

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA / ELETROTÉCNICA**

**GUILHERME ALFREDO HOBMEIR TIRAPELLE
LAÍS BOTASSARI MURA
LUCAS FRAZÃO**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DE PAINÉIS SOLARES
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE, COM *BACKUP* DE
ENERGIA, INSTALADOS EM POSTOS DE COMBUSTÍVEIS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**CURITIBA
2013**

**GUILHERME ALFREDO HOBMEIR TIRAPELLE
LAÍS BOTASSARI MURA
LUCAS FRAZÃO**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DE PAINÉIS SOLARES
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE, COM *BACKUP* DE
ENERGIA, INSTALADOS EM POSTOS DE COMBUSTÍVEIS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de TCC-2, do curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Jair Urbanetz Junior, Dr. Eng

**CURITIBA
2013**

GUILHERME ALFREDO HOBMEIR TIRAPELLE
LAÍS BOTASSARI MURA
LUCAS FRAZÃO

ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DE PAINÉIS SOLARES FOTVOLTAICOS CONECTADOS À REDE, COM *BACKUP* DE ENERGIA, INSTALADOS EM POSTOS DE COMBUSTÍVEIS

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 10 de Setembro de 2013.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarle Gehrke Castagna, Mestre
Coordenadora dos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Prof. Jair Urbanetz Júnior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Prof. Jair Urbanetz Júnior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Profa. Maria de Fátima R. R. Cabreira, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Gerson Maximo Tiepolo, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dedicamos este trabalho a Deus, razão de tudo o que somos e fazemos.

Aos meus pais, familiares e amigos por me darem todo o suporte necessário ao longo desses anos para a concretização dessa importante etapa da minha vida. Sem a ajuda de vocês seria muito mais difícil a realização desse sonho.

Aos meus pais, Luciana e Gilmar, por mesmo estando longe, me darem todo o suporte emocional para a realização deste curso, sem vocês nada disso seria possível.

Ao meu irmão Rafael, pela admiração por mim, me fazendo mais forte e sempre me fazendo policiar em ser um bom exemplo.

Ao meu amor, Manuel, que me deu incentivo mais que necessário para a conclusão deste trabalho.

Aos meus pais e familiares por terem me dado todo o suporte, para eu ter forças para conseguir terminar essa etapa da minha vida.

Aos meus amigos que me ajudaram nos momentos de aborrecimento.

AGRADECIMENTOS

À Deus por iluminar nosso caminho, e estar presente sempre quando nos faltou força para seguir em frente, nos protegendo e guiando em nossas escolhas.

Agradeço aos meus pais por me darem toda a estrutura necessária, por me darem desde que nasci todo o carinho, amor e condições para que eu chegasse até aqui. Sem vocês, a base da minha vida, nada disso seria possível. Muito Obrigado!!!

Agradeço aos meus familiares e amigos pelas palavras de carinho, pelos momentos de descontração quando tudo estava tão difícil.

Agradeço à minha namorada, Marina Weber, por toda paciência, compreensão quando dos meus muitos momentos de irritação e ausência.

Agradeço ao Professor Jair Urbanetz Jr, por nos orientar de forma exemplar durante esse trabalho. Obrigado por todo o tempo disponível oferecido em nossas reuniões e também agradeço por ter dividido conosco seu grande conhecimento na área de sistemas fotovoltaicos.

Agradeço minha mãe Luciana, que desde quando eu nem sabia o que gostaria de ser, me incentivou e cuidou da minha educação e estudos com todo o zelo possível, que transformou o sonho dela em abrir uma escola em necessidade quando me viu desamparada sem ter uma instituição descente para estudar. Você é o melhor exemplo de determinação que eu conheço!

Agradeço ao meu pai, Gilmar, que nunca em momento algum de minha graduação me reprimiu por “demorar mais um semestre” para me formar, que sempre me ensinou que se eu fosse “alguém na vida” eu seria tudo o que eu quisesse. Acredito que segui seu conselho pai! Obrigada por tudo!

Agradeço aos meus avós, vó Zefa, vó Bela e Vô Roberto, por cada um de sua forma contribuírem com o meu sucesso.

Agradeço ao meu amor, Manuel que sempre me cuidou, me deu todo o amor do mundo e me ajudou com todas as minhas incontáveis dúvidas durante este trabalho, saiba que você é meu Engenheiro preferido, antes mesmo de ser!

Agradeço sem dúvida nenhuma, meus queridos amigos Guilherme e Lucas, que junto comigo cresceram com a elaboração deste trabalho. Que vocês tenham todo o sucesso que merecem!

Agradeço a todos que me ajudaram, mesmo com algumas simples palavras para continuar, sem desistir. Principalmente aos meus pais que estão comigo me ajudando sempre.

Aos nossos amigos, por nos fornecer todo o apoio necessário para superarmos os diversos obstáculos que surgiram, tendo a paciência e sabedoria necessária para nos motivar e escutar nos momentos complicados.

Ao professor Jair Urbanetz, por nos acolher como seus orientandos, apoiando e direcionando a construção deste trabalho, concedendo grande parte de seu tempo, aconselhando com seu conhecimento na área de geração fotovoltaica em assuntos complexos com muita disposição e paciência.

"O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis."

José de Alencar

RESUMO

TIRAPELLE, Guilherme A. H., MURA, Laís B., FRAZÃO, Lucas. **Análise da viabilidade técnica de painéis solares fotovoltaicos conectados à rede, com *backup* de energia, instalados em postos de combustíveis.** 2013. 153f. Trabalho de Conclusão de Curso - Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

Este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade técnica da instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede, com *backup* de energia, para postos de combustíveis e fazer um comparativo entre os sistemas de *backup*, que compreendem bancos de baterias e motor gerador a *diesel*.

Para isso, apresenta os principais conceitos da energia solar, os efeitos da radiação solar, o histórico da tecnologia fotovoltaica, além das principais matérias primas e materiais utilizados na tecnologia de módulos fotovoltaicos.

Foi realizada uma breve distinção dos tipos de sistemas fotovoltaicos existentes, com aprofundamento no sistema fotovoltaico conectado à rede com *backup*, demonstrando suas principais etapas de funcionamento.

Na última etapa do trabalho realizou-se um estudo de implantação de módulos fotovoltaicos na cobertura do posto de combustíveis modelo, localizado na cidade de Colombo – PR, demonstrando o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede e todos seus componentes, do banco de baterias e de um gerador a *diesel*.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica. Energia solar. Energia solar fotovoltaica. Sistema fotovoltaico conectado à rede. Backup de energia. Dimensionamento de sistema fotovoltaico conectado à rede.

ABSTRACT

TIRAPELLE, Guilherme A. H., MURA, Laís B., FRAZÃO, Lucas. **Analysys of the technical viability of the solar panel on grid, with energy backup on gas satations.** 2013. 153f. Graduation Conclusion Project – Superior Course in Eletrical Engineering. Parana's Federal Technological University, Curitiba, 2013.

The objective of this project is to investigate the technical feasibility of installing photovoltaic panels connected to the grid with power backup, in gas stations and to make a comparison between the backup systems that include battery banks and diesel generator.

For this reason, it presents the main concepts of solar energy, the effects of solar radiation, the history of photovoltaics besides the main raw materials and materials used in the technology of photovoltaic modules.

We conducted a brief distinction between the types of existing photovoltaic systems, with deepening in network-connected photovoltaic system with backup, demonstrating its main operating steps.

In the last phase of the project a study of deployment of photovoltaic modules on the roof of a gas station was developed. The gas stations is located in the city of Colombo - PR, demonstrating sizing a PV system connected to the network and all its components, the battery bank and a diesel generator.

Keywords:Photovoltaics. Solar energy.Photovoltaic solar energy. PV system connected to the network. Backup power. Sizing of photovoltaic system connected to the network.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Movimento de translação da Terra.....	25
Figura 2 – Instalação do primeiro painel solar. EUA, em 1955.....	27
Figura 3 – Imagem do Vanguard I.....	28
Figura 4 – Efeito fotoelétrico na junção PN.....	34
Figura 5 – Produção mundial de células fotovoltaicas por tecnologia.....	35
Figura 6 – Célula de silício monocristalino.....	36
Figura 7 – Célula de silício policristalino.....	38
Figura 8 – Módulos de telureto de cádmio.....	39
Figura 9 – Filme fino de arseneto de gálio.....	41
Figura 10 – Filme fino de CIGS.....	42
Figura 11 – Módulos de silício amorfo hidrogenado.....	43
Figura 12 – Módulos solares coloridos.....	44
Figura 13 – Célula de silício monocristalino <i>backcontact</i>	45
Figura 14 – Sistema isolado instalado em uma residência rural.....	46
Figura 15 – Sistema fotovoltaico isolado.....	47
Figura 16 – Usina solar conectada à rede.....	48
Figura 17 – Usina solar com capacidade para gerar 70 MW em Rovigo, Itália.....	49
Figura 18 – Geração distribuída a partir de um SFCR.....	50
Figura 19 – SFCR com <i>backup</i> através de baterias.....	53
Figura 20 – Carga de baterias pelo painel fotovoltaico.....	55
Figura 21 – Fornecimento de energia a carga somente pelo painel.....	55
Figura 22 – Fornecimento de energia a carga pelo painel e pela concessionária.....	56
Figura 23 – Fornecimento de energia a carga e a concessionária.....	57
Figura 24 – Fornecimento de energia a carga pela concessionária.....	57
Figura 25 – Fornecimento de energia a carga pelo banco de baterias.....	58
Figura 26 – Gerador elementar.....	61
Figura 27 – Tensão de saída do gerador elementar.....	62
Figura 28 – Grupo motor gerador <i>diesel</i>	63
Figura 29 – Mapa da irradiação solar no Brasil.....	65
Figura 30– Vista do posto de combustível.....	69
Figura 31- Posição geográfica do posto.....	70
Figura 32- Vista superior da cobertura do posto e da área anexa.....	72

Figura 33 - Vista corte da cobertura do posto com os módulos instalados.	73
Figura 34– Estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos.	73
Figura 35– Variação da radiação solar em relação à inclinação do módulo.....	74
Figura 36– Tela inicial do <i>software</i> PVWATTS.	75
Figura 37– Dados fornecidos pelo <i>software</i> PVWATTS.	76
Figura 38- Consumo mensal do posto de combustível.	77
Figura 39– Módulo fotovoltaico Kyocera Solar KD320GH-4YB.....	79
Figura 40 - Dados de entrada do inversor Sunny Tripower15000TL.....	82
Figura 41– Linhas de módulos fotovoltaicos.	85
Figura 42- Disposição dos módulos na cobertura do posto.	87
Figura 43- Disposição dos módulos no anexo ao posto.....	87
Figura 44- Esquema de ligação dos módulos.	88
Figura 45- Diagrama de ligação do sistema.....	89
Figura 46 - Automatic Switch Box.....	90
Figura47- Sunny Backup 5000.....	91
Figura 48 - Battery Connection Box SBU-CON.33.....	92
Figura 49– Disjuntor Siemens 5SX5 DE 40 A.	98
Figura 50– Disjuntor Siemens 5SY7.	99
Figura 51 – Curva de duração de ciclos.....	107

LISTA DE QUADROS

Quadro 1– Principais momentos da história da tecnologia fotovoltaica.....	30
Quadro 2 – Cargas do posto de gasolina.	71

LISTA DE SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si – Silício Amorfo
AU – Unidade Astronomica (*Astronomical Unit*)
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
CdTe - Telureto de Cádmio
CFURH - Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos
CIGRE – Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
(*ConseilInternationaldesGrandsRéseauxÉlectriques*)
CIS – Disseleneto de Cobre e Índio
CIGS - Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio
CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPEL – Companhia Paranaense de Energia
CPF – Cadastro de Pessoa Física
c-Si – Carbetto de Silício
ESS - Encargos do Serviço do Sistema
GaAs - Arseneto de Gálio
GD – Geração Distribuída
GTES – Grupo de Trabalho de Energia Solar
ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEEE - Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IPI - Imposto sobre Produtos Industrializados
MOS - Semicondutor de Óxido de Metal (*Metal Oxide Semiconductor*)
m-Si – Silício Monocristalino
NASA - Administração Nacional da Aeronáutica e do Espaço (*National Aeronauticsand Space Administration*)
NBR – Norma Brasileira Regulamentadora
NOS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS - Programas de Integração Social

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

p-Si – Silício Policristalino

SFCR – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

SFI – Sistemas Fotovoltaicos Isolados

SIN – Sistema Integrado Nacional

SPMP – Seguidor de Ponto de Máxima Potência

SWERA – Avaliação dos Recursos de Energia Solar e Eólica (Solar and Wind Energy Resource Assessment)

TE – Tarifa de Energia Elétrica

TFSEE- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	17
1.1.	TEMA	18
1.2.	DELIMITAÇÃO DO TEMA	18
1.3.	PROBLEMAS E PREMISSAS	18
1.4.	OBJETIVO GERAL	19
1.5.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.6.	JUSTIFICATIVA	20
1.7.	MÉTODO DE PESQUISA	21
1.8.	ESTRUTURA DO TRABALHO	22
2.	REFERENCIAL TEÓRICO	24
2.2.	RADIAÇÃO SOLAR	25
2.3.	A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	25
2.4.	TERMINOLOGIA	31
2.5.	EFEITO FOTOVOLTAICO	31
2.6.	TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	34
2.6.1.	Silício Cristalino	35
2.6.1.1.	Silício Monocristalino	36
2.6.1.2.	Silício Policristalino	37
2.6.2.	Telureto de Cádmio	39
2.6.3.	Arseneto de Gálio	40
2.6.4.	Disseleneto de Cobre e Índio e Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio	41
2.6.5.	Silício Amorfo Hidrogenado	42
2.6.6.	Outras Tecnologias	44
2.6.6.2.	Módulos <i>Backcontact</i>	44
2.7.	TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	45
2.7.1.	Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI)	45
2.7.2.	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)	47
2.7.2.1.	Usinas Solares	48
2.7.2.2.	SFCR como Opção de Geração Distribuída	49
2.7.3.	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede com <i>Backup</i> de Energia	52
2.7.3.1.	Características das Baterias para o Uso em Sistemas Fotovoltaicos	58
2.8.	GERADOR <i>DIESEL</i> COMO OPÇÃO DE <i>BACKUP</i> DE ENERGIA	61

2.8.1.	Grupo Motor Gerador <i>Diesel</i>	61
2.8.1.1.	Regime de Serviço do Grupo Motor Gerador.....	63
2.9.	PANORAMA DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL.....	63
2.10.	LEGISLAÇÃO BRASILEIRA.....	66
2.10.1.	Resolução Normativa nº 482 - ANEEL.....	66
2.10.2.	Normas COPEL - Geração Distribuída.....	67
2.10.3.	Taxas e Tarifas – COPEL.....	68
3.	ANÁLISE TÉCNICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE E DOS SISTEMAS DE <i>BACKUP</i> DE ENERGIA.....	69
3.1.	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO (SF).....	69
3.1.1.	Panorama do Consumidor.....	69
3.1.1.1.	Avaliação do Espaço Físico da Instalação.....	72
3.1.1.2.	Avaliação do Potencial Energético Solar.....	74
3.1.1.3.	Definição do Consumo Mensal do Posto.....	77
3.1.2.	Dimensionamento do SF.....	77
3.1.2.1.	Potência Nominal do SF.....	77
3.1.2.2.	Módulo Fotovoltaico.....	79
3.1.2.3.	Determinação da Quantidade de Módulos.....	80
3.1.2.4.	Determinação do Inversor de Frequência.....	81
3.1.2.5.	Disposição dos Módulos Fotovoltaicos.....	85
3.1.2.5.1.	Distância Mínima entre Fileiras.....	85
3.1.2.5.2.	Esquematização dos Módulos nas Coberturas.....	86
3.1.2.6.	Esquema de Ligação.....	88
3.1.2.7.	Automatic Switch Box L.....	89
3.1.2.8.	Sunny Backup 5000.....	91
3.1.2.9.	Caixa de Conexão de Bateria.....	92
3.1.2.10.	Cabos CC das Fileiras.....	93
3.1.2.11.	Fusíveis de Fileira.....	94
3.1.2.12.	Cabo CC Principal.....	95
3.1.2.13.	Disjuntor do Cabo CC Principal.....	97
3.1.2.14.	Dimensionamento do Cabo CA.....	98
3.1.2.15.	Dimensionamento do Disjuntor do Lado CA.....	99
3.1.2.16.	Dimensionamento dos Barramentos de Cobre.....	100
3.1.2.17.	Dimensionamento dos Eletrodutos.....	100

3.2.	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE BACKUP DE ENERGIA.....	102
3.3.	DIMENSIONAMENTO DO GERADOR <i>DIESEL</i>	103
3.3.1.	Dimensionamento dos Cabos do Grupo Motor Gerador a <i>Diesel</i>	104
3.4.	DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS	106
3.4.1.	Dimensionamento dos Cabos do Banco de Baterias	108
3.5.	COMPARATIVO ENTRE SISTEMAS DE <i>BACKUP</i>	109
4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	112
	REFERÊNCIAS.....	115

1. INTRODUÇÃO

De acordo com Rüther (2004) o potencial da energia solar fotovoltaica no Brasil é muitas vezes superior ao consumo total de energia elétrica do país. A energia solar possui variadas aplicações e a geração direta da energia elétrica através do efeito fotovoltaico se caracteriza como uma das formas mais interessantes de gerar potência elétrica.

Atualmente, o Brasil ainda se encontra muito dependente de duas fontes de energia: a hidráulica e a térmica (gás natural e carvão), mas após o racionamento de energia elétrica ocorrido no ano de 2001, verificou-se a necessidade de uma maior diversificação da matriz energética brasileira. A diversificação não   só uma exigência da segurança do sistema, mas também da necessidade de incluir fontes mais limpas de energia na matriz energética do Brasil.

A maior parte da energia elétrica brasileira é proveniente das usinas hidrelétricas, que respondem por 64,52% (ANEEL, 2013) da capacidade instalada de energia elétrica que, apesar de serem consideradas baixas emissoras de poluentes, ocasionam consideráveis impactos ambientais.

Segundo Zilles (2011), a geração distribuída de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos em edificações consiste em unidades de geração, que além de consumidoras de energia, passam a produzir parte da energia necessária, podendo, em algumas situações verter o excedente de energia à rede de distribuição de energia elétrica.

É mais coerente a aplicação de sistemas solares fotovoltaicos conectados   rede em edificações comerciais pela finalidade que se destinam essas edificações, mas principalmente no período do verão, quando a irradiação solar   máxima e a demanda por energia elétrica aumenta em consequência da grande utilização de sistemas de ar condicionado e refrigeradores. Assim o sistema fotovoltaico gera energia elétrica a valores máximos, fazendo com que a concessionária não sobrecarregue seu sistema elétrico e o consumidor que possui o sistema fotovoltaico instalado, diminua seu consumo de energia elétrica proveniente da rede de distribuição.

Dessa forma, motivados pelo interesse no desenvolvimento desta tecnologia, na utilização de sistemas fotovoltaicos como uma ferramenta da geração de energia

distribuída e na viabilidade e utilização do sistema no mercado comercial de postos de combustíveis, desenvolve-se essa pesquisa.

1.1. TEMA

Analisar a viabilidade técnica do uso de um sistema fotovoltaico conectado à rede em um posto de combustível na região metropolitana de Curitiba, no intuito de reduzir os custos com energia e aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, baseado em um sistema de *backup* de energia via baterias ou gerador a *diesel*.

1.2. DELIMITAÇÃO DO TEMA

Esta proposta tem como referência um posto de gasolina específico onde será feita a análise e desenvolvimento da proposta.

Na pesquisa que será desenvolvida é indicada a utilização da cobertura do posto de gasolina como o local para a instalação do painel fotovoltaico, por se tratar de uma área disponível e sem utilização, e também devido à adequada incidência dos raios solares, sem a presença de obstáculos que atrapalhem na captação dos mesmos.

No sistema de *backup* de energia será feito um comparativo entre os acumuladores de energia e grupo gerador a *diesel*, quando houver falta de energia por um determinado tempo específico.

1.3. PROBLEMAS E PREMISSAS

Em postos de combustíveis, umas das principais questões é o consumo de energia elevado devido às cargas, como: bombas de combustíveis, iluminação, loja de conveniência, computadores e etc. Uma redução na fatura de energia elétrica

através de um sistema de geração fotovoltaico seria muito interessante para o proprietário do posto e para a concessionária, pois reduziria a carga no sistema elétrico.

No setor comercial, se faz necessário um sistema de energia que mantenha o estabelecimento em funcionamento em situação de falta de energia. A ausência de energia elétrica, causada por uma falta, interrompe completamente as atividades no posto de combustível, causando prejuízos ao proprietário. Com a instalação de um sistema fotovoltaico com acumuladores de energia ou gerador *diesel*, é esperado um aumento na confiabilidade necessária para a garantia do funcionamento do posto em uma queda de energia.

Os custos dos sistemas fotovoltaicos continuam com valores relativamente altos em comparação a energia hidrelétrica no Brasil. Mesmo com incentivos fiscais como ICMS, IPI em alguns equipamentos fotovoltaicos, essas medidas não são o suficiente para que no Brasil a energia solar seja utilizada em larga escala. De acordo com Solar Plaza (2012) a Alemanha, a Itália, o Japão, a Espanha e os EUA, são os cinco países com a maior potência acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo. O que está por trás dos níveis de crescimento experimentados por estes países são os programas governamentais de incentivos desenvolvidos nos mesmos, aumentando a participação dos sistemas fotovoltaicos na geração de energia elétrica através de subsídios fornecidos pelo governo.

1.4. OBJETIVOGERAL

Analisar a viabilidade técnica da instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, com *backup* de energia, em postos de combustível.

1.5. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Pesquisar referencial teórico, começando pelo fenômeno físico do efeito fotovoltaico, assim como embasamento teórico a respeito dos componentes, como módulos fotovoltaicos, acumuladores de energia, e gerador a *diesel*.

Levantar a carga instalada no referido posto para analisar e dimensionar o sistema fotovoltaico adequado ao consumo de energia do posto de combustível.

Levantar dados de irradiação solar no local onde está instalado o posto.

Elaborar um comparativo indicando as vantagens e desvantagens do sistema de *backup* de energia, seja com baterias ou com um grupo gerador a *diesel* na situação de uma falta de energia por um período determinado de tempo.

1.6. JUSTIFICATIVA

O projeto de um sistema fotovoltaico em um posto de combustível tem como finalidade o desenvolvimento de um sistema fotovoltaico eficaz, viável do ponto de vista técnico e que aumente a confiabilidade que o posto de combustível exige, através da utilização de acumuladores de energia ou gerador *diesel*, diminuindo assim a dependência da rede de distribuição e diminuição no custo da fatura de energia elétrica.

Existem motivos sólidos e coerentes para a implementação dos sistemas fotovoltaicos, sendo um deles a geração de energia elétrica de forma limpa, sem a liberação de substâncias que poluam o meio ambiente. A produção de energia elétrica no planeta é na sua maioria proveniente de usinas movidas a combustíveis fósseis, os quais são uns dos principais causadores de emissão de poluentes para o meio ambiente. Além disso, o próprio posto de combustível já é fonte direta de emissão de poluentes com a venda de combustíveis fósseis e a instalação do sistema fotovoltaico é uma maneira de fazer um marketing positivo em relação à consciência ambiental que cada vez mais tem sido importante para os consumidores.

Outra razão para o crescente desenvolvimento e investimento em sistemas fotovoltaicos é a elevação do custo para extração de petróleo, carvão e gás. Com o aumento dos custos dos combustíveis fósseis, os sistemas de geração fotovoltaica podem se tornar mais interessantes e competitivos em relação às outras formas de geração de energia.

Razões estas justificam as inúmeras pesquisas nessa forma de geração de energia, com o intuito de desenvolver o sistema a fim de deixá-lo cada vez mais competitivo, eficiente e viável para a geração de energia.

Do ponto de vista técnico, a manutenção de sistema fotovoltaico é reduzida, sendo necessária somente a limpeza periódica dos módulos e conexões, não causando grande impacto nas construções a quais são instaladas, e ainda é passível de armazenamento de energia elétrica através de bancos de baterias.

No Brasil existem excelentes condições de irradiação solar para propiciar a expansão dessa fonte de energia em todo o território nacional, embora as maiores partes das aplicações existentes situem-se em comunidades isoladas e áreas rurais.

A utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica para atendimento de consumidores comerciais, paralelamente ao fornecimento de energia elétrica das companhias distribuidoras, ainda é pouco explorada, o que torna esta pesquisa importante para o desenvolvimento dos estudos dessa forma de geração de energia.

1.7. MÉTODO DE PESQUISA

Inicialmente será feita a pesquisa de referencial teórico, começando pelo fenômeno físico (efeito fotovoltaico), que possibilita a geração de energia através da irradiação solar, assim como o referencial teórico sobre os componentes do sistema fotovoltaico, como os módulos fotovoltaicos, acumuladores de energia, controladores de carga e inversores, utilizando-se para isto bibliografia especializada, revistas, artigos, internet, site de fabricantes, catálogos e ainda especialistas na área.

O levantamento da carga instalada consiste na análise e estudo a ser desenvolvido de todas as cargas presentes no específico posto de combustível, cargas essas como as bombas de combustíveis, iluminação e cargas instaladas na loja de conveniência. Assim será possível o cálculo da energia consumida pelas cargas para o correto estudo e dimensionamento do sistema fotovoltaico a ser instalado no posto.

Além de ser necessário o conhecimento da carga instalada no posto, é imprescindível o conhecimento da irradiação solar no local em que o posto está localizado e onde futuramente os módulos fotovoltaicos poderão ser instalados.

Estes dados serão primordiais para a decisão entre a viabilidade da instalação do sistema fotovoltaico ou não. Os valores de irradiação serão obtidos através do banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006) para as coordenadas (latitude e longitude) do local.

Por fim, será feita a elaboração do comparativo quanto ao *backup* de energia, entre os sistemas de acúmulo em baterias e o grupo gerador a *diesel*, analisando as respectivas vantagens e desvantagens de cada sistema, na situação de falta de energia por um tempo determinado, buscando identificar qual sistema irá trazer mais vantagens com um custo menor de implantação e operação.

1.8. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho será composto por quatro capítulos principais, que apresentarão de forma geral a tecnologia do sistema fotovoltaico conectado à rede e a comparação entre duas possíveis formas de *backup* de energia para garantir a confiabilidade do sistema elétrico.

O primeiro capítulo será uma introdução geral sobre a abordagem da proposta, expondo o caso proposto, os objetivos e a justificativa. Também explica o método de pesquisa elaborado para o desenvolvimento desse projeto.

No segundo capítulo serão abordados os referenciais teóricos sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede e também com *backup* de energia, pesquisas sobre o fenômeno físico do efeito fotovoltaico, módulos fotovoltaicos, acumuladores de energia, e gerador *diesel*.

O terceiro será destinado ao desenvolvimento do projeto, elaborando um estudo sobre a quantidade de carga instalada, a irradiação solar no local de instalação dos módulos fotovoltaicos e sobre o comportamento do consumo do posto (curva de carga) para entender o perfil do consumo de energia elétrica, permitindo o adequado dimensionamento do sistema fotovoltaico, além disso, será realizado o comparativo entre os dois sistemas de *backup* de energia propostos nos objetivos específicos, baterias ou grupo gerador a *diesel*.

No quarto capítulo, baseados na experiência adquirida ao longo da pesquisa realizada e do desenvolvimento do projeto, serão descritas as conclusões e considerações finais do trabalho.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. ENERGIA SOLAR

A energia solar é gerada em profundidade, no interior do núcleo extremamente quente do Sol onde é possível a fusão nuclear que queima o hidrogênio (H_2) transformando-se em hélio (He). A fusão nuclear é possível porque a temperatura central do Sol é 15×10^6 K como consequência da pressão central extremamente elevada (10^{11} bar). São necessárias temperaturas elevadas porque os núcleos individuais do hidrogênio têm que colidir com energia suficiente para que tenham uma probabilidade razoável de superar a força elétrica repulsiva que se estabelece entre estas duas partículas carregadas positivamente (DAHRINGER et al., 2006).

De acordo com a lei de Einstein ($E = mc^2$), uma grande quantidade de energia é criada neste processo para compensar a perda de massa. No entanto o Sol perdeu apenas 0,03% da sua massa atual ($1,99 \times 10^{30}$ kg) desde a sua criação há $4,6 \times 10^9$ anos. A energia emitida é transportada até a superfície do sol onde é liberada sob as formas de calor e radiação. O fluxo constante da radiação espalha-se então através do espaço com uma simetria radial. À distância de 1 AU (unidade astronômica) onde a Terra orbita o Sol, apenas uma minúscula fração da radiação emitida incide sobre nós de forma a conservar a vida na Terra.

Anualmente o planeta Terra recebe $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, valor 10.000 vezes maior que o consumo mundial de energia neste período. Este fato indica que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar representa uma inesgotável fonte energética, possuindo assim um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outras formas de energia (térmica, elétrica, etc). Uma das possíveis formas de conversão da energia solar é conseguida através do efeito fotovoltaico que ocorre em dispositivos conhecidos como células fotovoltaicas (PRADO JÚNIOR, 2004).

2.2. RADIAÇÃO SOLAR

Radiação solar é a designação dada à energia radiante emitida pelo Sol, em particular aquela que é transmitida sob a forma de radiação eletromagnética. A translação da Terra é o movimento elíptico que a Terra realiza ao redor do Sol. Esse movimento, juntamente com a inclinação do eixo de rotação da Terra, é responsável pelas estações do ano.

A Terra recebe 174 petawatts de radiação solar na zona superior da atmosfera. Dessa radiação, cerca de 30% é refletida para o espaço, enquanto o restante é absorvido pelas nuvens, marés e massas terrestres. O espectro da luz solar na superfície da Terra é mais difundida em toda a gama visível e infravermelho e uma pequena gama de radiação ultravioleta (SANCHEZ, 2010). A figura 1 mostra o movimento de translação da Terra.

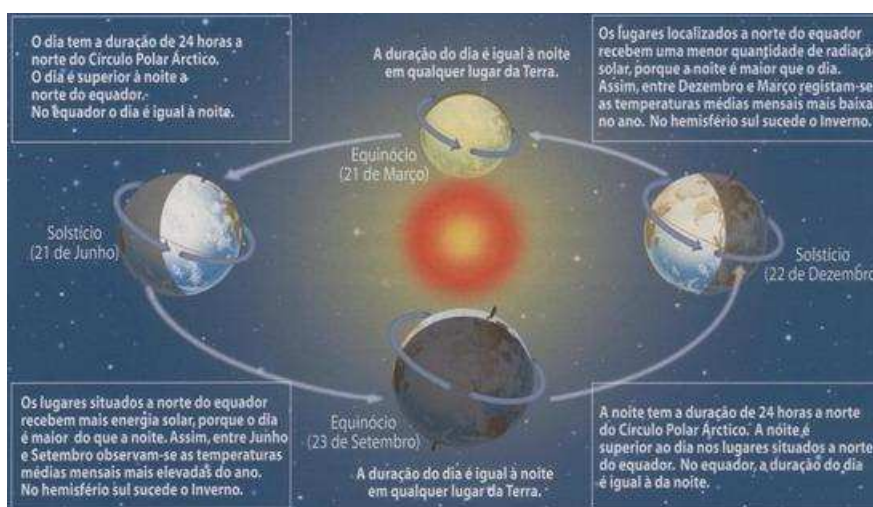


Figura 1 – Movimento de translação da Terra.

Fonte: PEIXOTO, 2010.

2.3. A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão da radiação solar em eletricidade utilizando-se de materiais semicondutores, cujo fenômeno atribui-se o nome de Efeito Fotovoltaico.

O físico francês Alexandre Edmond Becquerel observou pela primeira vez em 1839 o Efeito Fotovoltaico. Becquerel verificou que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas em um eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz. Mais tarde em 1877, dois inventores norte americanos, W. G. Adams e R. E. Day utilizaram as propriedades fotocondutoras do selênio para desenvolver o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade por exposição à luz. Tratava-se de um filme de selênio depositado num substrato de ferro e com um segundo filme de ouro, semitransparente que servia de contato frontal. Apresentava rendimento de conversão na faixa de 0,5%, no entanto, mesmo com a baixa eficiência apresentada, o engenheiro alemão Werner Siemens comercializou células de selênio como fotômetros para máquinas fotográficas. A energia fotovoltaica teve de esperar o desenvolvimento de grandes trabalhos científicos, como por exemplo, a teoria do efeito fotoelétrico de Einstein em 1905, o advento da mecânica quântica, a teoria de bandas, a física dos semicondutores, assim como as técnicas de purificação e dopagem associadas ao desenvolvimento do transistor de silício, para então poder dar continuidade ao seu desenvolvimento (VALLÊRA et al., 2006).

Embora tenha sido Russell Ohl quem inventou a primeira célula solar de silício, considera-se que a era moderna da energia solar teve início em 1954 quando Calvin Fuller, um químico dos *Bell Laboratories (Bell Labs)* em Murray Hill, New Jersey, nos Estados Unidos da América, desenvolveu o processo de dopagem do silício. Fuller partilhou a sua descoberta com o físico Gerald Pearson, seu colega nos *Bell Labs* e este, seguindo as instruções de Fuller, produziu uma junção PN mergulhando num banho de lítio uma barra de silício dopado com um elemento doador eletrônico. Ao caracterizar eletricamente a amostra, Pearson descobriu que esta exibia um comportamento fotovoltaico e partilhou a descoberta com ainda outro colega, Daryl Chapin, que tentava infrutiferamente arranjar uma alternativa para as baterias elétricas que alimentavam redes telefônicas remotas, já que de acordo com seus estudos nos *Bell Labs*, os resultados eram decepcionantes, pois a eficiência dessas era inferior a 1% (SILVA, 2004).

Não demorou para o grupo encontrar vários obstáculos no desenvolvimento da célula solar, como por exemplo quanto a resistência-série muito significativa e o fato do lítio migrar para o interior do silício mesmo em temperaturas ambientes, o que diminuía a eficiência da célula. Fuller então na busca por solucionar os

problemas citados, começa a pesquisar novas combinações de elementos químicos, até que após diversos ensaios em laboratório ele chega a uma combinação de elementos com arsênio (substrato tipo N) e seguido por uma difusão de boro (zona tipo P à superfície), resolvendo assim os problemas anteriores e alcançando uma eficiência de conversão recorde de 6% (VALLÊRA et al., 2006).

A figura 2 registra um momento marcante na história da tecnologia fotovoltaica, a instalação do primeiro painel solar no ano de 1955.



Figura 2 – Instalação do primeiro painel solar. EUA, em 1955.

Fonte: GRUEN, 2010.

Entretanto, devido ao alto custo das células solares, sua aplicação só poderia ser justificada e economicamente competitiva em usos muito especiais como para a produção de energia no espaço. Inicialmente, os satélites usaram pilhas químicas ou baseadas em isótopos radioativos.

As células solares eram consideradas uma curiosidade, e foi com grande relutância que a NASA aceitou incorporá-las, como *backup* de uma pilha convencional, no satélite Vanguard I, lançado em março de 1958. A pilha química falhou, mas o pequeno painel com cerca de 100 cm^2 , que produzia quase $0,1\text{W}$, manteve o transmissor de 5 mW em funcionamento muito além de todas as expectativas, fazendo com que o Vanguard I se mantivesse operando durante oito anos. Depois desta demonstração de confiabilidade, durabilidade e baixo peso, o programa espacial norte-americano adotou as células solares como fonte de energia dos seus satélites (REQUENA, 2009).

A figura 3 mostra o satélite Vanguard1, primeiro satélite com células solares, lançado em março de 1958 levando a bordo um pequeno painel solar com 100 cm².



Figura 3 – Imagem do Vanguard I.

Fonte: HAGEN, 1970

O desenvolvimento das células solares nos anos sessenta foi, sobretudo motivado pela corrida ao espaço, o que levou as células a se desenvolverem e se tornarem mais eficientes, mas não necessariamente mais econômicas. Surgiram então as primeiras aplicações terrestres das células solares. Foi o caso das células da SOLAREX, uma empresa de Joseph Lindmeyer, que começou a produzir painéis fotovoltaicos para sistemas de telecomunicações remotos e bóias de navegação. Somente em aplicações muito específicas como essas é que as células solares justificavam seu emprego, pois eram as únicas economicamente interessantes devido à inexistência de fontes de energia alternativas à eletricidade solar. Porém, esta situação mudaria quando, no outono de 1973, o preço do petróleo quadruplicou (CÂMARA, 2011).

Com a crise mundial de energia em 1973/74, a preocupação em estudar novas formas de produção de energia fez com que a utilização de células fotovoltaicas não se restringissem somente à programas espaciais, mas que fossem

intensamente estudadas e utilizadas no meio terrestre para suprir o fornecimento de energia (BRAGA, 2008).

O pânico criado pela crise petrolífera de 1973 levou a um súbito investimento em programas de investigação para reduzir o custo de produção das células solares. Algumas das tecnologias financiadas por estes programas revolucionaram as ideias sobre o processamento das células solares. É o caso da utilização de novos materiais, em particular o silício multicristalino (em vez de cristais únicos de silício, muito mais caros de produzir) ou de métodos de produção de silício diretamente em fita (eliminando o processo de corte dos lingotes de silício, e todos os custos associados). Outra inovação particularmente importante do ponto de vista de redução de custo foi a deposição de contatos por serigrafia em vez das técnicas tradicionais: a fotolitografia e a deposição por evaporação em vácuo. O resultado de todos estes avanços foi a redução do custo da eletricidade solar de 80 U\$/Wp para cerca de 12 U\$/Wp em menos de uma década (CÂMARA, 2011).

Dentre os materiais semicondutores empregados na construção das células fotovoltaicas existem dois tipos que são os mais utilizados, o silício cristalino e o silício amorfo hidrogenado. Esses dois materiais diferem no que diz respeito a estrutura. No silício cristalino, os átomos ocupam posições regulares no espaço, formando uma rede perfeitamente periódica (cristal). O silício amorfo hidrogenado, por sua vez, a periodicidade dos átomos não é respeitada o que faz com que o material possua uma estrutura imperfeita, ou seja, seus átomos estão estruturados de uma forma desordenada. Para compensar alguns desses defeitos na estrutura são utilizados átomos de hidrogênio. Existem ainda outros materiais empregados na fabricação de células fotovoltaicas como o arsenieto de gálio, o telureto de cádmio e as células dedisseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS) (VALLÊRA et al., 2006).

Desde a descoberta do Efeito Fotovoltaico em 1839 por Becquerel, a história da energia fotovoltaica vem se desenvolvendo e pode ser resumida pelos seguintes eventos da história da tecnologia do quadro1:

Quadro 1– Principais momentos da história da tecnologia fotovoltaica.

Ano	Momento histórico
1839	Edmund Becquerel, descobriu o efeito fotovoltaico em um eletrólito.
1873	Willoughby Smith descobriu o efeito fotovoltaico em um material semiconductor (selênio).
1877	Adams e Day descobrem o efeito fotovoltaico no selênio e constroem a primeira célula fotovoltaica com um rendimento estimado de 1%.
1883	Charles Fritts, descreveu as primeiras células solares construídas a partir de junções de selênio.
1887	Heinrich Hertz descobriu a influência da radiação ultravioleta na descarga elétrica.
1904	Hallwachs descobriu que uma combinação de metais era sensível à luz.
1916	Milikan forneceu a prova experimental do efeito fotoelétrico.
1918	Czochralski desenvolveu um processo de crescimento de cristais de Silício a partir de um único cristal.
1940/50	Desenvolve-se o método Czochralski para obtenção de Silício monocristalino, de elevado grau de pureza.
1951	Produção de células a partir de um único cristal de germânio.
1954	Realização prática da primeira célula solar de silício monocristalino (Pearson, Fuller, Chapin). Descoberto efeito fotovoltaico no arsenieto de gálio (GaAs), por Welker, e em cristais de sulfureto de cádmio (CdS), por Reynolds e Leies.
1956	Primeiras aplicações terrestres da conversão fotovoltaica (luzes de flash, bóias de navegação, telecomunicações).
1958	Primeiras aplicações espaciais (satélites Vanguard1, Explorer 6).
1959	Realização das primeiras células de silício multicristalino.
1976	Fabricação das primeiras células de silício amorfo (Carlson e Wronski).
1983	A produção mundial fotovoltaica ultrapassou os 9,3 MW.
1990	A década de 90 é marcada pelo aparecimento das células de película fina. A Alemanha inicia neste ano um programa FV com apoio governamental a “100.000 telhados solares”.
1994	Japão inicia o programa FV com apoio governamental a “70.000 telhados solares”.
2004	Os cinco fabricantes – Sharp, Kyocera, Shell Solar, Bp Solar e RWE SCHOTT SOLAR – formam 60 % do mercado FV.

Fonte: LEOTE, 2009.

De acordo com Instituto Carbono Brasil, a capacidade fotovoltaica instalada no mundo já chega a 100 GW de potência em 2012, sendo que aproximadamente 30 GW de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) foram adicionados neste ano.

2.4. TERMINOLOGIA

A literatura sobre energia fotovoltaica apresenta uma grande variação com relação a nomenclatura de seus componentes, simbologia e grandezas solarimétricas. Com o intuito de criar uma padronização, foi criada a norma ABNT NBR 10.899 – Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia, que determina os termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia elétrica, esta norma se encontra no Anexo 01.

2.5. EFEITO FOTOVOLTAICO

Existem materiais na natureza classificados como semicondutores, que são constituídos de uma faixa de valência totalmente preenchida por elétrons e uma faixa de condução totalmente “vazia” à temperaturas muito baixas. A separação entre as duas faixas de energia permitida dos semicondutores (“*gap* de energia”) é da ordem de 1eV^1 , o que os diferencia dos isolantes onde o *gap* é de vários eVs. Como consequência desse fato, os semicondutores apresentam várias características interessantes. Uma dessas características é o aumento de sua condutividade com a temperatura, devido à excitação térmica de portadores da faixa de valência para a faixa de condução (PRADO JÚNIOR, 2004).

Os elementos químicos possuem prótons e nêutrons concentrados no núcleo do átomo e elétrons que permanecem em órbitas de diferentes níveis de energia ao

¹eV: O elétron volt é uma unidade de medida de energia. Por definição um elétron-volt é a quantidade de energia cinética ganha por um único elétron quando acelerado por uma diferença de potencial elétrico de um volt, no vácuo.

redor do núcleo: a permanência nas órbitas mais internas, mais próximas do núcleo, exige menos energia dos elétrons que a permanência nas órbitas mais externas.

Entre os materiais semicondutores, o silício é o semicondutor mais aplicado no mundo fotovoltaico. Cada átomo do elemento silício, cujo número atômico é 14, possui 14 elétrons distribuídos em três órbitas ao redor do seu núcleo, sendo dois elétrons na órbita mais interna, oito elétrons na órbita intermediária e quatro elétrons na órbita mais externa. Os elétrons da órbita mais externa do átomo interagem com os átomos vizinhos, formando estruturas sólidas. Cada átomo faz uma ligação covalente com cada um de outros quatro átomos vizinhos, permitindo que os quatro átomos passem a ter suas órbitas externas completas, com oito elétrons cada, formando uma estrutura cristalina. Cada uma dessas ligações covalentes entre os elétrons de diferentes átomos pode ser quebrada se um dos elétrons receber energia externa suficiente para se afastar mais do seu respectivo núcleo, livrando-se da atração deste. Com isso, o elétron deixa a banda de valência, em que não pode se movimentar livremente, passando para a banda de condução. A saída do elétron da banda de valência deixa uma lacuna elétrica, o que cria o par elétron-lacuna, originado a partir do aumento da energia do elétron (ABREU et al., 2010).

Se esse elétron livre, com bastante energia, fosse direcionado para um circuito elétrico, seria então criada uma corrente elétrica. Porém, na situação em tela, em que o material é composto apenas por átomos de silício, isso não ocorre, pois o elétron livre imediatamente associa-se a uma lacuna originada pela saída de outro elétron, ocasião em que perde energia, deixa a banda de condução e retorna à banda de valência sem dirigir-se a uma carga externa. A energia perdida pelo elétron é transformada em calor e dissipada. Então para que se produza a desejada corrente elétrica, é necessário que haja um processo que acelere os elétrons livres para fora do material, para um circuito externo. Isso pode ser realizado com a aplicação de um campo elétrico. O material das células fotovoltaicas é preparado de forma a possuir um campo elétrico permanente, que é gerado por meio da adequada dopagem do material semicondutor (SHAYANI, 2006).

Se na seguinte situação, for adicionada a esta rede algum elemento químico com cinco elétrons de ligação na última camada de valência como o fósforo, a estrutura ficará constituída de tal forma que sobrar um elétron que permanece ligado ao átomo por meio de uma ligação bastante fraca a ponto de ser quebrada

mesmo com o recebimento de pouca energia térmica como por exemplo a disponível à temperatura ambiente, e com isso o elétron voltará para a banda de condução.

Nessa situação, o fósforo é um material dopante doador de elétrons, denominado dopante N e a dopagem é chamada dopagem do tipo N.

Em outra situação, se forem adicionados ao silício átomos de elementos químicos com apenas três elétrons livres na última camada de valência como o boro, uma das ligações com o silício não será realizada, restando assim um elétron do silício, formando uma lacuna. De forma análoga a situação anterior, com pouca energia térmica, é provável que um elétron venha a ocupar esta lacuna, criando assim uma nova lacuna no local que ele deixou de ocupar, ou seja, a lacuna se desloca de um local para outro. Nessa situação, o boro é um material dopante que recebe elétrons, denominado então dopante P e a dopagem é chamada dopagem do tipo P (LEOTE, 2009).

Entretanto, para a formação da junção PN é necessário que uma série de fenômenos químicos ocorram. O silício com impurezas, seja com excesso de elétrons ou lacunas, continua com carga neutra, pois a quantidade de elétrons e prótons é a mesma. A criação dessa junção começa quando o silício do tipo N entre em contato com o silício do tipo P, assim os elétrons livres do lado N preenchem as lacunas do lado P. Logo, a camada N, que perdeu elétrons, fica positivamente carregada, enquanto a camada P, que recebeu elétrons, fica negativamente carregada. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado N para o lado P, este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira de potencial capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado N. Estas são as condições necessárias para que o efeito fotovoltaico ocorra, pois quando um elétron do lado P recebe energia suficiente do fóton da luz solar e move-se para a banda de condução, criando o par elétron-lacuna, o campo elétrico permanente o envia para o lado N, não permitindo sua volta, ao mesmo tempo que repele a lacuna para o extremo do lado P. Basta que os contatos sejam colocados nas duas extremidades do material semiconductor dopado para que o elétron seja coletado na camada N, passe pela carga elétrica externa e retorne para a lacuna, que o aguarda na camada P (SHAYANI, 2006). A figura 4 mostra o efeito fotovoltaico na junção PN.

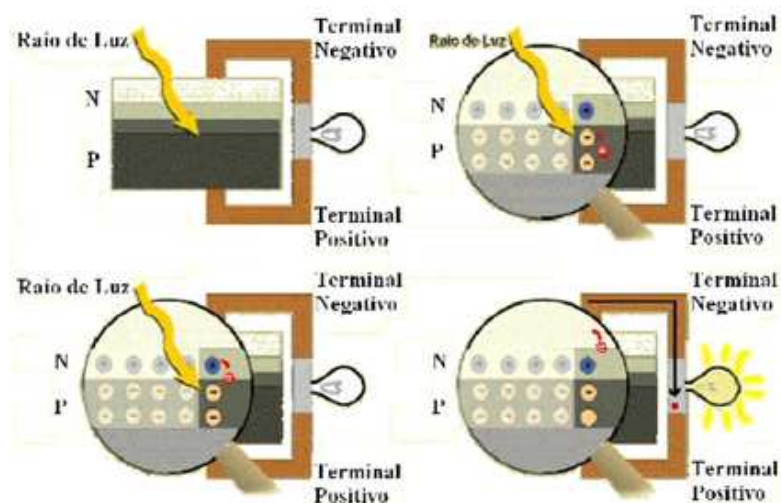


Figura 4 – Efeito fotoelétrico na junção PN.

Fonte: SHAYANI, 2006.

2.6. TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As células fotovoltaicas são os elementos responsáveis pela conversão direta da luz solar em eletricidade. É neles que ocorre o efeito fotovoltaico. As primeiras células produzidas possuíam baixo rendimento, em torno de 2%, e custavam em média US\$ 600/W. Atualmente já se pode encontrar células com rendimento próximo a 20% dependendo do material utilizado, como por exemplo o arseneto de gálio, e com custo médio tendendo a diminuir cada vez mais, podendo ser fabricadas usando-se diversos tipos de materiais semicondutores. As mais utilizadas são as de silício, que podem ser constituídas e classificadas de acordo com a sua estrutura molecular, que são os monocristalinos, policristalinos e silício amorfo (BRAGA, 2008).

Dentre as diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, as principais são: disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS), telureto de cádmio, silício amorfo hidrogenado, silício monocristalino e silício policristalino. Na figura 5 encontram-se a distribuição da produção total em MWp e a participação das tecnologias utilizadas no mundo em 2010. Nesse gráfico o silício *standard* representa as tecnologias de silício (mono e policristalinos), o supermonocristalino é uma tecnologia que está despontando, e se compõe por módulo monocristalino com contato no lado posterior, *backcontact*.

É importante analisar a finalidade e o meio em que o sistema fotovoltaico será instalado para se determinar o tipo de módulo fotovoltaico mais adequado.

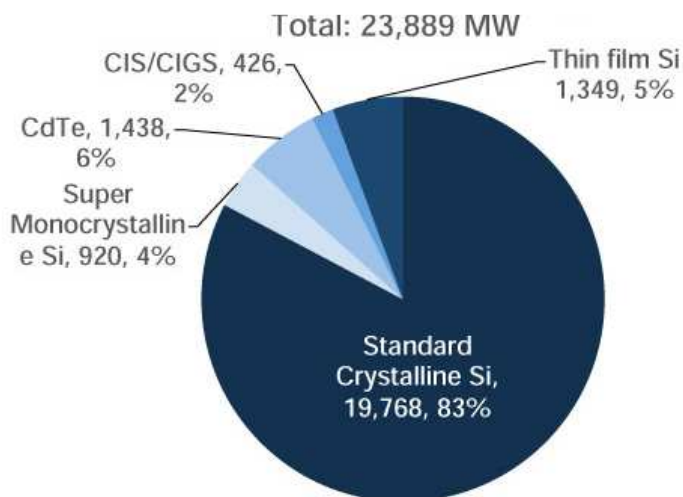


Figura 5 – Produção mundial de células fotovoltaicas por tecnologia.

Fonte: MEHTA, 2011.

2.6.1. Silício Cristalino

O silício cristalino é o material mais utilizado para a conversão de energia solar em elétrica, e o principal motivo para ser o mais fabricado no mundo é devido a sua robustez e confiabilidade. O processo de fabricação atinge altas temperaturas, pressões elevadas e é demorado, pois o silício deve se cristalizar formando cristais maiores. Esse processo de fabricação peculiar faz com que o preço do módulo seja elevado, sendo que a tentativa de reduzir o custo foi praticamente esgotada (RÜTHER, 2004).

Esse material pode ser de dois tipos: silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). O m-Si é bastante utilizado em aplicações comerciais, pois possui elevada eficiência quando comparado a outros materiais. Já o p-Si possui uma eficiência menor, por possuir imperfeições cristalinas inerentes ao processo de produção. Esse material (p-Si) é mais utilizado no mercado global, devido o menor custo para a produção, uma vez que é necessária menos energia elétrica nesse processo de produção (AMÉRICA DO SOL, 2011).

2.6.1.1. Silício Monocristalino

A célula de silício monocristalino é comercializada como conversor direto de energia solar em eletricidade. A fabricação da célula de silício começa com a extração do cristal de dióxido de silício. Este material é desoxidado em grandes fornos, purificado e solidificado. Este processo atinge um grau de pureza entre 98 e 99% (grau metalúrgico) o que é razoavelmente eficiente sob ponto de vista de custo e energético. Para poder ser utilizado como célula fotovoltaica, este silício necessita de outros elementos semicondutores e de um alto grau de pureza, devendo chegar à faixa de 99,9999% (grau solar). Devido ao complexo processo de produção, as células fotovoltaicas de silício monocristalino são também as mais caras.

As células fotovoltaicas obtidas com o processo descrito podem atingir uma eficiência de até 24,2% porém módulos comerciais atingem uma eficiência que varia de 16,84% até 20,4% dependendo do fabricante (TIRADENTES, 2007) . A figura 6 mostra uma célula de silício monocristalino.

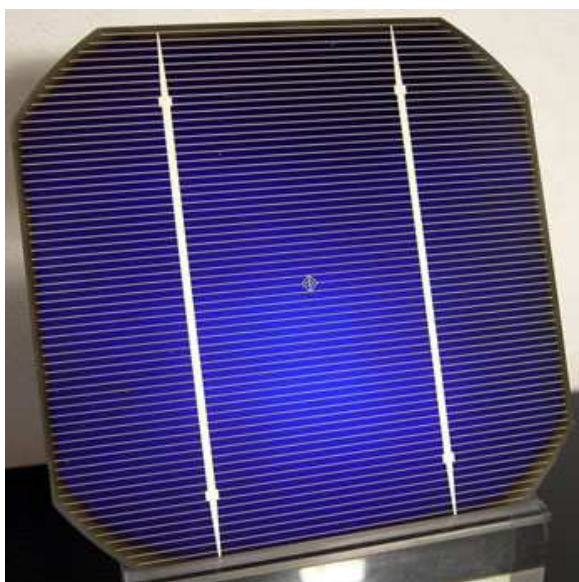


Figura 6 – Célula de silício monocristalino.

Fonte: KAMBOR, 2007.

2.6.1.2. Silício Policristalino

Os primeiros módulos solares de silício policristalino, que também são conhecidos como silício multicristalino, foram introduzidos no mercado em 1981. O interesse pelo silício com estrutura policristalina é contemporâneo da grande expansão da indústria da microeletrônica. Entre o final da década de 60 e princípio da década de 70 do século XX, este material começou a ser utilizado na produção de circuitos integrados baseados na tecnologia MOS (*Metal Oxide Semiconductor*) como contato elétrico, eletrodo de porta e isolamento dielétrico. A possibilidade de obter junções PN utilizando silício policristalino dopado, quer durante a deposição ou posteriormente por difusão, levaram à sua aplicação também em dispositivos ativos como diodos ou células solares. O fato de a condutividade do silício policristalino poder ser controlada através de dopagem permite a utilização deste material em resistências (baixa condutividade/dopagem) ou emissores em transistores bipolares (alta condutividade/dopagem) (PEREIRA, 2008).

O processo de produção das células de silício policristalino é mais barato do que o processo das células de silício monocristalino, pois é mais simples e consome menos energia e tempo. Outra vantagem é a redução da quantidade de silício desperdiçada, pois diferentemente dos módulos solares de silício monocristalino, os módulos de silício policristalino não são fabricados utilizando o processo de Czochralski, processo no qual uma significativa quantidade de silício é desperdiçada.

Módulos solares de silício policristalino tendem a ter uma tolerância ao calor um pouco menor em comparação com os módulos solares de silício monocristalinos, portanto, apresentam um desempenho levemente pior em altas temperaturas. No entanto, esta diferença é muito pequena a ponto de poder ser desconsiderada (MAEHLUM, 2012).

As células podem ser preparadas de diferentes formas como pelo corte de um lingote, de fitas ou depositando um filme em um substrato. Existem duas maneiras de obter esta deposição, que pode ser por transporte de vapor ou por imersão. Nestes dois últimos casos só o silício policristalino pode ser obtido. A forma de preparo mais comumente utilizada é a partir de blocos de silício obtidos

por fusão de silício puro em moldes especiais. A próxima etapa do processo ocorre com o silício esfriado lentamente e com isso solidificando-se. Neste processo, os átomos não se ordenam de maneira organizada formando um único cristal, a estrutura se ordena de uma forma policristalina com superfícies de separação entre os cristais. Características como morfologia, tamanho e concentração de impurezas são específicas de cada técnica.

Em testes recentes em laboratórios, as células de silício policristalinos atingiram a eficiência recorde de 20,3%, embora módulos produzidos comercialmente irão inevitavelmente ter menor eficiência, esta impressionante eficiência serve para mostrar que os módulos de silício monocristalino não representam necessariamente uma melhor escolha do que os módulos de silício policristalino (MARTIN II, 2012). A figura 7 apresenta uma célula de silício policristalino.

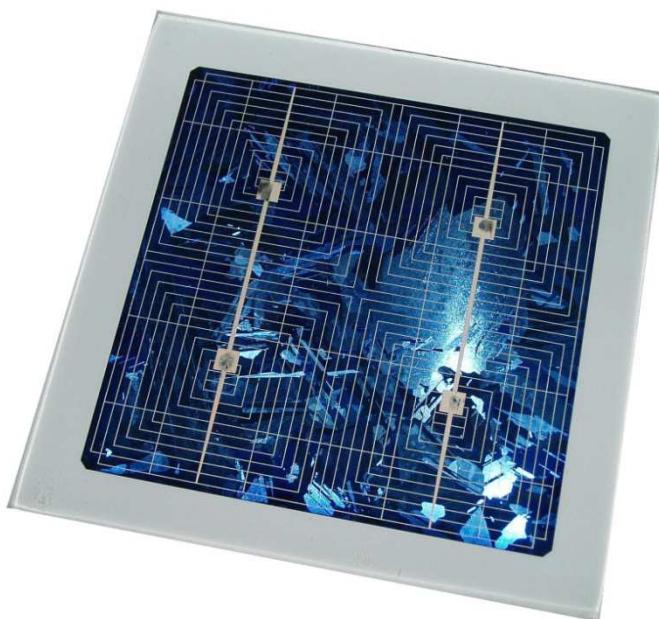


Figura 7 – Célula de silício policristalino.

Fonte: MIETCHEN, 2007.

2.6.2. Telureto de Cádmio

É uma tecnologia que se apresenta em formato de filmes finos, concorrente do c-Si e do a-Si nas aplicações integradas a edificações. Em aplicações que requerem baixa potência, como em calculadoras, vem sendo utilizado há mais de uma década, porém somente começaram a ser utilizados na fabricação de módulos solares a alguns anos. Estes módulos, normalmente sob a forma de placas de vidro, possuem um tom marrom ou azul escuro.

As células de CdTe apresentam algumas vantagens como o baixo custo de produção em larga escala, quando comparado com as células de silício, e um maior rendimento na conversão da energia solar quando comparado com as células de filme fino de silício amorfo (a-Si). Essa tecnologia tem boas chances de despontar como forte competidor no mercado fotovoltaico. Porém, como desvantagens do CdTe, pode-se afirmar a alta toxicidade do cádmio e a menor abundância do elemento químico Te quando comparado ao silício. Testes em laboratório apontaram uma eficiência recorde de 18,3% para as células de CdTe, enquanto os módulos produzidos em escala comercial possuem uma eficiência máxima de 14,4% (WESOFF, 2013). A figura 8 apresenta um exemplo de aplicação de módulos de Telureto de Cádmio (CdTe).



Figura 8 – Módulos de telureto de cádmio.

Fonte: HOWE, 2013.

2.6.3. Arseneto de Gálio

Células fotovoltaicas a base de Arseneto de Gálio (GaAs), também conhecidas como Filmes Finos Monocristalino de Arseneto de Gálio, são apropriadas para a manufatura de elementos em estrutura multijunção e apresentam um alto índice de eficiência na conversão de energia solar em energia elétrica. As características que envolvem esse elemento são:

- elevado grau de absorção à radiação solar, permitindo que uma camada de apenas alguns microns apresente um elevado grau de rendimento;
- apresentam baixíssima sensibilidade ao calor, e não alteram sua característica de condutividade com a elevação da temperatura;
- ligas metálicas feitas como GaAs, permitem uma alta flexibilidade no desenvolvimento do projeto de células fotovoltaicas, compondo-a por várias camadas e espessuras.

Embora as células solares de GaAs apresentem elevada eficiência, não são competitivas devido aos altos custos envolvidos no seu processo de fabricação, principalmente por causa do elemento gálio que é de baixa abundância, sendo até mesmo mais raro que o ouro. Células de dupla junção de GaAs atingiram recentemente eficiência recorde de 30,8% em testes realizado em laboratório, enquanto que um módulo de junção simples de GaAs possui eficiência de 24,1% (JOHNSON, 2013). A figura 9 apresenta o filme fino de GaAs.

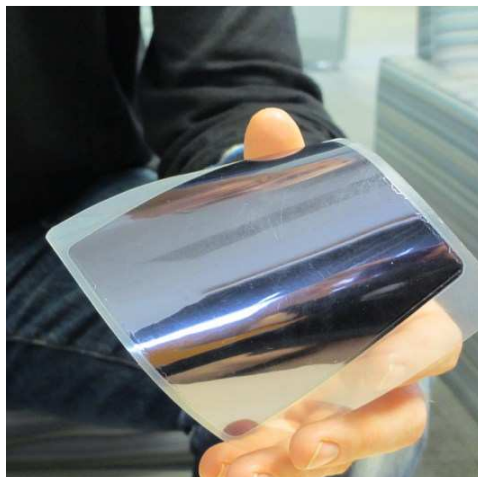


Figura 9 – Filme fino de arseneto de gálio.

FONTE: WANG, 2012.

2.6.4. Disseleneto de Cobre e Índio e Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio

A família dos componentes baseados no disseleneto de cobre e índio (CuInSe_2), é mais conhecido pela sigla CIS, e também o disseleneto de cobre, gálio e índio (Cu(InGa)Se_2), também, conhecido como CIGS. São compostos que possuem relevância no mercado fotovoltaico, pois possuem diversas aplicações em edificações, e atingindo eficiência relativamente elevadas (RÜTHER, 2004).

Módulos CIGS são conhecidos pelo altodesempenho na geração de energia, pois não são facilmente afetados por sombras ou altas temperaturas. Outra vantagem dos módulos CIGS é a ótima aparência, o que torna essa tecnologia de filmes finos competitiva em aplicações integradas a edificações.

Assim como no caso do CdTe, a pouca abundância dos elementos envolvidos e a toxicidade deles são desvantagens a serem consideradas, especialmente no caso da produção em grande escala.

Com relação à eficiência dessa tecnologia, testes recentes em laboratório mostraram que as células solares CIGS podem atingir até 19,7% de rendimento (PV MAGAZINE, 2013). Por sua vez, testes práticos com módulos CIGS apresentaram rendimento de 13,4% (SOLOPOWER, 2012). Na figura 10 é mostrado o filme fino de CIGS.



Figura 10 – Filme fino de CIGS.

FONTE: WANG, 2011.

2.6.5. Silício Amorfo Hidrogenado

As primeiras tecnologias de filmes finos fotovoltaicos desenvolvidos foram as células solares de silício amorfo (a-Si). Em 1970, essas células tinham potencial ideal para serem utilizadas em equipamentos eletrônicos de baixo consumo energético, como por exemplo, calculadoras (AMÉRICA DO SOL, 2011).

Uma célula de silício amorfo difere das demais estruturas cristalinas por apresentar alto grau de desordem na estrutura dos átomos. A utilização de silício amorfo para fabricação de células solares tem mostrado grandes vantagens tanto nas propriedades elétricas quanto no processo de fabricação (PORTAL-ENERGIA, 2012).

Devido ao processo produtivo que ocorre em temperaturas menores que 300°C, estes filmes finos podem ser depositados sobre substratos de baixo custo, como vidro, aço inox e alguns plásticos. O silício amorfo vem se mostrando uma forte tecnologia para sistemas fotovoltaicos de baixo custo e apresenta algumas vantagens como módulos solares flexíveis, inquebráveis, mais leves, semitransparentes, com superfícies curvas, que estão ampliando o mercado fotovoltaico por sua maior versatilidade. Por sua aparência estética mais atraente, o

silício amorfo tem encontrado aplicações arquitetônicas diversas, substituindo materiais de cobertura de telhados e fachadas na construção civil.

Mesmo apresentando um custo reduzido na produção, o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens: a primeira é a baixa eficiência de conversão comparada às células mono e policristalinas de silício; em segundo, as células são afetadas por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação reduzindo assim a eficiência inicial durante estes meses e depois se estabilizando.

Este é um fenômeno também conhecido como efeito Staebler-Wronski (PORTAL ENERGIA, 2011).

No efeito Staebler-Wronski a eficiência de uma célula solar de silício amorfo normalmente diminui durante os primeiros seis meses de operação. Esta queda pode estar na gama desde 10% até 30%, dependendo da qualidade do material e desenho do dispositivo. Após essa queda inicial, o efeito atinge um equilíbrio e provoca pouca degradação adicional. O nível de equilíbrio muda com temperatura de operação e o desempenho de módulos tende a recuperar parte nos meses de verão e cair novamente nos meses de inverno (UCHIDA, et al, 1986).

Testes realizados em laboratório mostram eficiência de 12,5% para as células de a-Si, porém quando produzidas em grande escala o rendimento máximo situa-se na faixa de 6% a 9%. Em 2011, as células de a-Si foram responsáveis por 3% do mercado de células solares (U.S. DOE, 2012). A figura 11 mostra uma aplicação com módulos de silício amorfo.



Figura 11 – Módulos de silício amorfo hidrogenado.

FONTE: AMPLESUN, 2010.

2.6.6. Outras Tecnologias

2.6.6.1. Módulos Coloridos

Os módulos solares com células de silício cristalino são normalmente azuis porque está é a cor com a qual a célula apresenta a melhor eficiência na conversão de energia solar para elétrica. Mas já existem fabricantes que produzem módulos coloridos, como vermelhos ou verdes, com o objetivo de atrair clientes que desejam criar projetos arquitetônicos que primam pela estética. Isto, contudo, eleva o valor monetário dos módulos, pois o custo por Wp é maior devido a menor eficiência com relação aos tradicionais azuis (AMÉRICA DO SOL, 2011). Na figura 12, os módulos solares coloridos.



Figura 12 – Módulos solares coloridos.

FONTE: AMÉRICA DO SOL, 2011.

2.6.6.2. Módulos *Backcontact*

Esses módulos apresentam como diferencial as linhas de contato que situam-se na parte inferior do módulo, ao contrário dos outros tipos onde as linhas situam-se na parte da frente do módulo solar. Como resultado, esse módulo solar é capaz de atingir um rendimento comercial superior à 22,4% (SIDHU, 2010).

Segundo a revista Photon, a norte-americana *SunPower Corporation* foi a que alcançou o maior sucesso, usando silício monocristalino e um processo de produção tecnologicamente ambicioso, no qual contatos negativo e positivo microscópicos são posicionado de forma alternada na parte debaixo da célula (AMÉRICA DO SOL,

2011). Na figura 13 são apresentados os módulos solares de silício monocristalino *backcontact*.

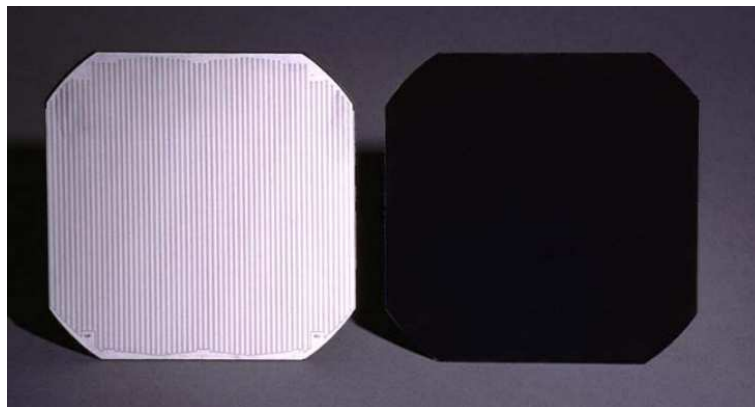


Figura 13 – Célula de silício monocristalino *backcontact*.

FONTE: BUONASSISI, 2008.

2.7. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em três grupos:

- isolados;
- conectados à rede;
- conectados à rede com *backup* de energia.

2.7.1. Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI)

É geralmente instalado em regiões onde a rede de distribuição de energia não consegue atender o consumidor, como pode ser visto na figura 14, normalmente em zonas rurais que tem na energia fotovoltaica sua única fonte de eletricidade. Tais sistemas podem ser de geração apenas para uma residência ou pode ser instalado em mini-redes para atender uma pequena comunidade. Segundo Rüther 2009, sobre as vantagens dos sistemas isolados:

“Esse é o tipo de sistema altamente competitivo, economicamente, com formas mais convencionais de geração. Sistemas isolados são normalmente utilizados quando o custo de estender a rede elétrica pública for proibitivo, devido à distância ou ao difícil acesso, juntamente à baixa demanda da comunidade a ser atendida”.

Nesses casos, frequentemente os sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs) são mais competitivos economicamente do que o gerador *diesel* comumente utilizado. Nessas regiões, a única fonte de energia elétrica provém dos módulos fotovoltaicos, dessa forma é necessário o armazenamento de energia elétrica em acumuladores (baterias) para poder utilizá-la na ausência de luz solar. Contudo, alguns sistemas isolados não necessitam de armazenamento, como no caso de irrigações (CRESESB, 2006).



Figura 14 – Sistema isolado instalado em uma residência rural.

FONTE: AMÉRICA DO SOL, 2011.

Na figura 15 é mostrada uma representação de um SFI.

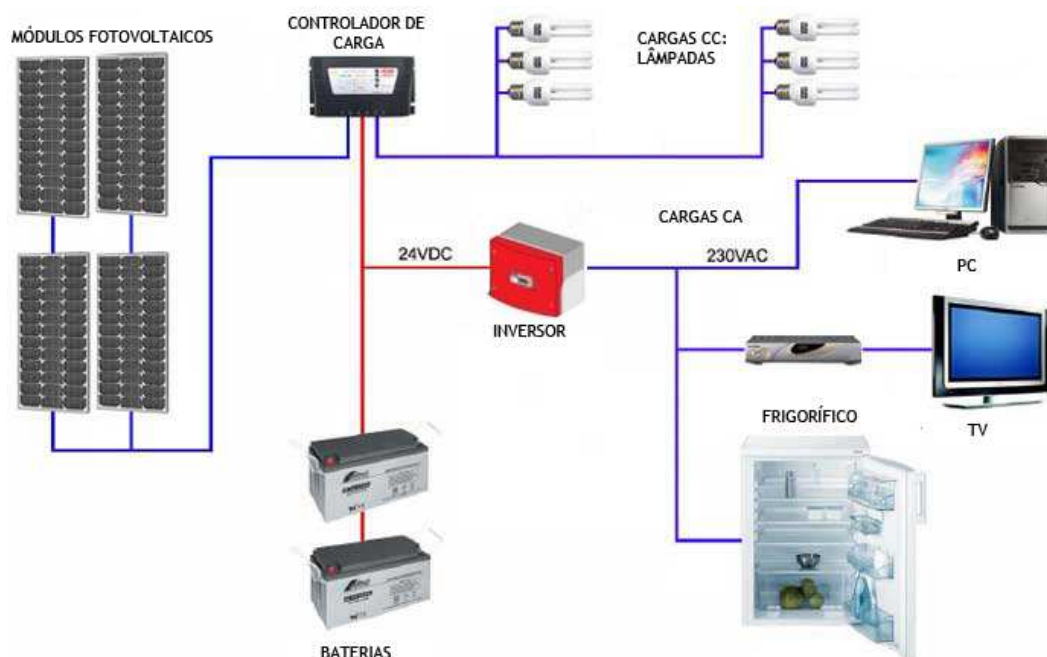


Figura 15 – Sistema fotovoltaico isolado.

FONTE: ALTOGAGREEN, 2010.

2.7.2. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) são constituídos basicamente por: painel FV e inversor, não sendo utilizados elementos para armazenar a energia elétrica. Basicamente, a rede elétrica da concessionária é vista como elemento armazenador, pois toda energia gerada é colocada em paralelo com a energia da rede. (URBANETZ, 2010). Os sistemas conectados apresentam algumas vantagens:

"(...) atuam como usinas geradoras de energia elétrica em paralelo às grandes centrais geradoras. Podem ser integrados à edificação sobrepondo ou substituindo elementos de revestimento – e, portanto, próximos ao ponto de consumo, ou do tipo central FV [Usinas Solares], sendo esta tipicamente distante do ponto de consumo." (URBANETZ, 2010)

Os SFCRs podem ser de dois tipos, os de grande porte (centrais ou usinas fotovoltaicas) ou de pequeno porte (descentralizada e instalada em edificações urbanas).

2.7.2.1. Usinas Solares

Uma usina solar, como representada na figura 16, é um sistema conectado à rede, porém com uma proporção de módulos fotovoltaicos e uma potência gerada muito superior a um SFCR instalado em uma edificação urbana. Esse sistema fornece potência à rede elétrica instantaneamente por meio de um ou mais inversores e transformadores. Esses sistemas utilizam inversores comutados pela rede para evitar a operação isolada, e em geral, são equipamentos com seguidor de ponto de máxima potência (SPMP).

Usinas solares conectadas à rede têm como desvantagem ocuparem grandes áreas e por se localizarem geralmente afastadas do centro de consumo, portanto sendo necessário um sistema de transmissão e distribuição até o ponto de consumo.

Na figura 17, é apresentada a usina solar na cidade de Rovigo na Itália com capacidade instalada de 70 MW.

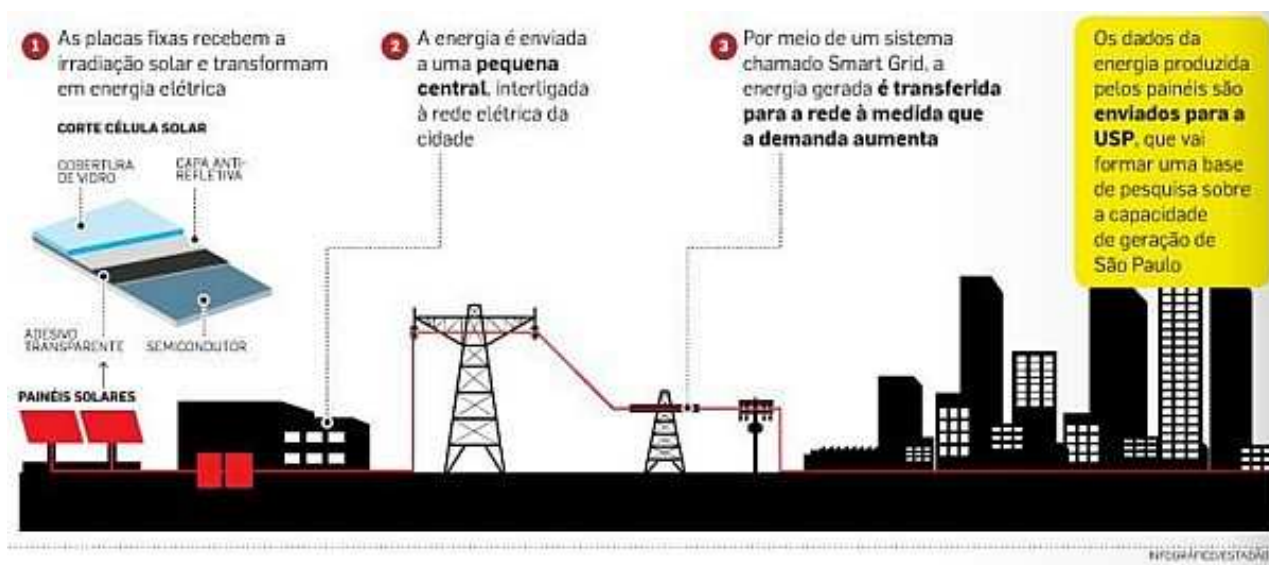


Figura 16 – Usina solar conectada à rede.

Fonte: DEIRO 2012.



Figura 17 – Usina solar com capacidade para gerar 70 MW em Rovigo, Itália.

Fonte: GETSOLAR, 2010.

2.7.2.2. SFCR como Opção de Geração Distribuída

Existem várias definições para Geração Distribuída (GD), segundo algumas das instituições de referência na área:

- para o CIGRE (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*), a GD é composta de unidades de geração com capacidade máxima de 100 MW, que geralmente são conectadas à rede de distribuição e que não têm seu despacho centralizado.
- para o IEEE, GD é a unidade de geração com instalações suficientemente pequenas em relação às grandes centrais de geração permitindo sua conexão em um ponto próximo à rede elétrica existente, junto aos centros de carga.
- o sistema elétrico brasileiro define a GD como: “A produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei

9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador.”

A figura 18 mostra um SFCR instalado em uma residência.



Figura 18 – Geração distribuída a partir de um SFCR.

Fonte: MALINI, 2012.

2.7.2.3. Vantagens e Desvantagens de um SFCR como Opção de Geração Distribuída

Para um melhor entendimento foi enumerado e destacado os seguintes itens sobre a utilização de um SFCR como opção de GD:

- produção de potência próxima de onde ela é consumida;
- redução global de perdas e possível redução da necessidade de novas linhas de transmissão e de distribuição;
- flexibilidade de implementação em curto espaço de tempo;
- benefícios ambientais quando utilizam energias renováveis ou resíduos agressivos ao meio ambiente;

- podem aumentar a confiabilidade do sistema, por ter uma redundância inerente;
- propicia uma abordagem modular dos problemas, atendendo demandas particulares com soluções específicas;
- redução no carregamento da rede, maior flexibilidade operativa, melhor perfil de tensão e redução das perdas;
- propicia a aplicação de diferentes técnicas de gerenciamento da demanda.

A utilização de um SFCR como opção de GD no sistema de distribuição também apresenta desvantagens para o sistema:

- dependendo do tipo de geração pode aumentar o nível de curto circuito, flutuação de potência ativa, coordenação da proteção, competição por regulação de tensão e harmônico;
- altos custos das tecnologias aplicadas, maior complexidade de operação do sistema elétrico;
- o fato das fontes, em grande parte, dependerem da variabilidade de fenômenos naturais como ventos, incidência do sol e outras, sendo então sujeitas à influências meteorológicas e sazonais;
- o aparecimento de fluxos contrários ao convencional;
- desequilíbrio entre as fases quando se conecta uma GD monofásica à rede.

Dessa forma, foi constatado nos países que apostaram no desenvolvimento da geração distribuída, que os consumidores passaram a preocupar-se com o consumo de energia e com a utilização da energia de forma eficiente. O que se espera é que com adoção dessa forma de geração o consumo diminua, sem, no entanto prejudicar a qualidade do serviço prestado assim como o bem-estar e o conforto do consumidor. Em outras palavras, o desafio é obter um consumo de energia menor para o mesmo serviço. Outro ponto positivo da diversificação da matriz energética é diminuir a necessidade de construção de novas usinas e com

isso diminuir o impacto ambiental causado pelas mesmas. Segundo Costa, 2012, a geração distribuída tem um ótimo potencial para explorar:

“(...) O setor residencial já é responsável por aproximadamente 26% do consumo de eletricidade do país, e se somarmos o setor público e o comercial, existe um grande potencial para a pequena geração (< 1 MW), em particular através da instalação de sistemas fotovoltaicos.”

2.7.3. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede com *Backup* de Energia

A falta de energia elétrica pode ser causada por vários motivos, como tempestades, queda de árvores, descargas elétricas atmosféricas, acidentes, alta demanda ou falhas de equipamentos, e ainda, pode ser de forma programada pela concessionária que abastece a região (ROZENBLAT, 2006). Se por qualquer razão o fornecimento de energia elétrica pela concessionária for interrompido o abastecimento de energia elétrica cessará na área atingida.

Apesar da geração e transmissão da matriz elétrica brasileira serem interligadas fazendo parte do Sistema Integrado Nacional (SIN) que reúne a energia gerada pelos 2.772 empreendimentos em operação (Boletim Mensal de Monitoramento – fevereiro/2013), a distribuição por sua vez é setorial e é operada por 63 concessionárias em todo país. Esta energia distribuída é a energia efetivamente entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição, sendo assim nossa matriz não é capaz de suprir a falta de energia em certos locais com o remanejamento de cargas e direcionamento de fornecimento de energia elétrica (Ministério de Minas e Energia, 2013).

Para que a confiabilidade no sistema elétrico seja máxima, uma das alternativas é fazer a instalação de um *backup* de energia. Sistemas de *backup* podem fornecer eletricidade para os circuitos críticos ou em toda a instalação elétrica do consumidor durante os blecautes, sem interferir na rede da

concessionária de energia. Esses sistemas tipicamente incluem tanto um grupo gerador ou um banco de baterias (ROZENBLAT, 2006).

O SFCR funciona da mesma forma em que foi exposto no item 2.7.2 e, para este sistema se tornar um SFCR com *backup* basta adicionar alguns equipamentos adicionais como por exemplo, dispositivos de seccionamento automático, inversores bidirecionais e banco de baterias ou um grupo motor gerador com seu devido sistema de gerenciamento de cargas e um sistema seguro de transferência automática.

Como mostra a figura 19, um SFCR com *backup* através de baterias é composto pelo painel fotovoltaico, controlador de carga e descarga, banco de baterias, medidor CC unidirecional, inversor CC/CA, sistema de transferência de carga CA, medidor bi-direcional CA e a própria rede da concessionária.

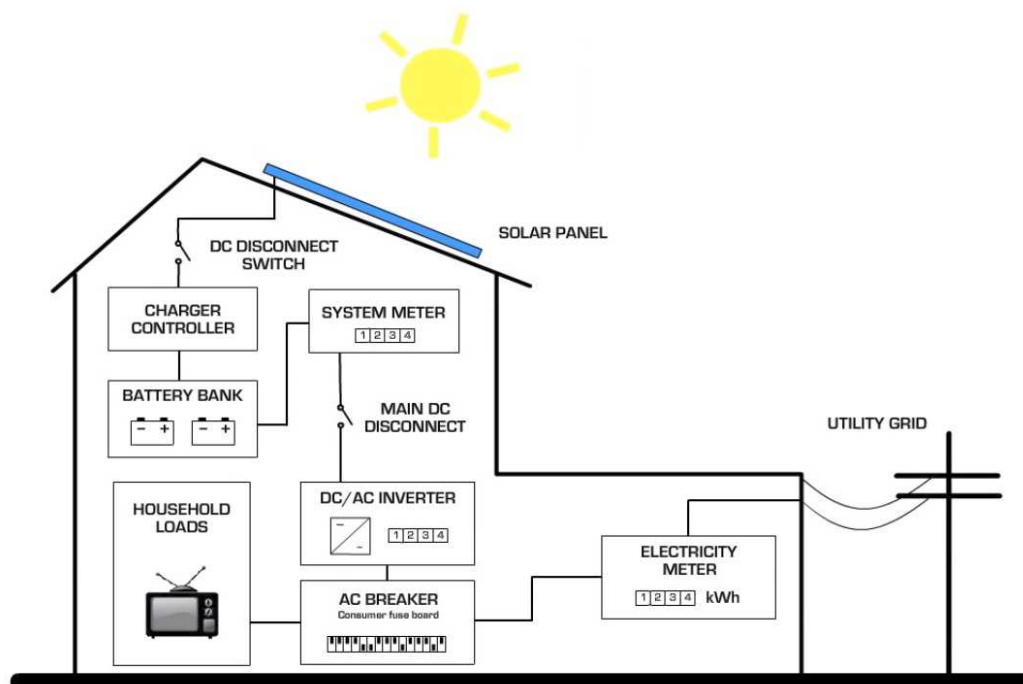


Figura 19 – SFCR com *backup* através de baterias.

Fonte: RENEWABLE FUTURE ENERGY RESOURCES INC, 2012.

Os controladores de carga, ligados entre os painéis solares e as baterias, agem como reguladores de tensão, assegurando a carga otimizada das baterias e mantendo-as em regime de flutuação (manutenção da carga) quando atingida a carga total. Já os controladores de descarga protegem as baterias contra descarga excessiva, de forma a assegurar longa vida útil às mesmas (UNITRON, 2012).

O medidor CC unidirecional mensura a energia gerada e quanta energia está sendo utilizada, mostra o desempenho do sistema fotovoltaico instalado e ainda como está o estado de carga do banco de baterias. Já o medidor bi-direcional CA é o medidor de fornecimento da concessionária, o qual fará as medidas de entrada e saída da energia, tanto fornecida da rede para o consumidor, quanto do consumidor para a rede.

Como as baterias são componentes que armazenam a energia elétrica em corrente contínua, faz-se necessário a utilização de inversores que transformam esta energia em corrente alternada, que por sua vez pode ser utilizada normalmente pelas cargas de uso comum.

O sistema de transferência de carga CA faz o gerenciamento da conexão e desconexão do sistema fotovoltaico e do fornecimento da concessionária, fazendo com que o consumidor nunca fique sem abastecimento de energia (ROZENBLAT, 2006).

No uso do sistema, existem seis maneiras básicas de funcionamento possíveis;

- carga de baterias pelo painel fotovoltaico;
- fornecimento de energia à carga somente pelo painel;
- fornecimento de energia à carga pelo painel e pela concessionária;
- fornecimento de energia à carga e à concessionária;
- fornecimento de energia à carga pela concessionária,
- fornecimento de energia à carga pelo banco de baterias.

Na figura 20, o banco de baterias é carregado pela energia gerada pelo painel fotovoltaico, controlado pelo controlador de carga e descarga.

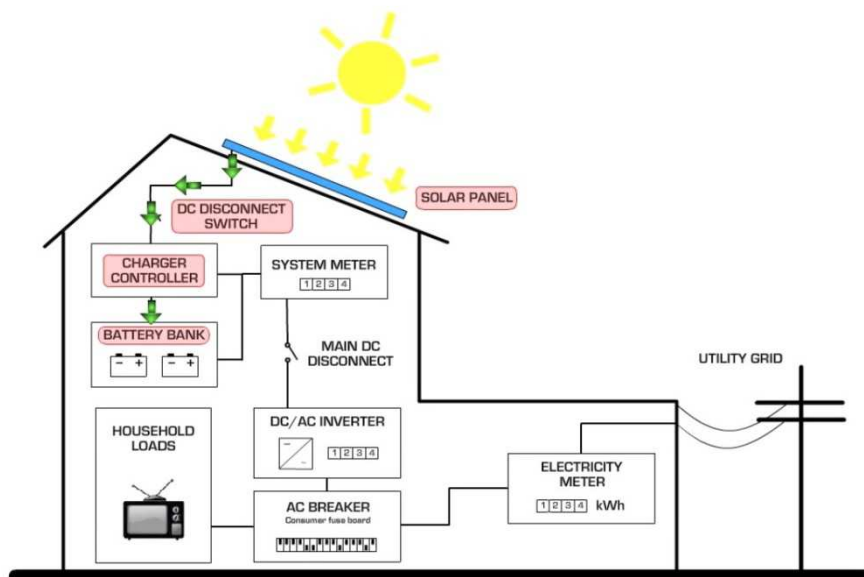


Figura 20 – Carga de baterias pelo painel fotovoltaico.

Fonte: RENEWABLE FUTURE ENERGY RESOURCES INC, 2012.

Seguindo com o funcionamento do sistema fotovoltaico, a figura 21 mostra como as cargas do consumidor são alimentadas diretamente pelo painel fotovoltaico. A energia gerada em corrente contínua é registrada no medidor DC unidirecional, invertida em corrente alternada, e direcionada à carga pelo sistema de transferência de carga CA.

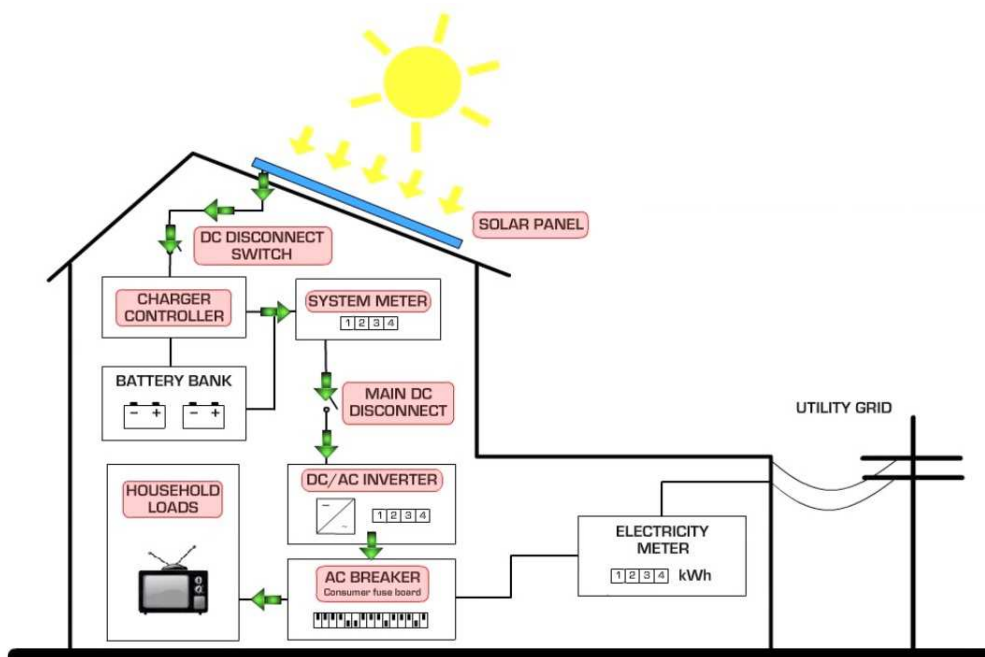


Figura 21 – Fornecimento de energia a carga somente pelo painel.

Fonte: RENEWABLE FUTURE ENERGY RESOURCES INC, 2012.

Nos casos em que o consumidor demanda maior quantidade de energia elétrica do que é gerada pelo sistema fotovoltaico, a concessionária complementa este abastecimento. O medidor bi-direcional faz o registro do consumo necessário para este complemento e o sistema de transferência gerencia o fluxo de potência para estas cargas. Este sistema é ilustrado pela figura 22.

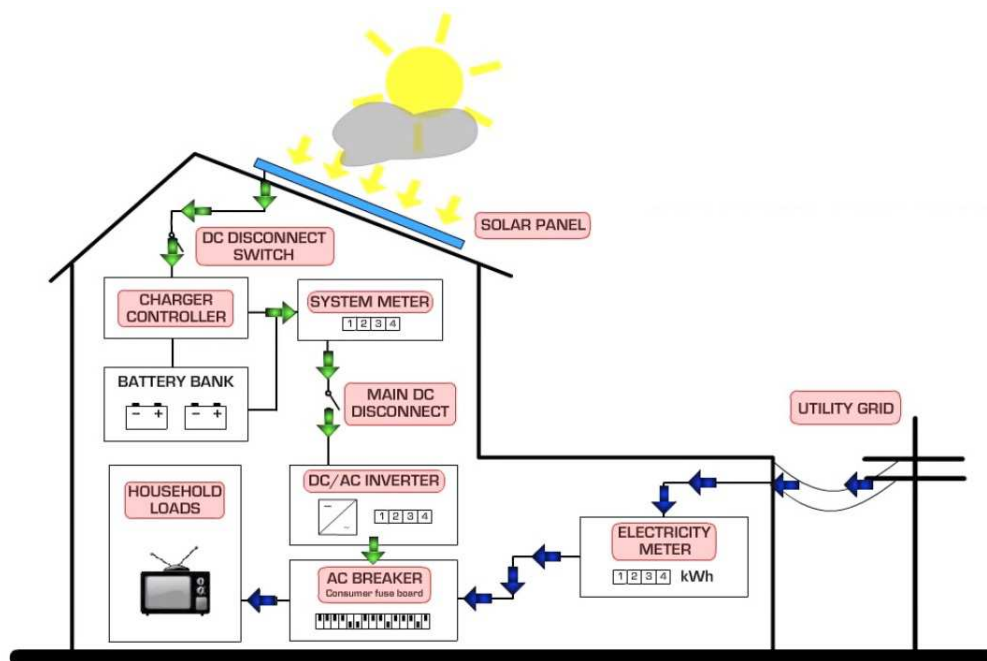


Figura 22 – Fornecimento de energia a carga pelo painel e pela concessionária.

Fonte: *RENEWABLE FUTURE ENERGY RESOURCES INC*, 2012.

A figura 23 demonstra os casos em que a geração de energia elétrica pelo painel fotovoltaico é maior que a demanda do consumidor, o sistema de transferência direciona esta sobra para a rede da concessionária, e o medidor bi-direcional por sua vez mensura a quantidade de energia fornecida, para um futuro consumo de créditos de energia.

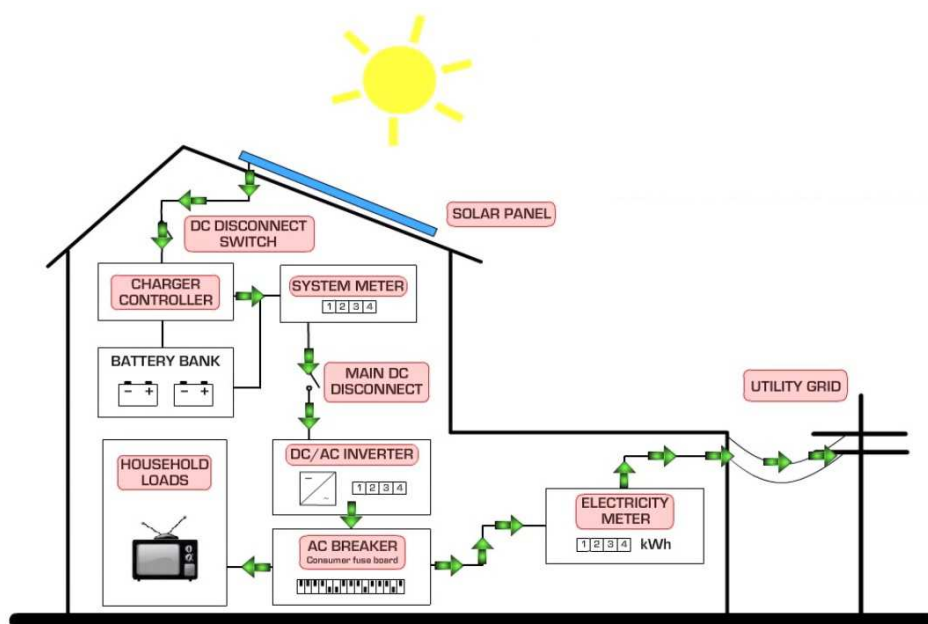


Figura 23 – Fornecimento de energia a carga e a concessionária.

Fonte: *RENEWABLE FUTURE ENERGY RESOURCES INC*, 2012.

No período da noite, quando a geração solar é impossibilitada, e não há energia armazenada nos bancos de baterias, a única forma de abastecimento ao consumidor é estabelecida pela concessionária da forma convencional. Este sistema é demonstrado na figura 24.

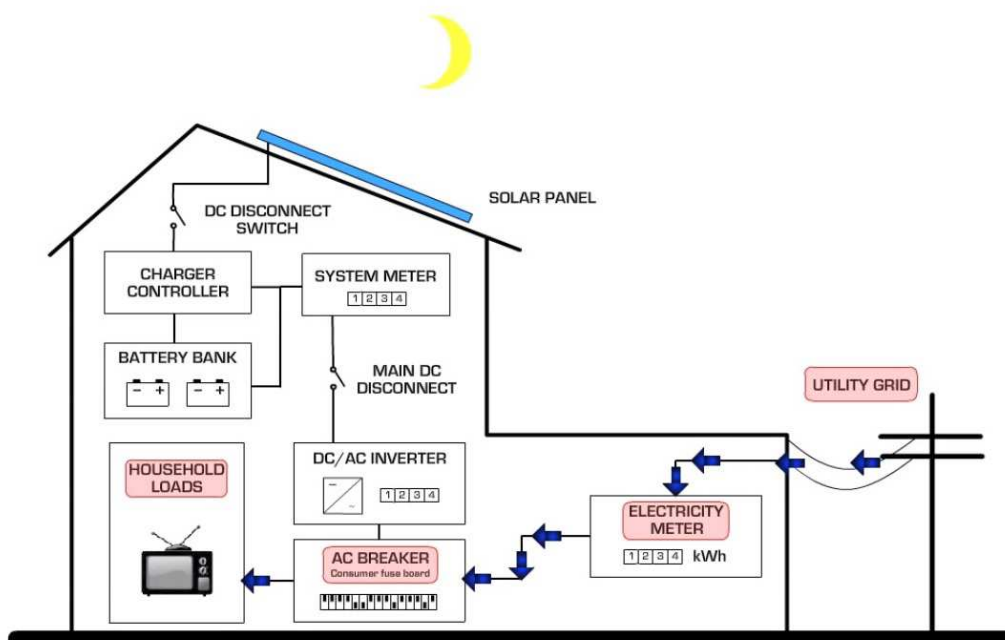


Figura 24 – Fornecimento de energia a carga pela concessionária.

Fonte: *RENEWABLE FUTURE ENERGY RESOURCES INC*, 2012.

A figura 25 mostra efetivamente o uso do *backup* e seus benefícios, pois mesmo quando não é possível a geração fotovoltaica, e a concessionária interrompe seu abastecimento por qualquer motivo, as cargas do consumidor continuam sendo abastecidas através do banco de baterias, pelo menos o tempo suficiente em que essas baterias consigam suprir esta demanda.

Todos estes sistemas demonstrados anteriormente são automáticos e não requerem nenhuma intervenção humana para seu funcionamento.

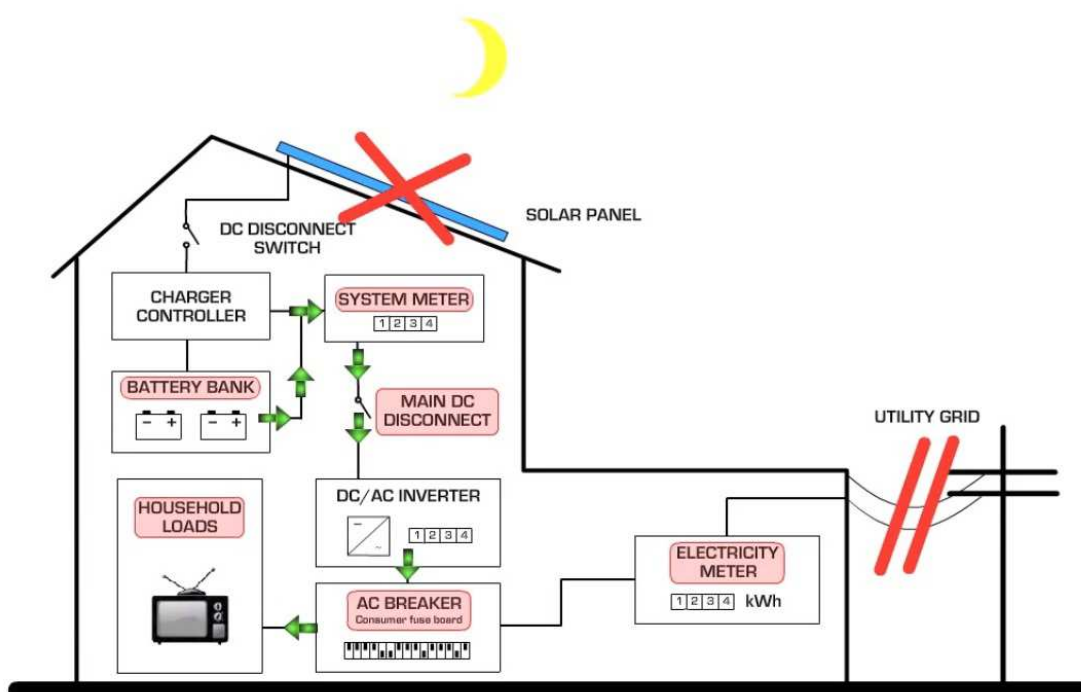


Figura 25 – Fornecimento de energia a carga pelo banco de baterias.

Fonte: RENEWABLE FUTURE ENERGY RESOURCES INC, 2012.

2.7.3.1. Características das Baterias para o Uso em Sistemas Fotovoltaicos

As baterias eletroquímicas são equipamentos de grande importância em um SFCR com *backup* de energia. São responsáveis pelo armazenamento de energia elétrica, e em um momento de falta energia, fornecem a energia elétrica armazenada. O princípio de funcionamento da bateria se baseia na capacidade de transformar a energia elétrica em energia potencial química e posteriormente, quando necessário, converter a energia potencial química em energia elétrica.

Tal como acontece nas pilhas, um acumulador também “fornece eletricidade”, transformando a energia química em energia elétrica. A grande diferença em relação às pilhas, é que consegue com que este seja um processo reversível, ou seja, depois da energia química ter sido transformada em energia elétrica, pode-se novamente repetir este processo, se o acumulador for recarregado (MIGUEL, 2011).

As baterias podem ser classificadas em duas categorias, primárias e secundárias. As baterias primárias são baterias não recarregáveis, ou seja, são baterias de vida útil limitada, que podem ser descartadas assim que sua vida útil chega ao fim, isso ocorre quando os reagentes responsáveis por produzirem a energia elétrica se esgotam. São comumente utilizadas em aplicações de baixa potência como calculadoras, relógios de pulso entre outros. Por sua vez, as baterias secundárias podem ser recarregadas aplicando-se uma tensão nos terminais da bateria, assim é possível reverter as reações químicas responsáveis pela geração de energia elétrica e, portanto recarregar a bateria. Nos sistemas fotovoltaicos são utilizadas as baterias recarregáveis. Atualmente, as baterias chumbo-ácido e níquel-cádmio são as mais utilizadas. Tecnologias como níquel-ferro, sódio-enxôfre e níquel-hidrogênio estão sendo estudadas e são muito promissoras. Segundo o grupo de trabalho de energia solar (GTES), 2004:

“Para o caso específico de Sistemas Fotovoltaicos as baterias chumbo-ácido respondem pela quase totalidade dos sistemas já instalados e tem-se dado preferência às abertas para sistemas grandes e às seladas para sistemas pequenos.”

Quanto à aplicação das baterias, cada aplicação tem suas características e exigências, e para cada aplicação existe um tipo de bateria mais adequada, os diferentes tipos de baterias podem ser classificadas da seguinte forma:

- automotivas – projetadas para suportarem descargas rápidas com alta taxa de corrente e baixa profundidade de descarga;
- tração – projetadas para operar em regime de ciclos diários profundos e com taxa de descarga moderada;
- estacionárias – projetadas para permanecerem em flutuação e são solicitadas ocasionalmente para ciclos de carga e descarga. utilizadas em sistemas de emergência;

- fotovoltaicas – projetadas para ciclos diários rasos com taxas de descarga reduzidas e devem suportar descargas profundas esporádicas devido a possível ausência de geração (dias nublados).

As baterias secundárias também podem ser classificadas quanto à forma de confinamento do eletrólito:

- abertas: baterias desse tipo requerem a verificação periódica do nível do eletrólito;
- seladas – não necessitam de manutenção, ou seja, não é necessária a adição de água.

A eficiência e vida útil das baterias recarregáveis estão diretamente relacionadas com a forma que é utilizada. Segundo GTES, 2004, sobre a correta utilização das baterias:

“Procedimentos que contribuem para o aumento da vida útil da bateria são: manutenção do estado de carga em baterias chumbo-ácido (equalização e flutuação), operação em ambientes de temperatura controlada, controle de sobrecargas e sobredescargas.”

Um sistema fotovoltaico, devido à suas características e exigências, requer um tipo de bateria que atenda basicamente a dois tipos de ciclos:

- ciclos rasos a cada dia;
- ciclos profundos por vários dias (dependendo das condições meteorológicas).

Em um sistema fotovoltaico, quando da utilização de baterias para *backup* de energia, devem ser observadas características importantes para que as baterias possam oferecer um bom desempenho:

- baixa taxa de auto-descarga (reações químicas internas que ocorrem de forma espontânea e que tem como consequência o descarregamento da bateria);
- baixa manutenção;
- confiabilidade (capacidade de fornecer energia para a carga de forma ininterrupta durante o ciclo de funcionamento);

- elevada vida cíclica (número de ciclos em que a bateria é capaz de funcionar sem apresentar falhas de funcionamento).

Baixa alteração no desempenho quando operando fora da faixa de temperatura (GTES,2004).

2.8. GERADOR *DIESEL* COMO OPÇÃO DE *BACKUP* DE ENERGIA

Como forma de aumentar a confiabilidade da disponibilização de energia elétrica, é muito utilizado baterias em conjunto com circuitos *nobreak* para o *backup* de energia elétrica, é possível também utilizar grupos motor gerador a *diesel*.

2.8.1. Grupo Motor Gerador *Diesel*

De acordo com WEG 2013, o gerador elementar foi inventado por Michael Faraday em 1831 na Inglaterra, e simultaneamente nos Estados Unidos por Joseph Henry. Este gerador era constituído basicamente por um ímã que era movimentado dentro de uma espira, provocando o aparecimento de uma força eletromotriz que era registrada em um galvanômetro. O gerador elementar é demonstrado na figura 26.

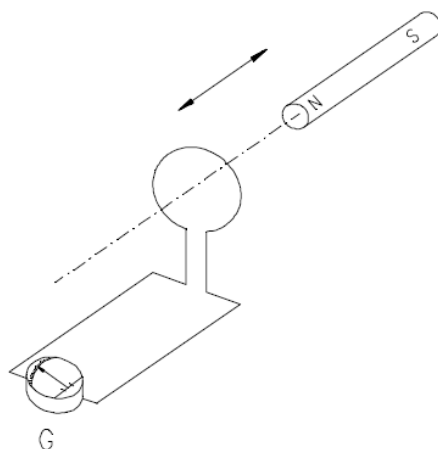


Figura 26 – Gerador elementar.

Fonte: WEG, 2013.

Com o movimento do ímã dentro da espira, a variação do fluxo magnético faz com que a tensão de saída deste gerador elementar seja alternada, sendo assim, o gerador elementar nada mais é que um alternador. Esta tensão de saída alternada pode ser visualizada na figura 27.

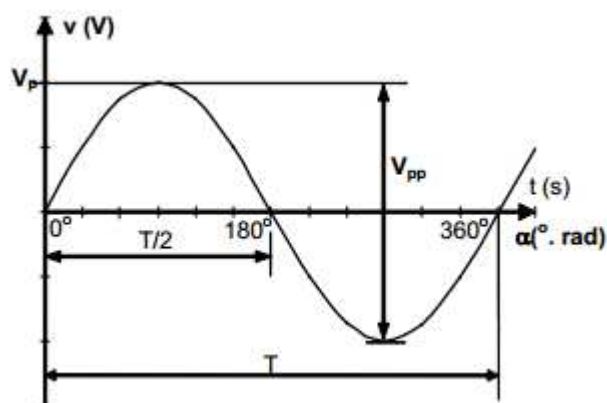


Figura 27 – Tensão de saída do gerador elementar.

Fonte: MUSSOI, 2006.

Os grupos motor gerador *diesel* são assim denominados por serem equipamentos constituídos de motor de explosão *diesel*, alternador e unidade de supervisão e controle.

Estes geradores convertem energia mecânica, proveniente da rotação do motor que por sua vez só ocorre pela combustão do *diesel*, em energia elétrica. Conforme Vázquez explica, "...el movimiento es producido por la expansión de un gas o de un vapor que empuja un embolo en el seno de cilindro, alternativamente por una o otra cara del embolo", ou seja, o movimento só é produzido pela expansão do combustível que faz com que o pistão dentro de um cilindro se desloque de um lado para outro, assim o motor gerador desenvolve seu movimento rotativo para a geração de energia elétrica (VÁZQUEZ, 1972). Na figura 28, um exemplo de gerador *diesel*.



Figura 28 – Grupo motor gerador *diesel*.

Fonte: Ottomotores do Brasil, 2011.

2.8.1.1. Regime de Serviço do Grupo Motor Gerador

Os regimes de serviço do grupo motor gerador devem ser definidos de acordo com a necessidade do usuário, e se dividem em modo Contínuo, *Standby* e *Prime*.

Em geral, os grupos motores geradores são projetados para o regime Contínuo, ou seja, a carga deve ser constante por período indefinido de tempo e igual à potência nominal do gerador. A principal aplicação deste regime ocorre onde não exista o fornecimento de energia elétrica ou onde este não seja confiável.

O regime *Prime* aceita cargas variáveis em períodos de tempo limitados e/ou programáveis, no caso de períodos pré-estabelecidos aplica-se com maior frequência no horário de ponta, quando o valor do kWh é superior ao gerado pela queima do *diesel*, ou ainda em casos de emergência.

O regime *Standby*, assim como o *Prime*, aceita cargas variáveis e seu funcionamento limita-se a suprir o fornecimento de energia elétrica em caráter de emergência quando a concessionária de energia interrompe por algum motivo este fornecimento.

2.9. PANORAMA DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

O país possui um grande desafio nas próximas décadas para buscar soluções para atender os crescentes requisitos de serviços de energia e, ao mesmo tempo,

satisfazer critérios de economicidade, segurança de suprimento, saúde pública, garantia de acesso universal e sustentabilidade ambiental. As crescentes pressões ambientais sobre a exploração do potencial hidráulico localizado na região amazônica e os recursos energéticos cada vez mais distantes dos centros de carga são alguns elementos que se colocam para se buscar novas soluções. Para satisfazer esses critérios, significativos esforços de políticas públicas para inserção de novas tecnologias, P&D e demonstração deverão ser iniciados imediatamente e nos próximos anos para atender a esperada demanda de energia em 2030-2050 (JANNUZZI, 2009).

Segundo Pereira et al.(2006), apesar das diferentes características climáticas observadas no Brasil, pode-se observar que a média anual de irradiação global apresenta boa uniformidade, conforme a figura 29, com médias anuais relativamente altas em todo país. O valor máximo de irradiação global diária – 6,5 kWh/m² – ocorre no norte do Estado da Bahia, próximo à fronteira com o Estado do Piauí. Essa área apresenta um clima semiárido com baixa precipitação ao longo do ano (aproximadamente 300 mm/ano) e a média anual de cobertura de nuvens mais baixa do Brasil. A menor irradiação solar global diária – 4,25 kWh/m² – ocorre no litoral norte de Santa Catarina, caracterizado pela ocorrência de precipitação bem distribuída ao longo do ano. Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2500 kWh/m² por ano) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (900-1250 kWh/m² por ano), França (900-1650 kWh/m² por ano) e Espanha (1200-1850 kWh/m² por ano), onde projetos para aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais, são amplamente disseminados.

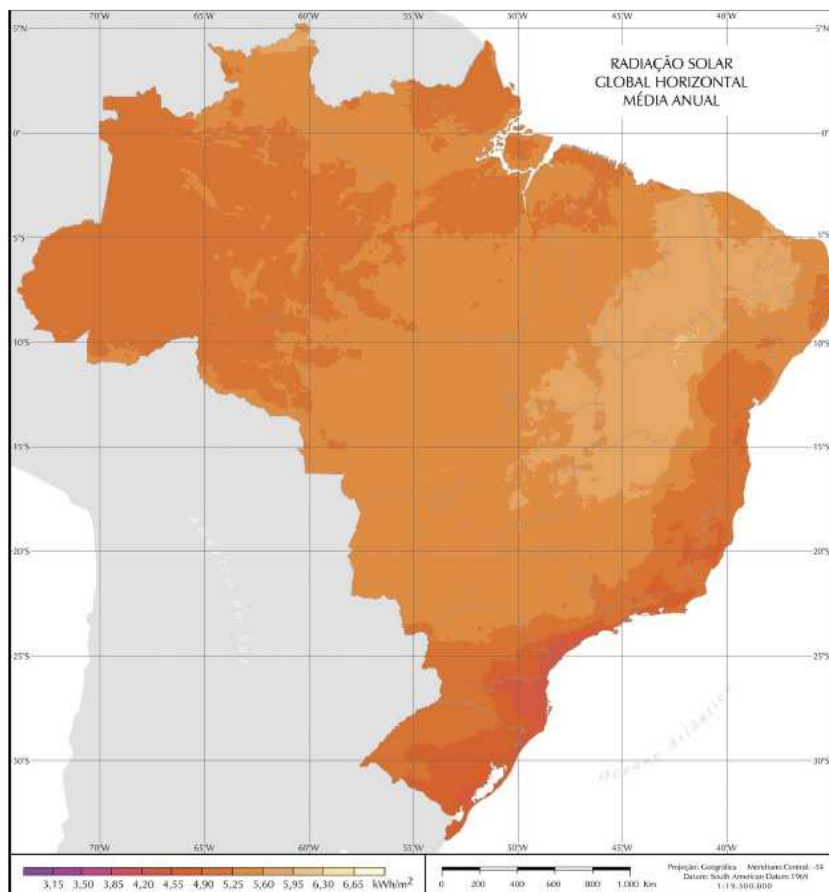


Figura 29 – Mapa da irradiação solar no Brasil.

FONTE:PEREIRA et al., 2006.

Analisando os dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006, é possível concluir que o aproveitamento da energia solar no território brasileiro, mesmo nas regiões com menor incidência de radiação solar, deve mostrar-se vantajoso do ponto de vista econômico, uma vez que a região brasileira com menor incidência de radiação solar, o litoral norte do Estado de Santa Catarina, recebe anualmente 40% a mais de radiação solar do que a região com maior incidência solar da Alemanha, país que é líder mundial do setor de aproveitamento de energia solar.

2.10. LEGISLAÇÃO BRASILEIRA

2.10.1. Resolução Normativa nº 482 - ANEEL

A Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2013, define as condições de acesso para geração distribuída no Brasil. A normativa é dividida em:

- micro geração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou co-geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- mini geração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou co-geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro geração distribuída ou mini geração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo cadastro de pessoa física (CPF) ou cadastro de pessoa jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (redação dada pela resolução normativa SRD/ANEEL nº 517, de 11.12.2012).

As companhias de distribuição tiveram 240 dias, a partir do dia em que a resolução normativa 482 entrou em vigor, para adequar seu sistema comercial, elaborar e revisar suas normas técnicas para tratar de geração distribuída.

Os custos para adequação na medição, necessário para o sistema de compensação, serão de responsabilidade do interessado. Depois de instalado a distribuidora será responsável pela operação e manutenção.

2.10.2. Normas COPEL - Geração Distribuída

A Companhia Paranaense de Energia (COPEL) criou normativas para formalizar os procedimentos operativos para interligar o cliente à rede.

O presente acordo prevê a operação em paralelo da unidade geradora com o sistema elétrico da COPEL Distribuição. É de responsabilidade exclusiva do acessante, o cumprimento dos procedimentos de segurança e os requisitos de sincronismo para possibilitar uma conexão segura do gerador em paralelo com o sistema elétrico da COPEL, no caso de falha ou defeito de qualquer relé de proteção, a operação em paralelo não é permitida. Os relés de proteção deverão possuir função de auto-diagnóstico, sinalizando qualquer defeito ou falha de maneira visível. Nesta condição, o gerador deverá ser retirado de operação imediatamente.

Compete à COPEL a realização dos estudos para a integração do acessante, devendo este informar a relação de dados necessários à elaboração dos referidos estudos que devem ser apresentados quando da solicitação de acesso.

O consumidor deve efetuar os ajustes das proteções instaladas no(s) painel(is) existente(s) em suas instalações internas. Os ajustes deverão ser efetuados ou alterados por profissionais qualificados. Após a realização da configuração do sistema de proteção (relés) e testes, o comando que permite habilitar ou desabilitar as funções de proteção e de disparo dos relés deverá estar instalado dentro de uma caixa lacrada ou protegido através de senha de acesso, exclusivos da COPEL. O painel de controle e proteção deverá permanecer lacrado.

Para energização da linha de distribuição responsável pelo suprimento ao sistema de distribuição na região, incluindo a instalação do acessante, o centro de operação da distribuidora poderá fazer tentativas de religamento do alimentador sem comunicação com o acessante. O religador do referido alimentador também está programado para realizar tentativas automáticas de religamento após desligamentos acidentais. Somente a COPEL pode operar os equipamentos de manobra. Ela deverá ter livre acesso ao disjuntor de conexão da barra de geração com sua rede, de forma a poder efetuar, a qualquer tempo, a desconexão entre os sistemas. É completamente vedada a alimentação de cargas de outras unidades consumidoras pertencentes à COPEL fora de sua própria unidade consumidora, quando o sistema

estiver eletricamente isolado do sistema de distribuição, caracterizando uma operação ilhada.

O gerador não deverá causar influências na qualidade de energia fornecida pela COPEL aos seus acessantes. Caso a distribuidora detecte problemas devido à operação da geração com o sistema, será providenciado o desligamento daquela geração até que o acessante implante as medidas cabíveis para solucionar o problema (COPEL, 2013).

2.10.3. Taxas e Tarifas – COPEL

Em função da homologação pela ANEEL das novas tarifas de energia, resultado do reajuste tarifário de junho de 2013, conforme Resolução nº 1.565, de 9 de julho de 2013, com validade até 23 de junho de 2014, as tarifas de energia elétrica da COPEL ficam, em média, reajustadas em 9,55%(COPEL,2013), as tarifas estão disponíveis no Anexo 02.

3. ANÁLISE TÉCNICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE E DOS SISTEMAS DE *BACKUP* DE ENERGIA

3.1. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO (SF)

3.1.1. Panorama do Consumidor



Figura 30– Vista do posto de combustível.

Fonte: Os Autores, 2013.

A localização do posto é favorável para as instalações dos módulos fotovoltaicos, pois não existem construções próximas o suficiente para inviabilizar a instalação. A estrutura civil possibilita que sejam instalados os módulos sobre a cobertura.

A figura 31 apresenta a vista panorâmica do posto, com uma marcação indicando o ponto de georreferenciamento (latitude:25°20'55" S; longitude: 49°10'33" O).

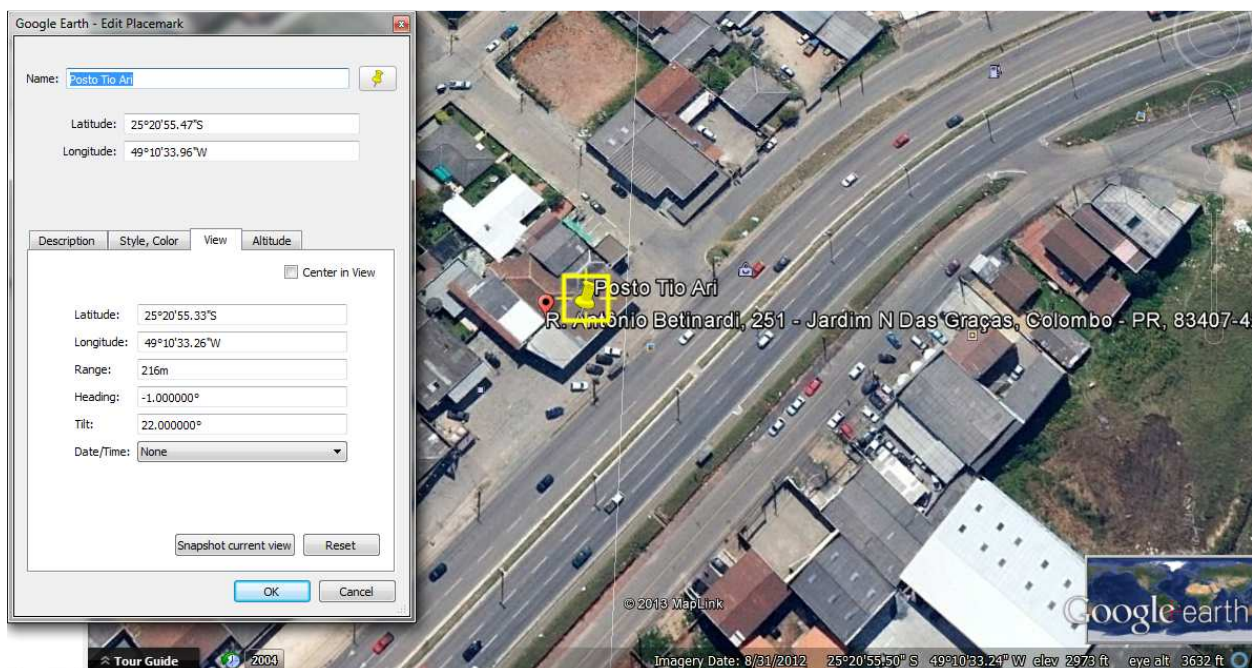


Figura 31- Posição geográfica do posto.

Fonte: GOOGLE MAPS,2013.

O posicionamento dos módulos fotovoltaicos deve ser otimizado para se obter uma melhor captação da irradiação. A intensidade da irradiação solar varia de acordo com a localização dos módulos, uma vez que em cada local de fixação desses módulos existe uma latitude e longitude diferente, uma inclinação do módulo específica (varia de acordo com a latitude) e um desvio azimutal (varia de acordo com a disposição do módulo em relação ao norte geográfico).

Como o posto de combustível está localizado à 41° do norte geográfico, orientado para o leste, deve-se reduzir a inclinação do módulo a fim de compensar a perda por causa do desvio azimutal, desta forma o módulo fotovoltaico ficaria situado à 41° do norte geográfico, orientado para o oeste.

Além da análise da localização do posto, é importante descrever todas as cargas que compõem este consumidor, como mostra o quadro 2 a seguir:

Quadro 2 – Cargas do posto de gasolina.

Quantidade	Item	Potência Nominal (W)	Potência Inicial (W)	Potência Total (Nominal) (W)	Potência Total (Inicial) (W)
3	Geladeira Metalfrio	700	2800	2100	8400
1	Geladeira Metalfrio	660	2640	660	2640
1	Geladeira Metalfrio	902	3608	902	3608
2	Geladeiras de 3 portas	900	3600	1800	7200
1	Estufa pra Salgados	2100	2100	2100	2100
1	Geladeira de Doces	500	2000	500	2000
3	Freezer	500	2000	1500	6000
1	Fritadeira	1000	1000	1000	1000
1	Forno Fisher	1750	1750	1750	1750
1	Aquecedor de Comida	1753	1753	1753	1753
1	Freezer	310	1240	310	1240
21	Lâmpadas	14	14	294	294
4	Computador	300	300	1200	1200
3	Impressora	100	100	300	300
6	Lâmpadas	18	18	108	108
16	Lâmpadas	54	108	864	1728
1	Compressor de ar – 5CV	3750	15000	3750	15000
4	Bombas de Gasolina	1500	6000	6000	24000
1	Filtro de <i>Diesel</i>	736	2944	736	2944
1	Geladeira RedBull	500	2000	500	2000
2	Liquidificador	250	250	500	500
1	Microondas	1000	2000	1000	2000
1	Máquina de Gelo	150	600	150	600
1	Moedor	245	980	245	980
1	Cafeteira	1200	1200	1200	1200
1	Calibrador	10	10	10	10
TOTAL				31232 W	90555 W

Fonte: Os Autores, 2013.

3.1.1.1. Avaliação do Espaço Físico da Instalação

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico deve levar em conta a robustez e a facilidade de instalação e manutenção. O local de instalação do projeto será no telhado do posto de combustível selecionado. A área disponível para a instalação do sistema é de 234 m² referente ao telhado do posto e 223 m² referente à área de abastecimento, onde se encontram as bombas de combustível *diesel*, porém será deixado uma área livre entre os módulos para a circulação de pessoas para a realização da manutenção e também para que os módulos da frente não projetem sombra sobre os módulos instalados nas fileiras adjacentes. A figura 32 ilustra onde será proposta a instalação dos módulos fotovoltaicos.



Figura 32- Vista superior da cobertura do posto e da área anexa.

FONTE: GOOGLE MAPS,2013.

Na figura 33 é mostrada a vista do posto de combustível em corte com os módulos fotovoltaicos instalados na cobertura com a devida inclinação determinada através do *software* PVWATTS.

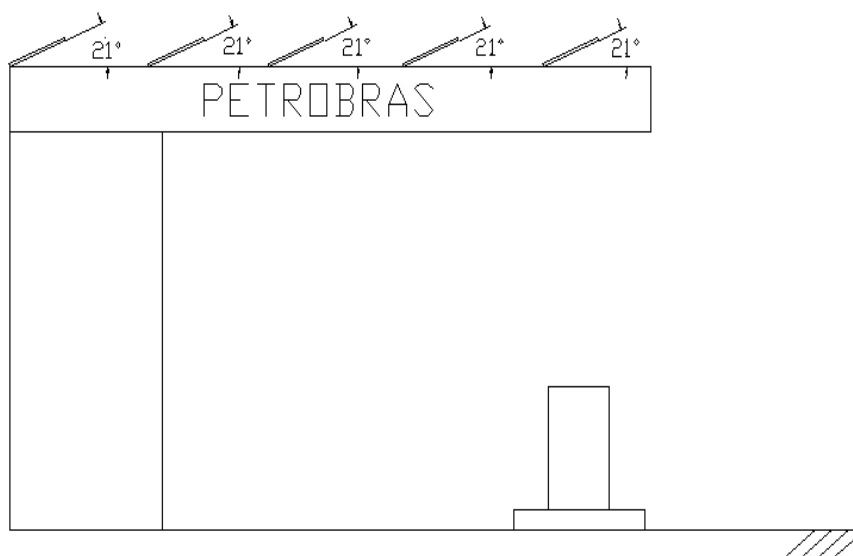


Figura 33 - Vista corte da cobertura do posto com os módulos instalados.

Fonte: Os Autores, 2013.

Quanto a fixação dos módulos, escolhida para esse estudo, a solução adotada pode ser como a da figura 34, pois essa estrutura é de fácil montagem e atende completamente às necessidades do estudo.



Figura 34– Estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: SUNFIELDS, 2012.

3.1.1.2. Avaliação do Potencial Energético Solar

Primeiramente, para o correto dimensionamento do SF, é necessário avaliar o potencial energético solar na região onde se encontra o posto de combustível, de forma que se possa calcular a energia gerada. Para a realização desse estudo foi utilizado o *software* PVWATTS, onde inserindo o valor do ângulo azimutal (-41°), o sinal negativo do ângulo azimutal é referente a orientação para o oeste, é o ângulo de orientação dos módulos, ou seja, a face dos módulos se encontram deslocados do norte de 41° (orientado para o oeste), assim alterando o ângulo de inclinação do módulo é possível obter diferentes valores de radiação solar durante o ano.

De acordo com a figura 35 é possível verificar que o melhor índice de radiação solar durante o ano se deu com 21° de inclinação, pois embora outros valores de inclinação indicam o mesmo índice de $4,40 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$, é com 21° que se tem a maior geração de energia durante o ano.

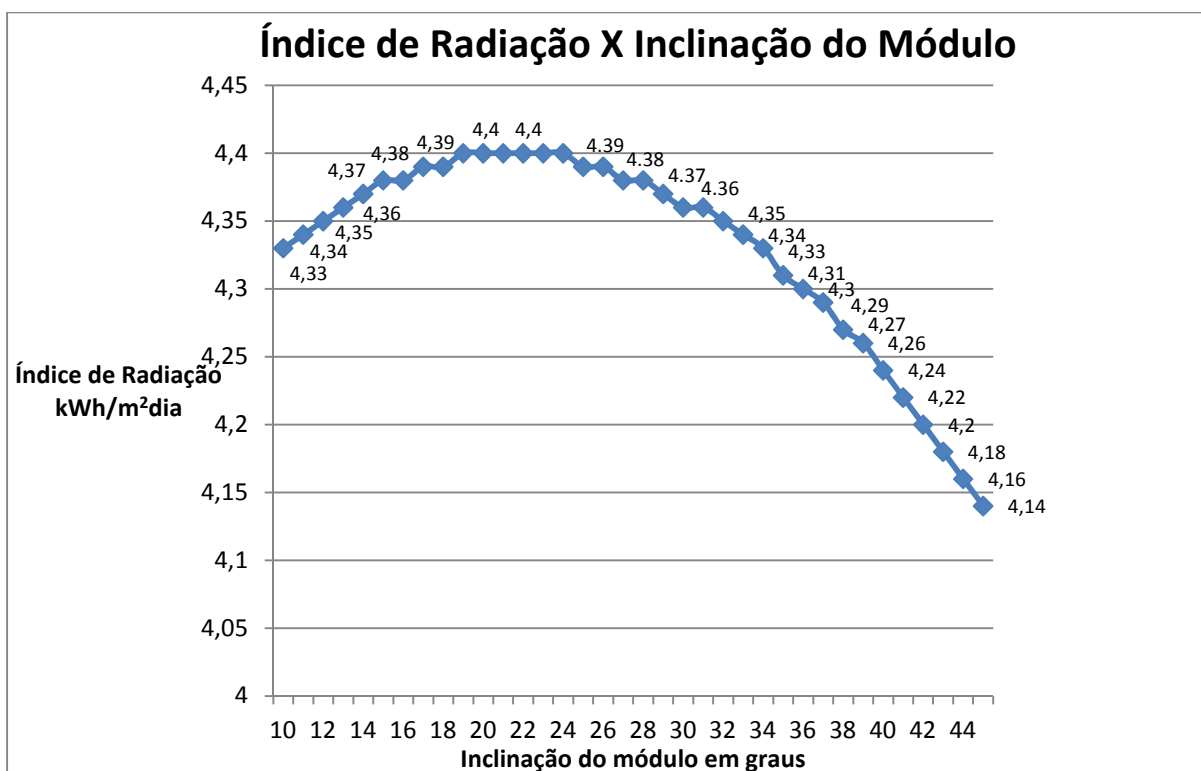


Figura 35– Variação da radiação solar em relação à inclinação do módulo.

Fonte: Os Autores, 2013.

É importante informar que o *software* não apresenta os dados de radiação para a cidade de Colombo-PR, local onde se situa o posto de combustível, dessa forma foram utilizados os dados para a cidade de Curitiba e região metropolitana. No entanto, como a cidade de Colombo-PR está situada um pouco mais ao norte do que Curitiba-PR, ou seja, está mais perto da linha do Equador, isso significa que ela recebe uma maior irradiação solar do que Curitiba-PR, embora essa diferença de valor seja muito pequena, pois a diferença na latitude das cidades é muito pequena, a geração de energia do SF do posto de combustível em Colombo-PR será levemente maior do que calculado nesse estudo.

Outro ponto importante que deve ser salientado é que o *software* PVWATTS utiliza a base de dados *SWERA*, que é referência em base de dados de irradiação solar para a realização de estudos dos sistemas fotovoltaicos. É possível conferir na figura 36, a tela inicial do *software* PVWATTS.

The screenshot shows the PVWATTS software interface. At the top left is the PVWatts logo. To its right is a text instruction: "Click on **Calculate** if default values are acceptable, or after selecting your system specifications. Click on **Help** for information about system specifications. To use a DC to AC derate factor other than the default, click on **Derate Factor Help** for information." Below this is a horizontal line. The interface is divided into three main sections: "Site Location:", "PV System Specifications:", and "Energy Data:".

Site Location:

WMO Number:	838400
City:	Curitiba/Afonso Pen
Country/Province:	BRA
Latitude:	25.52°S
Longitude:	49.17°W
Elevation:	908 m
Weather Data:	SWERA

PV System Specifications:

DC Rating (kW):

DC to AC Derate Factor: DERATE FACTOR HELP

Array Type: ▼

Fixed Tilt or 1-Axis Tracking System:

Array Tilt (degrees): (Default = Latitude)

Array Azimuth (degrees): (Default = Equator-Facing)

Energy Data:

Energy Cost per kWh: real (Default = Country Average)

Calculate
HELP
Reset Form

Figura 36– Tela inicial do *software* PVWATTS.

Fonte: Os Autores, 2013.

Uma vez aberto o *software*, preenche-se o campo *ArrayTilt* com a inclinação do módulo e no campo *ArrayAzimuth* coloca-se a orientação do módulo fotovoltaico.

Os campos *DC Rating* e *DC to AC DerateFactor* não são necessários preencher e o campo *ArrayType* é preenchido com *FixedTilt*, o que significa que o módulo fotovoltaico é fixo, ou seja, ele não se move a ponto de seguir a orientação do sol. No campo *Energy Cost*, pode-se colocar o valor da tarifa de energia praticada pela concessionária local. Após clicar em *calculate*, o *software* retorna os dados da figura 37:

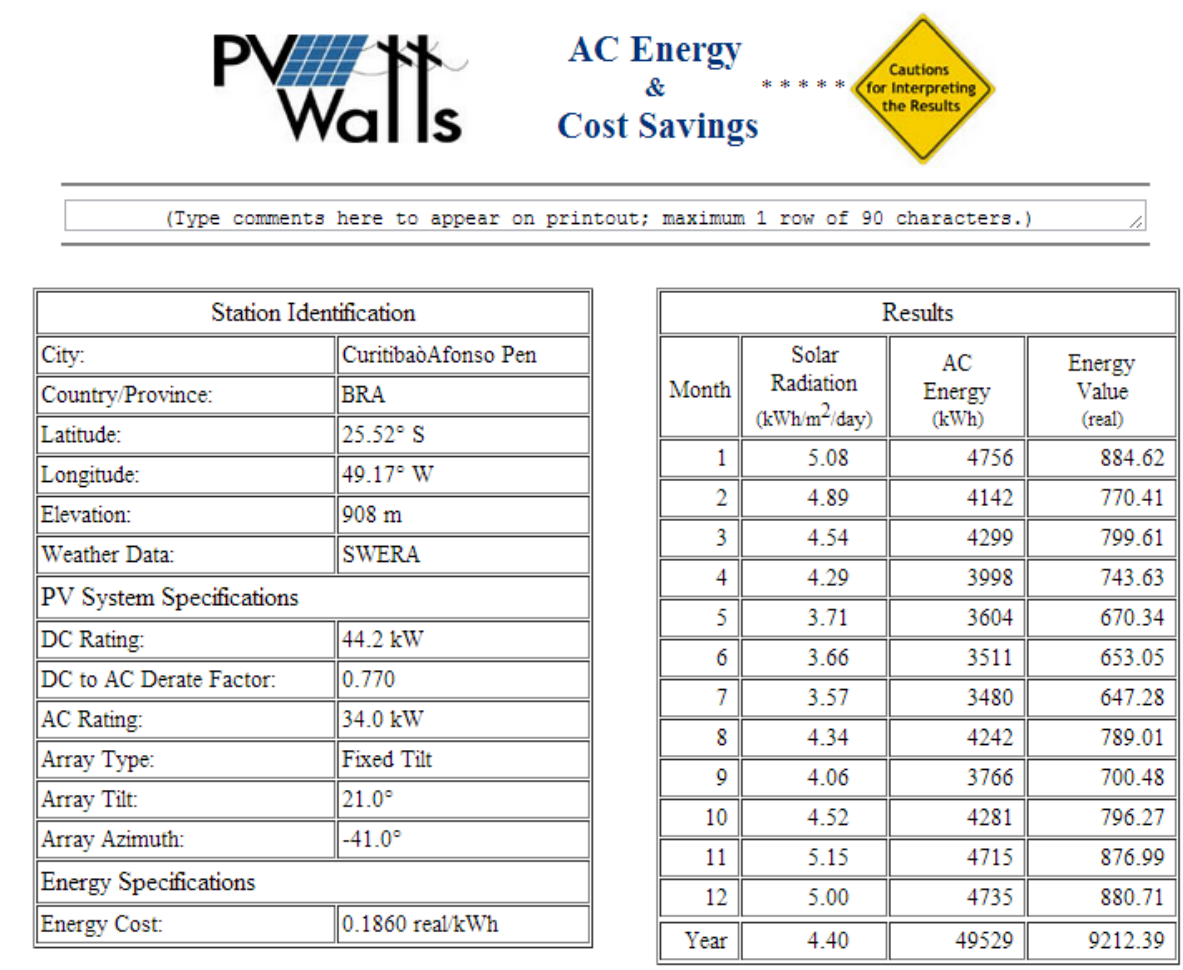


Figura 37– Dados fornecidos pelo *software* PVWATTS.

Fonte: Os Autores, 2013.

Na tabela da esquerda é possível verificar os dados da localidade e especificações do SF e na tabela da direita, os índices mensais de radiação e geração de energia, assim como o valor de energia produzido de acordo com a tarifa de energia local. Também é possível verificar a média anual do índice de radiação, o total de energia gerada no ano e o valor total de energia gerada em dinheiro.

3.1.1.3. Definição do Consumo Mensal do Posto

Para início do projeto deve-se definir a média de consumo mensal referente ao período de 12 meses. Logo foram utilizadas as faturas de energia elétrica do Anexo 03 do referido posto. Como as mesmas apresentam um histórico de consumo de energia referente ao último ano, assim foi possível determinar a média de consumo mensal nesse período. A partir dos dados da fatura, obteve-se o gráfico anual do consumo de energia em kWh na figura 38, com uma média de 4317 kWh/mês.

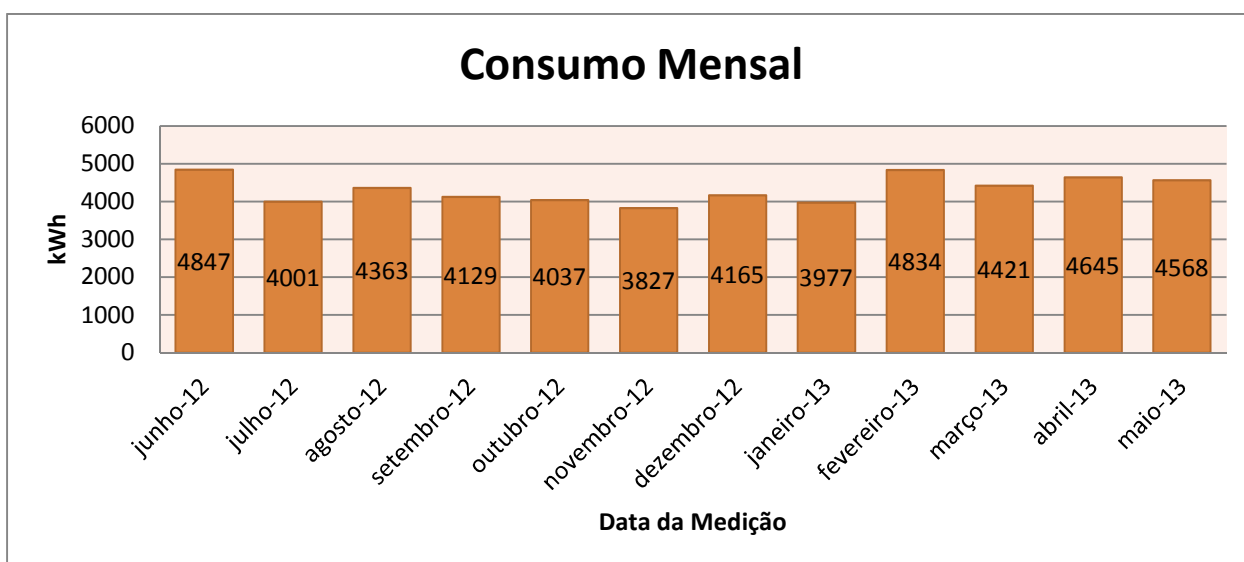


Figura 38- Consumo mensal do posto de combustível.

Fonte: Os Autores, 2013.

3.1.2. Dimensionamento do SF

3.1.2.1. Potência Nominal do SF

Para determinar a área ou a quantidade de módulos necessários para suprir a demanda de energia do posto de combustível, deve-se calcular a potência nominal (gerada a partir da radiação solar) necessária para atender ao consumo médio diário do posto. Pode-se interpretar este cálculo como uma maneira de demonstrar aproximadamente a capacidade da edificação em manter-se autosuficiente, ou seja,

a capacidade do estabelecimento em operar somente utilizando a energia solar independente da energia da rede elétrica pública.

Os cálculos realizados no item presente têm por referência Urbanetz, 2013. Para o dimensionamento da potência nominal do SF utiliza-se a equação 1:

$$P_{FV} = \frac{E * G}{H_{TOT} * PR}$$

onde:

P_{FV} : potência do sistema fotovoltaico (kW_p);

E : consumo médio diário durante o ano (kWh/dia);

G : irradiâncias condições padrão de teste ($1 kW/m^2$);

H_{TOT} : irradiação solar incidente no plano dos módulos FV (kWh/m^2*dia);

PR : taxa de desempenho do SFCR, tipicamente 75%.

Primeiramente, pode-se obter o consumo médio diário durante o ano dividindo o consumo anual pela quantidade de dias do ano. Como no caso do posto o consumo mensal médio em um período de 1 ano foi de 4317 kWh, multiplica-se esse valor por 12 meses e divide por 365 dias, assim obtendo o valor de consumo médio de $E = 141,93 kWh$ por dia. Um dado muito importante é o índice de irradiação, que de acordo com o *software* PVWATTS, é de $4,40 kWh/m^2/dia$.

Outro dado que deve-se considerar é o rendimento do sistema, valor esse que depende de vários fatores como:

- eficiência do inversor;
- perdas nos cabos CC e CA;
- perdas nas conexões;
- perdas por causa de sujeira e temperatura;
- disponibilidade do sistema;
- diferenças entre os valores nominais e reais do módulo.

Considerando todas essas perdas, que são de aproximadamente 25%, o rendimento do SF que será adotado nesse estudo será de 75%.

Sendo assim, retornando a equação 1, temos:

$$P_{FV} = \frac{141,93 * 1}{4,40 * 0,75} = 43,01 \text{ kWp}$$

Desta forma, é necessário uma geração solar da ordem de 43,01 kW_p para suprir as necessidades diárias de consumo do posto de combustível.

3.1.2.2. Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico escolhido para este projeto é da Kyocera Solar composto por silício policristalino, modelo KD320GH - 4YB com dimensões de 156mm x 156mm, as quais foram decisivas na escolha do módulo por se adequarem bem a cobertura onde serão instalados. As especificações técnicas completas deste equipamento encontram-se no Anexo 04. A figura 39 mostra a imagem do módulo fotovoltaico da Kyocera, modelo KD320GH – 4YB:

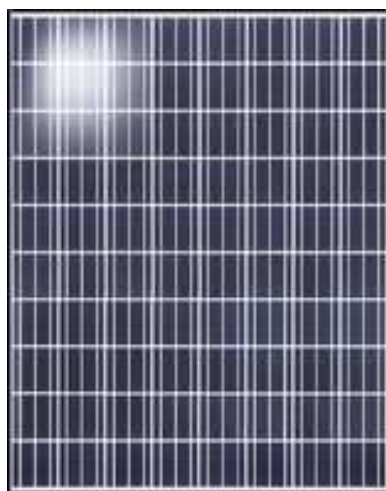


Figura 39– Módulo fotovoltaico Kyocera Solar KD320GH-4YB.

FONTE: SOLARSHOP, 2012.

3.1.2.3. Determinação da Quantidade de Módulos

O passo seguinte é a determinação da área total ocupada pelos módulos, para determinar esse valor somente é necessário conhecer a eficiência do módulo fotovoltaico, de acordo com a especificação técnica do Anexo 04, o módulo escolhido apresenta eficiência de 14,5%, assim utilizando a equação 2:

$$A_{TOTAL} = \frac{P_{FV}}{E_{ff}}$$

onde:

A_{total} : área total de módulos (m^2);

P_{FV} : potência do sistema fotovoltaico (kW_p);

E_{ff} : eficiência do módulo (%).

$$A_{TOTAL} = \frac{43,01}{0,145} = 296,62 \text{ m}^2$$

Portanto, a área total necessária e ocupada pelos módulos é de 296,62 m^2 . Para achar a quantidade de módulos, basta utilizar a equação 3:

$$Q_{módulos} = \frac{P_{FV}}{P_{MÓDULO}}$$

Onde:

$Q_{módulos}$: quantidade de módulos necessária para gerar a P_{FV} ;

P_{FV} : potência do sistema fotovoltaico (kW_p);

$P_{módulo}$: potência de um módulo fotovoltaico.

$$Q_{módulos} = \frac{43,01}{320} = 134,40$$

Então, são necessários 135 módulos para suprir a demanda de energia do posto de combustível.

3.1.2.4. Determinação do Inversor de Frequência

Segundo Barros, 2011, para determinar o inversor, deve-se basear na potência nominal do sistema fotovoltaico, ou seja, 43,01kWp. É admissível que o intervalo de potência do inversor para determinado sistema fotovoltaico seja determinado pela equação 4:

$$0,7 * P_{SF} < P_{INVERSOR} > 1,2 P_{SF}$$

onde:

P_{SF} : potência do sistema fotovoltaico;

$P_{INVERSOR}$: potência do inversor.

Porém, se a potência do inversor for menor que a potência do intervalo, será necessário mais de um inversor para suprir a demanda do sistema. Segundo Collar, et al., 2012, também deve-se considerar outros pontos para especificar o inversor:

- a possibilidade de assistência técnica no Brasil;
- a tensão de entrada do inversor deve ser superior à tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico;
- a temperatura de operação;
- possuir acompanhamento de ponto de potência máxima.

O inversor dimensionado foi o inversor da linha SunnyTripower. Dentre os modelos pertencentes a essa linha foi escolhido o 15000TL, pelos seguintes motivos: é o inversor que se adequa à faixa de potência dos módulos, não apresenta transformador isolador na saída e possui controle de reativos. As informações relevantes do inversor estão descritas na figura 40. As informações adicionais referentes ao inversor escolhido estão no Anexo 05.

Overview	Technical Data	Accessories	D
Show All / Hide All		SUNNY TRIPOWER 15000TL	
- Input (DC)			
Max. DC power (@ cos φ=1)	15340 W		
Max. input voltage	1000 V		
MPP voltage range / rated input voltage	360 V – 800 V / 600 V		
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V		
Max. input current input A / input B	33 A / 11 A		
Max. input current per string input A** / input B**	33 A / 12.5 A		
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:5; B:1		

Figura 40 - Dados de entrada do inversor Sunny Tripower15000TL.

FONTE: Adaptado SMA, 2013.

Os cálculos do dimensionamento do inversor tem como referência Collar, et al., 2012. Para o dimensionamento do inversor a quantidade de módulos ligados em série deve ser tal a garantir que a tensão da fileira esteja próxima à tensão nominal do inversor. Dessa forma a razão é determinada pela equação 5:

$$Nm = \frac{V_{inv}}{V_{mm}}$$

$$Nm = \frac{600}{40,1} = 14,96 \approx 15 \text{ módulos}$$

onde:

N_m : número de módulos em série;

V_{inv} : tensão nominal do inversor;

V_{mm} : tensão máxima do módulo.

O número de módulos ligados em série será de 15 unidades. Será necessário calcular a tensão de alimentação do inversor com a tensão de circuito aberto através da equação 6:

$$V_{ca} = N_m \times V_{cam}$$

$$V_{ca} = 15 \times 49,5 = 742,5 V$$

onde:

V_{ca} : tensão de circuito aberto da fileira;

N_m : número de módulos;

V_{cam} : tensão de circuito aberto do módulo.

Logo, a tensão de circuito aberto é inferior à tensão máxima permitida dos módulos e pelo inversor, estando adequado para utilização. Deste modo, define-se pela equação 7:

$$P_{cm} = N_m \times P_m$$

$$P_{cm} = 15 \times 320 = 4800 W$$

onde:

P_{cm} : potência do conjunto de módulos;

N_m : número de módulos;

P_m : potência do módulo.

Após calculada a potência do sistema, é possível determinar o número de arranjos dos módulos para ligação em um inversor, pela equação 8:

$$N_{ainv} = \frac{P_{inv}}{P_{cm}}$$

$$N_{ainv} = \frac{15340}{4800} = 3,19 \approx 3$$

onde:

N_{ainv} : número de arranjos por inversor;

P_{inv} : potência do inversor;

P_{cm} : potência do conjunto de módulos.

O número de arranjos será 3 e irá conter 15 módulos ligados em série. A potência do arranjo deve ser inferior a potência do inversor. É necessário a verificação da corrente de curto circuito do arranjo, de acordo com a equação 9:

$$C_{cca} = N_{ainv} \times C_{ccm}$$

$$C_{cca} = 3 \times 8,6 = 25,4A$$

onde:

C_{cca} : corrente de curto-circuito do arranjo;

N_{ainv} : número de arranjos por inversor;

C_{ccm} : corrente de curto-circuito do módulo.

Como a máxima corrente de entrada suportada pelo inversor é igual a 33 A, então o arranjo está dimensionado para tal inversor.

Como serão necessários 135 módulos fotovoltaicos para suprir a demanda do posto de combustível, através da equação 10:

$$N_{inv} = \frac{N_{tm}}{N_{ma}}$$

$$N_{inv} = \frac{135}{45} = 3$$

onde:

N_{inv} : número de inversor;

N_{tm} : número total de módulos;

C_{ccm} : número de módulos por arranjo.

Então, serão necessários 3 inversores Sunny Tripower 15000TL, para garantir a demanda do posto de combustível.

3.1.2.5. Disposição dos Módulos Fotovoltaicos

3.1.2.5.1. Distância Mínima entre Fileiras

De acordo com a figura 41, os módulos fotovoltaicos não devem ser dispostos de forma que o próprio módulo projete sombra nas fileiras adjacentes. Dessa forma, deve ser calculada a distância mínima entre as fileiras utilizando a equação 11(SUNFIX, 2008):

$$d = \frac{h_1}{\text{tg}(66,5^\circ - \text{latitude})}$$

onde:

d: distância mínima entre as fileiras;

h_1 : altura de inclinação do módulo;

latitude: latitude do local de instalação do módulo;

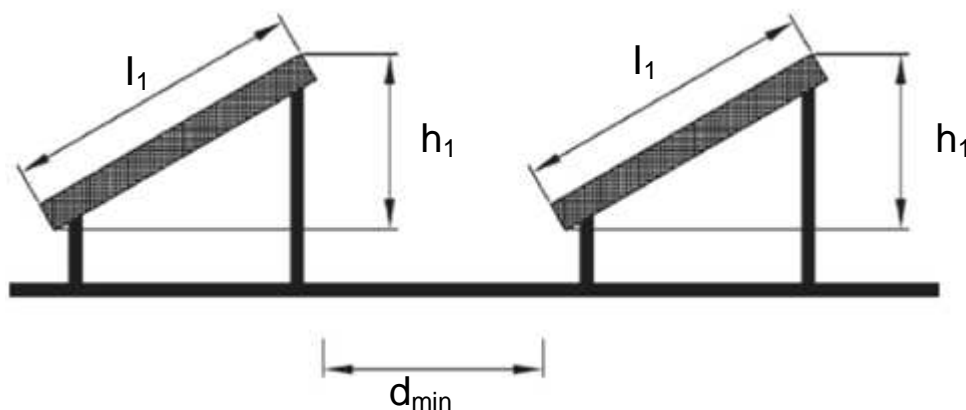


Figura 41– Linhas de módulos fotovoltaicos.

Fonte: Adaptado de SUNFIX, 2008.

No entanto, para o cálculo da distância mínima é necessário o valor de h_1 , de acordo com a equação 12:

$$h_1 = l_1 * \text{sen}(I)$$

onde:

l_1 : largura do módulo fotovoltaico;

h_1 : altura de inclinação do módulo;

I : inclinação do módulo.

Logo:

$$h_1 = 1,32 * \text{sen}(18^\circ) = 0,408 \text{ m}$$

Voltando à equação 11:

$$d = \frac{0,408}{\text{tg}(66,5^\circ - 25,348^\circ)} = 0,47 \text{ m}$$

Portanto, as fileiras de módulos devem ser separadas por uma distância de aproximadamente 0,50 metros para que o sombreamento não ocorra nas fileiras adjacentes. Os módulos devem ser distribuídos de forma que sejam formadas fileiras com 0,6 metros de distância para não somente evitarem o sombreamento, mas também para permitirem a passagem de pessoas para a realização de manutenções.

3.1.2.5.2. Esquematização dos Módulos nas Coberturas

Na cobertura do posto serão instalados 75 módulos, como pode ser visto na figura 42, os 60 módulos restantes serão instalados na área anexa ao posto, conforme a figura 43.

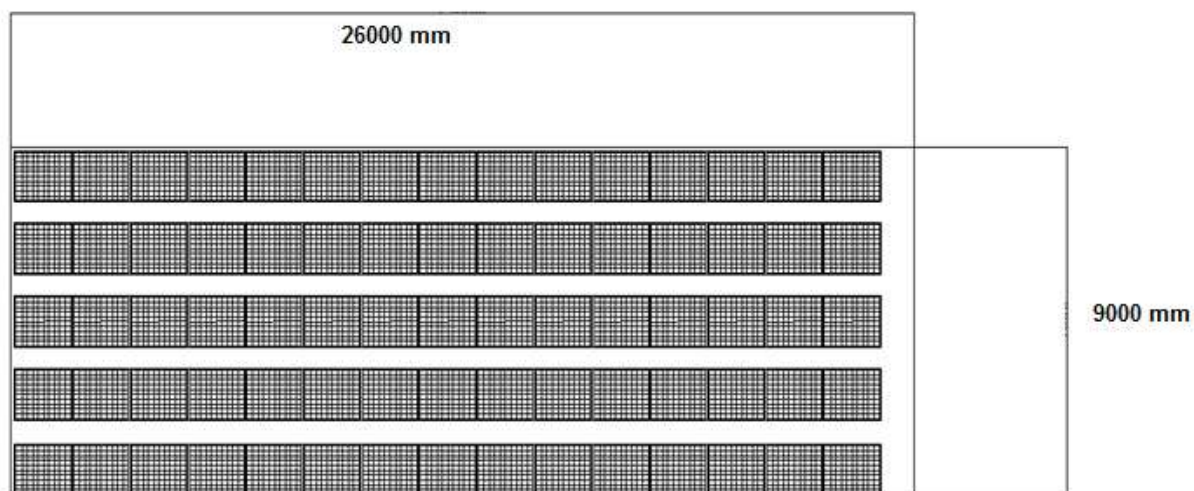


Figura 42- Disposição dos módulos na cobertura do posto.

Fonte: Os Autores, 2013.

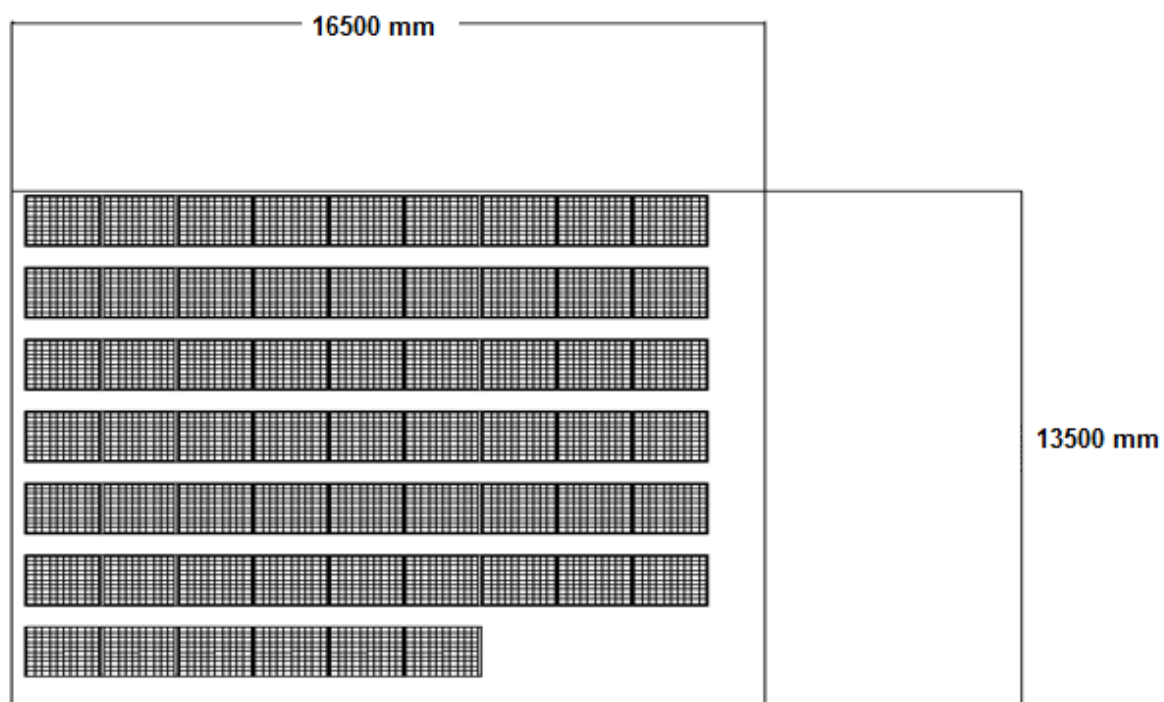


Figura 43- Disposição dos módulos no anexo ao posto.

Fonte: Os Autores, 2013.

Conforme a disposição dos módulos nas coberturas, deve se configurar a ligação dos módulos para que o arranjo fique conforme o dimensionamento dos inversores. Na figura 44 é mostrada a ligação do arranjo, ou seja, três fileiras por inversor:

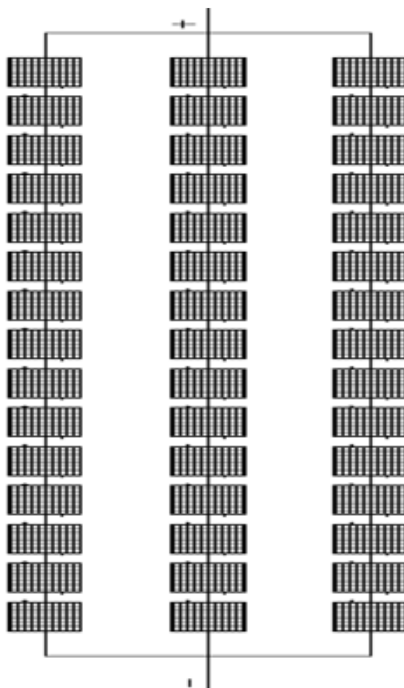


Figura 44- Esquema de ligação dos módulos.

Fonte: Os Autores, 2013.

3.1.2.6. Esquema de Ligação

Este diagrama representa a instalação proposta para o posto de combustível. Na figura 45 está representando o *backup* com baterias e também com o gerador a *diesel*.

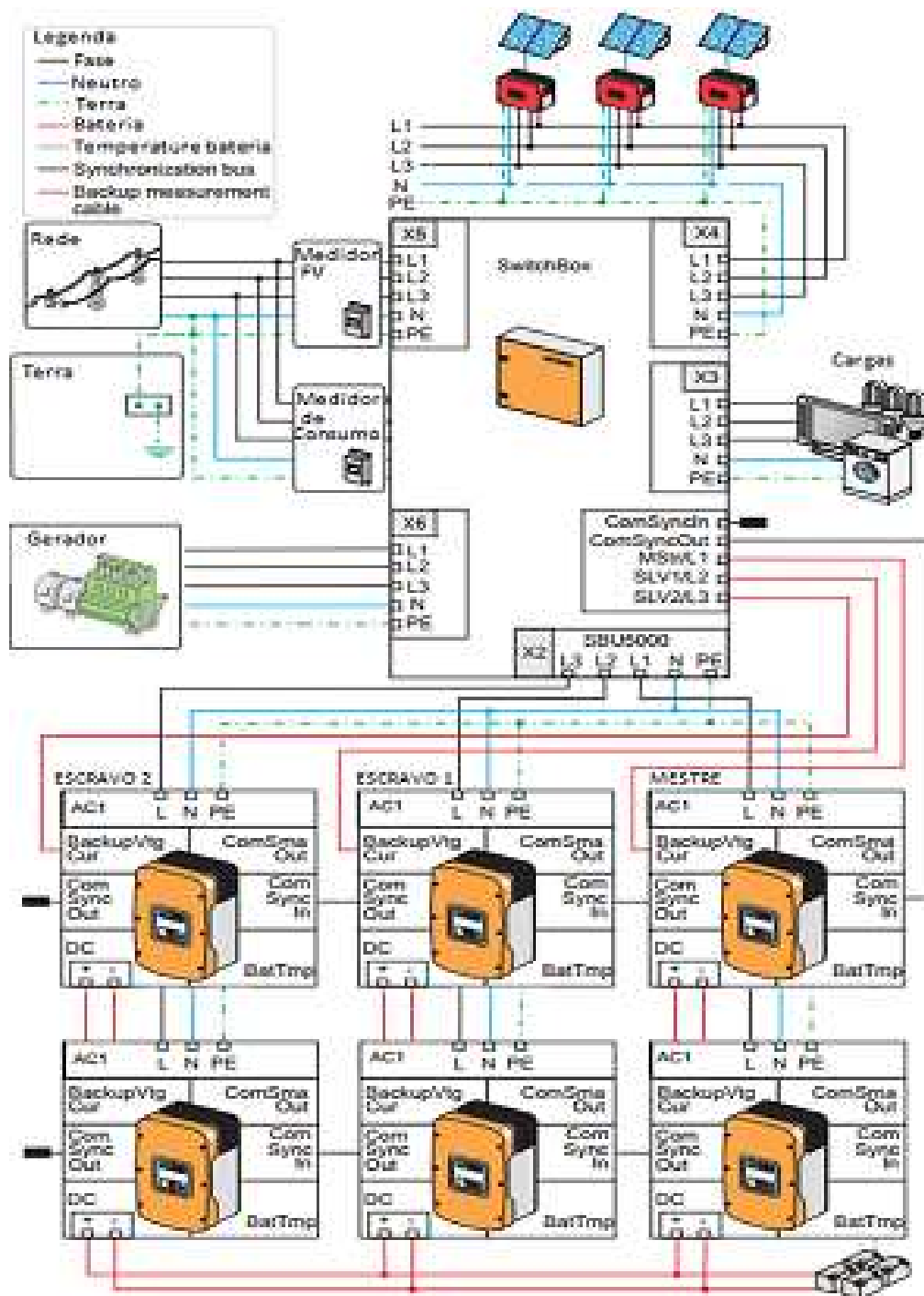


Figura 45- Diagrama de ligação do sistema.

FONTE : Adaptado SMA, 2013.

3.1.2.7. Automatic Switch Box L

O Automatic Switch Box L é um equipamento de transição para sistemas de *backup*. Regula, controla e funciona em caso de falta de energia ou durante uma

queda de energia, o Automatic Switch Box L separa com segurança o sistema fotovoltaico ligado e ou conectado a cargas de consumo da rede pública e os conecta às baterias ou ao sistema fotovoltaico.

Existe a opção de integrar um gerador *diesel* no sistema quando selecionar o comando no Automatic Switch Box L, a ligação do gerador pode ser pedida como uma opção para o fabricante, mas não pode ser adaptada no sistema posteriormente, caso este não venha com essa opção de fábrica.

O Automatic Switch Box L só pode ser utilizado em conjunto com três Sunny Backups. Neste caso, um dos três Sunny Backups é configurado como o mestre e os outros dois como escravos. O mestre Sunny Backup avalia os dados registrados no Automatic Switch Box L, coordena todas as operações de comutação e controla todos componentes do sistema Sunny Backup. Na figura 46 pode ser visto o Automatic Switch Box L:

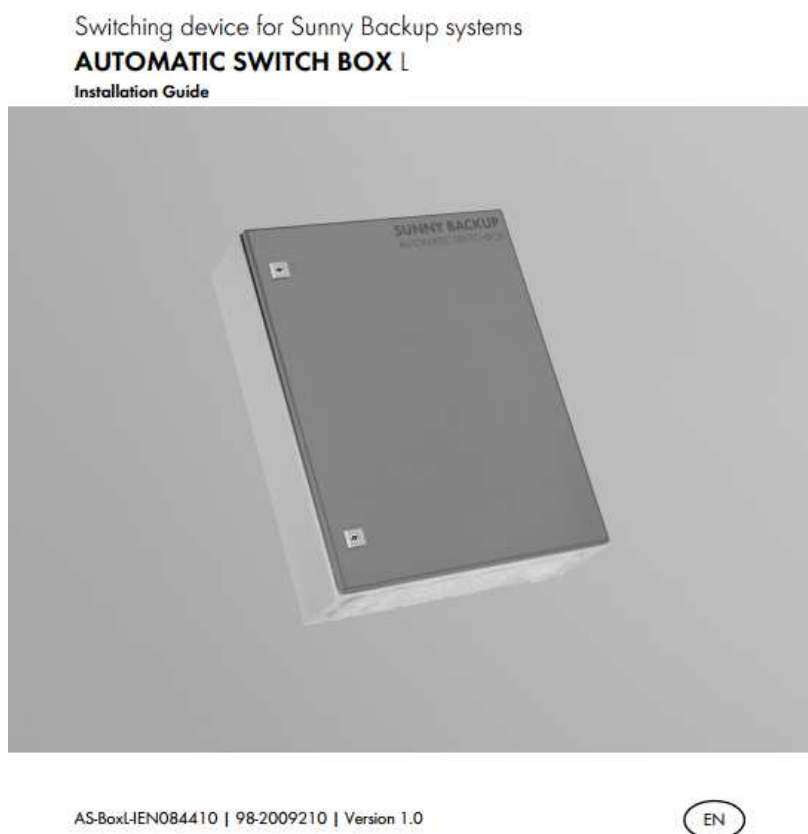


Figura 46 - Automatic Switch Box.

FONTE: SMA, 2013.

3.1.2.8. Sunny Backup 5000

O sistema Sunny Backup compreende um ou mais Sunny Backups em combinação com um Automatic Switch Box L. Este sistema é especialmente concebido para aplicações de *backup* e permite que, em conformidade com todos os requisitos da norma, o funcionamento contínuo de um sistema FV conectada à rede, no caso de falha da rede. Assim, este sistema não substitui o inversor convencional, mas está instalado adicionalmente. Em caso de falha de rede, o sistema Sunny Backup primeiro garante o desligamento seguro das cargas e do sistema de FV da rede pública (anti-ilhamento), e posteriormente forma uma rede isolada estável, em que o inversor convencional pode alimentar. O prazo máximo de interrupção para as cargas é de aproximadamente 20 ms, que para a maioria das cargas é equivalente à operação ininterrupta. Na figura 47 é mostrado o Sunny Backup 5000:



Sunny Backup 5000 Installation & Instruction Manual



Technical Description | Version 1.1 | SBU5000-TEN081211
1MFPN.SRU15000

Figura47- Sunny Backup 5000.

FONTE: SMA, 2013.

Visando atender nos momentos de falta a uma carga instalada de 31 kW (conforme quadro 2), e como a potência máxima de *backup* permanente suportada pelo equipamento é de 5000 W, serão utilizados 6 inversores Sunny Backup 5000, dois instalados por fase.

3.1.2.9. Caixa de Conexão de Bateria

A Caixa de Conexão de Bateria ou Battery Connection Box SBU-CON.33 é recomendando quando no SF existem muitas baterias a serem conectadas com diversos Sunny Backup 5000. Na figura 48, o SBU-CON.33 faz a interligação entre o banco de baterias e o Sunny Backup 5000.

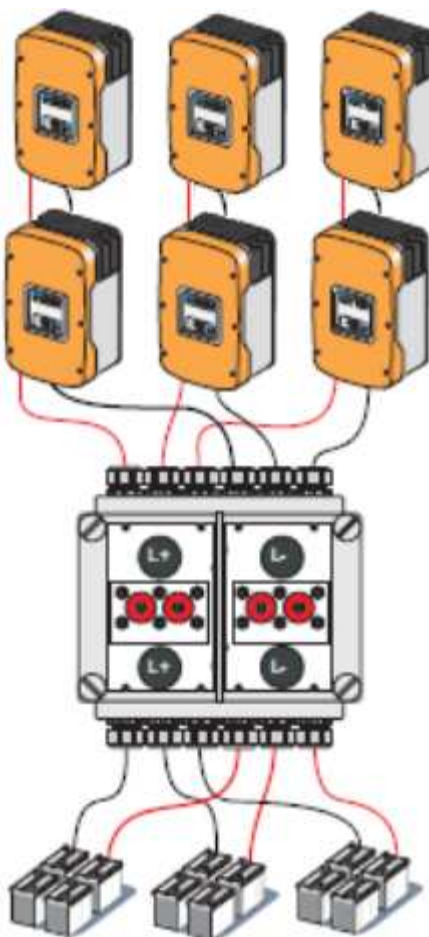


Figura 48 - Battery Connection Box SBU-CON.33.

FONTE: SMA, 2013.

3.1.2.10. Cabos CC das Fileiras

O dimensionamento dos cabos CC das fileiras deve considerar a corrente máxima que circula no cabo. Segundo Barros, 2011, o cabo da fileira deve ser dimensionado para suportar uma corrente 1,25 vezes maior que a corrente de curto circuito do sistema. De acordo com a especificação do módulo, a corrente de curto circuito (I_{sc}) é de 8,60 (A), logo o valor da corrente para este projeto será calculada pela equação 13:

$$I_{CABOCC} = I_{SC} * 1,25$$

onde:

I_{sc} : corrente de curto circuito do módulo;

I_{cc} : corrente máxima que circula no condutor;

$$I_{CABOCC} = 8,6 * 1,25 = 10,75 \text{ (A)}$$

Um fator importante a ser considerado para o dimensionamento dos cabos das fileiras é a queda de tensão. De acordo com Barros, 2011 a queda de tensão máxima admissível no circuito condutor não deve ser superior a 1% da tensão nominal do SF considerando as condições de referência (STC). Pode-se calcular a seção do cabo através da equação 14 abaixo:

$$S_{ccf} = \frac{2 * L_M * I_{FI}}{0.01 * U_{MPP} * K}$$

onde:

S_{ccf} : seção do cabo em mm^2 ;

L_M : comprimento do cabo da fileira em metros;

I_{FI} : corrente da fileira em ampére;

U_{MPP} : tensão da fileira em volts;

K : condutividade elétrica (cobre $K_{CU} = 56$);

Substituindo os valores por:

$L_M = 100$ m;

I_{FI} : 7,99 (A), dado da folha de dados do módulo;

U_{MPP} : nº de módulos por fileira x tensão de potência máxima do módulo (retirado da especificação técnica) = $15 \times 40,1 = 601,50$ (V).

$$S_{ccf} = \frac{2 * 100 * 7,99}{0,01 * 601,5 * 56}$$

$$S_{ccf} = 4,744 \text{ mm}^2$$

Portanto, a bitola do cabo a ser escolhido para esse estudo é de 6 mm^2 e o cabo deve ser do tipo flexível, unipolar, classe de tensão de 1kV, isolamento EPR. É importante salientar que esses cabos atendem a norma NBR – 5410, onde é possível verificar que essa bitola de cabo é capaz de conduzir de 29 a 47 Ade corrente, dependendo da maneira de instalar e quantidade de condutores carregados. Visando a otimização do sistema a queda de tensão nessa situação é de apenas 1%, como pode ser visto na equação 14.

Outro ponto importante na escolha dos cabos das fileiras é quanto a isolamento dos mesmos, no caso dos mesmos não serem instalados em eletrodutos, deve-se escolher um cabo cuja a isolamento seja dimensionada para tolerar altas temperaturas e as mais diversas e intensas condições climáticas.

3.1.2.11. Fusíveis de Fileira

Para proteger os módulos e os cabos das fileiras das sobrecargas, pode-se instalar fusíveis. Segundo as informações técnicas, *Reverse Current* da SMA, 2013, a ocorrência de um curto circuito em um ou mais módulos da fileira de módulos pode ocasionar a corrente reversa. Em casos extremos, a soma das correntes de curto circuito das fileiras não afetadas podem fluir pela fileira defeituosa ao invés de fluírem pelo inversor. A esse fenômeno é dado o nome de corrente reversa. Como consequências desse problema pode-se citar o superaquecimento e possível danificação de outros módulos da fileira.

O inversor selecionado nesse estudo possui 5 entradas para a conexão dos circuitos, ou seja, é possível conectar até 5 conjuntos de módulos ligados em série. Para a proteção do circuito, o inversor possui um porta fusível onde é possível fazer a proteção individual de cada circuito.

De acordo com a folha de dados do módulo escolhido, o fusível deve ser de 15 A. Existem poucos fabricantes de fusíveis CC, entre eles a *Littelfuse* e a *Cooper Bussmann*. O fusível KLK D 15 da *Littelfuse* atende a essas especificações, atuando com uma corrente de 15 A e suportando 600 V_{dc}.

3.1.2.12. Cabo CC Principal

O cabo CC principal deve ser dimensionado para suportar a corrente máxima produzida pelo SF, esse cabo faz a conexão entre os cabos das fileiras após o paralelo e o inversor. De acordo com Barros, 2011, o cabo principal CC deve ser calculado para suportar 1,25 vezes a corrente de curto circuito do SF (em condições STC).

Portanto, de acordo com a equação 15:

$$I_{MAX} = 1,25 * I_{CCFV}$$

onde:

I_{max} : corrente de dimensionamento do cabo em ampére;

I_{ccfv} : corrente de curto circuito do SF em ampére.

Como a corrente de curto circuito do SF é determinado pela corrente de curto circuito do módulo (especificação) multiplicado pelo número de fileiras, logo:

$$I_{MAX} = 1,25 * 3 * 8,6$$

$$I_{MAX} = 32,25 A$$

Visando a otimização do sistema, deve-se adotar uma queda de tensão máxima na ordem de 1%. Assim, a seção transversal do cabo é determinada pela Equação 16:

$$S_{CC} = \frac{2 * L_M * I_{FI}}{0.01 * U_{MPP} * K}$$

onde:

S_{CC} : seção do cabo em mm^2 ;

L_M : comprimento do cabo principal em metros;

I_{FI} : corrente no cabo principal, em ampére;

U_{MPP} : tensão no cabo principal, em volts;

K : condutividade elétrica (cobre $K_{CU} = 56$).

$$S_{CC} = \frac{2 * 10 * 23,97}{0.01 * 601,50 * 56}$$

$$S_{CC} = 1,42 \text{ mm}^2$$

É interessante observar que a bitola do cabo CC principal é menor que dos cabos das fileiras, mesmo a corrente sendo maior, porém esse resultado pode ser justificado pelo fato do comprimento do cabo CC principal ser muito menor do que do cabo CC da fileira. A bitola do cabo CC principal não pode ser de $1,5 \text{ mm}^2$ ou $2,5 \text{ mm}^2$, pois esses cabos não suportam os 125% da corrente de curto do SF (32,25 A).

A próxima possibilidade de bitola a ser utilizada seria de 4 mm^2 , porém essa bitola não é capaz de conduzir 40 A, que é a corrente nominal do disjuntor CC, portanto, deve-se adotar uma bitola de cabo que seja capaz de conduzir uma maior corrente do que a corrente de interrupção do disjuntor. Visando uma maior segurança, o cabo correto a ser adotado nesse estudo é de 6 mm^2 , tipo flexível, unipolar, classe de tensão 1 kV, isolamento EPR.

3.1.2.13. Disjuntor do Cabo CC Principal

A utilização do disjuntor instalado no circuito principal CC permite que o SF seja isolado do inversor para que seja possível realizar um trabalho de manutenção ou também na ocorrência eventual de alguma falha.

Segunda a norma ABNT-NBR 5410 referente a baixa tensão, os disjuntores devem ser dimensionados seguindo a Equação 17 abaixo:

$$I_N \leq I_D \leq I_{MAX}$$

onde:

I_N : corrente nominal do circuito;

I_d : corrente nominal do disjuntor;

I_{max} : corrente máxima permitida no condutor;

Além da norma NBR 5410, deve-se seguir também as recomendações do fabricante do inversor. Segundo Barros, 2011, o disjuntor deve atuar quando a corrente atingir o valor determinado pela Equação 18:

$$I_{SC} * 1,5 < I_D < I_{SC} * 2$$

Como esse disjuntor é do cabo principal CC, cabo esse que conduz a corrente das 3 fileiras de módulos fotovoltaicos, portanto multiplica-se por 3 a corrente de curto circuito do módulo (dado do fabricante) para então multiplica-la por 1,5. Assim:

$$38,7 < I_D < 51,6 (A)$$

O disjuntor especificado é o Siemens modelo 5SX5 bipolar específico para redes CC de 40 A como mostra a figura 49:



Figura 49– Disjuntor Siemens 5SX5 DE 40 A.

Fonte: SIEMENS, 2013.

3.1.2.14. Dimensionamento do Cabo CA

O dimensionamento do cabo CA deve ser elaborado com base na corrente máxima de saída do inversor (lado CA), este dado é encontrado na folha de dados do inversor. No inversor selecionado, a corrente máxima de saída no lado CA é de 24 A. Adotando um fator de segurança de 25%, o cabo deve ser capaz de conduzir pelo menos 38,4 A.

De acordo com a norma ABNT-NBR 5410, de instalações elétricas de baixa tensão, dependendo da maneira de instalar, um cabo de 6 mm² com isolamento em PVC não conduz 38,4 A de corrente, então deve-se adotar um cabo de 10 mm² ou então um cabo 6 mm² desde que com isolamento EPR ou XLPE.

Outro fator importante é a queda de tensão, porém como o quadro de distribuição deve ficar a poucos metros do inversor, a mesma deve ficar dentro dos limites estabelecidos pela NBR 5410. Os cabos devem ser do tipo flexível, unipolar, classe de tensão 1 kV, isolamento PVC, EPR ou XLPE.

3.1.2.15. Dimensionamento do Disjuntor do Lado CA

O dimensionamento do disjuntor do lado CA é feito de acordo com a corrente máxima de saída do inversor (lado CA), que segundo o fabricante é 24 A. Para a proteção do circuito de corrente alternada do estudo, será adotado um disjuntor de 32 A, pois se for adotado um disjuntor de 25 A, o mesmo poderia desarmar, pois a capacidade do disjuntor pode ser reduzida por fatores como:

- temperatura ambiente de funcionamento;
- redução por carga permanente (> 1 hora);
- disposição dos disjuntores no quadro (dificuldade de refrigeração).

Existem vários fabricantes de disjuntores CA como Siemens, Eaton, ABB, Schneider Electric, LG entre outros. Foi selecionado um disjuntor Siemens 5SY7 de 32 A como da figura 50:



Figura 50– Disjuntor Siemens 5SY7.

Fonte: SIEMENS, 2013.

3.1.2.16. Dimensionamento dos Barramentos de Cobre

Devido a grande quantidade de cabos, se faz necessária a utilização de barramentos de cobre para a conexão dos cabos no lado CA e no lado CC. No lado CC, o barramento é utilizado para conectar os cabos da fileira com o cabo principal.

No lado CA, o barramento de cobre conecta os cabos sa saída CA do inversor com os cabos da rede de distribuição da concessionária de energia e também com os cabos que irão para o quadro de distribuição onde são ligadas as cargas. Os barramentos devem ser dimensionados para suportarem no mínimo a corrente do disjuntor tanto do lado CC quanto do lado CA.

Com relação ao barramento de neutro, o mesmo tem por finalidade conectar os cabos de proteção a terra.

3.1.2.17. Dimensionamento dos Eletrodutos

De acordo com a norma NBR 5410, a área dos cabos não devem ultrapassar o limite de 40% da área útil do eletroduto.

Para o lado CC, os cabos das fileiras ligam os módulos fotovoltaicos situados no telhado do posto até o controlador de carga localizado na sala de equipamentos juntos com as baterias, inversores e outros equipamentos. Considerando que os cabos das fileiras possuem 6 mm^2 , é necessário um eletroduto de 2" para comportar todos os 18 cabos das fileiras, pois o sistema fotovoltaico tem em sua totalidade 9 fileiras de módulos (3 fileiras por inversor) e como são 2 cabos por fileira (positivo e negativo), tem-se os 18 condutores de 6 mm^2 .

Logo, utilizando a equação 19:

$$A_e = \pi * r^2$$

onde:

A_e: área útil do eletroduto de 2";

r: raio do eletroduto;

$$A_E = \pi * 25,4^2 = 2026,83 \text{ mm}^2$$

De acordo com a NBR 5410, a taxa de ocupação do eletroduto não deve ultrapassar a 40 % da área útil do eletroduto, da equação 20:

$$taxa = Ae * 0,4$$

onde:

taxa: taxa de ocupação do eletroduto;

Ae: área útil do eletroduto de 2"

$$taxa = 2026,83 * 0,4 = 810,73 \text{ mm}^2$$

Utilizando a mesma fórmula da área, pode-se calcular a área do condutor com base no diâmetro externo do cabo. Como o condutor de 6 mm² tem uma área de 33,18 mm², logo o número máximo de condutores que se pode colocar no eletroduto pode ser calculado pela equação 21:

$$Nc = \frac{taxa}{Ac}$$

onde:

Nc: número de condutores;

Ac: área do condutor;

taxa: taxa de ocupação do eletroduto;

$$Nc = \frac{810,73}{33,18} = 24,43 \text{ condutores}$$

Portanto, um eletroduto de 2" é suficiente para acomodar os 18 condutores das fileiras, respeitando o limite da taxa de ocupação.

Para o lado CA, os condutores de 10 mm² conectados à saída do inversor são ligados ao Automatic Switch Box L. O cálculo é análogo ao cálculo realizado no lado CC, portanto utilizando a equação 19:

$$A_E = \pi * 12,7^2 = 506,70 \text{ mm}^2$$

onde:

Ae: área útil do eletroduto de 1”;

r: raio do eletroduto de 1” = 12,7 mm.

De acordo com a NBR 5410, a taxa de ocupação do eletroduto não deve ultrapassar a 40 % da área útil do eletroduto, logo da equação 20:

$$taxa = 506,70 * 0,4 = 202,68 \text{ mm}^2$$

onde:

taxa: taxa de ocupação do eletroduto;

Ae: área útil do eletroduto de 1” = 506,70 mm².

Utilizando a mesma fórmula da área, pode-se calcular a área do condutor com base no diâmetro externo do cabo. Como o condutor de 10 mm² tem uma área de 45,36 mm², logo o número máximo de condutores que se pode colocar no eletroduto é obtido da equação 21:

$$Nc = \frac{202,68}{45,36} = 4,47 \text{ condutores}$$

onde:

Ac : área do condutor;

Nc: número de condutores.

Portanto, um eletroduto de 1” é suficiente para acomodar os 2 condutores CA respeitando o limite de 40% da taxa de ocupação.

3.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE BACKUP DE ENERGIA

Para o dimensionamento de qualquer sistema elétrico, é fundamental conhecer todas as cargas que este vai alimentar. Certos tipos de cargas requerem mais potência ao iniciar seu funcionamento, portanto deve ser considerada esta

potência inicial mais elevada, principalmente se estas cargas serão utilizadas simultaneamente. Outro fator importante são as características destas cargas, podendo ser capacitiva, indutiva ou resistiva. Esta característica impacta diretamente no dimensionamento de um sistema de *backup*.

O quadro 2 apresentado no item 3.1.1 demonstra a relação de cargas do posto modelo e suas respectivas potências iniciais e nominais.

3.3. DIMENSIONAMENTO DO GERADOR *DIESEL*

Segundo a *Cummins Power Generation, 2011*, deve-se fazer uma análise das cargas para o dimensionamento correto do gerador *diesel*. No exemplo em questão não se verifica cargas com potência de partida muito elevada, a não ser o compressor de ar e as bombas de combustível. Sendo assim, é utilizado a potência total nominal de todas as outras cargas, e destas duas em específico, suas potências de partida.

$$P_{tg} = P_{tn} - P_{ncs} + P_{ics}$$

$$P_{tg} = 31232 - 9750 + 39000$$

$$P_{tg} = 60482 \text{ W}$$

sendo:

P_{tg} : potência total gerada;

P_{tn} : potência total nominal;

P_{ncs} : potência nominal das cargas selecionadas;

P_{ics} : potência inicial das cargas selecionadas.

Levando em consideração que mesmo que será utilizado todas as cargas em simultâneo, a sua maioria é composta por geladeiras e *freezer*, os quais possuem termostatos, assim, mesmo que haja uma queda de energia, não necessariamente há o religamento de todos os motores desses equipamentos, se sua temperatura for satisfatória.

Para o cálculo da potência do gerador *diesel* a ser utilizado, tem-se:

$$P(VA) = \left(\frac{P(W)}{FP} \right) * FS$$

onde:

P(VA): potência do Gerador;

P(W): potência da carga;

FP: fator de potência do gerador, será utilizado 0,8;

FS: fator de serviço, em regime *stand by* o gerador será utilizado unicamente em caso de corte da fonte principal de energia. (Fator de serviço = 1,00).

$$P(VA) = \left(\frac{60482}{0,8} \right) * 1,00$$

$$P(VA) = 75602,5$$

Sabendo que é necessário levar esse valor encontrado para valores comerciais, o grupo gerador deve ser capaz de gerar os 75kVA de potência para suprir a necessidade do posto em caso de falta de energia. O modelo CNY60 da empresa Ottomotores do Brasil se enquadra nestes requisitos.

Segundo a ficha técnica do gerador CNY60 que se encontra como Anexo 06 deste trabalho, o mesmo utiliza 19 litros de *diesel* a cada hora de utilização a plena carga em regime *stand by*, sendo assim, a autonomia deste gerador é diretamente proporcional a quantos litros de *diesel* o proprietário do posto se dispôr a utilizar em caso de falta, limitando-se a capacidade de litros que o gerador será capaz de armazenar caso seja adquirido uma máquina com tanque acoplado, ou o tamanho do tanque externo a ser utilizado.

3.3.1. Dimensionamento dos Cabos do Grupo Motor Gerador a *Diesel*

De acordo com o levantamento de carga do posto de combustível elaborado no item 3.2, a potência nominal necessária do grupo motor gerador (GMG) para

suprir a demanda de energia do posto é de 75 kVA. Segundo Cefet-SP, 2008, para o dimensionamento dos cabos do GMG utiliza-se a equação 24:

$$I = \frac{S_{GMG}}{220 \sqrt{3}}$$

onde,

S_{GMG} : potência nominal do GMG;

Logo,

$$I = \frac{75 \text{ kVA}}{220 \sqrt{3}} = 196,96 \text{ (A)}$$

Considerando o método de referência D (cabo unipolar em eletroduto e 3 condutores carregados) para a instalação dos cabos, de acordo com a norma NBR 5410, os cabos adequados seriam de 185 mm², esse cabo é capaz de conduzir até 304 A, porém deve-se levar em consideração o fator de agrupamento que nesse caso é 0,65 para 4 eletrodutos agrupados lado a lado sem estarem espaçados, portanto, cada condutor será capaz de conduzir em torno de 197,6 A, o que atende a corrente calculada, embora praticamente em seu limite de condução.

Cabos de bitolas muito grande apresentam problemas quanto ao manuseio e flexibilidade e também quanto à conexão em disjuntores, por esses fatores e também por causa da capacidade de condução de corrente muito próxima de seu limite, será adotado nesse estudo outra solução.

Respeitando a norma NBR 5410 ao invés de ser adotado um cabo por fase, pode-se usar dois cabos de 70 mm² por fase, pois esse cabo é capaz de conduzir até 178 A, que multiplicado pelo fator de agrupamento de 0,65 resulta em uma condução de 115,7 A, como são dois condutores por fase, a capacidade de condução de corrente total é de 231,4 A, o que atende com certa folga o circuito. Quanto ao neutro, de acordo com a norma NBR 5410, a bitola do mesmo deve ser de 35 mm², também sendo utilizado dois condutores para o neutro.

3.4. DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS

Para se obter um banco de baterias satisfatório, inicialmente, deve-se escolher a bateria correta que atenda os requisitos necessários. No caso de *backup* de energia com geração através de um sistema fotovoltaico, as baterias mais utilizadas são as de chumbo-ácido do tipo descarga profunda, ou seja, podem ser descarregadas entre 20% a 80% de suas cargas, e recarregadas sempre que necessário, sem perder sua vida útil.

Num sistema fotovoltaico, as baterias ajudam a fornecer correntes mais elevadas às cargas que as correntes máximas provindas deste sistema, no caso de um acionamento de um motor, por exemplo.

Inicialmente, faz-se necessário saber o consumo médio diário do posto modelo. Este dado foi apresentado no item 3.2.2. e totaliza um valor de 141,93 kWh por dia.

Segundo a Solenerg Engenharia, é necessário fazer o cálculo da capacidade em Ampére-hora de duas formas para garantir a máxima confiabilidade do banco de baterias, deve-se utilizar o maior valor encontrado.

A primeira utiliza-se da autonomia por dias e da profundidade da descarga no final da autonomia. Como não é preciso de um *backup* de um dia inteiro, será utilizado 4 horas para o *backup*.

$$Ct(Ah) = \frac{Ct\left(\frac{Wh}{dia}\right) * Aut(dias)}{Vbat * Pu}$$

$$Ct(Ah) = \frac{141930 * \frac{4}{24}}{48 * 0,6}$$

$$Ct(Ah) = 821,35$$

onde:

$Ct\left(\frac{Wh}{dia}\right)$: consumo médio do posto;

$Aut(dias)$: autonomia;

$Vbat$: tensão nos terminais do banco de baterias;

Pu : profundidade de descarga no final da autonomia.

A segunda utiliza-se da profundidade descarga no final de cada noite (pu/dia):

$$(Ah) = \frac{Ct \left(\frac{Wh}{dia} \right) * Aut(dias)}{Vbat * Pu/dia}$$

$$Ct(Ah) = \frac{141930 * \frac{4}{24}}{48 * 0,3}$$

$$Ct(Ah) = 1642,71$$

onde:

$Ct \left(\frac{Wh}{dia} \right)$: consumo médio do posto;

$Aut(dias)$: autonomia;

$Vbat$: tensão nos terminais do banco de baterias;

Pu/dia : profundidade de descarga no final de cada noite.

O valor de profundidade da própria característica da bateria, com esse fator fixo em 0,3 as baterias terão em média 4250 ciclos, como de descarga é retirado mostra a figura 51.

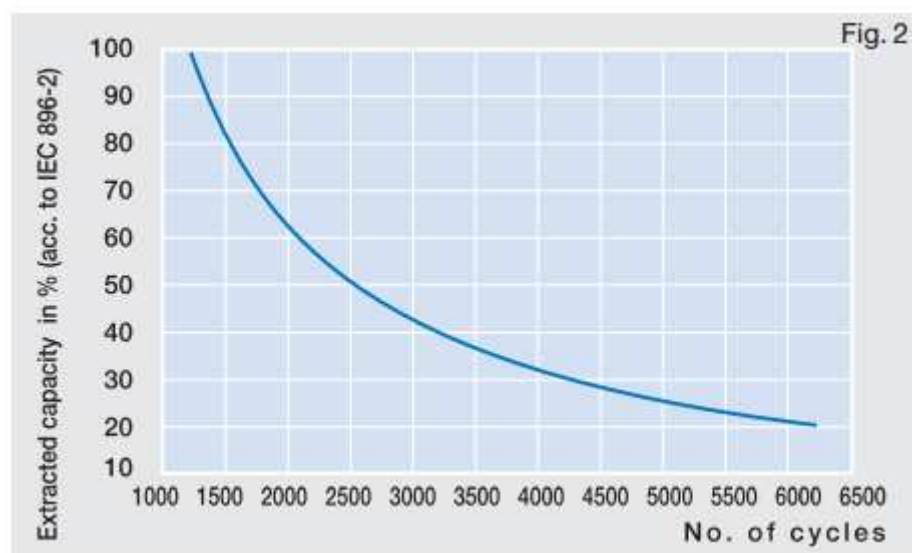


Figura 51 – Curva de duração de ciclos.

Fonte: Sonnenschein, 2013.

A bateria escolhida para esse banco é da marca Sonnenschein, modelo Gel Deep Cycle Battery com 185 Ah. Para fornecer os 1642,71 Ah solicitados pela maior capacidade, será necessário o uso de 9 conjuntos de 4 baterias em série para formar o barramento de 48 V. A ficha técnica dessa bateria está no Anexo 07.

3.4.1. Dimensionamento dos Cabos do Banco de Baterias

Os cabos do banco de baterias devem ser dimensionados de maneira que suportem a corrente nominal do SF durante a carga do banco de baterias pelos módulos fotovoltaicos. Segundo GREENPRO, 2010, deve-se levar em consideração a potência nominal do SF de 43200 W, pois corresponde aos 135 módulos de 320 W cada, logo de acordo com a equação 27:

$$S_{SF} = V * I$$

onde:

S_{SF} : potência total nominal do SF;

V: tensão total nominal do SF;

I: corrente total nominal do SF;

$$135 * 320 = 40,1 * 15 * I$$

$$I = 71,82 A$$

Com o valor da potência e tensão nominal do SF, calcula-se o valor total da corrente, lembrando que os valores de 40,1 V e 320 W são dados do fabricante do módulo escolhido. Logo, para o cálculo da bitola do cabo será usada a equação 28:

$$S_C = \frac{2 * L_M * I_{SF}}{0,02 * U * K}$$

onde:

S_C : seção do cabo;

L_M : comprimento do cabo;

I_{SF} : corrente total nominal do SF;

U: tensão do banco de baterias;

K: condutividade elétrica (cobre $K_{CU} = 56$).

$$S_C = \frac{2 * 10 * 71,82}{0,02 * 48 * 56} = 26,72 \text{ mm}^2$$

Adotando um critério de 2% de queda de tensão para o banco de baterias de 48V, o que representa uma queda de tensão baixa, tem-se em valores comerciais um cabo de 35 mm², do tipo flexível, unipolar, classe de tensão 1 kV, isolamento EPR.

3.5. COMPARATIVO ENTRE SISTEMAS DE *BACKUP*

O comparativo entre dois sistemas de *backup* com tecnologias tão distintas, porém para o mesmo fim, acaba sendo feito através de características específicas de seus componentes, afinal, ambas as opções darão ao posto de combustível toda a confiabilidade necessária e requerida por este estabelecimento.

Espaço ocupado / Instalação: o gerador *diesel* ocupa aproximadamente 1,20 m² e tem 1,20 m de altura, considerando que sua base esteja com o tanque acoplado, já o banco de baterias ocupa aproximadamente o espaço de 1 armário de 1,15m x 2,00m x 1,10m (LxAxP), isso em ambientes devidamente abrigados. Se o gerador for instalado internamente, há a necessidade de fazer um sistema de escape de gases. Em caso de tanque externo ao gerador *diesel*, o mesmo terá que ser instalado fora da sala do gerador.

As baterias terão que ser armazenadas em prateleiras específicas, enquanto o gerador *diesel* precisa de uma superfície plana e base de concreto para ser instalado. O gerador *diesel* tem a possibilidade de ser instalado em ambiente externo caso seja adicionado a ele um sistema de carenagem, a qual além de proteger de intempéries também atenuará seus ruídos.

Emissão de gases: o gerador *diesel* em relação ao banco de baterias tem emissão de gases visivelmente muito maior, pois o mesmo exige a instalação de um sistema de escape para o alívio dos gases provindos da combustão do *diesel*. Como as baterias utilizadas são seladas, não há emissão de gases e isso é considerado um grande diferencial, pois assim suprime a necessidade de ventilação especial.

Vida útil: de acordo com a profundidade de descarga escolhida, tem-se baterias com capacidade de 4250 ciclos, porém esta quantidade de ciclos não será determinante para o fim da sua vida útil, e sim, o processo de envelhecimento normal da bateria. Com isso, as baterias tem uma vida útil de 5 anos em média, segundo o fabricante. Após sua vida útil, devem ser coletadas e enviadas para unidades de recuperação e reciclagem, no Brasil esta reciclagem chega a 80% de sua carcaça. Já a vida útil de um grupo motor gerador chega a 30 mil horas de funcionamento.

Manutenção: como as baterias escolhidas são seladas, logo são livres de manutenção e não necessitam de adição de água. As tampas devem ser mantidas secas e livres de pó. A limpeza deve ser executada somente com um pano de algodão úmido. Verificar mensalmente se a tensão total nos terminais da bateria está satisfatória para uma temperatura de 25° C.

O grupo motor gerador necessita de um programa de manutenção mais elaborado, pois podem se dividir em manutenção diária, semanal, mensal, semestral e anual.

Diariamente é necessário que seja feita a verificação de vazamento de óleo, líquido de arrefecimento ou combustível e a verificação do aquecedor do motor, pois se o motor não tiver aquecido, em caso de falta, o gerador não conseguirá dar partida.

Semanalmente é necessário que se verifique o nível de óleo e de líquido de arrefecimento.

Mensalmente há a necessidade de verificar se há obstruções ou entupimentos nos filtros de ar, também há a necessidade de fazer os “exercícios periódicos”, ou seja, dar a partida no grupo motor gerador ao menos por 30 minutos, sob carga não inferior a 1/3 da carga nominal, assim pode-se verificar se não há vibrações, ruídos, gases de escape incomuns, vazamentos de combustível.

Há a necessidade de verificar se há furos, vazamentos ou conexões soltas no sistema de filtragem de ar, verificar o nível de combustível, verificar se os medidores e indicadores estão funcionando corretamente.

Semestralmente há a necessidade de se substituir os filtros de óleo do motor, os filtros do circuito do líquido de arrefecimento, os filtros do respiro do cárter, os filtros de combustível, verificar se as mangueiras flexíveis apresentam cortes ou

sinais de abrasão, remover o acúmulo de graxa, verificar o sistema de alarme e as conexões com a distribuição de energia.

Anualmente é necessária a verificação dos mancais e rolamento das ventoinhas, das polias e bomba de água, verificar o respiro do tanque combustível, verificar as condições dos parafusos do coletor de admissão e do turbocompressor (se for necessário, apertá-los), verificar o suporte de fixação, verificar o funcionamento do disjuntor principal do gerador, realizar os testes de isolamento elétrico do grupo motor gerador.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir da metodologia proposta, foi possível atingir os objetivos específicos e o objetivo geral deste trabalho.

A pesquisa de referencial teórico deu base para todos os outros objetivos a serem alcançados. Descreveu a energia solar, os efeitos da radiação solar, e iniciou a pesquisa dentro do ramo fotovoltaico com um histórico desde 1839, quando Alexandre Edmond Becquerel observou pela primeira vez o efeito fotovoltaico.

A partir desse histórico foi possível apresentar o efeito fotovoltaico em modos científicos e práticos, e as principais matérias primas e materiais utilizados nas tecnologias de módulos fotovoltaicos.

Entendendo melhor o efeito fotovoltaico, conhecendo os principais tipos de matérias primas para os módulos e buscando ainda compreender um pouco mais sobre essa tecnologia, foi possível apresentar as três gerações de sistemas fotovoltaicos utilizados hoje em dia.

O foco deste trabalho sempre foi o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede com *backup* de energia, porém, este sistema é o mais atual dentro do universo de sistemas de geração fotovoltaica. Sendo assim, foi descrito e analisado desde o sistema fotovoltaico isolado, o qual é a primeira tecnologia em utilização, até chegar ao SFCR com *backup* de energia, podendo distinguir as diferenças e identificar as semelhanças entre as gerações de sistemas fotovoltaicos, e principalmente entender o conceito da geração com *backup*.

O funcionamento do SFCR com *backup* se divide em seis maneiras básicas, iniciando com a carga do banco de baterias pelo painel fotovoltaico para posteriormente, em caso de falta, haver a quantidade de energia necessária armazenada pelas baterias. Em condições climáticas desfavoráveis a geração fotovoltaica, ou no período da noite, e ainda existindo a falta de fornecimento proveniente da concessionária, todo o fornecimento de energia ao posto será feito pelo banco de baterias. Como foi calculado e demonstrado no item 3.4, a autonomia do banco de baterias será de 4 horas de acordo com o consumo médio do posto.

A terceira forma de uso seria em dias de produção máxima de energia pelo sistema fotovoltaico e consumo normal pelo posto, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico seria suficiente para suprir toda a carga do posto. Em dias de geração menor do que a máxima, seria necessária a complementação do fornecimento de

energia elétrica pela concessionária, este caso é a quarta forma de utilização do SFCR com *backup*.

A quinta situação possível seria em um dia de máxima produção do sistema fotovoltaico, e consumo abaixo do normal pelo posto, assim, o painel fotovoltaico forneceria energia tanto para o posto, quanto para a concessionária. No caso do Brasil, o sistema de compensação de energia elétrica fará com que essa energia cedida à concessionária se acumule em forma de créditos de energia, e o consumidor poderá utilizar esses créditos no período de 36 meses, no mesmo estabelecimento gerador ou ainda em outro estabelecimento desde que ele tenha a mesma titularidade em ambos os estabelecimentos. Por fim, a sexta maneira, seria o tradicional fornecimento de energia ao posto pela concessionária.

Após o conhecimento necessário do SFCR com *backup* e seu funcionamento, foi possível iniciar o estudo da implantação desse sistema no posto modelo. O posto está localizado na cidade de Colombo-PR com coordenadas de latitude 25°20'55" S e longitude 49°10'33" O. De acordo com o histórico de consumo do posto, com a análise da radiação incidente no local, considerando o desvio azimutal e a melhor inclinação do módulo, a potência necessária para suprir o consumo do posto é de 43,01 kWp.

A partir desta potência, e definido o módulo fotovoltaico da Kyocera Solar foi encontrada a quantidade de 135 módulos. Inicialmente, a ideia era utilizar a cobertura do posto para a instalação dos módulos, mas após o dimensionamento e esquematização dos painéis nessa cobertura foi necessário o uso de uma cobertura anexa ao posto para a acomodação de todos os módulos.

Seguindo com os dimensionamentos dos principais itens para o SFCR com *backup*, os sistemas de *backup* tiveram dimensionamentos distintos, o gerador a *diesel* necessita de 75 kVA de potência para suprir o consumo do posto, já as baterias, para uma autonomia de 4 horas, e utilizando 30% de profundidade de descarga final, 9856,24 Ah, o que significa o uso de 56 baterias de 185 Ah da marca Sonnenschein.

A questão do comparativo entre formas de *backup* mostra que ambas as tecnologias atendem tecnicamente e aumentam a confiabilidade do posto de gasolina. Tanto as baterias como o gerador a *diesel* tem pontos positivos e negativos.

O grande apelo para o uso do banco de baterias seria sua não emissão de gases poluentes, sua fácil manutenção e armazenamento, além de ocupar um espaço físico pequeno. O marketing ambiental que o uso do SFCR trás, se fortalece com o uso de bancos de baterias como forma de *backup*, ainda mais, para um “fornecedor de poluentes” como um posto de combustível.

Já o gerador *dieselse* destaca pela sua vida útil, além de estar instalado em um local onde o fornecimento de *diesel* se daria de uma forma totalmente facilitada.

REFERÊNCIAS

ABREU, Y. V. et al. **Energia, Economia e Rotas Tecnológicas – Textos Selecionados**. Palmas – TO. 2010. Disponível em: <www.eumed.net/libros-gratis/2010e/827/> Acesso em: 19 de Novembro de 2012.

ALTOGAGREEN. **Systems With Photovoltaic Panels**, 2010. Disponível em: <www.altogagreen.com/solar-panels-systems.html>. Acesso em: 05 de Março de 2013.

AMÉRICA DO SOL. **Energia Fotovoltaica**, 2011. Disponível em: <<http://www.americadosol.org>>. Acesso em: 15 de Janeiro de 2013.

AMPLESUN. **Amorphous Silicon Film**, 2010. Disponível em: <www.amplesun.com/html/item/13.html>. Acesso em: 19 de Outubro de 2012.

ANEEL, **Matriz de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>>. Acesso em: 06 de Abril de 2013.

_____, **Resolução Homologatória Nº 1.565, de 9 de julho de 2013**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20131565.pdf>>. Acesso em: Agosto de 2013.

_____, **Resolução Normativa 482**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: Março de 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão** -. Rio de Janeiro: [s.n.], 1997.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899: Energia solar fotovoltaica - Terminologia**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2006.

BARROS, H. A. **Anteprojeto de um Sistema Fotovoltaico de 12 kWp Conectado à Rede**. Monografia de graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro – RJ. 2011. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10003952.pdf>>. Acesso em: 12 de Julho de 2013.

BRAGA, R. P. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro – RJ. 2008.

BUONASSISI, T. **Wafer Silicon Based PV**. MIT, 2008. Disponível em: <<http://ocw.mit.edu/courses/mechanical-engineering/2-626-fundamentals-of-photovoltaics-fall-2008/lecture-notes/lecture9.pdf>>. Acesso em: 19 de Novembro de 2012

CÂMARA, C. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Monografia de pós graduação. Universidade Federal de Lavras. Lavras – MG. 2011. Disponível em: <www.solenerg.com.br/files/monografia-Carlos-Fernando-Camara.pdf>. Acesso em: 12 de Outubro de 2012.

CEFET-SP. **Instalações Elétricas Industriais**. Notas de aula – Dimensionamento de Condutores Elétricos. CEFET-SP, 2013. Disponível em: <<http://xa.yimg.com/kq/groups/18974840/1332293259/name/Condutores,+Dimensionamento+de,+notas+de+aula,+EXCELENTE.pdf>>. Acesso em: 18 de Julho de 2013.

COPEL – Companhia Paranaense de Energia Elétrica, **Geração Distribuída**. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FA3C753509472FD030325781000637369>>. Acesso em: Março de 2013.

COPEL - **Tarifas de Energia da COPEL**. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9#_Section7>. Acesso em: Março de 2013.

COSTA, H. S. **A hora e a Vez da Geração Distribuída de Eletricidade**. 2012. Disponível em: <http://amaivos.uol.com.br/amaivos09/noticia/noticia.asp?cod_noticia=22546&cod_canal=38>. Acesso em: 02 de Março de 2013.

CRESESB. **Energia Solar:Principios e Aplicações**. CRESEB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2006. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_solar.htm>. Acesso em: 8 de Março de 2013.

CUMMINS. **Engenharia de Aplicações - Manual de Aplicações para Grupos Geradores Arrefecidos a Água**, 2011. Disponível em: <<http://www.cumminspower.com.br/pdf/engenharia/T030Portugu%C3%AAs.pdf>> Acesso em: 10/08/2013

DAHRINGER, F. et al. **Luminosity and Temperature of the Sun**. Summer School - La Palma – Spain, 2006. Disponível em: <<http://www.skolor.nacka.se/samskolan/eaee/summerschools/TempSunEng.html>>. Acesso em: 02 de Fevereiro de 2013.

DEIRO, B. **SP terá usina solar ligada à rede elétrica**. Estadão, 2012. Disponível em: <<http://www.estadao.com.br/noticias/impreso,sp-tera-usina-solar-ligada-a-rede-eletrica-,962033,0.htm>>. Acesso em: 05 de Março de 2013.

GETSOLAR. **SunEdisonactivatesreally big solar PV plant in Italy**. Getsolar, 2010. Disponível em: <<http://www.getsolar.com/blog/sunedison-activates-really-big-solar-pv-plant-in-italy/14457/>>. Acesso em: 05 de Março de 2013.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica – Manual Sobre Tecnologias, Projeto e Instalação**. 2010. Instituto Técnico Superior – Universidade Técnica de Lisboa. Acesso em: 12 de Agosto de 2013.

GRUEN, A. **US inveted solar panels, but China owns the industry.** Abby Gruen Word Press, 2010. Disponível em: <<http://www.abbygruen.wordpress.com/page/3/>> Acesso em: 05 de Outubro de 2012.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR, GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2004.** Edição Especial, PRC-PRODEEM. Rio de Janeiro, 2004.

HAGEN, J. P. **Vanguard1.** National Aeronautics and Space Administration (NASA). Disponível em: <www.nssdc.gsfc.nasa.gov/nmc/spacecraftDisplay.do?id=1958-002B>. Acesso em: 12 de Outubro de 2012.

HOWE, M. **First Solar achieves world record in thin film conversion efficiency.** Green Building Engineering, 2013. Disponível em: <www.designbuildsource.com.au/first-solar-achieves-world-record-in-thin-film-conversion-efficiency>. Acesso em: 30 de Março de 2013.

INSTITUTO CARBONO BRASIL. **Capacidade fotovoltaica instalada no planeta está prestes a chegar a 100 GW.** Disponível em <<http://www.institutocarbonobrasil.org.br/noticias3/noticia=733699>>. Acesso em: 08/07/2013.

JANNUZZI, G. de M. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação.** International Energy Initiative. Relatório final. Outubro, 2009. Disponível em: <http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO_PROJETO_2_FINAL.pdf>. Acesso em: 25 de Setembro de 2011.

JOHNSON, R. **Alta Devices Achieves 30.8% Efficiency Record with New Generation Solar Cell Technology.** Business Wire, 2013. Disponível em: <<http://www.businesswire.com/news/home/20130304005498/en/Alta-Devices-Achieves-30.8-Efficiency-Record-Generation>>. Acesso em: 23 de Março de 2013.

KAMBOR, S. **PseudoSquare MonocrystallineSolar Cell**.WikimediaCommons, 2007. Disponível em: <www.commons.wikimedia.org/wiki/File:125x125-pseudo-square-monocrystalline-solar.cell.jpg>. Acesso em: 12 de Outubro de 2012.

LEOTE, R. J. D. **Eletrificação de serviços primários em povoados remotos africanos recorrendo a sistemas solares fotovoltaicos (PV)**. Tese de Mestrado. Universidade Nova de Lisboa. Lisboa, 2009. Disponível em: <http://run.unl.pt/bitstream/10362/2228/1/Leote_2009.pdf> Acesso em: 05 de Outubro de 2012.

MAEHLUM, M. A. **Which solar panel type is best?**Energy Informative, 2012. Disponível em: <<http://energyinformative.org/best-solar-panel-monocrystalline-polycrystalline-thin-film/>>. Acesso em: 02 de março de 2013.

MALINI, J. **ANEEL aprova regras para facilitar a geração de energia nas unidades consumidoras**. JamirMalini, 2012. Disponível em: <www.jamirmalini.com.br/noticias/3488-ANEEL-aprova-regras-para-facilitar-gerao-energia-nas-unidades-consumidoras-17042012.html>. Acesso em: 19 de Outubro de 2012.

MARTIN II, J. **MonocrystallinevsPolycrystalline Solar Panels: BustingMyths**.Solar Choice, 2012. Disponível em: <<http://www.solarchoice.net.au/blog/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels-busting-myths/>>.Acessoem: 09 de março de 2013.

MEHTA, S. **Cell production by technology (MW-dc)**.Green Tech Media, 2011.Disponível em: <www.greentechmedia.com/articles/read/pv-news-annual-data-collection-results-cell-and-module-production-explode-p>. Acesso em: 12 de Outubro de 2012.

MIETCHEN, D. **PolycrystallineSolar Cells**.WikimediaCommons, 2007. Disponível em: <www.upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/fd/4inch_poly_solar_cell.jpg>. Acesso em: 12 de Outubro de 2012.

MIGUEL, R. **Qual a diferença entre uma pilha, um acumulador e uma bateria.** Setembro, 2011. Disponível em: <<http://www.tecnologiadoglobo.com/2011/09/qual-diferenca-entre-pilha-acumulador-bateria/>>. Acesso em: 22 de Setembro de 2012.

Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/see/galerias/arquivos/Publicacoes/Boletim_mensalDMSE/Boletim_de_Monitoramento_do_Sistema_Eltrico_-_Fevereiro-2013.pdf>. Acesso em: 16 de Abril de 2013.

MUSSOI, F. L. R. **Sinais Senoidais: Tensão e Corrente Alternada.** Março, 2006. Disponível em: <<http://ifgjatai.webcindario.com/circuitos.pdf>>. Acesso em: 18 de Julho de 2013.

OTTOMOTORES DO BRASIL. Disponível em: <<http://www.ottomotores.com.br>>. Acesso em: Março de 2013.

PEIXOTO, J. P. **A Atmosfera e a Radiação solar.** Aprender Geografia, 2010. Disponível em: <www.aprendegeografia.no.sapo.pt/recursos_radiacao_solar.html>. Acesso em: 23 de Março de 2013.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** 1ª ed. São José dos Campos - SP: INPE, 2006.

PEREIRA, L. M. N. **Produção e Caracterização de Silício Policristalino e sua Aplicação a TFTs.** Universidade Nova de Lisboa. Lisboa. 2008. Disponível em: <www.run.unl.pt/bitstream/10362/1942/1/Pereira_2008.pdf>. Acesso em: 19 de Outubro de 2012.

PORTAL ENERGIA. **Principais tipos de Células Fotovoltaicas Constituintes de Paineis Solares.** Portal Energia, 2011. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituientes-de-paineis-solares/>>. Acesso em: 02 de Março de 2013.

PRADO JÚNIOR, F. A. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 1ª Edição, Editora Ediouro, 2004.

PVWATTS. **A Performance Calculator for Grid-Connected PV Systems**. 2013. Disponível em: <<http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/PVWATTS/version1/>>. Acesso em: 11 de Julho de 2013.

RENEWABLE FUTURE ENERGY RESOURCES INC, **How does an On-Grid Solar PV System with Battery Back-Up work?** 2012. Disponível em <http://www.youtube.com/watch?v=ln_UIDn1rNI>. Acesso em: 16 de Abril de 2013.

REQUENA, M. B. **Células Solares: Fundamentos e Aplicações**. Universidade Estadual de São Paulo – UNESP. 2009. Disponível em: <<http://www.rc.unesp.br/showdefisica/ensino/CelulasSolares.pdf>> Acesso em: 05 de Outubro de 2012.

ROZENBLAT, L. **Lazar's Guide to Electric Generators and other Backups Power Systems**. RozemlatLazar, 2006. Disponível em: <<http://www.generators.smps.us/>>. Acesso em: 27 de Setembro de 2011.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis – SC, 1ª edição. Editora UFSC, 2004.

SALAMONI, I. T. **Um Programa Residencial de Telhados Solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica**. Florianópolis: UFSC - BU, 2009.

SANCHEZ, H. **Energia do Sol**. Ecoenergias, 2010. Disponível em: <<http://www.ecoenergias.wordpress.com/tag/energia-solar/>>. Acesso em: 23 de Março de 2013.

SHAYANI, R. A. **Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células.** Universidade Nacional de Brasília. Brasília – DF. 2006. Disponível em: <http://repositorio.bce.unb.br/bitstream/10482/2315/1/2006_RafaelAmaralShayani.pdf>. Acesso em: 05 de Outubro de 2012.

SIDHU, R. **Crystalline Silicon Solar Cell Technology.** 2010. Disponível em: <http://www.lesker.com/newweb/news/jpg/BPSolarSidhu_4-13-2010.pdf>. Acesso em: 02 de Março de 2013.

SIEMENS. **Mini Disjuntores 5SY7.** 2012. Disponível em: <<http://www.industry.siemens.com.br/buildingtechnologies/br/pt/produtos-baixa-tensao/protecao-eletrica/minidisjuntores/5sy7/pages/5sy7.aspx>>. Acesso em: 02 de Junho de 2013.

_____. **Mini Disjuntores 5SX5 – Específico para redes CC.** 2012. Disponível em: <<http://www.industry.siemens.com.br/buildingtechnologies/br/pt/produtos-baixa-tensao/protecao-eletrica/minidisjuntores/5sx5/pages/5sx5.aspx>>. Acesso em: 02 de Junho de 2013.

SILVA, P. F. **A Breve História da Energia Solar.** Instituto Superior Técnico – Universidade Técnica de Lisboa, 2004. Disponível em: <www.web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>. Acesso em: 05 de Outubro de 2013.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. 2013. **Automatic Switch Box L - Installation Guide.** Disponível em: <<http://files.sma.de/dl/8016/AS-BoxL-IEN084410.pdf>>. Acesso em: 11 de Agosto de 2013.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. 2013. **Reverse Current - Advice on generator configuration for PV systems.** Disponível em: <http://www.sma.de/fileadmin/content/global/Solutions/Documents/Medium_Power_Solutions/Rueckstrom-UEN083010.pdf>. Acesso em: 11 de Agosto de 2013.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. 2013. **Sunny Backup 5000 – Installation and Instruction Manual**. Disponível em: <<http://files.sma.de/dl/8016/SBU5000-TEN081211.pdf>>. Acesso em: 11 de Agosto de 2013.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. 2013. **Sunny Tripower 15000TL**. Disponível em: <<http://www.sma.de/en/products/solar-inverter-without-transformer/sunny-tripower-10000tl-12000tl-15000tl-17000tl.html#Technical-Data-9513>>. Acesso em: 11 de Agosto de 2013.

SOLAR PLAZA. **Top 10 World's Biggest PV markets**. Top 10 solar PV markets, sorted by cumulative capacity (kW), 2012. Disponível em: <<http://www.solarplaza.com/top10-pv-markets/>>. Acesso em: 05 de Março de 2013.

SOLAR SHOP. **Products – Solar Panels – Kyocera Solar**. 2012. Disponível em: <<http://solar.e-aruhaz.com/sites/solar.e-aruhaz.com/files/icws/Kyocera%20KD%20320GH-4YB.jpg>>. Acesso em: 05 de Março de 2013.

SOLENERG ENGENHARIA. **Dimensionamento de Gerador Fotovoltaico com Baterias**. Disponível em: <<http://www.solenerg.com.br/files/Guia-para-dimensionamento-de-gerador-fotovoltaico-com-baterias.pdf>>. Acesso em: 11 de Agosto de 2013.

SOLOPOWER. **SoloPower sets record for flexible CIGS solar panel efficiency**. 2012. Disponível em: <<http://solopower.com/2012/03/solopower-sets-record-for-flexible-cigs-solar-panel-efficiency/>>. Acesso em: 02 de Março de 2013.

SÓRIA, A. F. da S. **Apostila de Sistemas Tarifários**, 2012.

SUNFIELDS. **Sunfields Europe – Referencias Proyectos Suministrados**. 2012. Disponível em: <<http://http://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2013/03/CIMG4219.jpg>>. Acesso em: 02 de Junho de 2013.

SUNFIX. **Ground Mounting System from SolarWorld - Planning and implementation.** SolarWorld. Bonn - Alemanha. 2008.

TIRADENTES, A. A. R. **Uso da Energia Solar para Geração de Eletricidade e para Aquecimento de Água.** Universidade Federal de Lavras. Lavras – MG. 2007.

UCHIDA, Y. et al. **Light Induced Effects in a a-Si:H Films and Solar Cells,** Material Research Society, Vol. 10, 1986.

UNITRON, **Controlador de Carga.**2012. Disponível em: <<http://unitron.com.br/portal/index.php/produtos/energia-solar1/controlador-de-carga>>. Acesso em: 16 de Abril de 2013.

URBANETZ JUNIOR., J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas:** sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. Florianópolis: UFSC - BU, 2010.

_____. **Energia Fotovoltaica: Fundamentos e Dimensionamento de Sistemas.** Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

U.S. DOE - DEPARTMENT OF ENERGY. **Amorphous Silicon.** U.S. Department of Energy. Washington - DC. 2012. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/solar/sunshot/pv_asi.html>. Acesso em: 02 de Março de 2013.

VALLÊRA, A. M. et al. **Meio Século de História Fotovoltaica.** Solar, 2006. Disponível em: <www.solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>. Acesso em: 05 de Outubro de 2012.

VÁZQUEZ, J. R.. **Centrales Eléctricas, 1 ed. (1972),** Barcelona, Espanha. Ediciones CEAL AS 1972.

VERA, L. H. **Programa Computacional Para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre – RS - 2004. Acesso em: 01 de Julho de 2013.

ZILLES, R. **Geração Distribuída e Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Março, 2011. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/workshop/2011/Geracao_Distribuida_Sist_Fotovoltaicos_29032011.pdf>. Acesso em: 01 de Outubro de 2011.

WANG, U. **Behindthescenesof Alta Devices' solar pilotline**. Gigaom. 2012. Disponível em: <www.gigaom.com/2012/02/14/photos-behind-the-scenes-of-alta-devices-solar-pilot-line/>. Acesso em: 19 de Outubro de 2012.

_____, U. **Solopowershoots for another \$44 Milion for thinfilm solar**. Gigaom. 2011. Disponível em: <www.gigaom.com/2011/06/29/solopower-shooting-for-another-44m-for-thin-film-solar/>. Acesso em: 19 de Outubro de 2012.

WEG. **DT-5 – Características e Especificações de Geradores**. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-curso-dt-5-caracteristicas-e-especificacoes-de-geradores-artigo-tecnico-portugues-br.pdf>>. Acesso em: Março de 2013.

WESOFF, E. **GE Researchs beats first solar's CdTe PV efficiency record. How well can cadmium telluride PV perform ?** Disponível em: <<http://www.greentechmedia.com/articles/read/GE-Research-Beats-First-Solars-CdTe-PV-Efficiency-Record>>. Acesso em: 02 de março de 2013.

ANEXO 01

ABNT NBR 10899:2006 - Energia solar fotovoltaica – Terminologia

Sumário

Prefácio

1 Objetivo

2 Referências normativas

3 Definições

ANEXO A Ângulos notáveis em energia solar

ANEXO B Tabela

Prefácio

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) é o Fórum Nacional de Normalização. As Normas Brasileiras, cujo conteúdo é de responsabilidade dos Comitês Brasileiros (ABNT/CB) e dos Organismos de Normalização Setorial (ABNT/ONS), são elaboradas por Comissões de Estudo (CE), formadas por representantes dos setores envolvidos, delas fazendo parte: produtores, consumidores e neutros (universidades, laboratórios e outros).

Os Projetos de Norma Brasileira, elaborados no âmbito dos ABNT/CB e ABNT/ONS, circulam para Consulta Nacional entre os associados da ABNT e demais interessados.

Esta Norma contém os anexos A e B, de caráter normativo.

1 Objetivo

1.1 Esta Norma define os termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia elétrica.

1.2 Esta Norma não inclui os termos gerais de eletricidade, que são definidos na ABNT NBR 5456.

2 Referências normativas

As normas relacionadas a seguir contêm disposições que, ao serem citadas neste texto, constituem prescrições para esta Norma. As edições indicadas estavam em vigor no momento desta publicação. Como toda norma está sujeita a revisão, recomenda-se àqueles que realizam acordos com base nesta que verifiquem a conveniência de se usarem as edições mais recentes das normas citadas a seguir. A ABNT possui a informação das normas em vigor em um dado momento.

ABNT NBR 5456:1987 - Eletricidade geral – Terminologia

ASTM G 159:1998 - Standard tables for references solar spectral irradiance at air mass 1.5: direct normal and hemispherical for a 37° tilted surface

3 Definições

Para os efeitos desta Norma, aplicam-se as definições da ABNT NBR 5456 e as seguintes:

NOTA Na utilização das definições desta Norma, deve ser entendido que cada termo é definido de acordo com a sua aplicação no campo abrangido pela seção 1, não se cogitando que o termo possa ter acepções diferentes em outros campos de atividades.

3.1 albedo: Índice relativo à fração da energia radiante solar, recebida em uma unidade de área, devida à refletância dos arredores e do solo onde está instalado um dispositivo, sendo a irradiância devida ao albedo simbolizada por " G_{ALB} ".

3.2 ângulo azimutal de uma superfície: Ângulo entre o norte geográfico e a projeção da reta normal à superfície no plano horizontal, simbolizado por " γ ", com faixa de variação $-180^\circ \leq \gamma \leq +180^\circ$ e, por convenção, positivo no sentido leste com norte igual a 0° (ver detalhes no anexo A).

3.3 ângulo azimutal do sol: Ângulo entre o norte geográfico e a projeção do raio solar (direção do sol) no plano horizontal, simbolizado por " γ_s ", com faixa de variação $-180^\circ \leq \gamma_s \leq +180^\circ$ e, por convenção, positivo no sentido leste com norte igual a 0° (ver detalhes no anexo A).

3.4 ângulo de incidência: Ângulo entre o raio solar incidente (direção do sol) e a normal à superfície da célula ou do módulo, simbolizado por " θ ".

3.5 ângulo horário solar: Ângulo diedro com aresta no eixo de rotação da Terra, formado pelo semiplano que contém o sol e o semiplano que contém o meridiano local, simbolizado por " ω ", com faixa de variação $-180^\circ \leq \omega \leq +180^\circ$ e, por convenção, positivo no período da tarde (ver detalhes no anexo A).

3.6 ângulo zenital: Ângulo de vértice no observador, formado pelas semi-retas definidas pela direção do sol e a vertical, simbolizado por " θ_z ".

3.7 área ativa da célula solar: Superfície de uma célula solar que recebe radiação solar, simbolizada por " A_{CA} ".

3.8 área das células do módulo: Área total de uma célula individual multiplicada pelo número de células (n) do módulo, simbolizada por " A_{CM} ", sendo:

$$A_{CM} = n \cdot A_{CT}$$

3.9 área total da célula solar: Superfície de uma célula solar limitada por seu perímetro, simbolizada por " A_{CT} ".

3.10 área total do módulo: Superfície frontal do módulo, incluindo a moldura externa ou qualquer outra protuberância, como, por exemplo, rebite. É simbolizada por " A_{MT} " sendo também denominada "Face iluminada" ou "Superfície iluminada".

3.11 arranjo ou gerador fotovoltaico: Um ou mais painéis fotovoltaicos interligados eletricamente, de modo a prover uma única saída de corrente elétrica.

3.12 célula ou módulo de referência: Célula ou módulo fotovoltaico, com curva I-V medida sob condições-padrão de referência para ensaio.

3.13 célula solar ou célula fotovoltaica: Dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica.

3.14 concentrador solar: Montagem que inclui componentes ópticos, como espelhos ou lentes, para concentrar a radiação solar sobre células solares.

3.15 condições-padrão de referência para ensaio: Temperatura de junção da célula em 25°C, irradiância total de 1 000 W/m² normal à superfície de ensaio e espectro AM 1,5, sendo simbolizada por "STC" (*Standard Test Conditions*).

3.16 corrente de curto-circuito: Corrente de saída de um conversor fotovoltaico, na condição de curto-circuito e para valores preestabelecidos de temperatura e irradiância total, simbolizada por " I_{SC} " (*Short Circuit Current*).

3.17 curva característica: Representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e de irradiância total, também conhecida por curva I-V.

3.18 declinação solar: Ângulo de vértice no centro da Terra, formado pelas semiretas definidas pela direção do sol e pelo plano do Equador, simbolizado por " δ ", com faixa de variação $-23,45^\circ \leq \delta \leq +23,45^\circ$ e, por convenção, positivo quando estiver no hemisfério Norte (ver detalhes no anexo A).

3.19 distribuição espectral da irradiância: Valores de irradiância correspondentes a cada comprimento de onda do espectro solar.

3.20 eficiência de conversão fotovoltaica: Razão entre a potência máxima fornecida e o produto da área do módulo, ou da célula, pela irradiância total, para valores preestabelecidos de temperatura, especificada na forma de porcentagem, simbolizada por " η " e calculada pela equação:

$$\eta(\%) = \frac{P_{MP}}{(A_{MT} \cdot \text{ou} \cdot A_{CT}) \cdot G_{TOT}} \cdot 100\%$$

3.21 elevação ou altura solar: Ângulo de vértice no observador, formado pelas semi-retas definidas pela direção do sol e a projeção da direção do sol no plano horizontal, simbolizada por " α " (ver detalhes no anexo A).

3.22 fator de forma: Razão entre a potência máxima e o produto da tensão de circuito aberto pela corrente de curto-circuito, relativos à mesma curva característica, especificado na forma de porcentagem, simbolizado por "FF" (*Fill Factor*), e calculado por:

$$FF(\%) = \frac{P_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \cdot 100\%$$

3.23 fator de ocupação ou de preenchimento do módulo: Razão entre a área das células do módulo " A_{CM} " e a área total do módulo " A_{MT} ", especificado na forma de porcentagem e simbolizado por "FO", sendo:

$$FO(\%) = (A_{CM} / A_{MT}) \cdot 100\%$$

3.24 inclinação de uma superfície: Ângulo de menor declive entre a superfície e o plano horizontal, simbolizada por " β " e faixa de variação $0^\circ \leq \beta \leq +90^\circ$.

3.25 irradiação difusa: Irradiância difusa integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por " I_{DF} " ou " H_{DF} ".

3.26 irradiação direta: Irradiância direta integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por " I_{DIR} " ou " H_{DIR} ".

3.27 irradiação global: Irradiância global integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por " I_{HOR} " ou " H_{HOR} ".

3.28 irradiação solar: Irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, medida em watt hora por metro quadrado ou Joule por metro quadrado, sendo simbolizada por " I ", quando integrada no tempo de uma hora, ou por " H ", quando integrada no tempo de um dia.

3.29 irradiação total: Irradiância total integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por " I_{TOT} " ou " H_{TOT} ".

3.30 irradiância difusa: Potência radiante do céu, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, excluída a irradiância direta, sendo simbolizada por " G_{DIF} ".

3.31 irradiância direta: Irradiância solar incidente em uma superfície, sem ter sido espalhada pela atmosfera, podendo ser normal ou horizontal, sendo simbolizada por " G_{DIR} ". A irradiância direta horizontal tem que considerar o cosseno do ângulo de incidência (ver 3.4). A composição espectral da irradiância solar direta normal, para AM 1,5, está expressa no anexo B.

3.32 irradiância global: Potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, simbolizada por " G_{HOR} ", sendo igual à irradiância direta mais a irradiância difusa.

3.33 irradiância solar: Taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente medida em watt por metro quadrado e simbolizada por " G ".

3.34 irradiância total: Potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebida em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer, simbolizada por " G_{TOT} ".

3.35 massa de ar: Razão entre o caminho óptico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção de zênite ao nível do mar, simbolizada por " AM " (*Air Mass*), podendo ser aproximada pela equação:

$$AM = 1 / \cos \theta_z, \text{ para } \theta_z \leq 70^\circ$$

3.36 módulo fotovoltaico concentrador: Dispositivo constituído por células solares integradas a um concentrador solar.

3.37 módulo fotovoltaico: Unidade básica formada por um conjunto de células solares, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica, representada pela figura 1, onde o triângulo indica o pólo positivo.



Figura 1 – Símbolo de módulo fotovoltaico

3.38 painel fotovoltaico: Um ou mais módulos fotovoltaicos interligados eletricamente, montados de modo a formar uma única estrutura.

3.39 potência de pico: Potência nominal de saída de um conversor fotovoltaico, sob as condições padrão de referência para ensaio, sendo a unidade simbolizada por " W_P ".

3.40 potência máxima: Potência em um ponto da curva característica de um conversor fotovoltaico, onde o produto da corrente pela tensão é máximo, no quadrante de geração, simbolizada por " P_{MP} ".

3.41 radiação solar: Forma de transferência de energia advinda do sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas ou fótons.

3.42 rastreador solar: Mecanismo que proporciona o seguimento do movimento aparente do sol.

3.43 resposta espectral: Densidade de corrente de curto-circuito por comprimento de onda, ao longo do espectro solar. A composição espectral da irradiância solar direta normal, para AM 1,5, está expressa no anexo B.

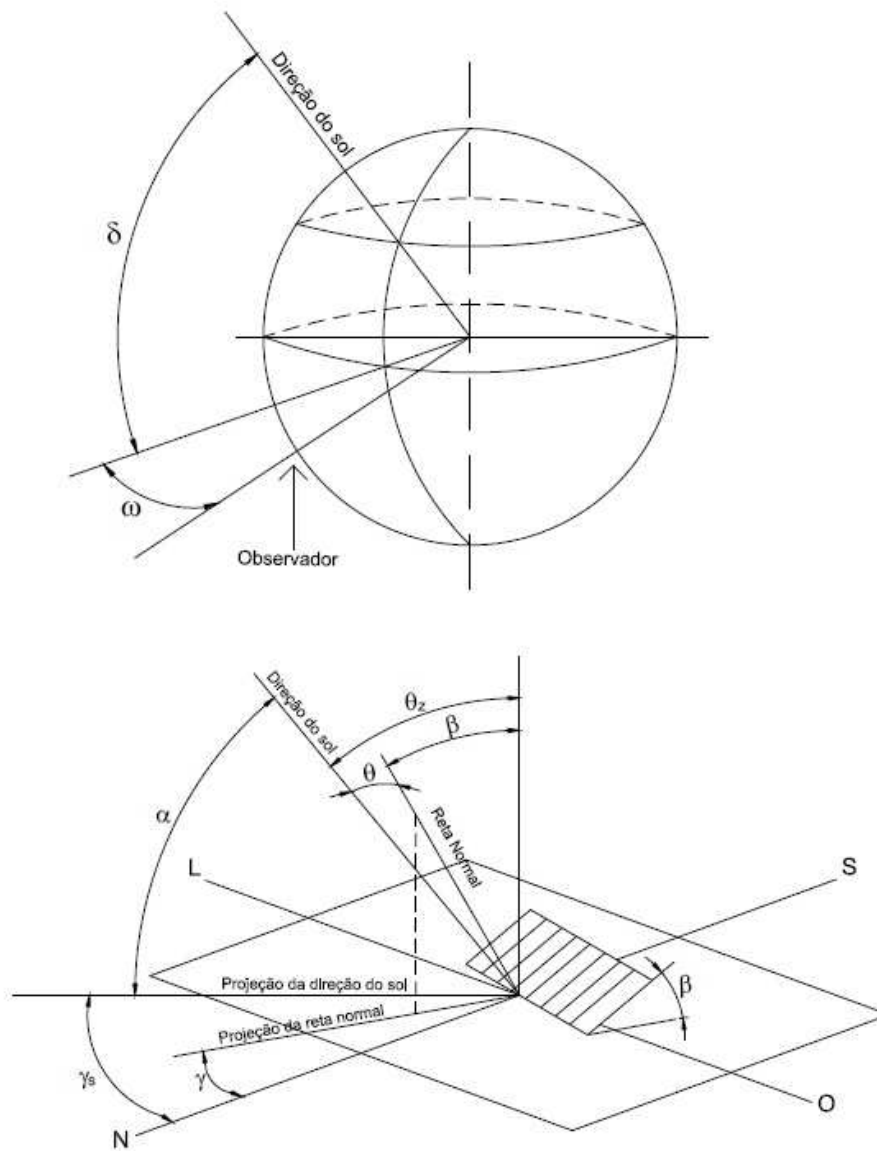
3.44 sistema fotovoltaico: Conjunto de elementos composto de arranjo(s) fotovoltaico(s), podendo incluir: dispositivos para controle, condicionamento, supervisão, proteção e armazenamento de energia elétrica; fiação; fundação e estrutura de suporte. O termo em inglês BOS (*balance of system*) se refere ao sistema fotovoltaico, não incluindo os módulos fotovoltaicos.

3.45 temperatura nominal de operação da célula: Temperatura média de equilíbrio da célula solar encapsulada em um módulo, em um ambiente com irradiância de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de 20°C , velocidade do vento de 1 m/s e em circuito aberto, sendo usualmente designada pela sigla " $NOCT$ " (*Nominal Operating Cell Temperature*).

3.46 tensão de circuito aberto: Tensão gerada através de um conversor fotovoltaico sem carga (aberto), para valores preestabelecidos de temperatura e irradiância total, simbolizada por " V_{OC} " (*Open Circuit Voltage*).

Anexo A (normativo)
Ângulos notáveis em energia solar

Os ângulos notáveis em energia solar estão indicados na figura A.1.



Legenda:

δ - declinação solar

ω - ângulo horário solar

α - elevação ou altura solar

θ_z - ângulo zenital

θ - ângulo de incidência

β - inclinação de uma superfície

γ - ângulo azimutal de uma superfície

γ_s - ângulo azimutal do sol

Figura A.1 – Indicação dos ângulos notáveis em energia solar

Anexo B (normativo)

Tabela

Tabela B.1 - Composição espectral da irradiância solar direta normal para AM 1,5 (ASTM G 159:1998)

λ	$G_{DIR,\lambda}$	$G_{DIR,0\rightarrow\lambda}$	F_{λ}	λ	$G_{DIR,\lambda}$	$G_{DIR,0\rightarrow\lambda}$	F_{λ}
0,3050	3,4	0,02	0,0000	0,9800	549,7	518,10	0,6743
0,3100	15,6	0,07	0,0001	0,9935	630,1	526,06	0,6847
0,3150	41,1	0,21	0,0003	1,0400	582,9	554,26	0,7214
0,3200	71,2	0,49	0,0006	1,0700	539,7	571,10	0,7433
0,3250	100,2	0,92	0,0012	1,1000	366,2	584,69	0,7610
0,3300	152,4	1,55	0,0020	1,1200	98,1	589,33	0,7670
0,3350	155,6	2,32	0,0030	1,1300	169,5	590,67	0,7688
0,3400	179,4	3,16	0,0041	1,1370	118,7	591,68	0,7701
0,3450	186,7	4,08	0,0053	1,1610	301,9	596,73	0,7767
0,3500	212,0	5,07	0,0066	1,1800	406,8	603,46	0,7854
0,3600	240,5	7,34	0,0095	1,2000	375,2	611,28	0,7956
0,3700	324,0	10,16	0,0132	1,2350	423,6	625,26	0,8138
0,3800	362,4	13,59	0,0177	1,2900	365,7	646,96	0,8421
0,3900	381,7	17,31	0,0225	1,3200	223,4	655,80	0,8536
0,4000	556,0	22,00	0,0286	1,3500	30,1	659,60	0,8585
0,4100	656,3	28,06	0,0365	1,3950	1,4	660,31	0,8594
0,4200	690,8	34,80	0,0453	1,4425	51,6	661,57	0,8611
0,4300	641,9	41,46	0,0540	1,4625	97,0	663,06	0,8630
0,4400	798,5	48,66	0,0633	1,4770	97,3	664,46	0,8648
0,4500	956,6	57,44	0,0748	1,4970	167,1	667,11	0,8683
0,4600	990,0	67,17	0,0874	1,5200	239,3	671,78	0,8744
0,4700	998,0	77,12	0,1004	1,5390	248,8	676,42	0,8804
0,4800	1046,1	87,34	0,1137	1,5580	249,3	681,15	0,8866
0,4900	1005,1	97,59	0,1270	1,5780	222,3	685,87	0,8927
0,5000	1026,7	107,75	0,1402	1,5920	227,3	689,01	0,8968
0,5100	1066,7	118,22	0,1539	1,6100	210,5	692,95	0,9019
0,5200	1011,5	128,61	0,1674	1,6300	224,7	697,31	0,9076
0,5300	1084,9	139,89	0,1810	1,6460	215,9	700,83	0,9122
0,5400	1082,4	149,93	0,1951	1,6780	202,8	707,53	0,9209
0,5500	1102,2	160,85	0,2094	1,7400	158,2	718,72	0,9355
0,5700	1087,4	182,75	0,2379	1,8000	28,6	724,33	0,9428
0,5900	1024,3	203,87	0,2653	1,8600	1,8	725,24	0,9439
0,6100	1088,8	225,00	0,2928	1,9200	1,1	725,32	0,9441
0,6300	1062,1	246,51	0,3208	1,9600	19,7	725,74	0,9446
0,6500	1061,7	267,74	0,3485	1,9850	84,9	727,05	0,9463

Tabela B.1 (continuação)

λ	$G_{DIR\lambda}$	$G_{DIR0\rightarrow\lambda}$	F_{λ}	λ	$G_{DIR\lambda}$	$G_{DIR0\rightarrow\lambda}$	F_{λ}
0,6700	1046,2	288,82	0,3759	2,0050	25,0	728,15	0,9477
0,6900	859,2	307,88	0,4007	2,0350	92,5	729,91	0,9500
0,7100	1002,4	326,49	0,4249	2,0650	56,3	732,14	0,9529
0,7180	816,9	333,77	0,4344	2,1000	82,7	734,57	0,9561
0,7244	842,8	339,08	0,4413	2,1480	76,2	738,39	0,9611
0,7400	971,0	353,23	0,4597	2,1980	66,4	741,95	0,9657
0,7525	956,3	365,27	0,4754	2,2700	65,0	746,68	0,9719
0,7575	942,2	378,82	0,4816	2,3600	57,6	752,20	0,9790
0,7625	524,8	373,69	0,4864	2,4500	19,8	755,68	0,9836
0,7675	830,7	377,08	0,4908	2,4940	17,0	756,49	0,9846
0,7800	908,9	387,95	0,5049	2,5370	3,0	756,92	0,9852
0,8000	873,4	405,77	0,5281	2,9418	4,0	758,34	0,9870
0,8160	712,0	418,46	0,5446	2,9730	7,0	758,51	0,9872
0,8237	660,2	423,74	0,5515	3,0050	6,0	758,72	0,9875
0,8315	765,5	429,30	0,5580	3,0560	3,0	758,95	0,9878
0,8400	799,8	435,95	0,5674	3,1320	5,0	759,25	0,9882
0,8600	815,2	452,10	0,5884	3,1560	18,0	759,53	0,9886
0,8800	778,3	468,04	0,6092	3,2040	1,2	759,99	0,9892
0,9050	630,4	485,65	0,6321	3,2450	3,0	760,08	0,9893
0,9150	565,2	491,62	0,6399	3,3170	12,0	760,62	0,9900
0,9250	586,4	497,38	0,6474	3,3440	3,0	760,82	0,9902
0,9300	348,1	499,72	0,6504	3,4500	12,2	761,62	0,9913
0,9370	224,2	501,72	0,6530	3,5730	11,0	763,05	0,9932
0,9480	271,4	504,45	0,6566	3,7650	9,0	764,97	0,9957
0,9650	451,2	510,59	0,6646	4,0450	6,9	767,20	0,9986
				>4,0450	768,31	1,0000

Onde:

 λ é o comprimento de onda (micrometro) $G_{DIR\lambda}$ é a irradiância solar direta normal, no comprimento de onda λ (watt por metro quadrado). $G_{DIR0\rightarrow\lambda}$ é a irradiância solar direta normal, integrada na faixa de comprimentos de onda de 0 até λ (watt por metro quadrado). F_{λ} é a fração da irradiância solar direta normal, integrada desde $\lambda = 0,3050 \mu\text{m}$ até o comprimento de onda λ .NOTA – A quantidade de radiação solar que chega à superfície da Terra é insignificante para comprimentos de onda abaixo de $0,3 \mu\text{m}$.

ANEXO 02

TARIFAS - Res. Homologatórias ANEEL 1.541 de 20/06/13 e 1.565 de 09/07/13												
TARIFAS APLICADAS À BAIXA TENSÃO						COMO CALCULAR TRIBUTOS INCIDENTES NAS TARIFAS						
Modalidade Tarifária Convencional						Valor da tarifa publicada pela ANEEL						
SUBGRUPO/CLASSE/ SUBCLASSE	TUSD	TE	TE			TARIFA COM TRIBUTOS =	1 - (PIS + COFINS + ICMS)					
			BAND. * VERDE	BAND. * AMARELA	BAND. * VERMELHA							
	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	ICMS	PIS/PASEP	COFINS				
B1 - RESIDENCIAL	0,12368	0,13987	0,13987	0,15487	0,16987	29%	0,8% *	3,7% *				
B1 - RESIDENCIAL BX. RENDA						* Aliquotas PIS e COFINS alteradas em 01/06/2013.						
Consumo até 30kWh	0,04099	0,04895	0,04895	0,05420	0,05945	BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS PERCENTUAIS DE DESCONTO						
Consumo de 31 e 100kWh	0,07027	0,08392	0,08392	0,09292	0,10192	Subgrupo/ Subclasse	TUSD (R\$/kW)	TUSD R\$/MWh	TE (R\$/MWh)			
Consumo de 101 e 220kWh	0,10540	0,12588	0,12588	0,13938	0,15288	Rural Grupo A	10,00%	10,00%	10,00%			
Consumo maior que 220kWh	0,11711	0,13987	0,13987	0,15487	0,16987	Água,Esgoto, Saneamento - Grupo A	15,00%	15,00%	15,00%			
B2 - RURAL	0,07792	0,08812	0,08812	0,09757	0,10702	Água,Esgoto, Saneamento - Grupo B	-	15,00%	15,00%			
B2 - COOP.ELETRIF.RURAL	0,07792	0,08812	0,08812	0,09757	0,10702							
B2 - SERV.PÚBL.DE IRRIGAÇÃO	0,07421	0,08392	0,08392	0,09292	0,10192							
B3 - DEMAIS CLASSES	0,12368	0,13987	0,13987	0,15487	0,16987							
B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA												
B4a - Rede de Distribuição	0,06555	0,07413	0,07413	0,08208	0,09003							
B4b - Bulbo de Lâmpada	0,07174	0,08112	0,08112	0,08982	0,09852							
TARIFAS APLICADAS À ALTA TENSÃO												
Modalidade Tarifária Azul												
SUBGRUPO	TUSD			TE								
	DEMANDA PONTA	DEMANDA FORA DE PONTA	R\$/kWh	PONTA				FORA DE PONTA				
	R\$/kW	R\$/kW		TE	BAND. * VERDE	BAND. * AMARELA	BAND. * VERMELHA	TE	BAND. * VERDE	BAND. * AMARELA	BAND. * VERMELHA	
A2 (88 a 138kV)	8,50	1,64	0,01392	0,21800	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,13276	0,14776	0,16276	
A3 (69kV)	8,53	1,96	0,01360	0,21800	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,13276	0,14776	0,16276	
A3a (30 a 44kV)	17,99	5,49	0,01735	0,21800	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,13276	0,14776	0,16276	
A4 (2,3 a 25kV)	17,99	5,49	0,01751	0,21800	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,13276	0,14776	0,16276	
AS (Subterrâneo)	28,87	6,29	0,02731	0,21800	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,13276	0,14776	0,16276	
Modalidade Tarifária Verde												
SUBGRUPO	TUSD			TE								
	DEMANDA - R\$/kW	PONTA	FORA DE PONTA	PONTA				FORA DE PONTA				
	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	TE	BAND. * VERDE	BAND. * AMARELA	BAND. * VERMELHA	TE	BAND. * VERDE	BAND. * AMARELA	BAND. * VERMELHA	
A3a (30 a 44kV)	5,49	0,45013	0,01735	0,21800	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,13276	0,14776	0,16276	
A4 (2,3 a 25kV)	5,49	0,45028	0,01751	0,21800	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,13276	0,14776	0,16276	
AS (Subterrâneo)	6,29	0,72154	0,02731	0,21800	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,13276	0,14776	0,16276	
Modalidade Tarifária Convencional						Condições para opção tarifária: Faturamento Baixa Tensão: transformador até 112,5kVA. Faturamento Tarifa Convencional: demanda até 299kW. Mudança após 12 faturamentos completos modalidade anterior ou prazo até 3º faturamento após reajuste tarifário da concessionária.						
SUBGRUPO	TUSD		TE	TE			Consulta a débitos, históricos de faturamento, consumo, demanda contratada e medida, fator de potência ou gráficos correlatos, simulação modalidade tarifária e 2º-via de fatura, acessar: http://www.copel.com > Serviços Online.					
	DEMANDA - R\$/kW	R\$/kWh		R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh						
A3a (30 a 44kV)	18,45	0,01735	0,13987	0,13987	0,15487	0,16987						
A4 (2,3 a 25kV)	18,45	0,01751	0,13987	0,13987	0,15487	0,16987						
AS (Subterrâneo)	27,07	0,02731	0,13987	0,13987	0,15487	0,16987						
TUSD - TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO												
TE - TARIFA DE ENERGIA, COMPOSTAS PELA PARCELA DE TRANSPORTE, PERDAS E ENCARGOS, TERMOS DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 464/11.												
* BANDEIRAS TARIFÁRIAS ANO TESTE 2013, APLICAÇÃO A PARTIR DE 2014. INFORMAÇÕES: www.aneel.gov.br												
HORÁRIO DE PONTA: DAS 18H ÀS 20H59 - 2º A 6º FEIRAS (DAS 19H ÀS 21H59 NO HORÁRIO DE VERÃO).												
HORÁRIO FORA DE PONTA: DEMAIS HORAS DO DIAS, FINAIS DE SEMANA E FERIADOS NACIONAIS												

ANEXO 03


COPEL

 Copel Distribuição S.A.
 José Inácio Biazento, 158 Lt.C - Mossunguê - Curitiba PR - CEP 81200-240
 CNPJ: 04.368.898/0001-06 - IE 90.233.073-99 - IM 423.992-4

 www.copel.com
 0800 51 00 116


Mês de referência

Junho/2013

N° de Identificação

Vencimento

25/07/2013

VALOR A PAGAR

R\$ 906,51

FAT-01-201385317757- 35

 Responsável pela manutenção da Iluminação Pública: Município
 413663-2244

Informações Técnicas

N° Medidor: MD 0220940218 - Trifásico

Comerc: Lanchonetes, Casas De Cha, De Sucos E

Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio Diário	Data de Apresentação	Próxima Leitura Prevista
27/05/2013 79754	26/06/2013 82229	30 dias 2475 kWh	1	2475 kWh	82,50 kWh	26/06/2013	26/07/2013

Histórico de Consumo e Pagamento

Mês	kWh	DL Pgto.	Valor
05/2013	2780	Pendente	1.125,76
04/2013	2677	01/07/2013	991,97
03/2013	2571	27/06/2013	1.055,63
02/2013	2907	29/04/2013	1.161,54
01/2013	2462	29/04/2013	1.141,32
12/2012	2720	28/02/2013	1.295,27
11/2012	2239	28/02/2013	1.038,73
10/2012	2349	21/01/2013	1.131,70
09/2012	2320	21/01/2013	1.153,00
08/2012	2500	22/11/2012	1.218,37
07/2012	2128	01/10/2012	979,10
06/2012	2633	17/09/2012	1.198,27

Valores Faturados
NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELETRICA N° 003.829.648- SERIE B

Emitida em 26/06/2013

Produto Descrição	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Calc.	Aliq. ICMS
ENERGIA ELET CONSUMO	kWh	2475	0,186149	460,72	460,72	29,00%
ENERGIA ELET USO SISTEMA	kWh	2475	0,173678	430,35	430,35	29,00%
CONT ILLUMN PUBLICA MUNICIPIO				15,44		

Indicadores de Qualidade

 Conjunto: GUARATUBA
 Mês Ref.: 05/2013

	DIC	FC	DMC	EUSD (RS)
Realizado:	0,63	1,00	0,63	320,81
Limite Mensal:	5,19	3,48	2,94	
Limite Trimestral:	10,38	6,97	-	
Limite Anual:	20,77	13,95	-	

 Tensão Contratada: 127/220 volts
 Limite Adequado de Tensão: 118 a 133/201 a 231 volts

O não cumprimento dos indicadores DIC, FC, DMC e DICI definidos pela ANEEL, resulta em compensação financeira ao consumidor pelo concessionário no futuro. É direito do consumidor solicitar a aplicação destes indicadores a qualquer tempo.

Aviso de Vencimento

Existem débitos vencidos que sujeitam sua unidade consumidora ao corte no fornecimento de energia. Se, após o corte, não ocorrer regularização nos 3 meses seguintes, seu contrato com a Copel será encerrado. Neste período, haverá cobrança com legislação vigente. Se a pendência estiver paga, favor desconsiderar esta mensagem.

Referência	Valor (R\$)	Vencimento
06/2013	300,97	06/2013
04/2013	991,97	05/2013

Caso o pagamento já tenha sido efetuado, desconsiderar o aviso.

Base de Cálculo do ICMS	Valor ICMS	Valor Total da Nota Fiscal
891,07	258,41	906,51

Composição dos Valores

Distribuição	199,93
Enc. Setorial	65,19
Energia	305,76
Transmissão	20,49
Tributos	299,70
Total	891,07

Reservado ao Fisco

C6A0.0E65.9E92.C829.1C4A.5648.8C46.09E8

 ESTA UNIDADE CONSUMIDORA ESTA SUJEITA A SUSPENSÃO DE FORNECIMENTO INCLUIDO NA FATURA PIS DE R\$ 7,35 E COFINS DE R\$ 33,94 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.
 DISPONÍVEIS NO SITE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS SOCIETÁRIA E REGULATÓRIA DE 2012 A PARTIR DE 2014 VIGORARÁ O SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS. A BANDEIRA VERDE NÃO IMPLICARÁ COBRANÇA ADICIONAL. AS BANDEIRAS AMARELA OU VERMELHA, QUANDO AACIONADAS, IMPLICARÃO TARIFAS DE MAIOR VALOR, DEVIDO AO MAIOR CUSTO DE GERAÇÃO.
 NO MÊS DE JUNHO VIGORARÁ A BANDEIRA VERMELHA, A QUAL IMPLICARÁ R\$0,03/KWH DE ACRESCIMO AO VALOR DA TARIFA, LÍQUIDO DE TRIBUTOS. MAIS INFORMAÇÕES EM WWW.ANEEL.GOV.BR

 IDENTIFICAÇÃO
 90704975

 Mês
 06/2013

 Vencimento
 25/07/2013

 Valor a Pagar
 906,51

Autenticação Mecânica


COPEL

8367000009 1 06510111000 8 00101002013 7 85317757735 2




COPEL

 Copel Distribuição S.A.
 José Antônio Bazzetto, 158 M.C - Mossunguê - Curitiba PR - CEP 81200-240
 CNPJ: 04.368.898-0001-06 - IE 90.233.073-98 - IM 423.982-4

 www.copel.com
 0800 51 00 116


Mês de referência

Junho/2013

N° de Identificação

Vencimento

19/07/2013

VALOR A PAGAR

R\$ 770,48

FAT-01-2013853177590-01

 Responsável pela manutenção da iluminação Pública: Município
 413663-2244

Informações Técnicas

N° Medidor: MD 0000158352 - Trifásico

Comerc: Com Varej De Combustíveis Para Veic Au

Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Medio Diário	Data de Apresentação	Próxima Leitura Prevista
27/05/2013 39259	26/05/2013 41223	30 dias 1964 kWh	1	1964 kWh	65,46 kWh	26/06/2013	26/07/2013

Histórico de Consumo e Pagamento

Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor
05/2013	1788	Pendente	896,05
04/2013	1968	03/06/2013	761,54
03/2013	1850	03/06/2013	690,28
02/2013	1927	19/04/2013	716,42
01/2013	1515	22/03/2013	693,68
12/2012	1445	09/01/2013	667,59
11/2012	1588	09/01/2013	775,71
10/2012	1688	09/01/2013	821,78
09/2012	1809	09/01/2013	834,64
08/2012	1863	30/10/2012	934,60
07/2012	1873	01/10/2012	863,62
06/2012	2214	31/07/2012	1.069,05

Valores Faturados
NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELETRICA N° 003.829.650- SERIE B

Emitida em 26/06/2013

Produto	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cálculo	Aliq. ICMS
ENERGIA ELET CONSUMO	kWh	1964	0,186145	365,59	365,59	29,00%
ENERGIA ELET USQ SISTEMA	kWh	1964	6,173874	341,49	341,49	29,00%
ACRESCIMO MORATORIO		03/2013		0,40		
JUROS CONTA ANTERIOR		03/2013		10,11		
JUROS CONTA ANTERIOR		05/2013		1,42		
JUROS CONTA ANTERIOR		04/2013		3,35		
MULTA POR ATRASO NO PAGAMENTO		04/2013		14,40		
MULTA POR ATRASO NO PAGAMENTO		05/2013		4,79		
MULTA POR ATRASO NO PAGAMENTO		03/2013		13,49		
CONT ILLUMN PUBLICA MUNICIPIO				15,44		

Indicadores de Qualidade

 Conjunto: GUARATUBA
 Mês Ref.: 06/2013

	DIC	FC	DMC	EUSD (RS)
Realizado:	0,63	1,00	0,63	206,33
Limite Mensal:	5,19	3,48	2,94	
Limite Trimestral:	10,38	6,97	-	
Limite Anual:	20,77	13,95	-	

 Tensão Contratada: 127/220 volts
 Limite Adequado de Tensão: 116 a 133/201 a 231 volts

O não cumprimento dos indicadores DIC, FC, DMC e EUSD definidos pela ANEEL resulta em compensação financeira ao consumidor pelo concessionário no faturamento. É direito do consumidor solicitar a aplicação destes indicadores a qualquer tempo.

Aviso de Vencimento

Existem débitos vencidos que sujeitam sua unidade consumidora ao corte no fornecimento de energia. Se, após o corte, não ocorrer religação nos 3 meses seguintes, seu contrato com a Copel será encerrado. Neste período, haverá cobrança conf legislação vigente. Se a pendência estiver paga, favor desconsiderar esta mensagem.

Referência	Valor (R\$)	Vencimento
06/2013	239,70	06/2013
05/2013	896,05	06/2013

Caso o pagamento já tenha sido efetuado, desconsiderar o aviso.

Base de Cálculo do ICMS	Valor ICMS	Valor Total da Nota Fiscal
707,08	205,05	770,48

Composição dos Valores	Reservado ao Fisco
Distribuição: 158,85	0222.E381.4A27.08ED.6F12.0D0C.3735.A08E
Enc. Setoriais: 51,73	
Energia: 242,83	
Transmissão: 16,26	
Tributos: 27,61	
Total: 707,08	

INCLUI NA FATURA PIS DE RS 5,82 E COFINS DE RS 26,34 CONFORME RES. ANEEL 130/2009.

DISPONÍVEL NO SITE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS SOCIETÁRIA E REGULATÓRIA DE 2012 A PARTIR DE 2014 VIGORARÁ O SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS. A BANDEIRA VERDE NÃO IMPLICARÁ COBRANÇA ADICIONAL. AS BANDEIRAS AMARELA OU VERMELHA, QUANDO AÇIONADAS, IMPLICARÃO TARIFAS DE MAIOR VALOR, DEVIDO AO MAIOR CUSTO DE GERACAO.

NO MÊS DE JUNHO VIGORARÁ A BANDEIRA VERMELHA, A QUAL IMPLICARÁ R\$0,03/KWH DE ACRESCIMO AO VALOR DA TARIFA, LÍQUIDO DE TRIBUTOS. MAIS INFORMAÇÕES EM WWW.ANEEL.GOV.BR

 IDENTIFICAÇÃO
 7056079

 Mês
 06/2013

Autenticação Mecânica

 Vencimento
 19/07/2013

 Valor a Pagar
 770,48

COPEL

83610000007 1 70480111000 5 00101002013 7 85317759001 7



ANEXO 04

We care! Since 1975.

Y-series

KD140GH-2YU · KD190GH-2YU · KD220GH-4YU
KD240GH-4YB2 · KD245GH-4YB2 · KD320GH-4YB



Apartment house, Germany

CUTTING-EDGE TECHNOLOGY

Cell:

- 156 mm × 156 mm
- Polycrystalline, 3-busbar
- >16% efficiency
- Embedded in EVA film
- Silicon nitride texturing: little light reflection, homogenous coloration

Frame:

- Aluminium, black anodised and coated
- Screwed and also adhered
- Load capacity: 5,400 N/m²
- Interior drainage openings to protect against frost damage
- Flexible assembly (horizontal and upright)
- Approved for module inlay systems (except 80-cell modules)
- 60-/80-cell modules: reinforced on rear side with 2 support bars

Junction box:

- Incl. bypass diodes
- Encapsulated
- Highest fireproof class 5VA in accordance with UL94

- 36-/48-cell modules: pre-configured with connection wires and original multi-contact plug connectors
- 54-/60-/80-cell modules: pre-configured with connection wires and SMK plug connectors (MC4 compatible)

Pairing:

- Sorting procedure: Nominal output is achieved by two paired modules (e.g. ≥490 Wp for 2 × KD245GH-4YB2)

Production:

- Fully automated and integrated production processes in our own production plants
- Vertical integration = 100% control

Service:

- Professional Europe-wide customer service in Esslingen/Germany
- Individual maintenance service increases life expectancy of the photovoltaic system

COMPANY

As a pioneer in the photovoltaic sector, Kyocera Solar can look back on over 35 years of experience. We are also involved in numerous future-oriented solutions across the world. Our focus is on innovation and quality.

Our vision: To make solar energy accessible to everybody and to ensure a comprehensive sustained energy supply.

Kyocera photovoltaic modules meet the highest standards



- Periodic inspection
- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Long-term sequential testing



IEC 61701
Salt Mist Corrosion Test



Kyocera is ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001 certified and registered.

ELECTRICAL PERFORMANCE Y-SERIES

PV Module Type	KD140GH-2YU	KD190GH-2YU	KD220GH-4YU	KD240GH-4YB2	KD245GH-4YB2	KD320GH-4YB
At 1000 W/m² (STC)⁽¹⁾						
Maximum Power [W]	140	190	220	240	245	320
Maximum System Voltage [V]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Maximum Power Voltage [V]	17.7	23.6	26.6	29.8	29.8	40.1
Maximum Power Current [A]	7.91	8.06	8.28	8.06	8.23	7.99
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	22.1	29.5	33.2	36.9	36.9	49.5
Short Circuit Current (I _{sc}) [A]	8.68	8.82	8.98	8.59	8.91	8.60
Efficiency [%]	13.9	14.3	14.8	14.5	14.8	14.5
At 800 W/m² (NOCT)⁽²⁾						
Maximum Power [W]	101	137	158	172	176	230
Maximum Power Voltage [V]	16.0	21.3	24.0	26.7	26.8	36.1
Maximum Power Current [A]	6.33	6.45	6.63	6.45	6.58	6.40
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	20.2	27.0	30.4	33.7	33.7	45.3
Short Circuit Current (I _{sc}) [A]	7.03	7.14	7.27	6.95	7.21	6.96
NOCT [°C]	45	45	45	45	45	45
Power Tolerance [%]	+5/-5	+5/-5	+5/-3	+5/-3	+5/-3	+5/-3
Maximum Reverse Current I _{kr} [A]	15	15	15	15	15	15
Series Fuse Rating [A]	15	15	15	15	15	15
Temperature Coefficient of V _{oc} [%/K]	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36
Temperature Coefficient of I _{sc} [%/K]	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Temperature Coefficient of Max. Power [%/K]	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46
Reduction of Efficiency (from 1000 W/m ² to 200 W/m ²) [%]	5.3	5.3	6.0	7.3	6.6	7.1
DIMENSIONS						
Length [mm]	1500 (±2.5)	1338 (±2.5)	1500 (±2.5)	1662 (±2.5)	1662 (±2.5)	1662 (±2.5)
Width [mm]	668 (±2.5)	990 (±2.5)	990 (±2.5)	990 (±2.5)	990 (±2.5)	1320 (±2.5)
Depth / incl. Junction Box [mm]	46	46	46	46	46	46
Weight [kg]	12.5	16	18	20	20	27.5
Cable [mm]	(+)1010 / (-)840	(+)1030 / (-)840	(+)1100 / (-)900	(+)1190 / (-)960	(+)1190 / (-)960	(+)1290 / (-)1040
Connection Type	MC PV-KBT3 / MC PV-KST3	MC PV-KBT3 / MC PV-KST3	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)	PV-03 (SMK)
Junction Box [mm]	113 × 82 × 15	113 × 82 × 15	123 × 91.6 × 16	123 × 91.6 × 16	123 × 91.6 × 16	133 × 136 × 16.5
Number of bypass diodes	2	3	3	3	3	4
IP Code	IP65	IP65	IP65 / IP67	IP65 / IP67	IP65 / IP67	IP65 / IP67
CELLS						
Number per Module	36	48	54	60	60	80
Cell Technology	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline
Cell Shape (square) [mm]	156 × 156	156 × 156	156 × 156	156 × 156	156 × 156	156 × 156
Cell Bonding	3 busbar	3 busbar	3 busbar	3 busbar	3 busbar	3 busbar
GENERAL INFORMATION						
Performance Guarantee	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾	10 ⁽³⁾ / 20 years ⁽⁴⁾
Warranty	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾	10 years ⁽⁵⁾

(1) Electrical values under standard test conditions (STC): irradiation of 1000 W/m², air mass A.M.1.5 and cell temperature of 25°C

(2) Electrical values under normal operating cell temperature (NOCT): irradiation of 800 W/m², air mass A.M.1.5, wind speed of 1 m/s and ambient temperature of 20°C

(3) 10 years on 90% of the minimally specified power P under standard test conditions (STC)

(4) 20 years on 80% of the minimally specified power P under standard test conditions (STC)

(5) In the case of Europe

Kyocera reserves the right to modify these specifications without notice. Kyocera Fin ceramics GmbH, October 2012. Fulfills EN 50380 norm. Please observe the Kyocera assembly and maintenance instructions.

Your local Kyocera dealer:



KYOCERA
Fin ceramics GmbH
Solar Division
Fritz-Mueller-Strasse 27
73730 Esslingen / Germany
Tel: +49 (0)711-93 93 49 99
Fax: +49 (0)711-93 93 49 50
E-Mail: solar@kyocera.de
www.kyocerasolar.eu

ANEXO 05

SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL



Economical

- Maximum efficiency of 98.2%
- SMA OptiTrac Global Peak MPP tracking for best MPP tracking efficiency
- Bluetooth® communication

Reliable

- Triple protection with Optiprotect: Electronic string fuse
Self-learning string failure detection
DC surge arrester (Type II) can be integrated

Flexible

- DC input voltage up to 1,000 V
- Integrated grid management functions
- Custom plant design with Optiflex

Simple

- Three-phase feed-in
- Cable connection without tools
- SUNCLIX DC plug-in system
- Easily accessible connection area

SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

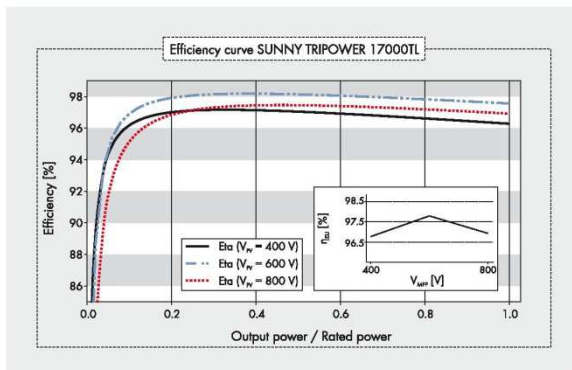
The three-phase inverter for easy plant design

Full of pioneering technology: highly flexible plant design with the three-phase Sunny Tripower inverter. Thanks to Optiflex technology, two MPP inputs and a broad input voltage range, it is suited to almost any module configuration. It meets any requirement such as reactive power supply, grid support thus reliably participating in grid management. The safety concept Optiprotect with its self-learning string-failure detection, electronic string fuse and integrable DC surge arrester type II, ensures maximum availability.







SUNNY TRIPOWER

10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

Technical Data	Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \phi=1$)	10200 W	12250 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V - 800 V / 600 V	380 V - 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	22 A / 11 A	22 A / 11 A
Max. input current per string input A ² / input B ²	33 A / 12.5 A	33 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:4; B:1	2 / A:4; B:1
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	10000 W	12000 W
Max. apparent AC power	10000 VA	12000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	16 A	19.2 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited... 0.8 underexcited	0.8 overexcited... 0.8 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.1% / 97.7%	98.1% / 97.7%
Protection		
Input-side disconnection device	●	●
Ground-fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester Type II, can be integrated	○	○
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General Data		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
Weight	59 kg (130.07 lb)	59 kg (130.07 lb)
Operating temperature range	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption at night	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
Features		
DC terminal / AC terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438, G59/2, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105	
Type designation	STP 10000TL-10	STP 12000TL-10



Accessories

-  RS485 interface DM-485CB-10
-  DC surge arrester (Type II), input A DCSFD KIT1-10
-  DC surge arrester (Type II), inputs A and B DCSFD KIT2-10
-  Power Control Module PVMCMOD-10
-  Multi-function relay MFR01-10
-  Speedwire/Webconnect interface SWDM-10

¹ Does not apply to all national deviations of EN 50438
² To be observed in case of a short circuit in the electronic string fuse

● Standard features ○ Optional features – Not available
 Data at nominal conditions
 Provisional data, as of July 2013

Technical Data	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 17000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ cos φ=1)	15340 W	17410 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	360 V – 800 V / 600 V	400 V – 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 11 A	33 A / 11 A
Max. input current per string input A ² / input B ²	40 A / 12.5 A	40 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:5; B:1	2 / A:5; B:1
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	15000 W	17000 W
Max. apparent AC power	15000 VA	17000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V – 280 V	160 V – 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / –6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / –6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	24 A	24.6 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited... 0.8 underexcited	0.8 overexcited... 0.8 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.2% / 97.8%	98.2% / 97.8%
Protection		
Input-side disconnection device	●	●
Ground-fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester Type II, can be integrated	○	○
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –	● / ● / –
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General Data		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
Weight	59 kg (130.07 lb)	59 kg (130.07 lb)
Operating temperature range	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption at night	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
Features		
DC terminal / AC terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPD5, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105	
Type designation	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10

www.SunnyPortal.com

Professional management, monitoring and presentation of PV plants



www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

© 2010 SMA Solar Technology AG. SMA and Sunny Portal are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Sunny Portal is a registered trademark owned by PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG. Printed on FSC-certified paper. All products and services described as well as technical data are subject to change, even if without notice. SMA assumes no liability for errors or omissions. For current information, see www.SMA-Solar.com.

ANEXO 06


ottomotores

Energia que move o mundo

CUMMINS SERIE 4B

Definições

Potência Príme

Estes valores são aplicáveis para fornecimento contínuo de energia elétrica (com carga variável) ao invés da rede da concessionária + 10% de sobrecarga.

Potência Stand by

Estes valores são aplicáveis para fornecimento contínuo de energia elétrica (com carga variável) em caso de falha da rede da concessionária. Não é permitido sobrecarga sobre estes valores.



Imagem ilustrativa.
Os equipamentos na foto podem ter outros acessórios opcionais.



Tabela de Potências

Modelo	Tensão	kVA Príme	kWe Príme	kVA Stand by	kWe Stand by
CNY40	440-220V	40	37	55	42
CNY50	440-220V	57	45	68	50
CNY60	440-220V	68	55	75	60
CNY80	440-220V	95	73	100	80

Informação Técnica

Dados Técnicos	CNY40	CNY50	CNY60	CNY80
Frequência: Hz	60	60	60	60
Marca / Modelo:	483.962	4873.904	4873.904	487A3.904
Modelo de Alternador: 220-600V 380V	Stamford UC124C	Stamford UC124D UC124E	Stamford UC124E UC124F	Stamford UC124G UC124F
Número de Cilindros:	4 em linha	4 em linha	4 em linha	4 em linha
Diâmetro e Curso: in x (mm) x (mm)			mm 4,01 x 4,72 (101 x 120)	
Relação de Compressão:	17,3:1	16,5:1	16,5:1	16,5:1
Aspiração:	Natural	Turbo carregado	Turbo carregado	Turbo carregado
Velocidade: RPM	1800	1800	1800	1800
Potência: kW (CV)	68 (92)	95 (129)	95 (129)	145 (198)
Pressão Máxima: psi (MPa)	170 (11,7)	185 (12,9)	185 (12,9)	200 (13,8)
Velocidade do Pistão: ft/min (m/s)	1416 (7,2)	1416 (7,2)	1416 (7,2)	1416 (7,2)
Consumo a plena carga em stand-by: L/h	13,00	13,00	13,00	27,00
Calor exalado/eliminado pelo sistema de Escape: BTU/min (kW)	2480 (94)	3390 (59,5)	3390 (59,5)	4790 (80)
Calor exalado/eliminado pelo sistema de arrefecimento/refrescamento: BTU/min (kW)	1795 (31)	2240 (39,3)	2240 (39,3)	2905 (51)
Temperatura do Escape: °F (°C)	1204 (653)	934 (501)	934 (501)	940 (505)
Fluxo de Resfriamento no Radiador: cfm	Consulte a fábrica			
Fluxo de Escape: cfm (l/s)	306 (144)	486 (229)	486 (229)	700 (325)



Como ler nosso código:

E: CNY40

C: Motor Cummins

N: Alternador Newage Stamford

Y: 60Hz - 1800RPM

40: Potência do Equipamento Stand by medida em kWe


Ottomotores Brasil

 R. Umararama, 164
 Pinhais - PR, CEP 83325-000
 Brasil

Fone: 55 41 35252252 | Fax: 55 41 35252250

Vendas: vendas@ottomotores.com.br

www.ottomotores.com.br

R.01-2012

Dimensões

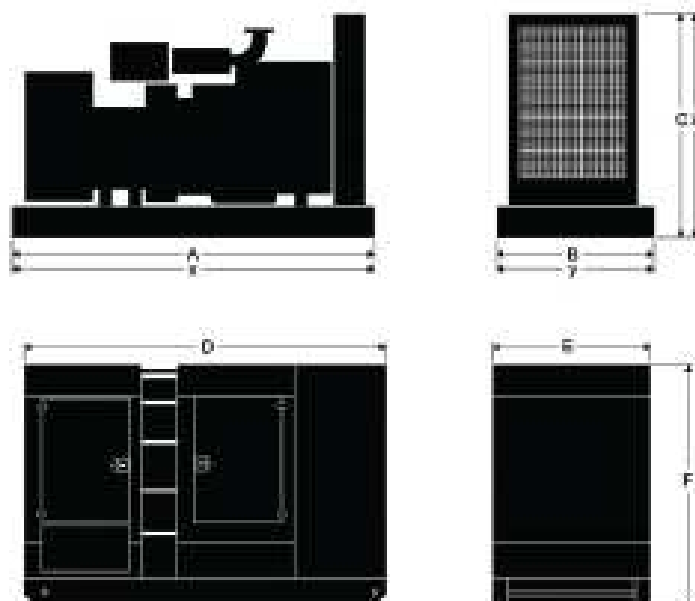


Tabela de Dimensões

Modelo	Equipamento com Bomba Centradora			Equipamento com Bomba Tríplice			Equipamento com Caraterísticas Adicionais		
	A	B	C	K	Y	L	D	E	F
CNY40	175,00	75,00	108,00	186,00	108,00	118,00	26000	10900	18000
	Peso: 820,00 kg			Peso: 820,00 kg			Peso: 1.017 kg		
CNY50	175,00	75,00	108,00	238,00	108,00	138,00	3800	1090	1800
	Peso: 820,00 kg			Peso: 820,00 kg			Peso: 1.017 kg		
CNY60	175,00	75,00	108,00	238,00	108,00	138,00	3800	1090	1800
	Peso: 820,00 kg			Peso: 820,00 kg			Peso: 1.017 kg		
CNY80	202,00	77,00	120,00	238,00	108,00	137,00	3800	1090	1800
	Peso: 840,00 kg			Peso: 1.029,00 kg			Peso: 1.017 kg		

Informação Técnica

Nota: As condições de referência padrão são 25°C (77° F) de temperatura de entrada de ar. Todos os dados de desempenho do motor são baseados na potência acima mencionados.

Dados de consumo de combustível a plena carga com combustível diesel tem um peso específico de 0,85.



As Dimensões se referem a dimensão de base alteradas com outro projeto, a fim de melhorar o desempenho.

Módulos de Controle



A Otimizadora tem uma posição única na fabricação de máquinas florestais, sendo motor, módulo de controle que monitora todos os níveis de qualidade do mercado interno e exportação.



As diferentes versões de Otimizadora que se têm para a gama de motores florestais permitem operações simples em modo manual e automático, sendo ainda possível desenvolver projetos de circuito entre plantas ou com o uso de conectividade.



A família de módulos de controle em transferência aberta (DMS 3100) permite fazer o controle da Unidade de Transferência de forma remota, assim como o monitoramento do tempo de corte.



Esses módulos de controle contam com a porta de comunicação CAN para a comunicação direta com a máquina florestal.



Os módulos podem ser monitorados através de um software customizado para observar parâmetros do equipamento de maneira rápida e fácil.



A família de módulos de controle para o florestal (DMS 4800 e 6300), incorpora um sistema avançado de monitoramento, além de controle e monitoramento via rede por tecnologia LAN ou celular, de acordo com a porta de comunicação (CAN) do módulo.



Ottomotores
Engenharia e Comércio

R. Urucumã, 164
Piriba - PE, CEP 53005-000
Brasil
Fone: 55 41 35200000 | Fax: 55 41 35200000
E-mail: vendas@ottomotores.com.br

www.ottomotores.com.br

ANEXO 07



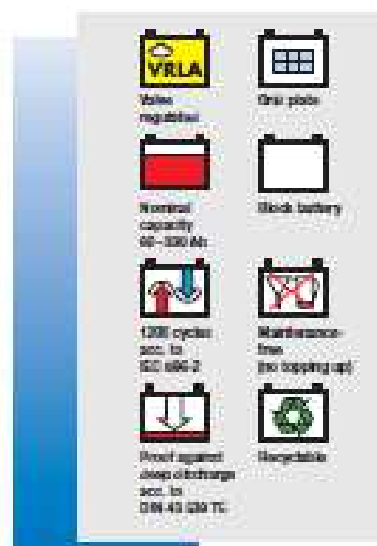
Industrial Batteries – Network Power
Sonnenschein Solar
Safe storage capacity for renewable energy.

Specifications



Safe power supply for medium performance.

The Sonnenschein Solar Block battery range is very powerful and reliable in rough application conditions. As well as for use in private areas like holiday and weekend houses with more consumer terminals, this range is the ideal energy source for medium industrial solar systems, small solar and wind powerstations, offshore buoys, yachts and measuring stations as well as for other safety equipment power supplies.

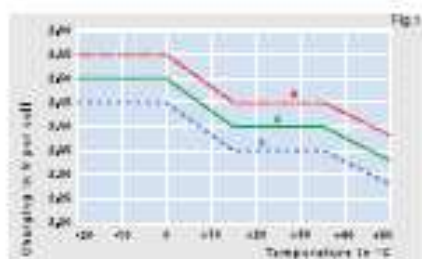


Solar Block series



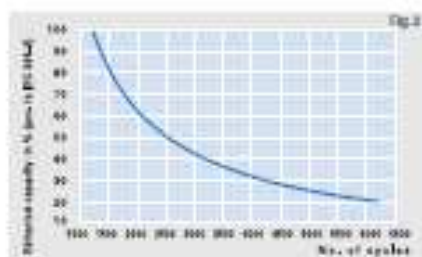
Technical characteristics and data

Type	Part number	Nominal voltage V	Nominal capacity C_{100} 1.8 V/C Ah	Discharge current I_{100} A	Length (l)	Width (b/w)	Height up to top of cover (h1)	Height incl. connectors (h2)	Weight approx. kg	Terminal	Terminal position
					max. mm	max. mm	max. mm	max. mm			
SB12/60 A	NGSB120000H-HS0CA	12	60	0.60	278	175	—	100	20	A-Terminal	1
SB12/75 A	NGSB120075H-HS0CA	12	75	0.75	330	171	214	236	28	A-Terminal	2
SB12/100 A	NGSB120100H-HS0CA	12	100	1.00	513	189	195	223	30	A-Terminal	3
SB12/130 A	NGSB120130H-HS0CA	12	130	1.30	513	223	195	223	48	A-Terminal	3
SB12/185 A	NGSB120185H-HS0CA	12	185	1.85	518	274	216	238	65	A-Terminal	3
SB6/200 A	NGSB000200H-HS0CA	6	200	2.00	190	244	254	275	31	A-Terminal	4
SB6/330 A	NGSB000330H-HS0CA	6	330	3.30	312	182	337	359	48	A-Terminal	4



Charge mode (to Fig. 1):

- with switch regulator (two-step controller)
 - charge on curve B (max. charge voltage) for max. 2 hrs/day
 - then switch over to continuous charge - curve C
- Standard charge (without switching) - curve A
- Boost charge (Equalizing charge with external generator)
 - charge on curve B for max. 5 hrs/month, then switch over to curve C

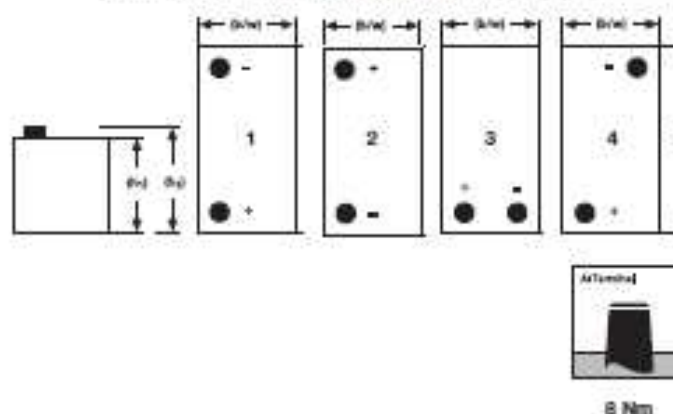


(to Fig. 2)

Endurance in cycles according to IEC 60927

Type	Capacities $C_1 - C_{100}$ (20°C)				
	C_1 1.70 V/C	C_5 1.70 V/C	C_{10} 1.70 V/C	C_{20} 1.75 V/C	C_{100} 1.80 V/C
SB12/60 A	34	45	52	56	60
SB12/75 A	48	60	66	70	75
SB12/100 A	57	84	89	90	100
SB12/130 A	78	101	105	110	130
SB12/185 A	103	150	155	165	185
SB6/200 A	104	153	162	180	200
SB6/330 A	150	235	260	280	330

Drawings with terminal position, terminal and torque



Not to scale