subtraída da corrente de venda:

$$VE\_Current == FX\_Inverter\_Output\_Current - FX\_Inverter\_Sell\_Current$$

Como existem outras cargas (borne de carga e hub) também conectadas à saída de cargas prioritárias, foi necessário definir o valor de corrente medida nesta

saída que representa a carga do veículo. As medições feitas se o veículo carregando apontaram que a corrente máxima era de 0,8 V.

O sistema de medição do inversor, porém, não informa valores entre 0 e 1 ampère, assim, o valor de consumo sem carga teve de ser ajustado para 1 A. Portanto, quando não existir VE carregando no borne, condição representada pela variável VE\_Current\_No\_Load, a seguinte condição será atendida:

$$VE\_Current\_No\_Load < 1 \text{ A}$$

Por definição da concessionária de energia que atende ao LACTEC, para ser considerada normal, representada pela variável Rede\_OK, a tensão fornecida deve estar na faixa de operação que vai de 116 V a 133 V:

$$Rede\_OK = 116 \text{ V} \leq V_i \leq 133 \text{ V}$$

Sendo assim, para uma tensão fornecida abaixo de 116 V ou acima de 133 V foi considerado como de falta de energia:

$$Rede\_NOK = 133 \text{ V} < V_i < 116 \text{ V}$$

### 3.2.2.2 Sistema de Armazenamento de Energia

No processo de carga e descarga de baterias deve se levar em conta os limites máximos e mínimos para este tipo de tecnologia. Em baterias de chumbo-ácido a tensão de carga deve ser maior que 2,15 V por elemento para que processo de carga tenha início resultando em uma tensão total de 12,9 V para a bateria de 6 elementos. A tensão de carga deve respeitar o limite de tensão máxima de carga de 2,4 V por elemento, ou 14,4 V de tensão total.

Na Figura 20 e Figura 21 pode-se verificar os gráficos de recarga e descarga fornecidos no manual do fabricante das baterias utilizadas.

A curva de descarga depende da potência requerida pela carga. Quanto maior a quantidade de corrente retirada da bateria, mais rápido ela chega na sua tensão mínima. Para sabermos a corrente de descarga para cada curva indicada no gráfico, é utilizada a capacidade de descarga (C) de 220 Ah.

A curva de recarga das baterias sugerida pelo fabricante mostra as duas primeiras fases do processo de carga. Na primeira fase, é aplicada uma corrente constante enquanto a tensão aumenta gradativamente até atingir seu valor máximo. Na segunda fase, a tensão é mantida constante e a corrente diminui gradativamente. Quando a corrente for de aproximadamente 1% do valor nominal máximo, a bateria é considerada carregada, passando para a última fase da carga. Na terceira fase, a bateria é mantida na tensão de flutuação, pouco abaixo da tensão de carga, consumindo uma corrente de carga mínima, mantendo a carga da bateria e compensando suas perdas químicas internas.

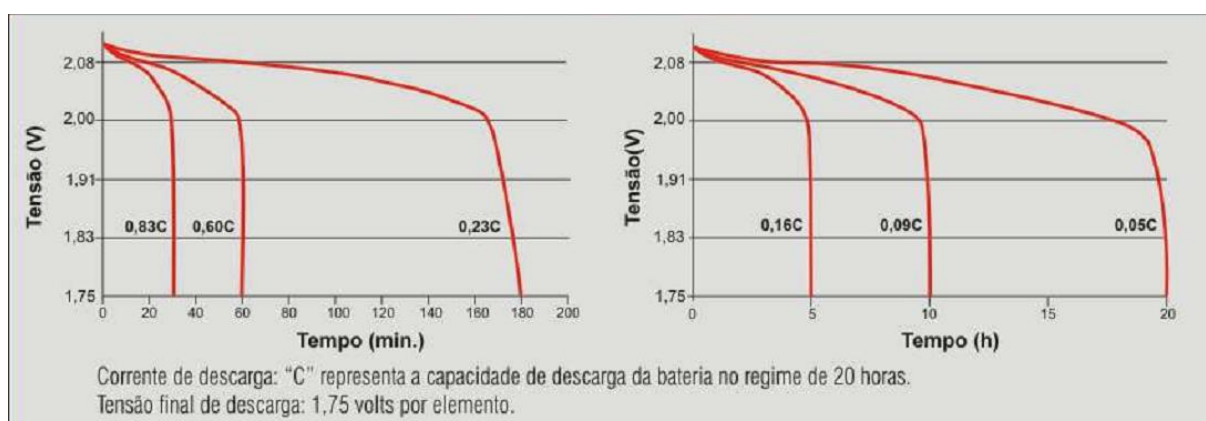


Figura 20 - Curvas Características de Descarga a 25 °C

Fonte: (MOURA, 2013)

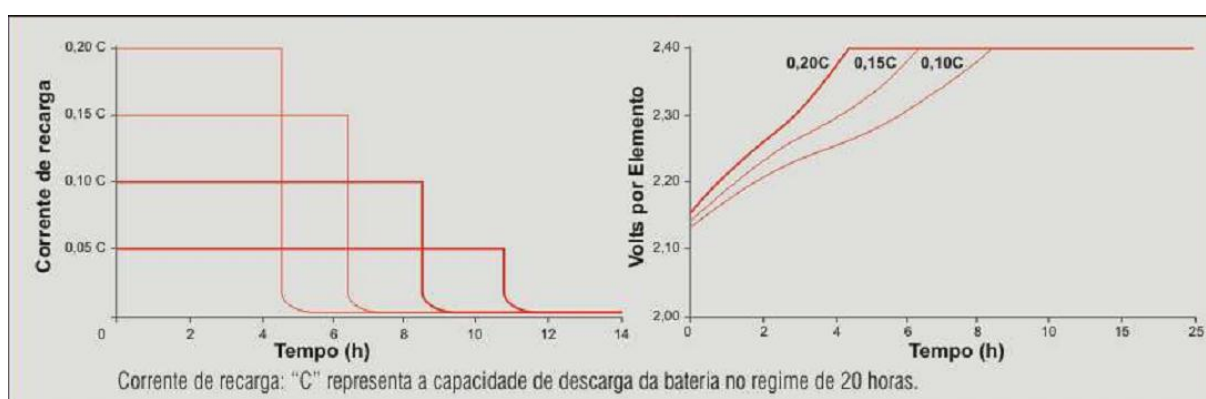


Figura 21 - Curvas Características de Recarga a 25 °C

Fonte: (MOURA, 2013)

Para definir no *software* o estado da carga das baterias foram utilizadas as faixas de tensão que podem ser vistas na Tabela 5 abaixo:

Tabela 5 - Estado de Carga x Tensão da Bateria

Estado da carga	Tensão da Bateria
> 80%	50 V
entre 60% e 70%	Entre 46 V e 49,6 V
< 60%	45,6 V

Para executar a carga das baterias, o parâmetro de estado atual de carga das baterias deve ser igual a tensão para início da carga (*rebulk*). Sendo assim, a seguinte condição deve ser satisfeita:

$$\text{CCconfig\_Rebulk\_Volts} < \text{FX\_Battery\_Voltage} \text{ (ou } \text{CC\_Batt\_Voltage})$$

Sendo que  $\text{CCconfig\_Rebulk\_Volts}$  não pode ser maior que  $\text{CCconfig\_Float\_Volts}$  e que  $\text{CCconfig\_Float\_Volts}$  não pode ser menor que  $\text{CCconfig\_Rebulk\_Volts}$ .

Para preservar a vida útil do banco de baterias foi definido um valor mínimo de descarga para o qual a carga se reinicia:

$$\text{CCconfig\_Rebulk\_Volts\_mínimo} == \text{REBULK\_DEFAULT} == 48 \text{ V}$$

### 3.2.2.3 Painéis Fotovoltaicos

O sistema foi desenhado para priorizar o suprimento de carga para o VE. Para definir o valor que se considera baixo ou alto para a produção de energia a partir dos painéis fotovoltaicos, utilizou-se o valor da demanda do carregador do VE como valor de fronteira.

Para se obter o valor da potência instantânea de geração, multiplica-se a corrente extraída dos painéis pela a sua tensão. Então a potência dos painéis é calculada:

$$\text{CC\_Array\_Power} = \text{CC\_Array\_Current} * \text{CC\_Array\_Voltage}$$

Para se considerar uma produção alta de energia fotovoltaica, a geração nos painéis deverá estar acima da potência de 1000 W demandada pelo carregador, ficando a variável de fronteira:

$$PV\_Hi\_Capacity = 1000 \text{ W}$$

Na decisão tomada pelo *software*, a geração será considerada de capacidade alta se a seguinte condição estiver satisfeita:

$$CC\_Array\_Power > PV\_HI\_Capacity$$

### 3.2.2.4 Postos Horários e Tarifas

O *software* recebe os valores e horários informados pelo usuário da interface *web* através da leitura do arquivo *hourlytariff.conf* compartilhado entre as duas aplicações no formato mostrado na Tabela 6.

Tabela 6 - Posto Horário - Valores e Horários

	<b>Tarifa Baixa 1</b>	<b>Tarifa Intermediária 1</b>	<b>Tarifa Alta</b>	<b>Tarifa Intermediária 2</b>	<b>Tarifa Baixa 2</b>
Valor	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)
	Horário início	Horário início	Horário início	Horário início	Horário início
Seg-sex	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)
Sábado	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)
Domingo	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)
Feriado	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)	(hh:mm)

### 3.2.3 *Software* de Controle

A principal contribuição deste trabalho está na metodologia de cenários desenvolvida. Os cenários de aplicação representam todos os estados de funcionamento ou modos de operação em que o sistema pode operar. Estes cenários dependem de condições específicas e podem variar de acordo com a geração fotovoltaica, o posto horário, a presença do veículo elétrico conectado ao borne de carga e o estado de carga das baterias.

A Figura 22 mostra a integração de todos os cenários num fluxograma explicativo do algoritmo de controle do sistema de GD integrado às baterias e borne de recarga.

O algoritmo de controle tem sua execução em forma de laço, o qual, no início, são lidos os parâmetros de estado do sistema. Através desses parâmetros é identificado o estado em que o sistema se encontra em determinado momento. Em função do estado do sistema, um modo de operação, ou cenário, é ativado.

Os estados do sistema, lidos durante a execução do algoritmo, são obtidos através de leitura de parâmetros dos dispositivos integrantes da rede de dados interna ao sistema. As grandezas elétricas são medidas pelos próprios controladores de carga e inversores de frequência. De acordo com o estado do sistema encontrado, é decidido qual o cenário (modo) de operação que será executado. Assim, são enviados os comandos necessários para ajuste dos parâmetros relativos ao cenário escolhido. O fluxo de energia esperado para cada cenário é apresentado no Apêndice 2.

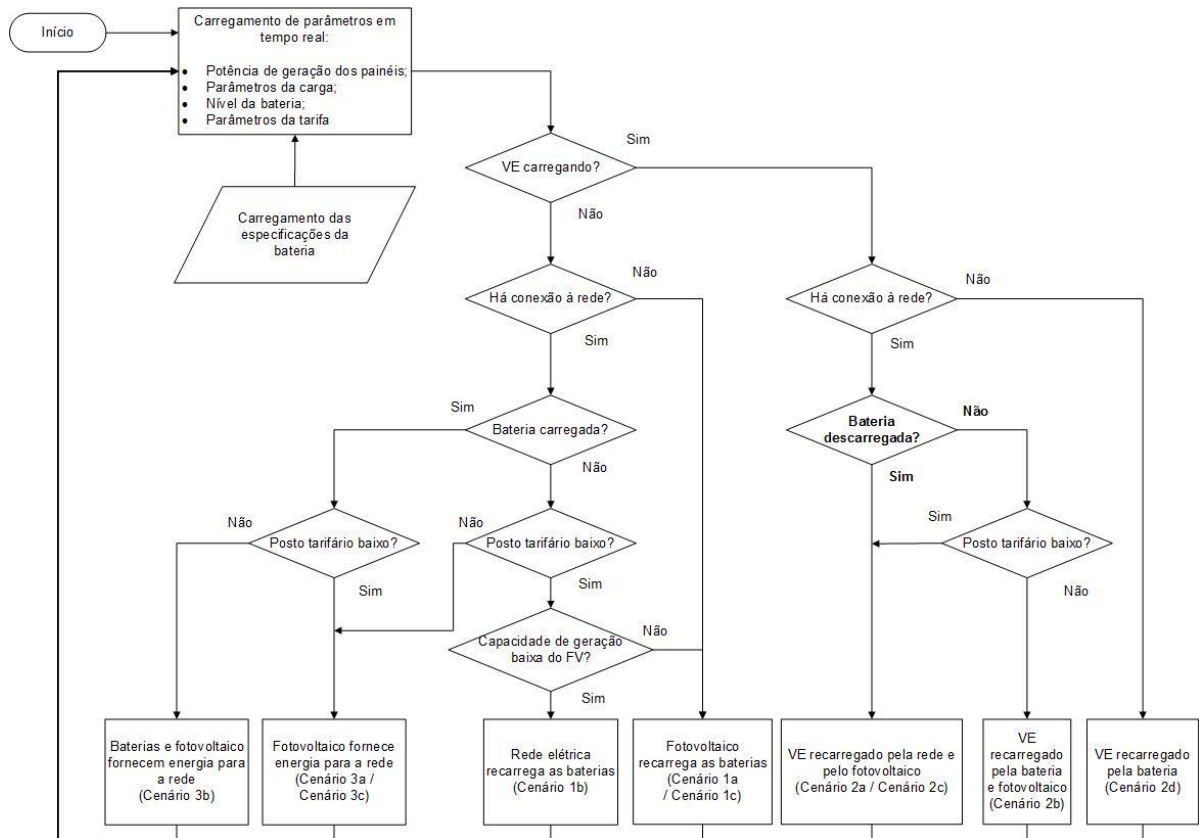


Figura 22 - Fluxograma De Funcionamento Do Controle Do Sistema

Pode-se notar no fluxograma acima que alguns cenários (1A/1C, 2A/2C e 3A/3C) dividem a mesma função. Isso significa que a configuração do sistema para estes cenários é a mesma. As condições testadas (parâmetros analisados) para se chegar ao cenário, porém, são diferentes.

O *software* de controle foi desenvolvido utilizando a linguagem C e roda sobre um sistema operacional Linux embarcado no servidor de aplicações. Foi desenvolvido um programa que executa uma lógica de controle e aquisição de dados e que estabelece a comunicação com o *gateway*.

A leitura dos parâmetros do sistema ocorre em intervalos de 15 segundos. Isso faz com que a interface receba valores atualizados para o usuário em um intervalo mínimo igual. Portanto, se a interface for atualizada em um intervalo menor, estará disponibilizando informações de até 15 segundos atrás. No caso de uma falha de comunicação de rede acontecerá o mesmo.

Os próximos itens descrevem as entradas e saídas do *software* que executa a lógica de controle.

### 3.2.3.1 Cenário Padrão (default)

Neste cenário os valores de todos os parâmetros utilizados voltam ao valor original sugerido pelo fabricante. Para garantir o correto funcionamento do sistema todos os parâmetros recebem seus valores padrão antes de serem configurados os novos cenários com seus parâmetros específicos.

Tabela 7 - Parâmetros de Configuração Padrão

Variável	Valor
FXconfig_Sell_Volts	52 V
FXconfig_Absorb_Volts	57,6 V
OB_Set_Sell_Voltage	52 V
CCconfig_Rebulk_Volts	48 V
CCconfig_Float_Volts	54,4 V
OB_Bulk_Charge_Enable_Disable	0 (desabilitado)
OB_Set_Inverter_Charger_Mode	0 (desabilitado)

### 3.2.3.2 Cenário de aplicação 1A – PV Carrega Baterias

Neste cenário o banco de baterias é recarregado pela energia gerada nos painéis fotovoltaicos.

Este cenário ocorrerá quando a geração fotovoltaica for plena, o valor da energia no posto horário for baixo e a carga da bateria for também baixa.

Tabela 8 - Parâmetros de Entrada - Cenário 1A

Situação	Variável	Valor
VE não está carregando	VE_Current	< VE_Current_No_Load
Rede ok	FX_AC_Input_Voltage	116 V < Vi < 133 V
Bateria Não Carregada	FX_Battery_Voltage	46 V < Vbatt < 53.5 V
Tarifa	Tarifa	baixa
PV Gerando	CC_Array_Power	> PV_Hi_Capacity

Tabela 9 - Parâmetros de Saída - Cenário 1ª

Ação	Variável	Valor	Default
Carregar bateria	CCconfig_Rebulk_Volts	FX_Battery_Voltage + 0.8	48 V
Carregar bateria	CCconfig_Float_Volts	FX_Battery_Voltage + 0.8	54.4 V
Desconecta da Rede	OB_Inverter_AC_Drop_Use	2 = DROP	1 = USE

### 3.2.3.3 Cenário de aplicação 1B – Rede Carrega Baterias

Neste cenário o banco de baterias é recarregado pela rede elétrica da concessionária.

Este cenário ocorrerá quando a geração fotovoltaica for baixa ou nula, o valor da energia no posto horário for baixo e a carga da bateria for também baixa.

Tabela 10 – Parâmetros de Entrada - Cenário 1B

Situação	Variável	Valor
VE não está carregando	VE_Current	< VE_Current_No_Load
Rede OK	FX_AC_Input_Voltage	116 V < Vi < 133 V
Bateria Não Carregada	FX_Battery_Voltage	46 V < Vbatt < 53.5 V
Tarifa	Tarifa	Baixa
Geração Baixa PV	CC_Array_Power	< PV_Hi_Capacity

Tabela 11 - Parâmetros de Saída - Cenário 1B

Ação	Variável	Valor	Default
	OB_Set_Inverter_Charger_Mode	3=On	0
Rede carrega Bateria	OB_Bulk_Charge_Enable_Disable	1=Start Bulk	0

### 3.2.3.4 Cenário de aplicação 1C – PV Carrega Baterias

Neste cenário de aplicação as baterias serão carregadas a partir da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Este cenário ocorrerá quando houver alguma geração fotovoltaica, o veículo elétrico não estiver carregando e a rede não estiver presente.

Tabela 12 – Parâmetros de Entrada - Cenário 1C

Situação	Variável	Valor
VE não está carregando	VE_Current	< VE_Current_No_Load
Rede Não Ok	FX_AC_Input_Voltage	Vi < 116 V
PV Gerando	CC_Array_Power	> PV_Hi_Capacity

Tabela 13 - Parâmetros de Saída - Cenário 1C

Ação	Variável	Valor	Default
Carregar bateria	CCconfig_Rebulk_Volts	FX_Battery_Voltage + 0.8	48 V
Carregar bateria	CCconfig_Float_Volts	FX_Battery_Voltage + 0.8	54.4 V
Desconectar Rede	OB_Inverter_AC_Drop_Use	2 = DROP	1 = USE

### 3.2.3.5 Cenário de aplicação 2A – Rede e PV carregam VE

Neste cenário de aplicação o veículo elétrico será carregado utilizando a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos e pela energia proveniente da rede elétrica.

Este cenário ocorrerá quando a geração fotovoltaica for plena e o valor da energia no posto horário for baixo.

Tabela 14 - Parâmetros de Entrada - Cenário 2A

Situação	Variável	Valor
VE está carregando	VE_Current	> VE_Current_No_Load
Rede Ok	FX_AC_Input_Voltage	116 V < Vi < 133 V
Bateria Não Carregada   (Bateria Carregada & Tarifa Baixa)	FX_Battery_Voltage Tarifa	(46 V < Vbatt ≤ 53.5 V)   (Vbatt > 53.5 V & tarifa ==baixa)

Tabela 15 - Parâmetros de Saída - Cenário 2A

Ação	Variável	Valor	Default
Não descarregar bateria	FXconfig_Sell_Volts	FX_Battery_Voltage	52 V
Não descarregar bateria	OB_Set_Sell_Voltage	FX_Battery_Voltage	52 V

Obs: Ao configurar OB\_Set\_Sell\_Voltage, todos os inversores ficam com FXconfig\_Sell\_Volts configurados.

### 3.2.3.6 Cenário de aplicação 2B – PV e Bateria Exportam Energia

Neste cenário de aplicação o veículo elétrico será carregado utilizando a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos e a energia proveniente das baterias.

Este cenário ocorrerá quando a geração fotovoltaica for plena, as baterias estiverem carregadas e o valor da energia no posto horário for alto.

Tabela 16 - Parâmetros de Entrada - Cenário 2B

Situação	Variável	Valor
VE está carregando	VE_Current	> VE_Current_No_Load
Rede Ok	FX_AC_Input_Voltage	116 V < Vi < 133 V
Bateria Carregada	FX_Battery_Voltage	Vbatt > 53.5 V
Tarifa Alta	Tarifa	Alta

Tabela 17 - Parâmetros de Saída - Cenário 2B

Ação	Variável	Valor	Default
Desconecta rede	OB_Inverter_AC_Drop_Use	2 = DROP	1 = USE

Observando a carga prioritária pelo conceito de gerenciamento pelo lado da demanda, neste caso há uma redução do pico. A carga prioritária é alimentada pelo sistema fotovoltaico em conjunto com as baterias durante o período de tarifa alta, que corresponde ao período de pico de consumo de energia para a concessionária.

### 3.2.3.7 Cenário de aplicação 2C – Rede carrega VE

Neste cenário de aplicação o veículo elétrico será carregado utilizando a energia proveniente da rede elétrica.

Este cenário ocorrerá quando a geração fotovoltaica for muito baixa ou nula.

A configuração do sistema permanece a mesma do cenário 2a, portanto este cenário é executado na programação na mesma função do cenário 2a.

### 3.2.3.8 Cenário de aplicação 2D – Baterias Carregam VE

Neste cenário de aplicação o veículo elétrico será carregado utilizando a energia proveniente das baterias.

Este cenário ocorrerá quando a geração fotovoltaica for baixa ou nula, o valor da energia no posto horário for alto e as baterias estiverem carregadas.

Tabela 18 - Parâmetros de Entrada - Cenário 2D

Situação	Variável	Valor
VE está carregando	VE_Current	> VE_Current_No_Load
Rede Não Ok	FX_AC_Input_Voltage	$V_i < 116 \text{ V}$
Bateria Carregada	FX_Battery_Voltage	$V_{batt} > 53.5 \text{ V}$
Tarifa Alta	Tarifa	Alta

Tabela 19 - Parâmetros de Saída - Cenário 2D

Ação	Variável	Valor	Default
Desconecta rede	OB_Inverter_AC_Drop_Use	2 = DROP	1 = USE

### 3.2.3.9 Cenário de aplicação 3A – PV Exporta Energia para Rede

Neste cenário de aplicação não há veículo conectado ao borne de recarga, e os painéis fotovoltaicos exportam sua energia para a rede elétrica. E a bateria estiver carregada.

Este cenário ocorrerá quando a geração fotovoltaica for plena.

Tabela 20 - Parâmetros de Entrada - Cenário 3A

Situação	Variável	Valor
VE não está carregando	VE_Current	< VE_Current_No_Load
Rede ok	FX_AC_Input_Voltage	$116 \text{ V} < V_i < 133 \text{ V}$
Bateria Carregada	FX_Battery_Voltage	>53.5 V
Tarifa	Tarifa	baixa

Tabela 21 - Parâmetros de Saída - Cenário 3A

<b>Ação</b>	<b>Variável</b>	<b>Valor</b>	<b>Default</b>
Vender energia	OB_Set_Sell_Voltage	FX_Battery_Voltage	52 V
Vender energia	FXconfig_Sell_Volts	FX_Battery_Voltage	52 V

Observando a carga em corrente alternada ligada ao barramento da concessionária, este cenário se comporta como redução de pico quando a energia é exportada durante o período de tarifa alta, ou como mudanças na carga (conservação estratégica) em períodos de tarifa baixa, pois é visto pela concessionária um menor consumo de energia pela unidade consumidora.

### 3.2.3.10 Cenário de aplicação 3B – Baterias Exportam para Rede

Neste cenário de aplicação não há veículo conectado ao borne de recarga, e as baterias exportam sua energia para a rede elétrica.

Este cenário ocorrerá quando a geração fotovoltaica for baixa ou nula e o posto horário tiver obrigatoriamente uma tarifa alta.

Tabela 22 - Parâmetros de Entrada - Cenário 3B

<b>Situação</b>	<b>Variável</b>	<b>Valor</b>
VE não está carregando	VE_Current	< VE_Current_No_Load
Rede ok	FX_AC_Input_Voltage	116 V < Vi < 133 V
Bateria Carregada	FX_Battery_Voltage	>53.5 V
Tarifa	Tarifa	alta

Tabela 23 - Parâmetros de Saída - Cenário 3B

<b>Ação</b>	<b>Variável</b>	<b>Valor</b>	<b>Default</b>
Vender energia	FXconfig_Sell_Volts	50 V	52 V
Vender energia	OB_Set_Sell_Voltage	50 V	52 V
Baixa parâmetro de carga	FXconfig_Absorb_Volts	52 V	57,6 V

Da mesma forma que o cenário 3A, observando a carga ligada ao barramento de corrente alternada, há uma redução de pico, pois há exportação de energia para a rede durante o período de tarifa alta.

### 3.2.3.11 Cenário de aplicação 3C – PV e Baterias Exportam para Rede

Neste cenário de aplicação não há veículo conectado ao borne de recarga. Os painéis fotovoltaicos e as baterias exportam a energia para a rede elétrica.

Este cenário ocorrerá quando houver conexão com a rede elétrica, a bateria estiver parcialmente recarregada e o a tarifa for alta.

Tabela 24 - Parâmetros de Entrada- Cenário 3C

Situação	Variável	Valor
VE não está carregando	VE_Current	< VE_Current_No_Load
Rede ok	FX_AC_Input_Voltage	116 V < Vi < 133 V
Bateria Não Carregada	FX_Battery_Voltage	46 V < Vbatt < 53.5 V
Tarifa	Tarifa	Alta

Tabela 25 - Parâmetros de Saída - Cenário 3C

Ação	Variável	Valor	Default
Vender energia	FXconfig_Sell_Volts	BATT_OK_LOW	52 V
Vender energia	OB_Set_Sell_Voltage	BATT_OK_LOW	52 V

Na percepção de gerenciamento pelo lado da demanda, onde a carga se encontra conectada ao barramento de corrente alternada, este cenário contribui para uma redução de pico, uma vez que a energia proveniente da geração distribuída e armazenamento é exportada para a rede apenas em situações de tarifa alta (horário de ponta).

### 3.2.4 Interface Web

A interface *web* é acessada via navegador de internet. Digita-se o número IP do servidor de aplicações na barra de endereço do navegador e a tela inicial da interface é disponibilizada ao usuário.

A atualização dos valores na tela principal ocorre conforme intervalo de tempo selecionado, através de requisições no servidor, que provê retorno em protocolo JSON dos valores disponibilizados pelo aplicativo de leitura dos dados dos equipamentos (presentes no arquivo ASX.log).

## 3.2.4.1 Tela Principal

A tela principal (Figura 23) mostra o esquema do sistema de GD de forma simplificada informando, embaixo de cada equipamento os valores elétricos e de estado de operação permitindo que se faça a supervisão do sistema. Também são informados os parâmetros de conexão de rede e *firmware* do gateway.

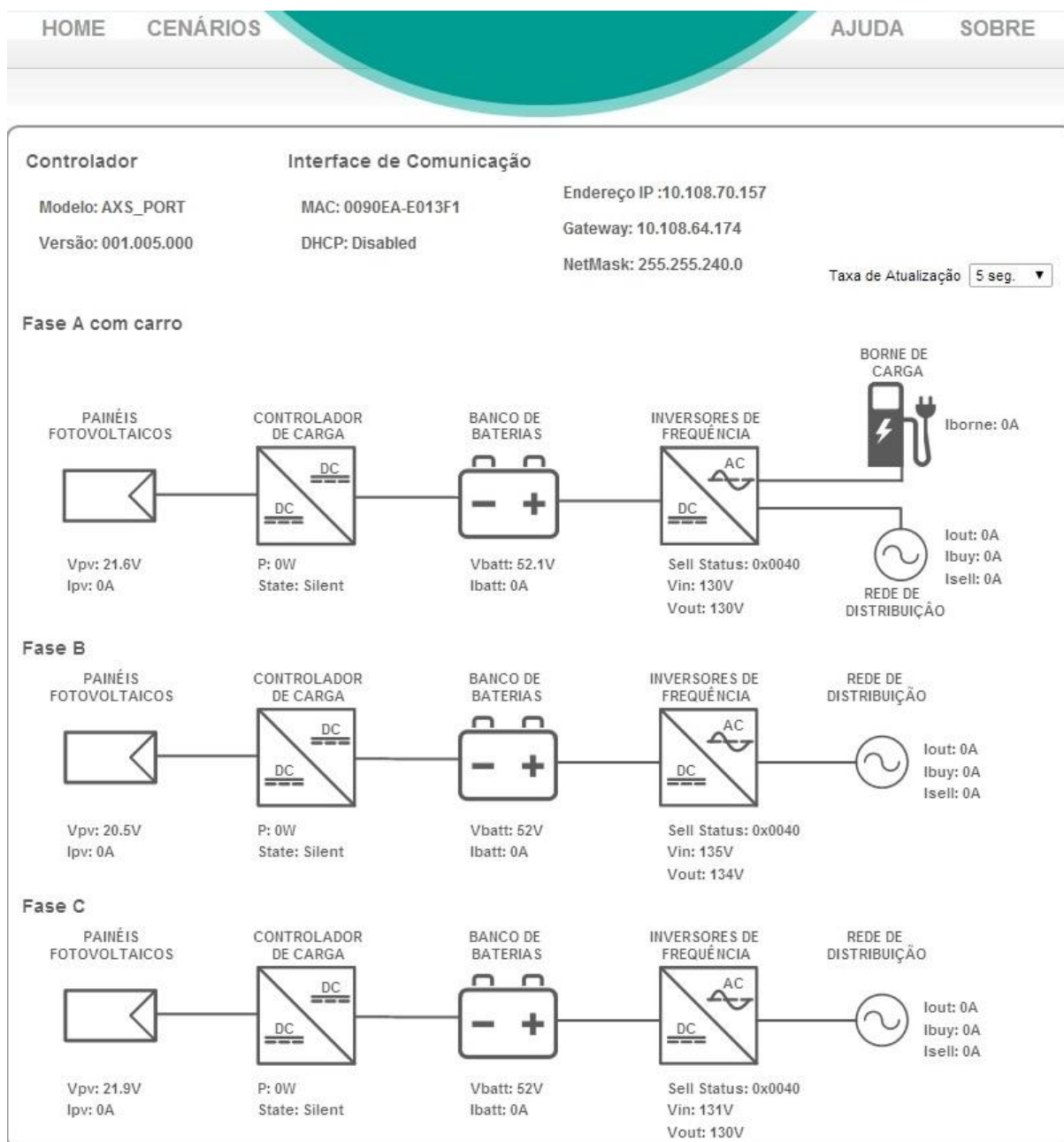


Figura 23 - Tela Principal

### 3.2.4.2 Tela Posto Horário

Na tela Posto Horário os dados de configuração de Posto Horário são informados pelo usuário e salvos no arquivo hourlytariff.conf que está sendo compartilhado entre as aplicações. Os valores neste arquivo estão definidos da seguinte forma:

A primeira linha contém os valores do custo da energia naquele posto horário em reais multiplicados por 100 para facilitar a leitura feita pela aplicação. Os valores são separados entre si por ponto e vírgula.

Ex: 020;200;120;500;300

Da segunda à quinta linha o usuário entra com os horários em que se iniciam os Postos Horários. Cada linha representa o período de Segunda à Sexta, Sábado, Domingo e Feriados respectivamente.

As colunas contêm informações de horário de início de cada uma das faixas horárias. São elas: Tarifa Baixa 1, Tarifa Intermediária 1, Tarifa Alta, Tarifa Intermediária 2 e Tarifa Baixa 2.

Ex:

00:00;19:00;18:00;17:00;16:00

00:00;19:00;18:00;17:00;16:00

00:00;19:00;18:00;17:00;16:00

12:00;12:12;00:21;12:12;02:12

Tarifas	Baixa 1	Inter 1	Alta	Inter 2	Baixa 2
R\$/kWh	2,00	5,00	12,0	5,00	2,00

Períodos	Horários de Início				
Seg. à Sex.	00:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Sábado	00:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Domingo	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00
Feriado	00:00	00:00	00:00	00:00	00:00

Figura 24 - Tela Posto Horário

### 3.2.4.3 Tela Configuração de Cenários de Operação

Na tela de Configuração de Cenários de Operação (Figura 25) o usuário entra com o cenário que deseja em que o sistema opere. A opção de cenário escolhida é salva no arquivo `scenario.conf`. Os valores neste arquivo estão definidos da seguinte forma:

Tabela 26 - Modos de Operação - Interface Web

Modo de Operação	Valor no Arquivo
Gerenciamento Automático	'A'
Painel Solar Carregando Bateria	'1'
Painel Solar Faturando na Rede	'2'
PV + Rede Carregando Veículo Elétrico	'3'
PV + Bateria Carregando Veículo Elétrico	'4'
Painel Solar + Bateria Faturando na Rede	'5'
Rede Carregando Bateria	'6'
Rede Carregando Veículo Elétrico	'7'
Bateria Carregando Veículo Elétrico	'8'
Bateria Faturando na Rede	'9'

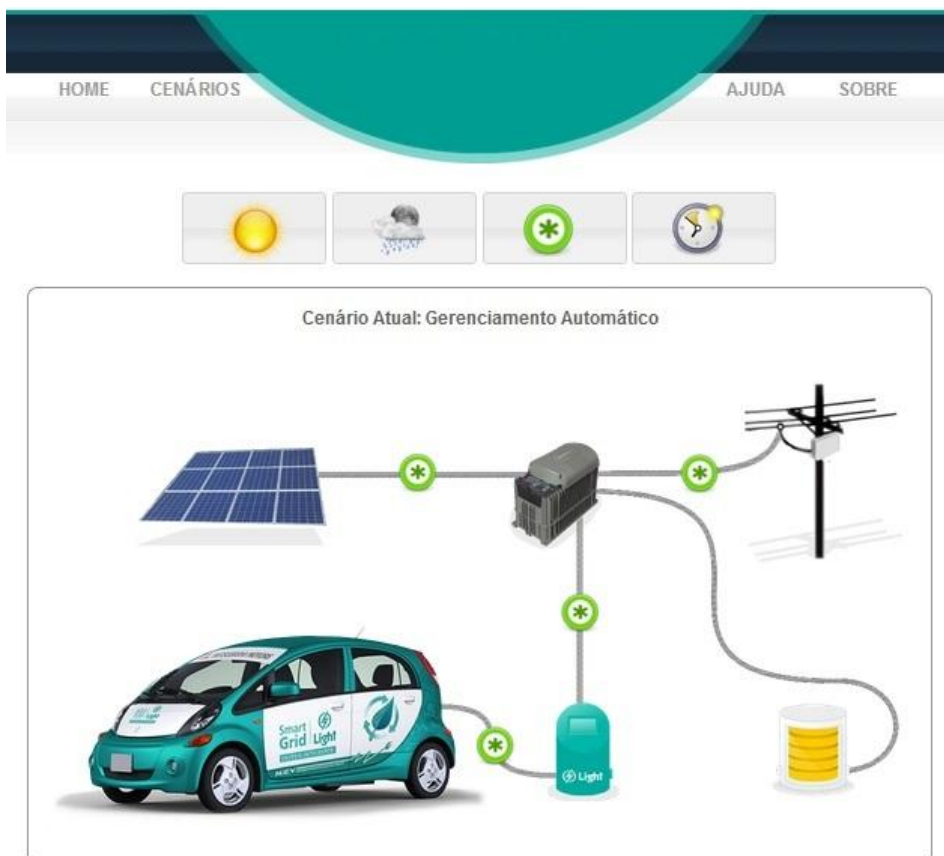


Figura 25 - Tela de Configuração de Cenários



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão descritos os procedimentos de testes e quais os resultados obtidos.

Foram realizados dois testes, sendo que o primeiro contemplou os cenários 1A/1C, 2A/2C, 2B, 2D e 3A; já o segundo executou o restante dos cenários: 1B, 3B, 3C.

### 4.1 Procedimento do Primeiro Teste

Com o intuito de demonstrar o correto funcionamento do sistema de supervisão e controle desenvolvido, a execução de alguns modos de operação foi realizada com o algoritmo rodando no modo automático, ou seja, sem interferência do usuário através da interface *web*. Para estes testes executados, foi utilizado somente um grupo de inversores trabalhando como um sistema trifásico, mantendo os outros dois grupos desconectados.

Os parâmetros de tensão e corrente da fase A, dos painéis fotovoltaicos e da carga prioritária obtidos remotamente e o modo de operação atual foram armazenados no sistema de arquivos do servidor de aplicações em intervalos de 15 segundos.

Para se conseguir executar o máximo de cenários possível foi necessário um dia com nível de insolação suficientemente alto. Como premissas foram consideradas as baterias carregadas, possibilitando a execução dos cenários que realizam a descarga das baterias, bem como foi configurado a troca de postos tarifários para possibilitar a mudança de cenários atrelados a esta variável.

O procedimento de testes foi realizado na seguinte sequência:

1. Sistema é ligado e o *software* está conectado e executando no modo automático. O posto horário está na condição de custo baixo.
2. O VE é conectado para recarga.
3. Uma mudança de posto horário para a condição de custo alto acontece.
4. Ocorrem distúrbios na rede da concessionária.
5. Uma mudança de posto horário para a condição de custo baixo entra em vigor.

6. A recarga do VE é encerrada.
7. A geração fotovoltaica cai para zero.
8. A geração fotovoltaica volta a produzir energia.
9. Ocorre uma desconexão da rede de distribuição.
10. A rede de distribuição volta a ser conectada.

## 4.2 Variáveis de Análise do Primeiro Teste

Na Figura 26 e Figura 27, as barras verticais indicam uma mudança no modo de operação do sistema decorrente de uma mudança dos parâmetros medidos pelo programa.

A Figura 26 mostra no gráfico as correntes medidas durante a execução dos testes.  $I_{\text{Fotovoltaico}}$  representa a corrente CC que flui dos painéis para o controlador de carga.  $I_{\text{Veículo}}$  é a corrente RMS fornecida para a saída da carga prioritária onde o VE será conectado para recarga.  $I_{\text{Rede}}$  é a corrente RMS que flui entre sistema de GD e a rede de distribuição podendo assumir valores positivos, para o caso de energia sendo exportada do sistema de GD para a rede elétrica, e valores negativos, para quando ocorre o consumo de energia da rede.

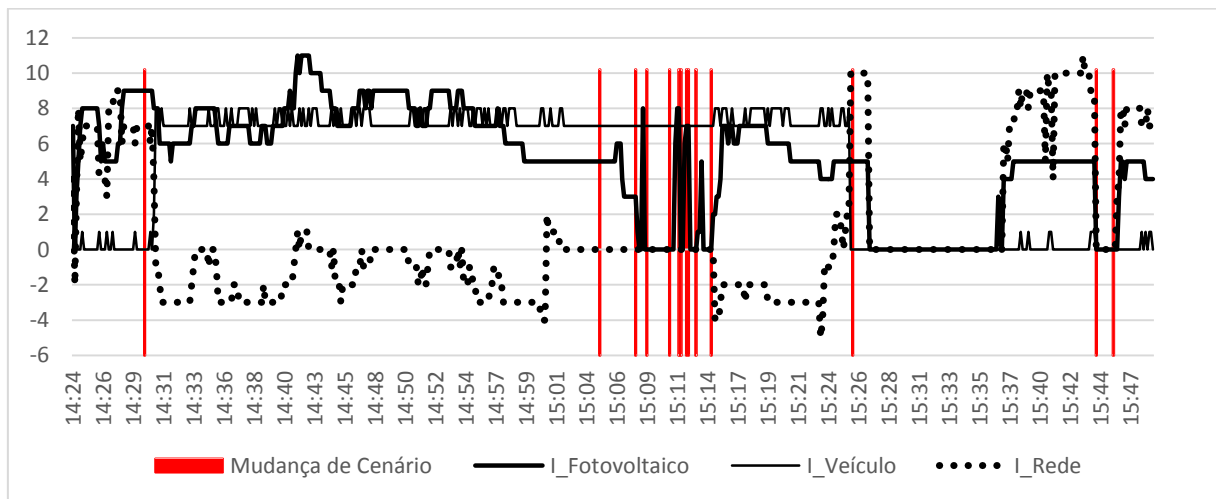


Figura 26 - Correntes Medidas Durante os Testes

O gráfico da Figura 27 mostra as tensões do sistema durante os testes.  $V_{\text{Rede}}$  é a tensão RMS medida na entrada AC\_HOT\_IN do inversor e representa a tensão da rede de distribuição.  $V_{\text{Fotovoltaico}}$  é a tensão CC dos painéis fotovoltaicos medida na entrada do controlador de carga.  $V_{\text{Bateria}}$  é a tensão CC

medida no barramento CC que fica entre a saída do controlador de carga, as baterias e a conexão CC do Inversor.

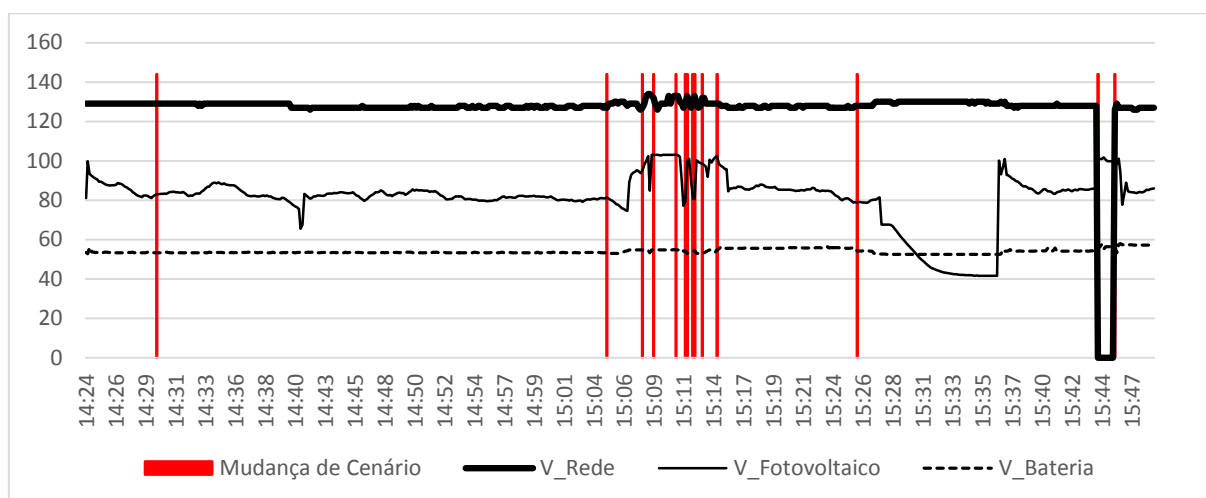


Figura 27 - Tensões Medidas Durante os Testes

### 4.3 Análise de Resultados do Primeiro Teste

As mudanças dos modos de operação apresentadas nas figuras Figura 26 e Figura 27 são detalhadas na Tabela 27.

Tabela 27 - Modos de Operação e Postos Horários dos Testes Realizados

Horário	Modo	Descrição do Cenário	Posto Horário
14:24 – 14:30	3A	PV exportando energia para a rede	Baixo
14:30 – 15:05	2A/2C	VE carregado pela rede e fotovoltaico	Baixo
15:05 – 15:08	2B	VE carregado pela bateria (conectado à rede)	Alto
15:08 – 15:09	2D	VE carregado pela bateria (desconectado da rede)	Alto
15:09 – 15:11	2B	VE carregado pela bateria (conectado à rede)	Alto
15:11 – 15:11	2D	VE carregado pela bateria (desconectado da rede)	Alto
15:11 – 15:12	2B	VE carregado pela bateria (conectado à rede)	Alto
15:12 – 15:12	2D	VE carregado pela bateria (desconectado da rede)	Alto
15:12 – 15:13	2B	VE carregado pela bateria (conectado à rede)	Alto
15:13 – 15:13	2D	VE carregado pela bateria (desconectado da rede)	Alto
15:13 – 15:15	2B	VE carregado pela bateria (conectado à rede)	Alto
15:15 – 15:26	2A/2C	VE carregado pela rede e fotovoltaico	Baixo
15:26 – 15:44	3A	PV exportando energia para a rede	Baixo
15:44 – 15:45	1A/1C	PV carregando as baterias	Baixo
15:45 – 15:48	3A	PV exportando energia para a rede	Baixo

O teste inicia em uma condição onde a bateria está carregada, o VE está desconectado, a rede está conectada e o posto horário está configurado via interface *web* na condição de baixo custo. Seguindo o fluxograma da lógica de

controle, o programa coloca o sistema no modo de operação 3A. O gráfico ampliado das medições (Figura 28) e os valores da Tabela 28 confirmam este estado do sistema: neste momento, as correntes da rede e PV são positivas enquanto a corrente do VE está em zero (podem ser vistos picos de 1A resultantes da resolução da medida do equipamento).

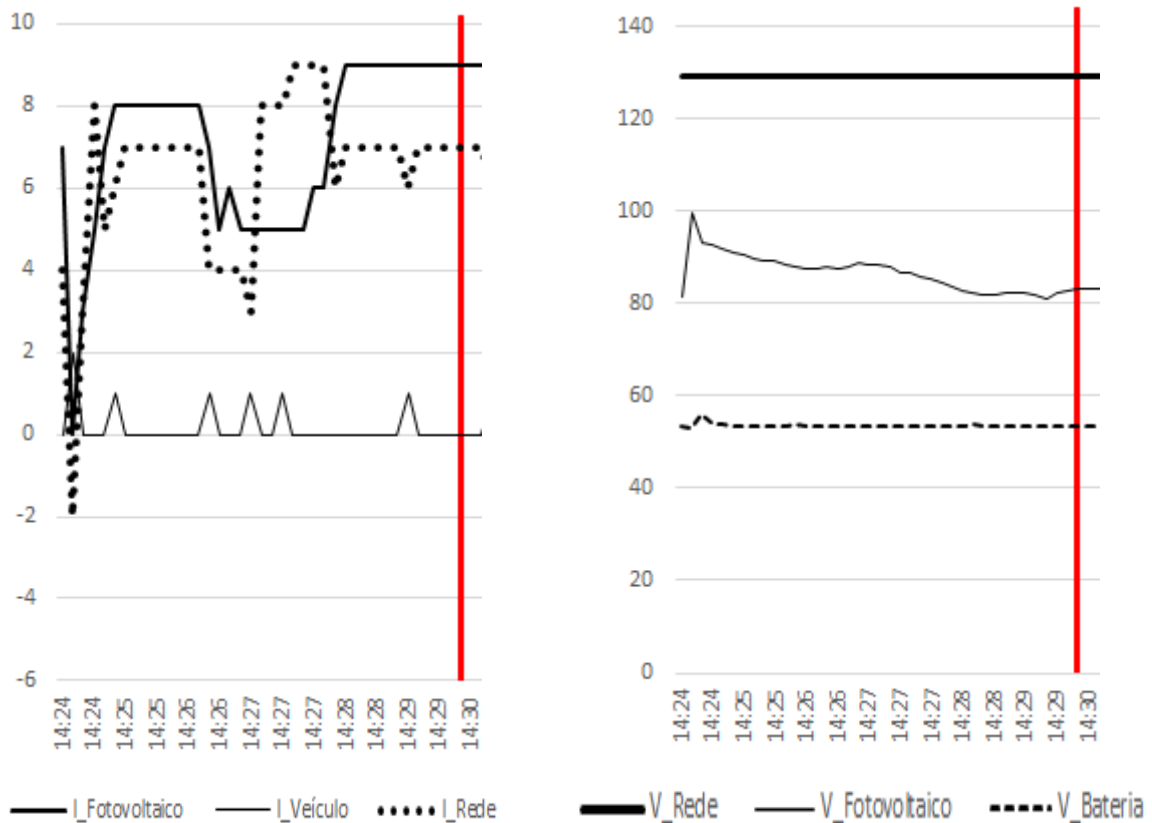


Figura 28 - Cenário 3A – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita)

Tabela 28 - Parâmetros Medidos do Cenário 3A

Parâmetro	Valor
I_Fotovoltaico	> 5 A
I_Veículo	0 A
I_Rede	> 0 A
V_Rede	129 V
V_Fotovoltaico	87 V
V_Bateria	53,3 V

Às 14:30 h o VE é conectado no borne de recarga. Nota-se nos gráficos abaixo a mudança do modo de operação do sistema para 2A/2C. Os parâmetros do

sistema são configurados de modo que o VE é carregado com a energia gerada no PV e da energia da rede elétrica. Pode-se verificar que, enquanto o valor da corrente de carga do VE está próximo de 7 A, a corrente consumida da rede é de 3 A e a tensão das baterias não varia (Figura 29, Figura 30 e Tabela 29). Sendo assim, o restante da energia que está sendo fornecida vem do PV.

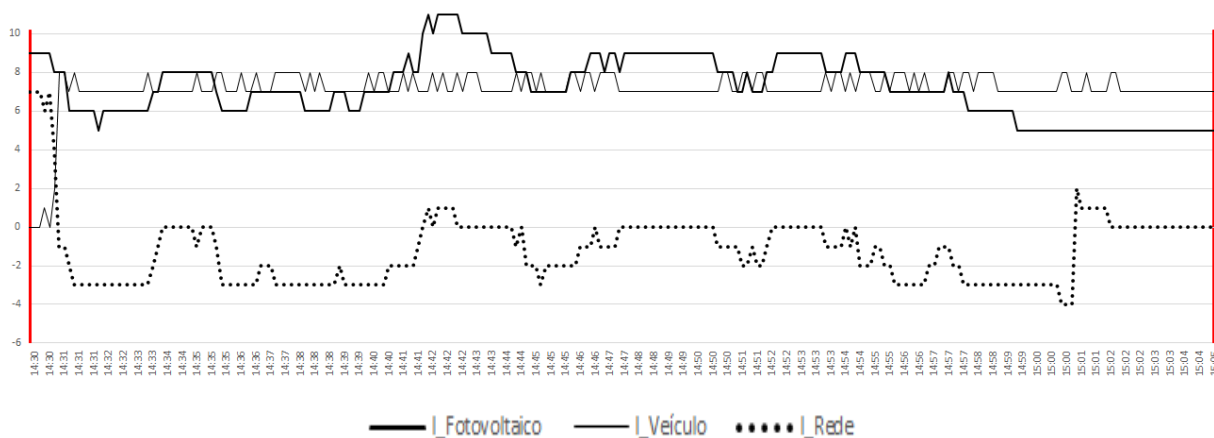


Figura 29 - Cenário 2A/2C – Detalhe de Correntes

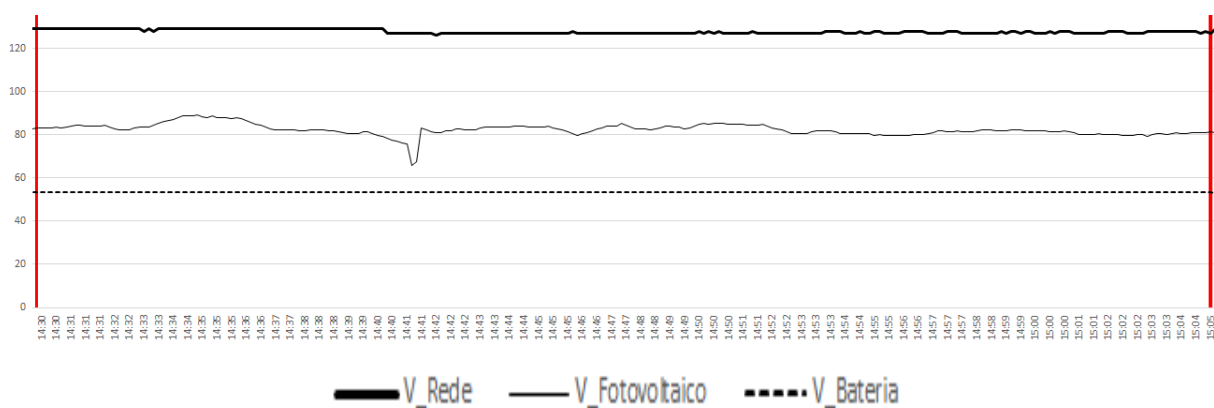


Figura 30 - Cenário 2A/2C – Detalhe de Tensões

Tabela 29 - Parâmetros Medidos do Cenário 2A/2C

Parâmetro	Valor
I_Fotovoltaico	6 a 11 A
I_Veículo	7 A
I_Rede	-3 a 1 A
V_Rede	129 V
V_Fotovoltaico	80 V
V_Bateria	53,3 V

No período entre 15:05 h e 15:15 h o posto horário estava configurado para custo alto resultando na mudança do modo de operação para 2B dando início à utilização da energia armazenada nas baterias para carga do VE. Isso pode ser visto nas ilustrações, mais especificamente no parâmetro da corrente da rede que cai para zero enquanto a tensão das baterias varia. Ainda nesse período de tempo pode-se perceber a troca de modo de operação ocorrendo várias vezes.

No período de 15:15 h à 15:26 h o posto horário volta para custo baixo, refletindo na volta para o modo de operação onde o VE é carregado utilizando a energia da rede e do PV.

Em 15:26 h a carga do VE é encerrada fazendo com que entre o modo de operação 3A que exporta energia do PV para a rede.

Entre 15:28 h e 15:37 h uma situação de sombreamento é simulada, abrindo a chave que conecta o PV ao sistema para depois reconectar. Como o posto horário está com custo baixo, o sistema não usa a energia armazenada nas baterias e a exportação de energia se interrompe com  $I_{\text{Rede}}$  caindo para zero.

Em 15:44 h a rede de distribuição é desconectada do sistema de GD e o parâmetro da tensão da rede ( $V_{\text{Rede}}$ ) cai para zero. O modo de operação muda para 1A/1C, onde o PV fornece energia para recarga das baterias. As baterias, porém, estão com tensão suficiente para serem consideradas carregadas ( $V_{\text{Bateria}} > 53 \text{ V}$ ). Assim, não há energia fluindo do PV para as baterias. O controlador de carga abre a conexão com o PV resultando na tensão de circuito aberto (VOC) no arranjo de painéis de aproximadamente 100 V.

Em 15:46 h a rede é reconectado fazendo com que o sistema volte a exportar energia no modo de operação 3A.

#### **4.4 Procedimento do Segundo Teste**

Na execução do segundo teste, o objetivo foi verificar o comportamento do sistema identificando e executando os modos de operação não contemplados no primeiro teste, cobrindo assim, todos os modos previstos.

A execução dos modos de operação também foi realizada com o algoritmo rodando no modo automático. Os testes executados utilizaram somente um grupo de inversores trabalhando como um sistema trifásico, mantendo os outros dois grupos desconectados.

Os parâmetros de tensão e corrente da fase A, dos painéis fotovoltaicos e da carga prioritária obtidos remotamente e o modo de operação atual foram armazenados no sistema de arquivos do servidor de aplicações em intervalos de 15 segundos.

O procedimento de testes foi realizado na seguinte sequência:

1. Sistema é ligado e o *software* está conectado e executando no modo automático. O posto horário está na condição de custo baixo.
2. O banco de baterias está carregado.
3. Uma mudança de posto horário para a condição de custo alto acontece.
4. O banco de baterias se descarrega.
5. Uma mudança de posto horário para a condição de custo baixo ocorre.
6. A geração fotovoltaica se torna baixa.

#### **4.5 Variáveis de Análise do Segundo Teste**

Na Figura 31 e na Figura 32 abaixo pode-se verificar as medidas de corrente e tensão feitas durante o teste realizado. As barras verticais indicam uma mudança no modo de operação do sistema decorrente de uma mudança dos parâmetros medidos pelo programa.

A Figura 31 mostra no gráfico as correntes medidas durante a execução dos testes. *I\_Fotovoltaico* representa a corrente CC que flui dos painéis para o controlador de carga. *I\_Rede* é a corrente RMS que flui entre sistema de GD e a rede de distribuição podendo assumir valores positivos, para o caso de energia sendo exportada do sistema de GD para a rede elétrica, e valores negativos, para quando ocorre o consumo de energia da rede. O parâmetro *I\_Veículo* não é mostrado para facilitar a visualização, pois não tem influência neste teste.

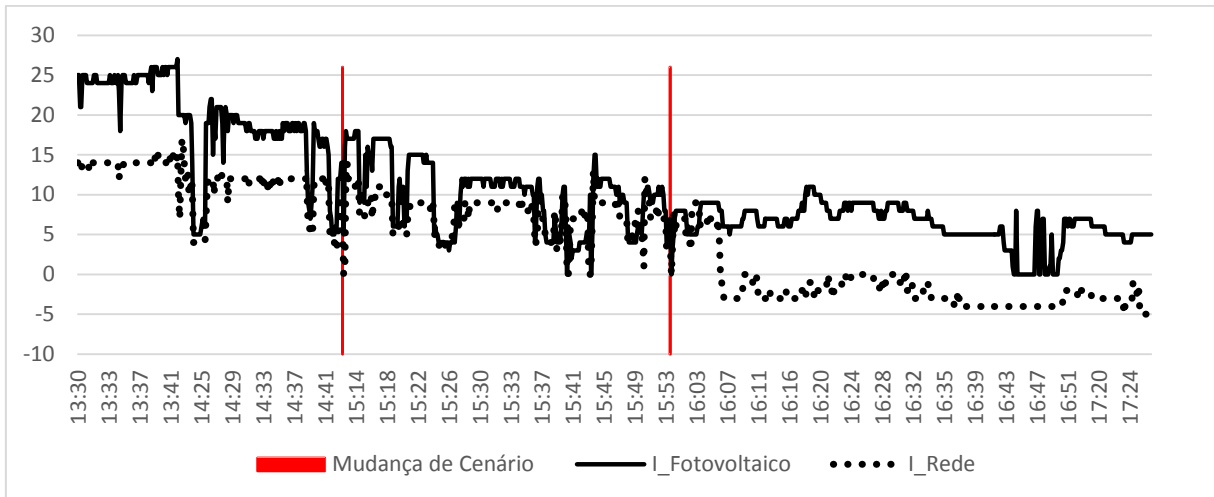


Figura 31 - Correntes Medidas Durante os Testes

O gráfico da Figura 32 mostra as tensões do sistema durante os testes.  $V_{\text{Rede}}$  é a tensão RMS medida na entrada AC\_HOT\_IN do inversor e representa a tensão da rede de distribuição.  $V_{\text{Fotovoltaico}}$  é a tensão CC dos painéis fotovoltaicos medida na entrada do controlador de carga.  $V_{\text{Bateria}}$  é a tensão CC medida no barramento CC que fica entre a saída do controlador de carga, as baterias e a conexão CC do Inversor.

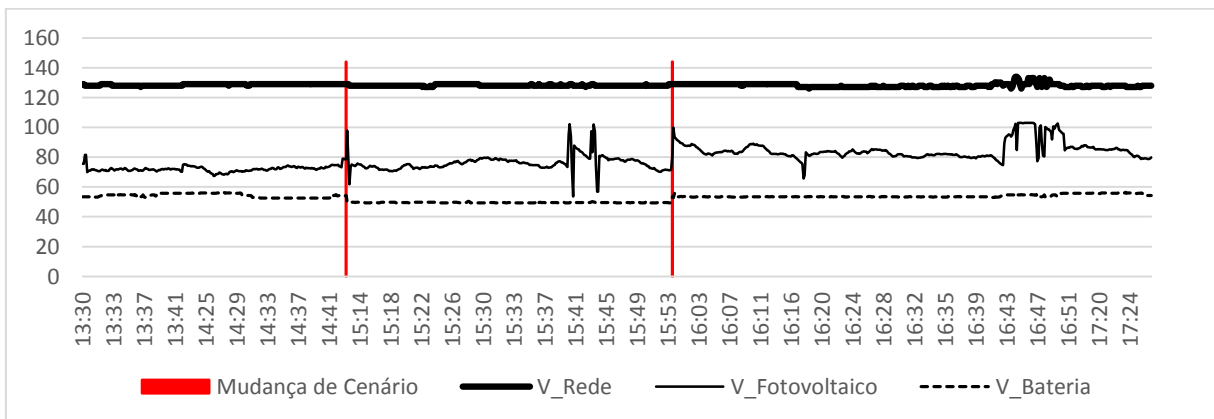


Figura 32 - Tensões Medidas Durante os Testes

#### 4.6 Análise de Resultados do Segundo Teste

As mudanças dos modos de operação apresentadas nas figuras Figura 31 e Figura 32 são detalhadas na Tabela 30.

Tabela 30 - Modos de Operação e Postos Horários dos Testes Realizados

Horário	Modo	Descrição do Cenário	Posto Horário
13:30 – 14:43	3A	PV exportando energia para a rede	Baixo
14:43 – 16:00	3B	Bateria e PV exportando energia para a rede	Alto
16:00 – 17:27	1B	Bateria sendo carregada pela rede	Alto

O teste inicia em uma condição onde a bateria está carregada, o VE está desconectado, a rede está conectada e o posto horário está configurado via interface *web* na condição de baixo custo. Seguindo o fluxograma da lógica de controle, o programa coloca o sistema no modo de operação 3A. O gráfico ampliado das medições (Figura 33) Figura 33 – Cenário 3A – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita) e os valores dos parâmetros da (Tabela 31) confirmam este estado do sistema: neste estado o gráfico da corrente injetada na rede ( $I_{\text{Rede}}$ ) acompanha as variações da geração fotovoltaica ( $I_{\text{Fotovoltaico}}$ ).

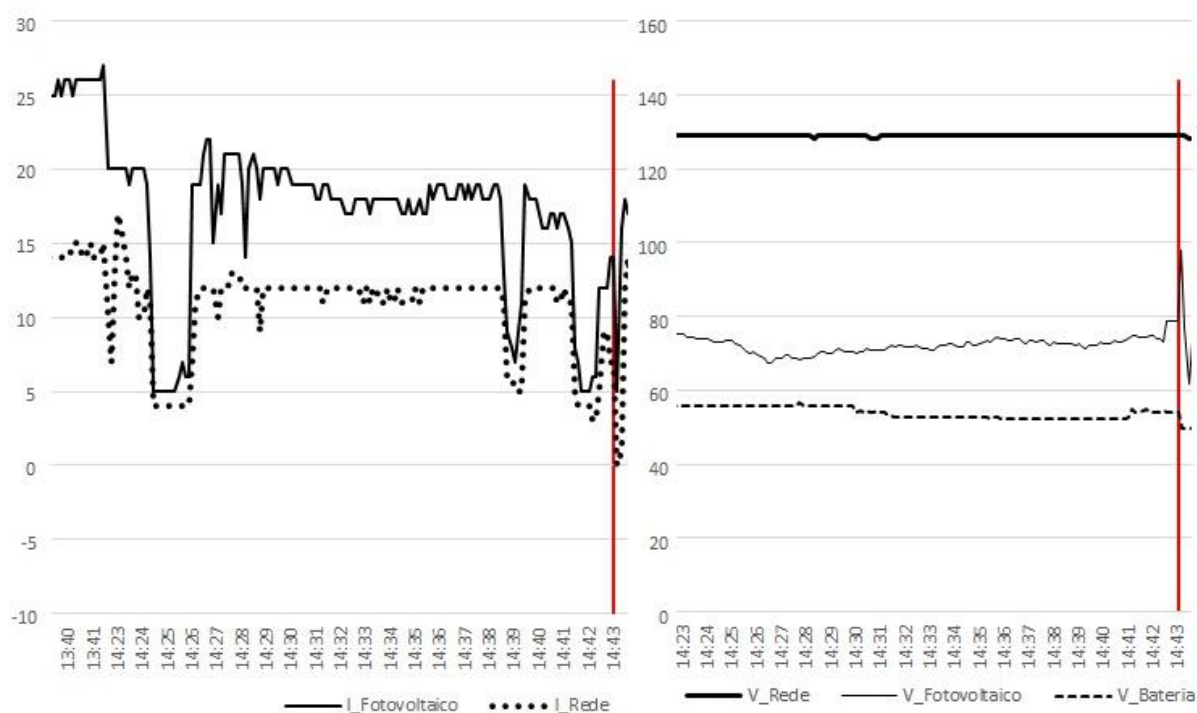


Figura 33 – Cenário 3A – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita)

Na Tabela 31 pode-se verificar também que tensão nas baterias permanece próxima do patamar de flutuação, sem descarregar energia no horário de tarifa baixa.

Tabela 31 - Parâmetros Medidos do Cenário 3A

Parâmetro	Valor
I_Fotovoltaico	> 5 A
I_Rede	> 0 A
V_Rede	129 V
V_Fotovoltaico	> 67 V
V_Bateria	> 52,6 V

Às 14:43 h, a mudança da tarifa para a condição de custo alto é identificada, causando a mudança de configuração do sistema para o modo de operação 3B. Neste cenário, o sistema passa a utilizar a energia gerada nos painéis fotovoltaicos e também a energia armazenada no ESS.

Na Figura 34 e na TABELA pode-se verificar a queda na tensão da bateria ( $V_{Bateria}$ ) no momento da transição entre os modos de operação. Neste momento a tensão no ESS cai de 54 V para 49,7 V, comportamento esperado quando a energia está sendo retirada das baterias.

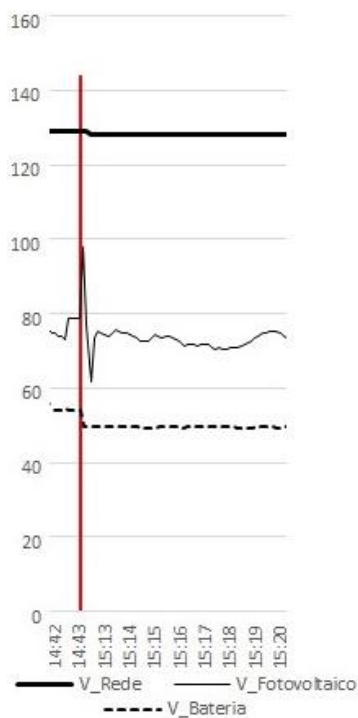


Figura 34 - Cenário 3B – Detalhe de Tensões

Às 16:00 h, quando a irradiação solar está mais baixa, a potência gerada nos painéis é menor que 1000 W, condição estipulada para considerar que a geração fotovoltaica é baixa conforme explicado no item 3.2.2.3.

Neste momento as baterias já se encontram descarregadas suficientemente para atenderem a condição de carga baixa. Por questões práticas, a verificação de posto horário não foi executada de modo a permitir que o sistema entrasse diretamente no modo de operação 1B, utilizando a rede elétrica para realizar o carregamento do ESS.

Pode se observar pelos gráficos da Figura 35 a corrente de rede ( $I_{\text{Rede}}$ ) negativa indicando que o sistema está absorvendo energia da rede. A tensão das baterias ( $V_{\text{Bateria}}$ ) sobe para 53,6 V no início, chegando a 55,7 V no fim do teste, mostrando que a energia absorvida da rede estava sendo armazenada no ESS.

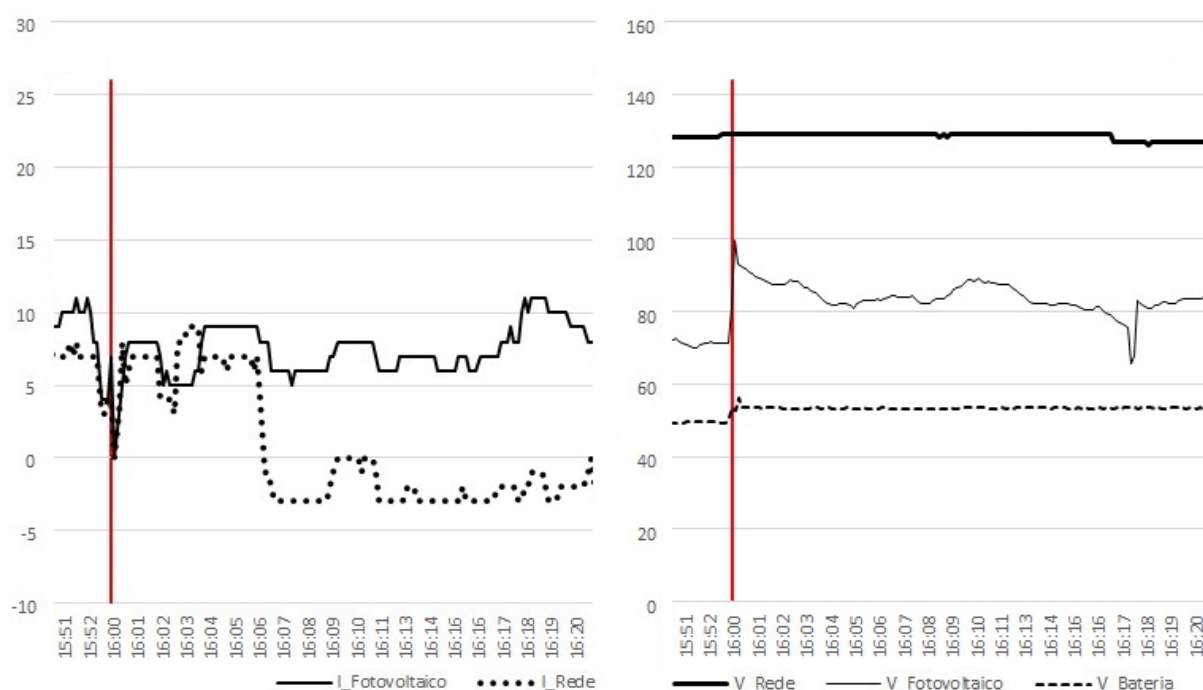


Figura 35 - Cenário 1B – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita)

#### 4.7 Discussão dos Resultados dos Testes

Observando-se o conjunto de resultados dos testes realizados, pode-se verificar que a aquisição de parâmetros, identificação e mudança de cenário ocorrem em, no máximo, 15 segundos após um evento. Isso se dá por conta da taxa de aquisição de dados configurada no *software* de supervisão e controle e também por

que os equipamentos estão conectados a uma rede corporativa com taxa de comunicação de 100 Mbps.

Durante o primeiro teste, em 15:07 h, foram identificadas variações inesperadas na tensão da rede de distribuição fazendo com que a tensão de rede suba para grandezas acima de 133 V (Figura 36, Tabela 32 e Tabela 33). Quando o programa identifica esse problema na rede na entrada AC\_Hot\_In, desconecta os equipamentos da GD da rede da concessionária e muda o modo de operação para 2D, que resulta na carga do VE sem utilizar a rede. Nota-se que, enquanto a corrente nos painéis I\_Fotovoltaico varia de zero a oito ampères e I\_Rede permanece em zero, a corrente fornecida ao VE permanece inalterada pois nesse momento as baterias estão sendo utilizadas. Ao identificar a normalização do problema o sistema volta ao modo anterior se conectando à rede.

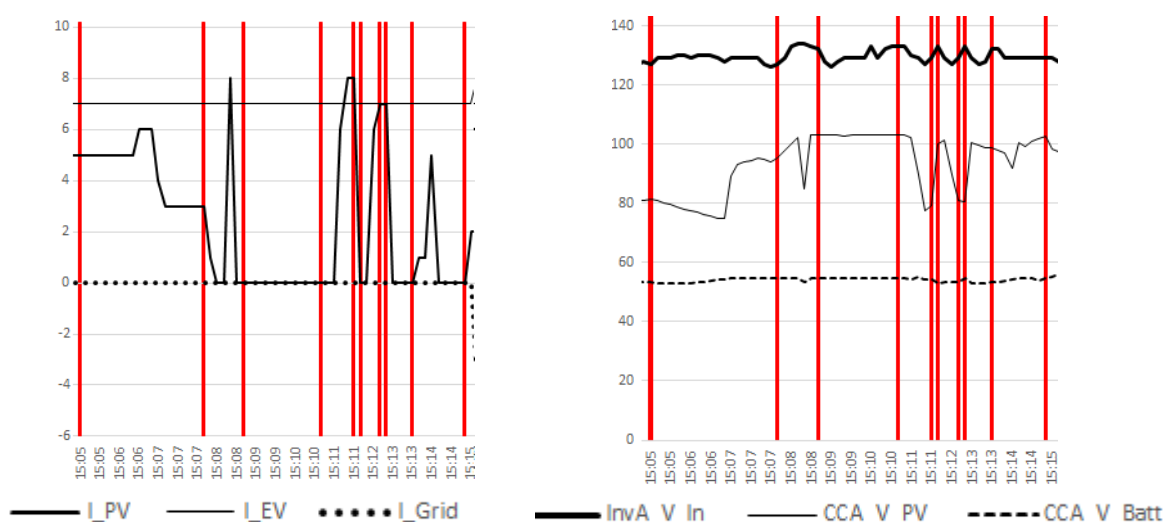


Figura 36 - Cenários 2B e 2D – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita)

Tabela 32 - Parâmetros Medidos do Cenário 2A/2C

Parâmetro	Valor
I_Fotovoltaico	0 a 8 A
I_Veículo	7 A
I_Rede	0 A
V_Rede	134 V
V_Fotovoltaico	0 V a Voc
V_Bateria	< 53 V

Tabela 33 - Parâmetros Medidos do Cenário 2A/2C

Parâmetro	Valor
I_Fotovoltaico	> 6 A
I_Veículo	7 A
I_Rede	< 0 A
V_Rede	129 V
V_Fotovoltaico	80 V
V_Bateria	53,3 V

Ao executar o segundo teste com outros modos de operação notou-se o mesmo comportamento com a tensão da rede variando para valores acima da faixa de tolerância.

A Figura 37 mostra uma variação grande na tensão de rede ( $V_{\text{Rede}} = 134$  V) ocorrendo ao mesmo tempo que a tensão e a corrente nos painéis fotovoltaicos ( $V_{\text{Fotovoltaico}}$  e  $I_{\text{Fotovoltaico}}$ ) apresentam o mesmo padrão de forma de onda que no distúrbio percebido no primeiro teste mostrado na Figura 36.

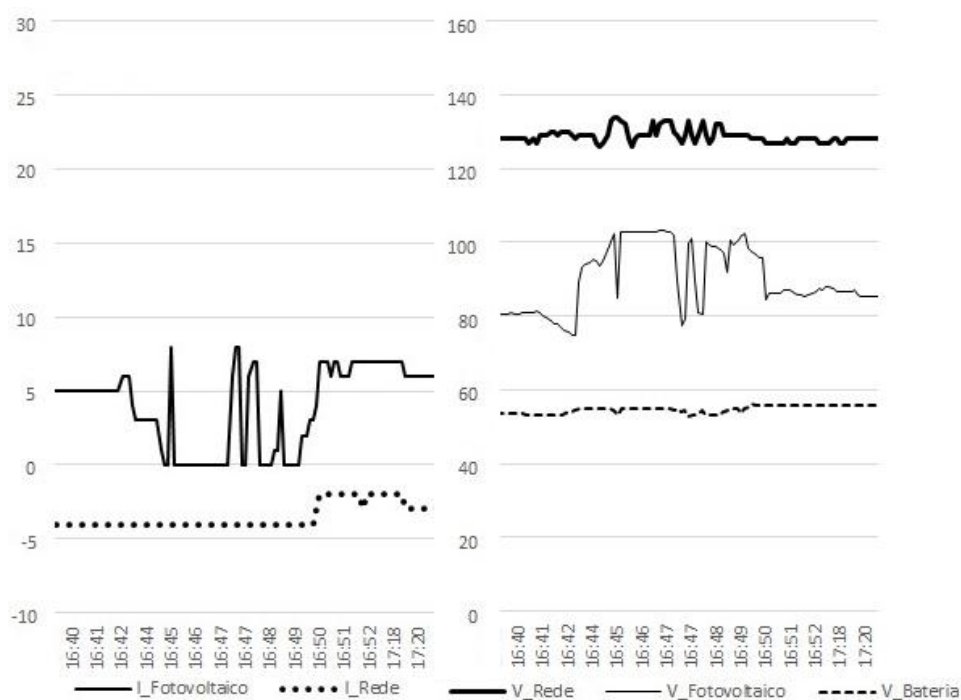


Figura 37 - Cenários 1B – Detalhe de Correntes (à esquerda) e Tensões (à direita)



## 5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

### 5.1 Conclusão

Este trabalho especificou, projetou e implementou um sistema de GD com armazenamento de energia e cargas prioritárias conectado em baixa tensão dentro das regras brasileiras para a conexão de GD ao sistema elétrico. Foram também desenvolvidos um *software* embarcado e uma interface *web* que permitem o controle e supervisão remotos e a execução dos cenários do sistema. O programa desenvolvido apresenta uma forma simples de buscar o melhor emprego da energia utilizada por um consumidor em baixa tensão considerando a mudança de postos horários para a energia consumida e exportada através da rede da concessionária.

O sistema implementado, ao final do processo de conexão com a concessionária, estará entre os oito maiores sistemas de geração distribuída do Brasil, segundo a relação de usinas tipo central geradora solar fotovoltaica (UFV) em operação cujo registro atende à resolução normativa 482/2012, obtida no banco de informações da geração (BIG) da ANEEL.

Foi analisada a utilização de diferentes tecnologias de ESS em sistemas de geração. Por razões de custo e dimensionamento do sistema foram utilizadas baterias de chumbo ácido na implementação do projeto.

Foram analisadas as fontes de energias renováveis com foco em fontes fotovoltaicas. Destas fontes fotovoltaicas, foram analisadas as características elétricas utilizadas no projeto do sistema e também no *software* de controle.

Foram analisados os conceitos e aplicações de REI em âmbito mundial, considerando os problemas que podem ser resolvidos e os novos desafios a serem encontrados.

Foram analisados os equipamentos integrantes de sistemas de microgeração distribuída. Para tal, foram contatados vários fabricantes e representantes comerciais até se conseguir dispositivos que permitiram a implementação da arquitetura especificada, a sua programação e controle remoto.

Locais de instalação foram analisados previamente. Foram consideradas questões de insolação, sombreamento, facilidade de acesso e visualização, comunicação de dados, reaproveitamento e integração à edificação.

Após a especificação e projeto, foi implantado um sistema de GD trifásico com potência de pico de 30,36 kW, contendo entre seus principais componentes 132 painéis, nove inversores e nove controladores de carga. A instalação conta com ESS de 48 V, 1320 Ah e capacidade de 63.360 Wh. Foi utilizado um dispositivo *gateway* de comunicação que faz a interface entre o sistema de GD (de protocolo proprietário) e uma rede de comunicação TCP/IP possibilitando a supervisão e controle remoto dos componentes do sistema.

Para que a conexão à rede da concessionária fosse permitida foram seguidas as regras e os processos burocráticos constantes na Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL e NTC 90520 da Copel.

Foi desenvolvido um *software* de supervisão e controle que roda embarcado em um servidor de aplicações remoto. O programa utiliza o modelo de postos tarifários juntamente com as condições de geração fotovoltaica e estado de carga do ESS para, aplicando a lógica desenvolvida, encontrar automaticamente a forma de uso mais vantajosa para o proprietário.

Os testes executados mostram que o *software* opera de acordo com o especificado, identificando qual o cenário de operação mais apropriado para os parâmetros obtidos remotamente em tempo real e reconfigurando o sistema para operar neste cenário.

O sistema identificou mudanças de posto horário, variações na geração fotovoltaica, conexão de VE para recarga, condição de carga da bateria, distúrbios de sobretensão e faltas de energia na rede de distribuição.

A plataforma de desenvolvimento proposta se destaca por permitir que o sistema de GD, o servidor de aplicações, o usuário e a equipe de desenvolvimento se encontrem em locais diferentes com todos estes elementos se comunicando via rede.

Também vale ressaltar a metodologia de aplicação de cenários como forma de representar os estados em que o sistema pode operar, quais os parâmetros necessários para identificar estes cenários e assim definir e comandar o fluxo da energia no sistema.

Com o trabalho desenvolvido foram adquiridos conhecimentos práticos que abrangem desde o mercado de fornecedores brasileiros e fabricantes de equipamentos, passando pela especificação, dimensionamento, projeto e instalação

do sistema. As obras civis para instalação de equipamentos envolveram a contratação de uma equipe habilitada e coordenação dos trabalhos realizados.

Ainda foram absorvidos os aspectos legais e técnicos acerca da conexão com o sistema de distribuição e do sistema de compensação tarifária na execução prática dos processos burocráticos necessários e relacionamento com funcionários da concessionária.

Por fim, foram adicionados conhecimentos de redes de comunicação e programação no aprendizado do protocolo de comunicação Sun Spec permitindo o desenvolvimento e implementação *software* de supervisão e controle.

Este trabalho deixa como legado um sistema de GD com ESS totalmente operacional que pode ser programado, supervisionado e controlado à distância. Pela localização física das instalações, a planta se encontra disponível aos pesquisadores dos Institutos Lactec e aos alunos e professores do Centro Politécnico de UFPR que já estão utilizando da infraestrutura montada nos projetos de conclusão de curso.

## **5.2 Trabalhos futuros**

Como sugestão de estudos de continuidade que poderão ser realizados utilizando o trabalho aqui apresentado, sugere-se uma análise sobre os distúrbios ocorridos durante os testes comentados no item 4.7. Não se conseguiu chegar à conclusão da origem dos distúrbios, que pode estar sendo gerada pela rede de distribuição ou pelo controle dos equipamentos de inversão.

Outra sugestão de trabalho futuro é o desenvolvimento de uma metodologia de otimização da operação energética da planta mediante os cenários de aplicação e sinais tarifários da concessionária.



## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 7.1. p. 1–18, 2011.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 482. 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Despacho nº 720. 2014.
- ANEEL. **Capacidade de Geração do Brasil.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 25 jun. 2012a.
- ANEEL, A. N. DE E. E. -. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 1 – Introdução. 2012b.
- ANEEL, A. N. DE E. E. -. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. 2012c.
- ANEEL, A. N. DE E. E. -. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. 2012d.
- ARVIZU, D. E. **Renewable Energy: Capturing the Potential** Renewable Energy: Capturing the Potential. **Anais...Abu Dhabi: 2013** Disponível em: <[http://www.nrel.gov/director/pdfs/20130117\\_renewable\\_energy\\_capturing\\_the\\_potential.pdf](http://www.nrel.gov/director/pdfs/20130117_renewable_energy_capturing_the_potential.pdf)>
- BITTENCOURT, A. A. **Proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando geração distribuída.** [s.l.] Universidade Federal de Santa Catarina, 2011.
- COLLE, S.; PEREIRA, E. Atlas de irradiação solar do Brasil. **LABSOLAR/INMET, UFSC**, 1998.
- COPEL, C. P. D. E.-. NTC 90520. 2014.
- DUPONT. **Innovation Roadmap to Grid Parity.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <[http://www2.dupont.com/Photovoltaics/en\\_US/assets/downloads/tradeshows\\_panels/Innovation\\_Roadmap\\_to\\_Grid\\_Parity.pdf](http://www2.dupont.com/Photovoltaics/en_US/assets/downloads/tradeshows_panels/Innovation_Roadmap_to_Grid_Parity.pdf)>.
- ENDESA. **Endesa instals Spain's first energy storage plant in Canary Islands.** Disponível em: <<http://www.endesa.com/EN/SALADEPRENSA/NOTICIAS/energy-storage>>.

GABOR, A. M.; MEHTA, S. **Innovations in Crystalline Silicon PV 2013: Markets, Strategies and Leaders in Nine Technology Areas**. Disponível em: <<https://www.greentechmedia.com/research/report/innovations-in-crystalline-silicon-pv-2013>>. Acesso em: 17 fev. 2014.

GREEN, M. A. et al. Very high efficiency silicon solar cells-science and technology. **IEEE Transactions on Electron Devices**, v. 46, n. 10, p. 1940–1947, 1999.

GUPTA, P.; BHATIA, R. S.; JAIN, D. K. Adaptive protection schemes for the microgrid in a Smart Grid scenario: Technical challenges. **2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)**, p. 1–5, nov. 2013.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE. 1547 - IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. n. July, 2003.

KOUTSOPOULOS, I.; HATZI, V.; TASSIULAS, L. Optimal energy storage control policies for the smart power grid. **2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)**, p. 475–480, out. 2011.

MEDIA, P. **PV Efficiency Hits 25%**. Disponível em: <<http://www.photonics.com/Article.aspx?PID=6&VID=35&IID=262&AID=35469>>. Acesso em: 13 fev. 2014.

MOSLEHI, K.; KUMAR, R. A reliability perspective of the smart grid. **Smart Grid, IEEE Transactions on**, v. 1, n. 1, p. 57–64, 2010.

MOURA. **Catálogo Técnico Moura Clean**. Disponível em: <[www.moura.com.br](http://www.moura.com.br)>.

NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY - NIST. **NIST & The Smart Grid**. Disponível em: <<http://www.nist.gov/smartgrid/nistandsmartgrid.cfm>>. Acesso em: 8 jun. 2014.

NATIONAL INSTRUMENTS. **Maximum Power Point Tracking**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<http://www.ni.com/white-paper/8106/en/>>.

NATIONAL INSTRUMENTS. **Photovoltaic Cell I-V Characterization Theory and LabVIEW Analysis Code**. Disponível em: <<http://www.ni.com/white-paper/7230/en/>>. Acesso em: 7 ago. 2014.

NEHRIR, M. H. et al. A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 4, p. 392–403, out. 2011.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico de Geração**. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/historico/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx)>. Acesso em: 20 jun. 2014.

RUTTER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos**. 1ª edição ed. [s.l.: s.n.]. p. 113

SAO, C. K.; LEHN, P. W. Control and Power Management of Converter Fed Microgrids. **IEEE Trans. Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1088–1098, 2008.

SCHOENUNG, S. **Energy Storage Systems Cost Update A Study for the DOE Energy Storage Systems Program**. [s.l: s.n.].

SULTZBERGER, V. T.; ZEMKOSKI, J. The Potential for Application of Energy Storage Capacity on Electric Utility Systems In The United States - Part I. **IEEE Trans. Power Systems**, n. 6, 1976.

SUN, N. A. W. &. **EVERYTHING YOU NEED TO KNOW ABOUT THE BASICS OF SOLAR CHARGE CONTROLLERS**. Disponível em: <<http://www.solar-electric.com/solar-charge-controller-basics.html>>. Acesso em: 18 fev. 2014.

TEXAS INSTRUMENTS. **Synchronous Switch-Mode Battery Charge Controller for Solar Power With Maximum Power Point Tracking**, 2010.

TOLEDO, F. et al. **Desvendando as Redes Eléctricas Inteligentes: Smart Grid Handbook**. 1. ed. [s.l: s.n.]. p. 336

WSOLAR. **Solar Module Product Specification**, 2013.

ZHENG, J.; GAO, D. W.; LIN, L. Smart Meters in Smart Grid: An Overview. **2013 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)**, p. 57–64, abr. 2013.

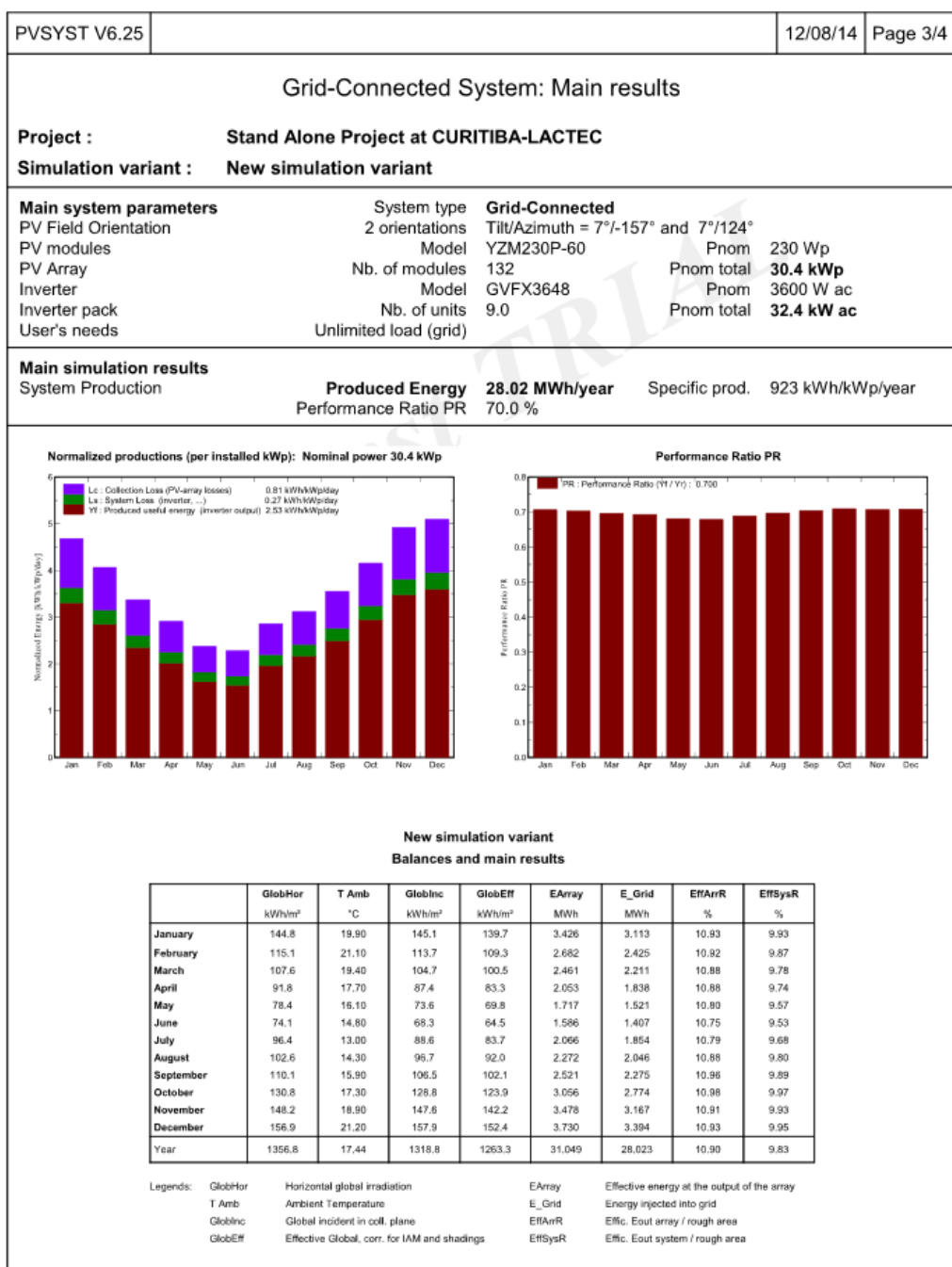


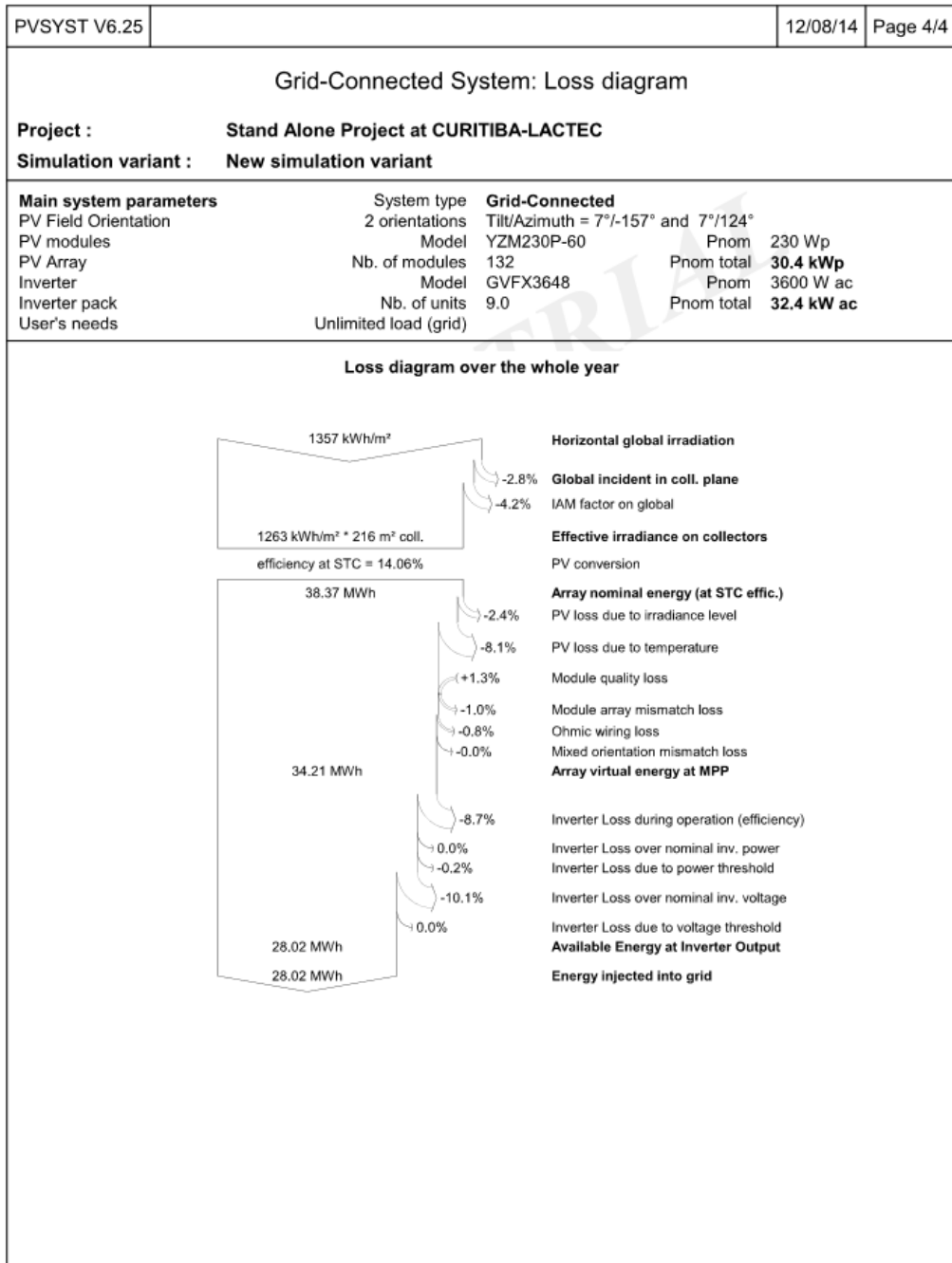
## APÊNDICE 1

PVSYST V6.25		12/08/14	Page 1/4
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project : Stand Alone Project at CURITIBA-LACTEC</b>			
<b>Geographical Site</b>	<b>CURITIBA</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	Latitude 25.5°S	<b>Longitude</b>	49.4°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	<b>Altitude</b>	924 m
	Albedo 0.20		
<b>Meteo data:</b>	<b>CURITIBA</b>	Synthetic - INMET_SunData	
<b>Simulation variant : New simulation variant</b>			
	Simulation date	12/08/14 14h31	
<b>Simulation parameters</b>			
<b>2 orientations</b>	Tilts/Azimuths	7°/-157° and 7°/124°	
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Erbs, Meteornorm
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)</b>			
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>YZM230P-60</b>
	Manufacturer	W Solar - Zhejiang Yuanzhong Solar Co., Ltd	
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>	Orientation	#1	Tilt/Azimuth 7°/-157°
Number of PV modules	In series	3 modules	In parallel 20 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	60	Unit Nom. Power 230 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>13.80 kWp</b>	At operating cond. 12.17 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	77 V	I mpp 157 A
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>	Mixed orient.	#1/2: 2/2 strings	Tilt/Azimuth 7°/-157°, 7°/124°
Number of PV modules	In series	3 modules	In parallel 4 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	12	Unit Nom. Power 230 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>2760 Wp</b>	At operating cond. 2434 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	77 V	I mpp 31 A
<b>Sub-array "Sub-array #3"</b>	Mixed orient.	#2	Tilt/Azimuth 7°/124°
Number of PV modules	In series	3 modules	In parallel 20 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	60	Unit Nom. Power 230 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>13.80 kWp</b>	At operating cond. 12.17 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	77 V	I mpp 157 A
<b>Total</b>	Arrays global power	Nominal (STC)	<b>30 kWp</b>
	Module area		Total 132 modules
			Cell area 183 m²
<b>Inverter</b>	Model	<b>GVFX3648</b>	
	Manufacturer	OutBack Power Systems	
	Operating Voltage	48-68 V	Unit Nom. Power 3.60 kW AC
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>	Nb. of inverters	4.0 units	Total Power 14.4 kW AC
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>	Nb. of inverters	1 units	Total Power 3.6 kW AC
<b>Sub-array "Sub-array #3"</b>	Nb. of inverters	4.0 units	Total Power 14.4 kW AC
<b>Total</b>	Nb. of inverters	9	Total Power 32 kW AC
<b>PV Array loss factors</b>			

PVSyst Evaluation mode

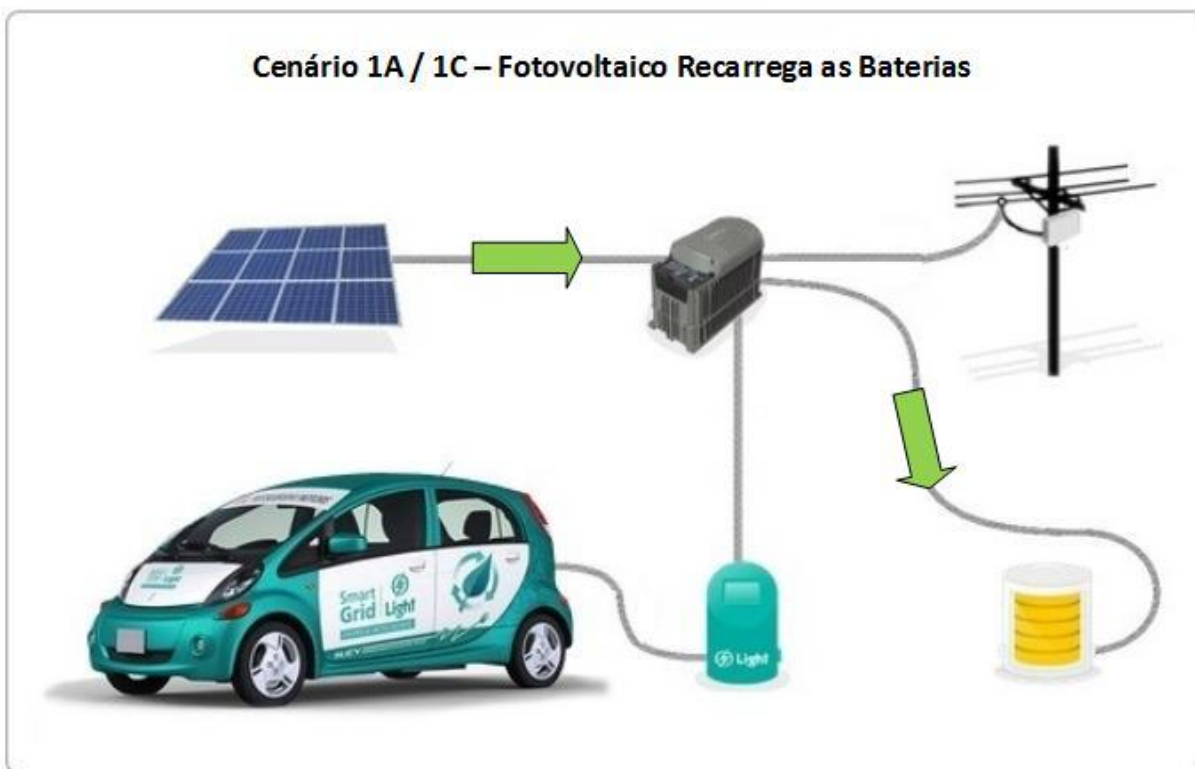
PVSYST V6.25		12/08/14	Page 2/4
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)</b>			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	8.4 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	42 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#3	8.4 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -1.3 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	$1 - b_0 (1/\cos i - 1)$	b0 Param. 0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		



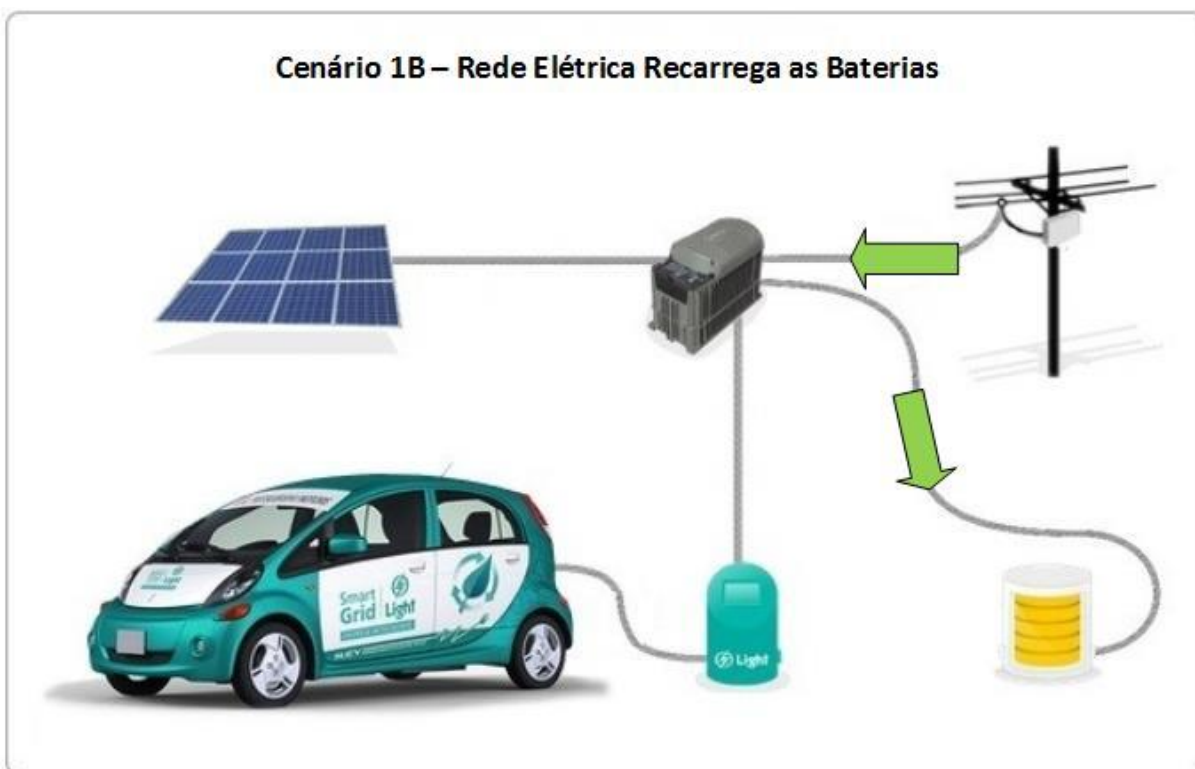


## APÊNDICE 2

## Cenário 1A / 1C – Fotovoltaico Recarrega as Baterias



## Cenário 1B – Rede Elétrica Recarrega as Baterias



**Cenário 2A/2C – VE recarregado pela Rede e Fotovoltaico****Cenário 2B – VE recarregado pela Bateria e Fotovoltaico**

**Cenário 2D – VE recarregado pela Bateria****Cenário 3A / 3C – PV Exporta Energia para Rede**