

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA PARA ENGENHEIROS

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Fernanda Gonçalves Fernandes

ENERGIA SOLAR RESIDENCIAL NO MUNICÍPIO DE URANDI-BA

Estudo de prospecção para instalação de Sistema de Energia Solar residencial para grupo unifamiliar no Município de Urandi-BA

Junho
2013

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA PARA ENGENHEIROS

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Fernanda Gonçalves Fernandes

ENERGIA SOLAR RESIDENCIAL NO MUNICÍPIO DE URANDI-BA

Estudo de prospecção para instalação de Sistema de Energia Solar residencial para grupo unifamiliar no Município de Urandi-BA

Monografia apresentada como forma de avaliação final do Curso de Especialização em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética, orientador Professor Dr. Cláudio Pacheco.

Junho
2013

FICHA DE APROVAÇÃO

Nome: FERNANDES, Fernanda Gonçalves.

Título: Energia solar residencial no município de Urandi-BA

Subtítulo: Estudo de prospecção para instalação de Sistema de Energia Solar residencial uni familiar no Município de Urandi-BA

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada para Engenheiros da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética.

Aprovado em: 20 de junho de 2013.

Banca Examinadora:

Prof Dr.	José Roberto Simões Moreira	Instituição:	Universidade de São Paulo
Julgamento:		Assinatura:	
Prof Dr.	José Aquiles B. Grimoni	Instituição:	Universidade de São Paulo
Julgamento:		Assinatura:	
Prof Dr.	Cláudio Roberto de F.Pacheco	Instituição:	Universidade de São Paulo
Julgamento:		Assinatura:	

AGRADECIMENTOS

Á Deus, o supremo criador de todas as coisas que me permite realizar meus sonhos, superar meus limites e aprender pelos erros, acertos, exemplos e experiências.

Aos meus pais, Jorge e Ana, que me ensinaram a importância de acreditar nos sonhos e correr atrás dos mesmos.

Aos meus irmãos, Alana e Fernando, e a minha prima Adaltiva pelo carinho e incentivo ao longo da minha vida e em minhas decisões, preocupações e auxílio nos momentos difíceis.

Ao meu Professor Orientador, que desde o primeiro momento me fez acreditar que era possível estudar, evoluir e buscar constantemente o desenvolvimento deste trabalho.

Às empresas Renova Brasil, PEC Energia, Coelba, Embratel e parceiros que colaboram para que este trabalho fosse desenvolvido.

*“Sem sonhos, as perdas se tornam insuportáveis,
as perdas do caminho se tornam montanhas, os
fracassos se transformam em golpes fatais. Mas,
se você tiver sonhos... seus erros produzirão
crescimento, seus desafios produzirão
oportunidades, seus medos produzirão coragem.”*

Augusto Cury

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.1: Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,5° (CRESESB, 2008).....	19
Figura 5.2: Distribuição espectral da radiação solar (CRESESB, 2008).	20
Figura 5.3: Trajetória dos raios de Sol na atmosfera e definição do coeficiente de “Massa de Ar” (AM) (CRESESB, 2008).	21
Figura 5.4: Componentes da radiação solar ao nível do solo (CRESESB, 2008).	22
Figura 5.5: Actinógrafo, instrumento para medição da radiação global (Meteorologia).	23
Figura 5.6: Piranômetro para medida de radiação solar global (Direct Industry).....	23
Figura 5.7: Heliógrafo mede a duração da insolação (Wikipédia, 2012).	24
Figura 5.8: Pireliômetro mede a radiação direta acompanhando o movimento do sol (CRESESB, 2008).....	24
Figura 5.9: Índice de Radiação Solar global diária, média anual do Brasil (CRESESB, 2000).	25
Figura 5.10: Índice de Insolação diária média anual em horas (CRESESB, 2000).	25
Figura 7.1: Linha do zênite e ângulo zenital (Sentelhas, 2009).....	29
Figura 7.2: Ângulo de inclinação do módulo e ângulo de incidência dos raios solares (Electrónica, 2008).	30
Figura 7.3: Ângulo de instalação do módulo solar em relação ao solo, onde (a) corresponde ao ângulo ótimo, (b) ângulo incorreto, (c) Ângulo horizontal e (d) ângulo vertical (Villalva & Gazoli, 2012).	31
Figura 7.4: Ângulo de determinação da distância mínima ente coletores.	31
Figura 7.5: Distribuição generalizada diária com vários valores de K_T , em função de K_T (Duffie & Beckman, 2006).....	33
Figura 7.6: Percentual de dias em uma localidade com certo K_T que possuem valores iguais ou inferiores a K_T (Duffie & Beckman, 2006).	34
Figura 7.7: Correlação sugerida do HdH em função do K_T e ω_s (Duffie & Beckman, 2006).	35
Figura 8.1: Localização do município visão Brasil (Wikipédia, 2011).....	36
Figura 8.2: Localização de Urandi visão Bahia (Wikipédia, 2011).	36
Figura 10.1: Coletores solares conectados em paralelo (Fundação Luiz Carlos Magalhães, 2002).	41
Figura 10.2: Interligação dos coletores em série (Fundação Luiz Carlos Magalhães, 2002).	41
Figura 10.3: Conexão série-paralelo de coletores para obter a potência desejada (Fundação Luiz Carlos Magalhães, 2002).	41
Figura 10.4: Bolier para armazenamento de água quente (Assis, 2004).	42
Figura 10.5: Instalação através do sistema de Termossifão (Assis, 2004).	42
Figura 10.6: Vista em perspectiva de uma instalação de Termossifão (Assis, 2004).	43
Figura 10.8: Conexão de células em paralelo (MPP Solar).	48
Figura 10.9: Arranjo das células em série (MPP Solar).....	48
Figura 10.10: Módulos conectados em paralelo (MPP Solar).....	49
Figura 10.11: Curva característica $I \times V$ mostrando a corrente I_{sc} e a tensão V_{oc} (CRESESB, 2008).	50

Figura 10.12: Curva típica de potência versus tensão (CRESESB, 2008).	50
Figura 10.13: Sistema de energia solar fotovoltaico conectado à rede (CRECESB, 2008).	51
Figura 10.14: Ligação diodo “bypass” entre células fotovoltaicas (Oliveira & Garcia).	52
Figura 10.15: Sistema SFCR residencial (Freitas, 2008).	53
Figura 10.16: Pequena criação de cabras no interior da Bahia (Filho, 2006).	56
Figura 10.17: Sistema elétrico fotovoltaico isolado instalado em residência no alto sertão baiano. (a) Módulo fotovoltaico instalado no telhado; (b) interior da residência com lâmpadas instaladas (Filho, 2006).	56
Figura 10.18: Pesquisa de campo realizada pela COELBA (Filho, 2006).	57
Figura 11.1: Conexão paralela dos coletores solares planos (ANEEL).	65
Figura 11.2: Módulos conectados em série com inversor MXS 2200 TL.	68
Figura 11.3: Possibilidade para conexão série-paralelo para atender a demanda reprimida de Urandi.	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 7.1: Determinação do dia n do ano.....	28
Tabela 7.2: Declinação solar (δ) para valores médios mensais.....	28
Tabela 7.3: Média diária de Radiação extraterrestre, H_o , MJ/m ² /dia mensal (Duffie & Beckman, 2006).	32
Tabela 8.1: Dados climáticos referentes ao município de Espinosa. (CODEVASF, 2010).....	37
Tabela 9.1: Parâmetros para avaliação do potencial solar de Urandi.....	37
Tabela 9.2: Índice de Irradiação solar diário médio mensal extraterrestre na latitude de - 14,77° onde está o município de Urandi.	38
Tabela 9.3: Índice de Irradiação solar diário médio mensal em MJ/m ² .dia no município de Urandi-BA (CRESESB, 2000).....	38
Tabela 10.1: Padrão adotado pela Norma NBR-15569 para dimensionamento hidráulico do SAS (ABNT - NBR 15569:2008, 2008).	43
Tabela 10.2: Escolha do ângulo de inclinação do módulo (Villalva & Gazoli, 2012).	50
Tabela 10.3: Determinação da potencia mensal de utilização dos equipamentos.	54
Tabela 10.4: Consumidores de energia elétrica, por classe, no município de Urandi, no estado da Bahia – 2006-2009 (Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, 2010)	54
Tabela 10.5: Consumo de energia elétrica, por classe, no município de Urandi, no estado da Bahia – 2006-2009 [kWh/ano] (Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, 2010)	55
Tabela 10.6: Número de residências no município de Urandi-BA – 2009 (Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, 2010)	55
Tabela 10.7: Equipamentos e o consumo diário estimado para o sistema fotovoltaico isolado do Projeto de Aplicação de Sistemas Fotovoltaicos (Filho, 2006).	56
Tabela 10.8: Proposta de classificação de inversores para sistema fotovoltaico segundo INMETRO (Pinto, Zilles, & Almeida, 2011).....	60
Tabela 11.1: Estimativa de consumo de água quente para grupo unifamiliar.....	61
Tabela 11.2: Demanda mensal de água quente para grupo uni familiar no município de Urandi-BA.	62
Tabela 11.3: Determinação do Ângulo solar.	62
Tabela 11.4: Determinação do ângulo zenital e ângulo de sombra.	63
Tabela 11.5: Distância entre coletores variando entre 8 a 16 horas nos 12 meses do ano. ..	63
Tabela 11.6: Determinação da área coletora de no número de coletores.....	64
Tabela 11.7: Estimativa de consumo de energia elétrica considerando grupo unifamiliar.	65
Tabela 11.8: Radiação Solar média anual e Hora de sol Pleno.	66
Tabela 11.9: Geração de energia média pelo sistema fotovoltaico.....	67
Tabela 11.10: Consumo médio mensal do município de Urandi.	69
Tabela 11.11: Distância entre módulos fotovoltaicos.	70

LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

Símbolo	Descrição da unidade	Observação
Wh	Watt hora	Energia
TWh	10^{12} Watt hora	Energia
kW	10^3 Watt	Potência
MW	10^6 Watt	Potência
GW	10^9 Watt	Potência
km	kilômetros	Distância / comprimento
m	metros	Distância / comprimento
mm	milímetros	Distância / comprimento
m ²	metro quadrado	Área
km/s	kilômetros por segundo	Velocidade
μm	Micrometro	Distância / comprimento
kWh/m ² .dia	Kilowatt hora por metro quadrado dia	Irradiação solar
HS		Hora solar
HL		Hora local
Corhora		Correção de hora
φ	°	Longitude local
φ0	°	Longitude da hora legal
ω	°	Ângulo solar
ω _s	°	Ângulo horário de nascimento do Sol
δ		Declinação solar
θ _z	°	Ângulo zenital
β	°	Ângulo de inclinação ótimo
KT		Índice de claridade
H	MJ/m ² .dia	Radiação Integrada
H _o	MJ/m ² .dia	Radiação extraterrestre
l/min	litros por minuto	Vazão
m _{pu}	m ³ /s	Vazão da peça de utilização
Vconsumo	m ³ .dia	Volume de consumo
Varmaz	m ³ .dia	Volume de armazenamento
Tconsumo	°C	Temperatura de consumo
Tarmaz	°C	Temperatura de armazenamento
Tambiente	°C	Temperatura de consumo
ρ (água)	1000 kg/m ³	Peso específico da água
cp (água)	0,0001163 kWh/(kg°C)	Calor específico da água
Vco	V	Tensão de circuito aberto

SUMÁRIO

FICHA DE APROVAÇÃO	3
AGRADECIMENTOS	4
LISTA DE FIGURAS	6
LISTA DE TABELAS	8
SUMÁRIO	10
RESUMO	12
ABSTRACT	13
1. INTRODUÇÃO	14
2. OBJETIVOS	15
2.1 Objetivo geral	15
2.2 Objetivos específicos	16
3. JUSTIFICATIVA	16
4. METODOLOGIA	17
5. IRRADIAÇÃO SOLAR NA TERRA	17
5.1 Características de Irradiância Solar na Superfície Terrestre	18
5.2 Medidores de Irradiância solar	22
5.3 Irradiação solar no Brasil	24
6. REGULAMENTAÇÃO PARA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
7. CÁLCULOS PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR	26
8. MUNICÍPIO DE URANDI-BA	36
8.1 Localização geográfica	36
8.2 Clima	36
9. ESTUDO DO POTENCIAL SOLAR EM URANDI-BA	37
10. COMPONENTES DE CAPTAÇÃO DA ENERGIA SOLAR	39
10.1 Sistema de Aquecimento Solar (SAS)	39
10.1.1 Coletores solares	39
10.1.2 Boiler	42
10.1.3 Consumo de água quente	43
10.1.4 Dimensionamento de SAS	44
10.2 Energia elétrica solar fotovoltaica	45

10.2.1	Células fotovoltaicas	46
10.2.2	Módulos fotovoltaicos	47
10.2.3	Características elétricas dos módulos fotovoltaicos	49
10.2.4	Determinação do ângulo ótimo do módulo fotovoltaico	50
10.2.5	Sistemas Interligados à Rede	50
10.2.6	Consumo de energia elétrica do grupo unifamiliar	54
10.2.7	Consumo de energia elétrica no município de Urandi-BA.....	54
10.2.8	Dimensionamento do sistema de energia fotovoltaica conectada a rede.....	57
11.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	61
12.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	72
	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	73
	ANEXO A: Componente de radiação direta e difusa	I
	ANEXO B: Determinação do consumo médio mensal do grupo unifamiliar	II
	ANEXO C: Coletor solar SOLETROL.....	III
	ANEXO D: Determinando o número de coletores.....	IV
	ANEXO E: Inversor fotovoltaico SUNWAY	I

RESUMO

FERNANDES, Fernanda Gonçalves. **Energia solar residencial no município de Urandi-BA. 2013.** Monografia (Especialização) - Programa de Educação Continuada para Engenheiros da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

Urandi localiza-se no alto sertão baiano, possui irradiação solar média anual de 18MJ/m².dia. Para avaliar o potencial, considerou-se o consumo de um grupo de 5 pessoas visando um padrão de conforto. Ao comparar o consumo do município com o grupo estudado verificou-se uma demanda reprimida de 66,85%, para supri-la, seria necessária uma área fotovoltaica de 21.026,5m². Assim, o consumo do município por parte da concessionária seria mantido e permitiria que os habitantes passassem a viver dignamente.

Palavras chave: Irradiação sola em Urandi, Energia solar, Consumo de energia em Urandi, Energia elétrica fotovoltaica.

ABSTRACT

FERNANDES, Fernanda Gonçalves. **Residential Solar Energy in Urandi-BA city. 2013.** Monograph (Specialization) – Continuing Education Program for Engineers of Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

Urandi city is located in Bahia's hinterland, it has average annual solar irradiation 18MJ/m².day. The study of solar potential considers the consumption of a single-family group with 5 inhabitants aiming the standard comfort. When the Urandi city consumption was compared with the single-family group we found repressed demand of 68%, to supply that would be required a photovoltaic area of 21,997m². It would keep the city consumption about local power utility and then, it allow the inhabitants would be live their life more worthily.

Keywords: Solar Irradiation in Urandi, Solar Energy, Energy consumption in Urandi, photovoltaic electricity.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil é um país tropical, o que lhe permite bons ventos, Sol, grande diversidade de biomassa, recursos hídricos que dão boa perspectiva para um crescimento sustentável. O país possui, portanto boas condições para desenvolver uma matriz energética diversificada. No entanto, este potencial ainda é inexplorado e diante de tantas opções, o desafio do Brasil seriam definir estratégias, normatização e investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento que supram a demanda energética do país pelo menos parcialmente com as chamadas fontes renováveis de energia.

O consumo de energia elétrica tem crescido em todo o mundo, em 1980, o mundo requeria uma demanda de 7.000TWh de eletricidade, há estimativa de que em 2030, esta demanda chegará a aproximadamente 30.000TWh (Villalva & Gazoli, 2012).

No Brasil, embora tenha aumentado para novas residências e edifícios o potencial de uso para Sistemas de Aquecedores de Água, os incentivos fiscais são baixos. Se comparado ao potencial da China e da Alemanha, o Brasil está apenas despertando na exploração de seu potencial solar. A China, utilizando a Energia Solar somente para aquecimento de água tem um potencial instalado de mais de 16MW, no Brasil, é estimado a usina de Belo Monte no Rio Xingu-PA uma potência instalada de 11,2MW. A região menos ensolarada do Brasil apresenta, em média uma radiação por m^2 , 40% maior que melhor região a Alemanha com irradiação solar de $3.500Wh/m^2$. Dadas as dimensões territoriais e as elevadas taxas de irradiação solar brasileiras, entre 4.500 e $6.300 Wh/m^2$ é razoável esperar para o Brasil um potencial de geração pelo menos dez vezes superior à capacidade instalada na Alemanha atualmente de 20GW, ou seja, 200GW de eletricidade a partir da luz do Sol (Villalva & Gazoli, 2012). Contudo, a Alemanha é líder mundial no uso de energia solar fotovoltaica juntamente com a China, ou seja, falta na Política Ambiental e Energética do Brasil uma normatização mandatória que viabilize a utilização desta fonte de Energia.

A energia solar ainda é pouco utilizada como energia elétrica no Brasil, sendo aproveitada principalmente para Sistemas de Monitoração em locais remotos onde é inviável o fornecimento de Energia Elétrica por Concessionárias.

O fator que deverá impulsionar a promoção da Energia Elétrica Solar é a definição de regras para geração energia elétrica como estabelecido pela ANEEL na Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 (ABINEE, 2012) que contempla micro e minigeração distribuída com potência entre 100KW a 1MW, provenientes de fontes renováveis como: solar, eólica, biomassa, hídrica ou cogeração qualificada, um incentivo para a chamada Geração Distribuída, ou seja, próxima ao local de consumo ou na própria instalação consumidora.

O mercado fotovoltaico torna-se viável no Brasil devido ao alto custo da energia convencional, outros fatores podem ajudar, como: juros mais baixos para instalação do Sistema em edificações (Grandin, O Sol já vale a pena, 2012) e o investimento de empresas Chinesas e Alemãs em andamento no Brasil, com interesse em explorar o potencial brasileiro, tanto em solar quanto eólico (Correio Braziliense, 2012) (Folha Verde News, 2012) (Fernandes, 2012).

Este estudo visa fazer uma prospecção de viabilidade para instalação do Sistema de Energia Solar, para aquecimento de água e energia elétrica residencial para um grupo unifamiliar de 5 pessoas no município de Urandi-BA, alto sertão baiano, visando explorar esta fonte num local onde o Sol é constante e como forma uma possível solução para suprir a existência de uma demanda reprimida, o que colocaria os habitantes do município tenham um mínimo de conforto.

2. OBJETIVOS

Este trabalho visa realizar um estudo para instalação de sistemas de energia solar, térmico e fotovoltaico, residencial para um grupo unifamiliar de 5 pessoas em Urandi no estado da Bahia.

2.1 Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é prospectar as condições de viabilidade técnica para instalação de energia elétrica e térmica solar residencial no município de Urandi-BA, latitude de $-14,77^\circ$, considerando um grupo unifamiliar de 5 pessoas, o que permite aproveitar a irradiação solar, quase constante durante todo o ano e

analisar o perfil de consumo do município comparando-o com do grupo unifamiliar estabelecendo um padrão de conforto. A avaliação do potencial solar inclui a captação desta fonte para gerar energia térmica para aquecimento de água e energia elétrica fotovoltaica.

2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos para desenvolvimento desta prospecção são:

- Estudar as Normas técnicas:
 - ✓ NBR-15569: Sistema de aquecimento solar de água;
 - ✓ NBR-7198: Projeto e instalação de água quente predial;
 - ✓ NBR-10899/2006: Energia Solar Fotovoltaica;
 - ✓ NBR-44704: Sistemas fotovoltaicos
- Estudos da localização e condições geográficas do município de Urandi-BA face ao uso de energia solar;
- Avaliação do potencial solar do município;
- Levantamento estimativo de consumo de água quente e energia elétrica para uma residência típica com 5 habitantes;
- Dimensionamento conceitual destes sistemas de energia solar;
- Estudo da possibilidade de conexão do sistema fotovoltaico com a rede pública de energia elétrica;
- Pesquisa do perfil de consumo do município;
- Analisar o perfil de consumo do município e compará-lo com o do grupo unifamiliar, estimado para a condição de conforto.

3. JUSTIFICATIVA

O Brasil é um país privilegiado por suas dimensões e com grande parte do território entre os círculos tropicais, o que lhe permite obter uma grande recepção da radiação de Solar. Todos estes aspectos vão na direção da boa oportunidade da utilização da energia solar no município de Urandi-BA, no alto sertão baiano, como

proposta para suprir a demanda local sem aumentar o consumo da concessionária local.

4. METODOLOGIA

A elaboração de deste estudo de prospecção para instalação de Sistema de Energia Solar, consiste:

- ✓ Estudar as Normas Técnicas para instalação de Água Quente e instalação de Energia Solar Fotovoltaica;
- ✓ Conhecer a localidade (latitude e longitude da cidade e energia solar disponível) onde se pretende avaliar o potencial solar, neste caso, o município de Urandi-BA destacando as características da região, quanto ao clima e topografia da região, os dados foram obtidos por pesquisa em sites pertinentes;
- ✓ Cálculos fundamentais para aproveitamento da energia solar com base em livros, sites e apostilas do curso;
- ✓ Escolha de coletores solares planos, módulos e inversores fotovoltaicos;
- ✓ Fazer estimativa de consumos de água quente e energia elétrica para grupo unifamiliar utilizando simuladores de consumo e normas técnicas para dimensionamento de sistemas de captação solar;
- ✓ Estudo do perfil de consumo do município por meio de informações da Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia e a COELBA, concessionária de energia elétrica local;

5. IRRADIAÇÃO SOLAR NA TERRA

A radiação solar é a maior fonte de energia para a Terra, é o elemento que influencia clima afetando diversos processos: físicos (aquecimento/evaporação), biofísicos (transpiração) e biológicos (fotossíntese) (Sentelhas, 2009).

A avaliação da radiação solar sobre a face da terra é baseada nos seguintes conceitos que se resume a seguir.

5.1 Características de Irradiância Solar na Superfície Terrestre

Os equipamentos que medem a irradiância solar recebem várias denominações, em função do tipo de equipamento do seu princípio de funcionamento e do tipo de irradiância a ser medida direta, global ou difusa.

Os processos de absorção e difusão da radiação solar pela atmosfera promovem atenuação da irradiância solar que atinge a superfície terrestre (denominada de global) em relação aos valores observados no topo da atmosfera (Sentelhas, 2009).

O nosso planeta, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve uma trajetória elíptica em um plano que é inclinado de aproximadamente $23,5^\circ$ com relação ao plano equatorial. Esta inclinação é responsável pela variação da elevação do Sol no horizonte em relação à uma mesma hora, no decorrer dos dias, dando origem às estações do ano (Pezzopane; Galvani; Sentelhas, 2009). A Figura 1 mostra o posicionamento do eixo de rotação terrestre em relação à órbita nas várias épocas do ano.

A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador é chamada de Declinação Solar (δ). Este ângulo, que pode ser visto na Figura 5.1, varia, de acordo com o dia do ano, dentro dos seguintes limites: $-23,45^\circ < \delta < 23,45^\circ$ norte positivo (CRESESB, 2008).

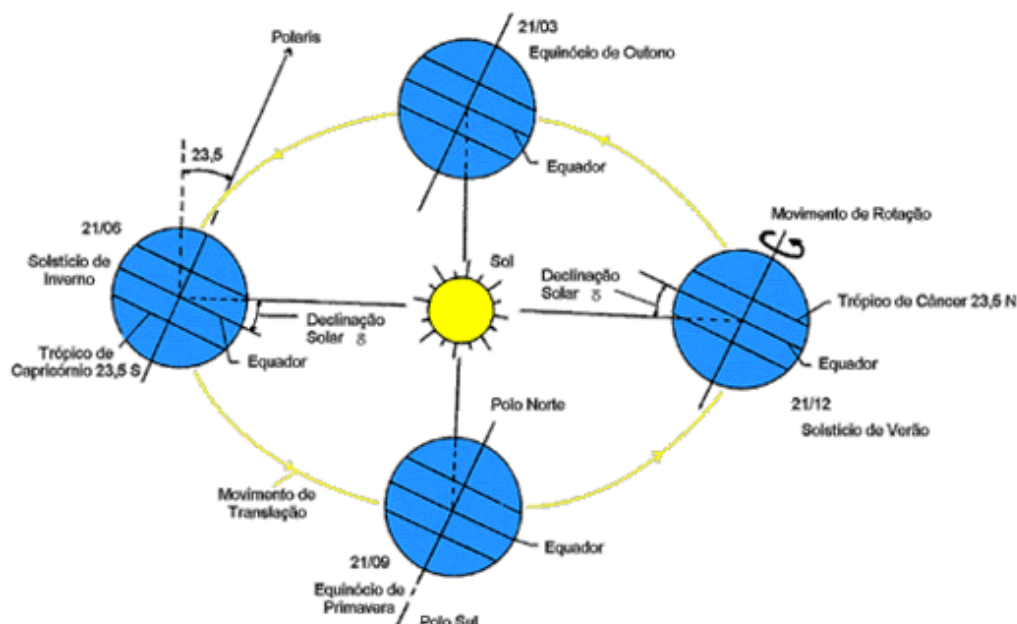


Figura 5.1: Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,5° (CRESESB, 2008).

A radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre provém da região da fotosfera solar que é uma camada tênue com aproximadamente 300km de espessura e temperatura superficial da ordem de 5.800K (Corrêa, 2003). Porém, esta radiação não se apresenta constante, pois há a influência das camadas externas do Sol (cromosfera e coroa), com pontos quentes e frios, erupções cromosféricas, entre outros fatores (Corrêa, 2003).

Apesar disto, pode-se definir um valor médio para o nível de radiação solar incidente normalmente sobre uma superfície situada no topo da atmosfera na distância média da Terra ao Sol. Dados recentes da WMO (*World Meteorological Organization*) indicam um valor médio de 1.367 W/m^2 para a chamada constante solar. Fórmulas matemáticas permitem o cálculo para cada dia do ano, a partir da "Constante Solar", da radiação extraterrestre corrigida para o dia desejado (Medeiros, 2008).

A radiação solar pode ser entendida como radiação eletromagnética que se propaga a uma velocidade de 300.000km/s. Em termos de comprimentos de onda, a radiação solar ocupa a faixa espectral de $0,1\mu\text{m}$ a $5\mu\text{m}$, tendo uma máxima densidade espectral em $0,5\mu\text{m}$, que é a luz verde (Medeiros, 2008).

A teoria ondulatória define os diversos meios materiais, as propriedades na faixa solar de absorção e reflexão na faixa de 0,75 a 100 μ m, correspondente ao infravermelho, as propriedades de absorção, reflexão e emissão (Medeiros, 2008).

A Figura 5.2 ilustra de forma esquemática a potência emissiva monocromática em função do comprimento de onda para emissão solar.

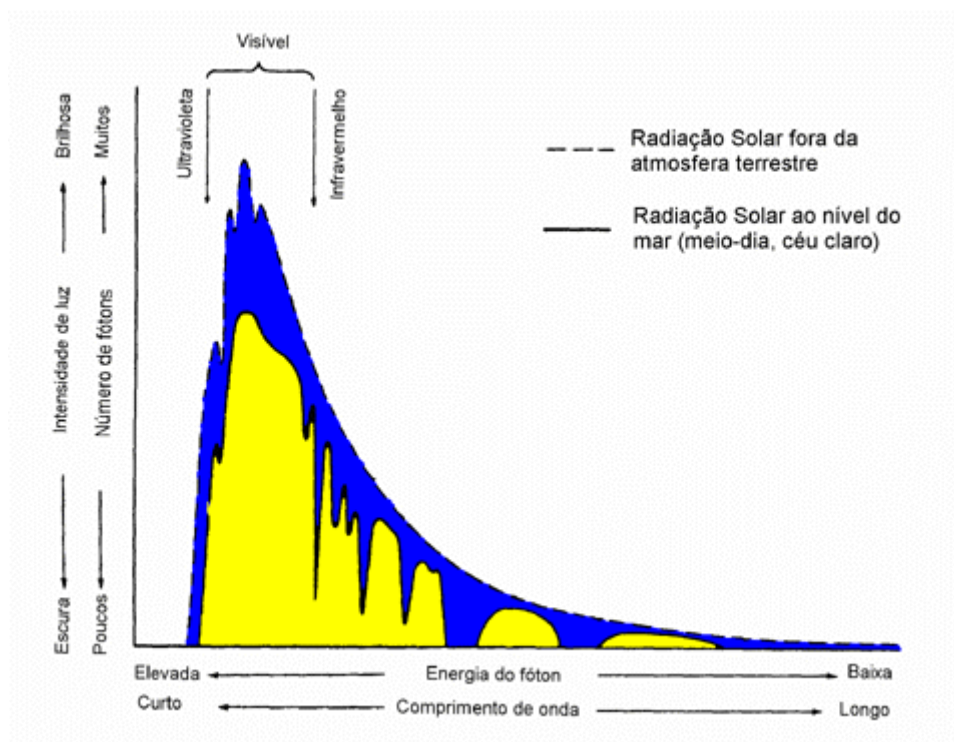


Figura 5.2: Distribuição espectral da radiação solar (CRESESB, 2008).

A radiação solar sofre diversas alterações quando atravessa a atmosfera terrestre. As características da radiação solar que chegam ao solo dependem da espessura da camada de ar e da composição da atmosfera, incluindo o ar e os elementos suspensos, como o vapor de água e a poeira, denominado Massa de ar (Villalva & Gazoli, 2012).

A Figura 5.3 mostra como o trajeto dos raios solares depende do ângulo zenital do Sol. Quanto maior o ângulo, a camada de ar será mais espessa, portanto uma influência maior na atmosfera sobre a radiação solar (CRESESB, 2008).

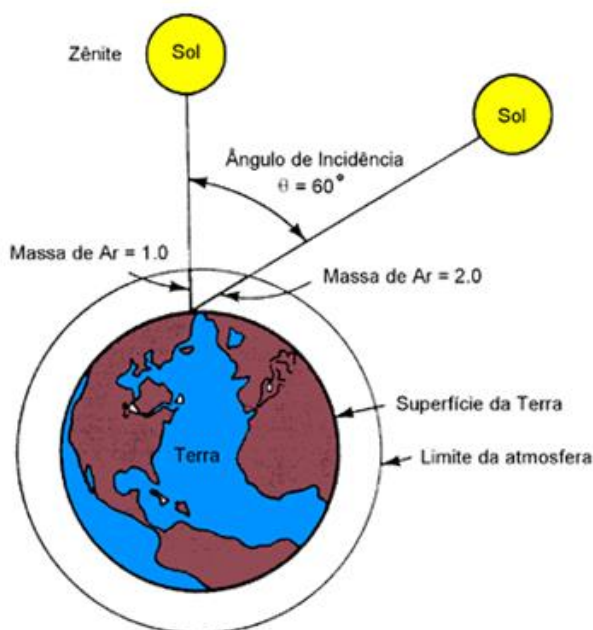


Figura 5.3: Trajetória dos raios de Sol na atmosfera e definição do coeficiente de “Massa de Ar” (AM) (CRESESB, 2008).

A radiação solar sofre a influência do ar atmosférico, das nuvens e da poluição antes de chegar e poder ser captada pelo Sistema de captação solar. A radiação global é a soma da radiação direta e da radiação difusa (CRESESB, 2008), conforme ilustra a Figura 5.4. A radiação direta corresponde aos raios solares que chegam diretamente do Sol em linha reta e incidem sobre o plano horizontal como uma inclinação que depende do ângulo zenital do Sol (Villalva & Gazoli, 2012).

A radiação difusa corresponde aos raios solares que chegam indiretamente ao plano. É resultado da difração na atmosfera e da reflexão da luz na poeira, nas nuvens e em outros objetos (Villalva & Gazoli, 2012).

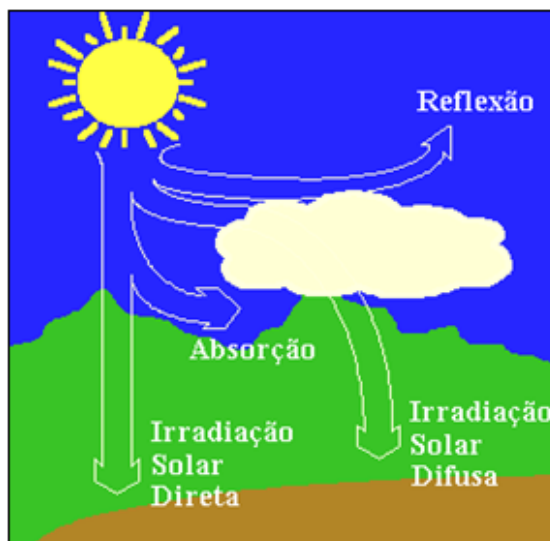


Figura 5.4: Componentes da radiação solar ao nível do solo (CRESESB, 2008).

5.2 Medidores de Irradiância solar

Os instrumentos para medição do potencial solar utilizam basicamente dois tipos de sensores de radiação:

Sensores termopilhas: O aquecimento diferencial entre as junções “frias” e “quentes” gera uma força eletromotriz proporcional à irradiância. O sinal gerado é captado por um sistema automático de aquisição de dados (Sentelhas, 2009).

Sensores de fotodiodo de silício: o sensor responde à absorção de energia, gerando uma corrente elétrica proporcional à irradiância solar (Sentelhas, 2009).

Os principais instrumentos utilizados na área solar são:

Actinógrafo: Instrumento usado para medir a radiação global ou a componente difusa. Este instrumento é composto de sensores baseados na expansão diferencial de um par bimetálico (Villalva & Gazoli, 2012), Figura 5.5. Os sensores são conectados a uma pena que, quando de suas expansões, registram o valor instantâneo da radiação solar. Sua precisão encontra-se na faixa de 15 a 20% (CRESESB, 2008).



Figura 5.5: Actinógrafo, instrumento para medição da radiação global (Meteorologia).

Piranômetro: usado para medir a radiação solar global ou a componente difusa consiste em uma redoma de vidro que recebe luz de todas as direções e a concentra em um sensor de radiação solar instalado em seu interior (Neto & Carvalho, 2012), Figura 5.6. Este instrumento caracteriza-se pelo uso de uma termopilha que mede a diferença de temperatura entre duas superfícies, uma pintada de preto e outra pintada de branco igualmente iluminadas. A medição da radiação solar difusa pode ser realizada quando os sensores do instrumento se encontram sombreados por uma banda ou disco, de forma a não incidir radiação solar direta (CRESESB, 2008).



Figura 5.6: Piranômetro para medida de radiação solar global (Direct Industry).

Heliógrafo: Usado para medir a duração da insolação (Neto & Carvalho, 2012). O sensor é uma esfera de cristal que promove a convergência dos raios solares sobre uma fita de papelão instalada sobre uma base curva abaixo da esfera. Quando há irradiância solar direta, há queima da fita, Figura 5.7. A parte queimada da fita indica o tempo em que houve ocorrência de radiação solar direta (CRESESB, 2008). O comprimento total dos trechos queimados serve de base para calcular o número de horas de insolação. Segundo a Organização meteorológica Mundial (Neto & Carvalho, 2012).



Figura 5.7: Heliógrafo mede a duração da insolação (Wikipédia, 2012).

Pireliômetro: Instrumento que mede a radiação direta, Figura 5.8. Ele se caracteriza por apresentar uma pequena abertura de forma a "visualizar" apenas o disco solar e a região vizinha denominada circunsolar. O instrumento segue o movimento solar onde é constantemente ajustado para focalizar melhor a região do sensor (Neto & Carvalho, 2012; CRESESB, 2008).



Figura 5.8: Pireliômetro mede a radiação direta acompanhando o movimento do sol (CRESESB, 2008).

5.3 Irradiação solar no Brasil

O Nordeste do Brasil é a área que recebe maior irradiação solar durante o ano, conforme apresenta o Atlas Solarimétrico no Brasil (CRESESB, 2000), Figura 5.9, onde no estado da Bahia se tem uma média anual de $18\text{MJ/m}^2\cdot\text{dia}$. As variações sazonais de irradiação solar no Nordeste são menores do que no restante do Brasil, o que poderá resultar em importantes vantagens técnicas e econômicas dos sistemas solares instalados nesta região. Na Figura 5.10, observa-se que a região Nordeste prevalece com os maiores valores apresenta a insolação diária, média anual em horas chegando a 8 horas na região de semiárido no interior da Bahia e Piauí e entre os estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Paraíba.

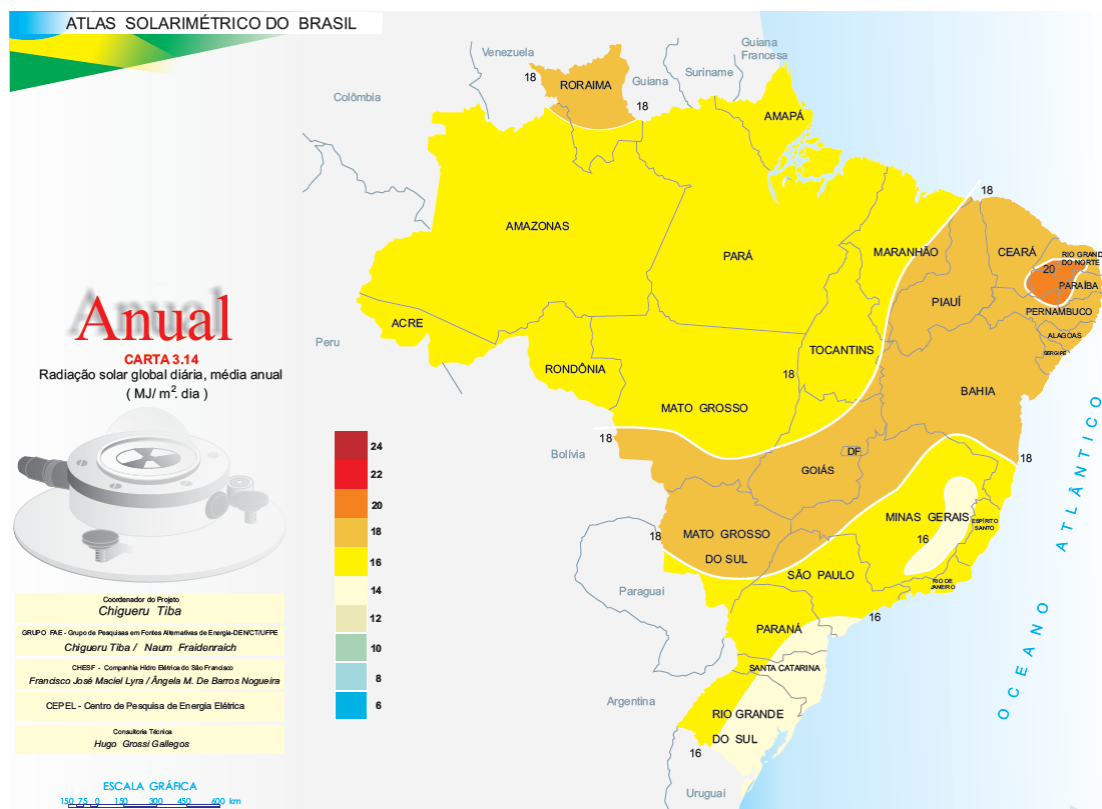


Figura 5.9: Índice de Radiação Solar global diária, média anual do Brasil (CRESESB, 2000).

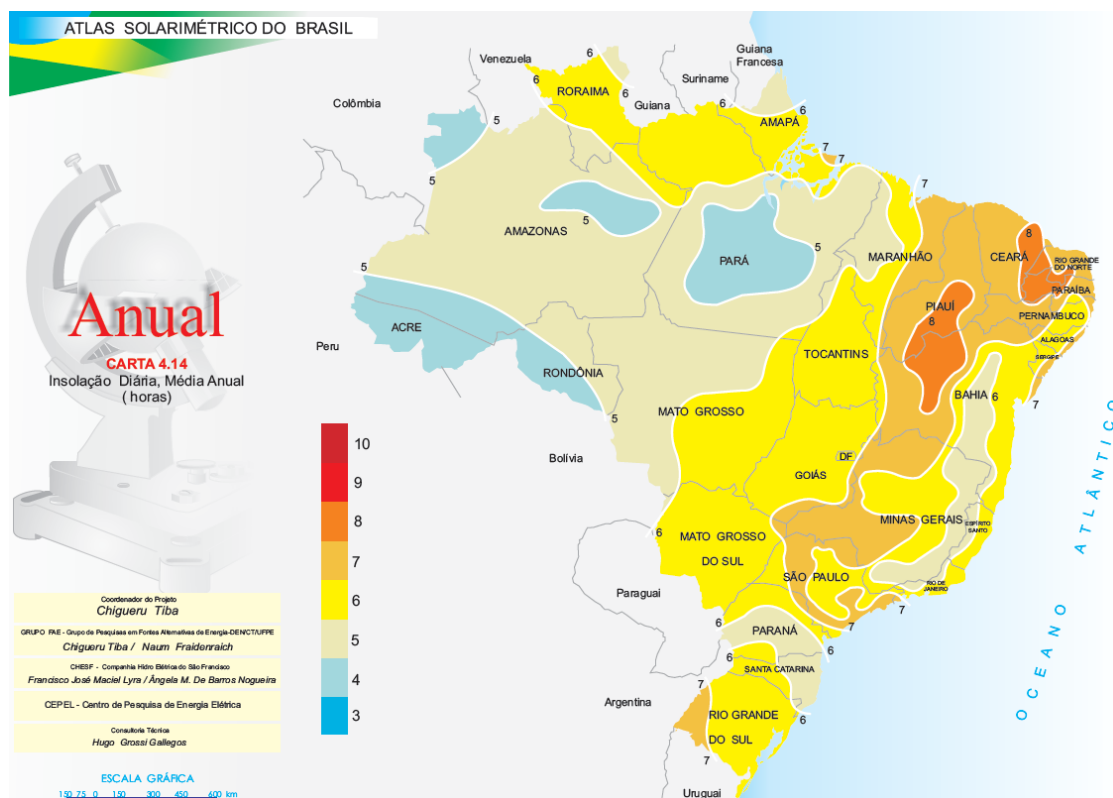


Figura 5.10: Índice de Insolação diária média anual em horas (CRESESB, 2000).

6. REGULAMENTAÇÃO PARA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede gera eletricidade para consumo local, podendo reduzir ou eliminar o consumo da rede pública ou mesmo gerar excedente de energia. Estes, por sua vez, são constituindo usinas de geração de energia elétrica, ou micro e minissistemas descentralizados de geração distribuída instalados em qualquer tipo de consumidor (Villalva & Gazoli, 2012).

Em 17 de abril de 2012, a ANEEL publicou a resolução nº 482, a qual permite o acesso às redes públicas de distribuição aos microgeradores e minigeradores de eletricidade baseados em fontes renováveis provenientes de PCH (pequenas Centrais Hidrelétricas), eólica, solar e biomassa (Villalva & Gazoli, 2012).

O sistema de tarifação adotado foi o *net metering*, ou medida da energia líquida que consiste um sistema de compensação de energia, pela diferença entre energia consumida e a enviada à rede, ou seja, as novas instalações poderão ser conectadas a rede de distribuição das Companhias Elétricas, as concessionárias, dispensando a utilização do banco de baterias para armazenamento (Grandin, Leilão solar à vista, 2012). Quanto aos impostos cobrados não se tem no presente momento uma regra estabelecida.

O consumo de energia elétrica da unidade consumidora será compensado com a energia gerada por esta unidade, sendo pago ou creditada a diferença para maior ou menor. Eventuais créditos deverão ser utilizados em até 36 meses, podendo também ser transferidos a outros pontos de consumo com a mesma titularidade (Grandin, Leilão solar à vista, 2012; Villalva & Gazoli, 2012).

O consumidor que instalar micro ou minigeração distribuída deverá arcar com os custos iniciais de adequação do sistema de medição necessário para implantar o sistema de compensação (Grandin, Leilão solar à vista, 2012).

7. CÁLCULOS PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR

A avaliação do potencial solar em um determinado ponto da superfície da Terra num certo dia do ano pode ser calculada por meio de a formulação

apresentada a seguir, validas tanto para coletores solares planos quanto para os módulos fotovoltaicos.

Hora Solar (HS)

A Hora solar é medida a partir do ciclo diário do Sol na esfera celeste. Para determiná-la, deve-se observar o ângulo horário do Sol (o ângulo entre um astro e o meridiano local), progredindo o tempo conforme o movimento de leste para oeste (Wikipédia, 2012). A hora solar, Equação 7.1, pode ser obtida a partir da somatória da hora legal, com a correção de hora, Equação 7.2.

$$HS = HL + Corhora \quad [7.1]$$

$$Corhora = (4 * (L_0 - L) + E) / 60 \quad [7.2]$$

$$E = 9.87 * \sin(2B) - 7.53 * \cos(B) - 1.5 * \sin(B)$$

$$B = ((360 / 364) * (n - 81))$$

Onde:

HS: Hora Solar fração de hora

HL: Hora Legal fração de hora

L: Longitude local

L₀: Longitude da hora legal

n: Número do dia no ano

Ângulo solar ω

Ângulo medido entre o meridiano da hora local e a posição do observador. Para o cálculo do ângulo horário é considerado que cada hora corresponde a 15° e que este ângulo é negativo na parte da manhã, antes da 12 horas e positivo da parte da tarde em função do meio-dia (Barreira & Ribeiro, 2006), conforme Equação 7.3.

$$\omega = (HS - 12) * 15 \quad [7.3]$$

$$-180 \leq \omega \leq 180^\circ \text{ manhas } < 0 \text{ tardes } > 0$$

Declinação Solar δ

Trata-se do ângulo formado entre o plano do Equador e a reta definida pelo centro da Terra e do Sol (Barreira & Ribeiro, 2006). A declinação solar é função do dia do ano n que pode ser avaliado conforme Tabela 7.1.

Tabela 7.1: Determinação do dia n do ano.

CONSIDERAÇÃO	CÁLCULO
Se $Mes \leq 2$	$Cor = \text{Int}(Mes/2)$
Se $2 < Mes \leq 8$	$Cor = (\text{Int}(Mes/2) - 2)$
Se $Mes > 8$	$(\text{Int}(Mes/2 + 1/2) - 2)$
δ	$23.45 * \sin(360 / 365 * (284 + n))$
n	$Dia + (Mes - 1) * 30 + Cor$

O cálculo para projeções anuais recomenda-se a utilização da declinação solar em dias médios mensais, conforme Tabela 7.2.

Tabela 7.2: Declinação solar (δ) para valores médios mensais.

MÊS	$n + i \text{ DIA_ANO}$	DIA_MÊS	n	δ
Janeiro	i	17	17	-20,90
Fevereiro	$31 + i$	16	47	-13,90
Março	$59 + i$	16	75	-2,40
Abril	$90 + i$	15	105	9,40
Maio	$120 + i$	15	135	18,80
Junho	$151 + i$	11	162	23,10
Julho	$181 + i$	17	198	21,20
Agosto	$212 + i$	16	228	13,50
Setembro	$243 + i$	15	258	2,20
Outubro	$273 + i$	15	288	-9,60
Novembro	$304 + i$	14	318	-18,90
Dezembro	$334 + i$	10	344	-23,00

Ângulo zenital θ_z

A radiação solar sofre diversas alterações quando atravessa a atmosfera terrestre. As características da radiação solar que chega ao solo dependem da espessura da camada de ar, da composição da atmosfera, incluindo o ar e os elementos suspensos, como o vapor de água e a poeira, denominado Massa de ar e do comprimento do trajeto dos raios solares até o solo (Villalva & Gazoli, 2012).

O trajeto influenciado pelo ângulo de inclinação do Sol com relação à linha do zênite, perpendicular ao solo, formando o ângulo zenital do Sol, conforme ilustração da Figura 7.1 (Villalva & Gazoli, 2012). A projeção da irradiância perpendicular fornecida ao plano horizontal é maior quanto menor o ângulo zenital Z. A Equação 7.4 apresenta a base a para o cálculo do ângulo zenital do Sol.



Figura 7.1: Linha do zênite e ângulo zenital (Sentelhas, 2009).

$$\cos \theta_z = \sin(\delta) \sin(\phi) + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\omega) \quad [7.4]$$

Ângulo de incidência do Sol (θ)

A intensidade da radiação solar exprime-se o fluxo de energia (energia por unidade de tempo) I_N que incidente sobre uma superfície plana (ou um painel) perpendicular aos raios solares com área unitária (Electrónica, 2008). A posição do Sol varia ao longo do dia e do ano, sendo determinada pelos ângulos azimutal e zenital pela altura solar. As Equações 7.5 e 7.6 permite o cálculo da incidência solar dependendo para onde está voltada qual face do coletor. A Figura 7.2, mostra como incidem os raios solares em um módulo solar, instalado com uma declinação β em relação ao solo com face voltada para o norte geográfico.

Ângulo de incidência do Sol com face do módulo voltada para o sul.

$$\cos(\theta) = \cos(\phi - \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\phi - \beta) \sin(\delta) \quad [7.5]$$

Ângulo de incidência do Sol com face do módulo voltada para o norte.

$$\cos(\theta) = \cos(\phi + \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\phi + \beta) \sin(\delta) \quad [7.6]$$

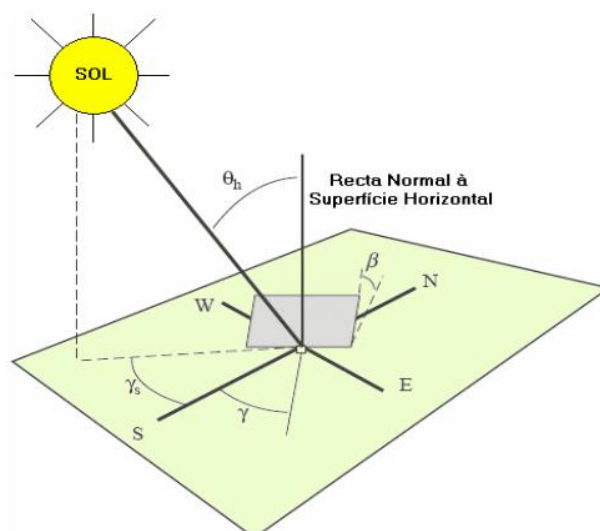


Figura 7.2: Ângulo de inclinação do módulo e ângulo de incidência dos raios solares (Electrónica, 2008).

Ângulo horário de nascimento do Sol (ω_s)

A Equação 7.7 permite o cálculo do ângulo horário de nascimento do Sol.

$$\cos(\omega_s) = -\tan(\Phi) \tan(\delta) \quad [7.7]$$

O período de insolação N (h) é dado pela Equação 7.8.

$$N = (2 / 15) \cdot \omega_s \quad [7.8]$$

Ângulo de inclinação do módulo solar

A maior parte dos sistemas solares possui ângulo fixo de inclinação, por isso deve-se estabelecer alguns critérios para obtenção do melhor ângulo a fim de maximizar a captação dos raios solares em todos os dias do ano. A Figura 7.3 ilustra o que acontece quando o coletor solar é instalado em diferentes ângulos de inclinação em relação ao solo. No item a, o ângulo de inclinação α permite que os raios solares incidam perpendicularmente à superfície do módulo, o que maximiza a captação da radiação solar direta. Em b, o módulo tem angulo ligeiramente inferior ao ideal, assim, parte dos raios incidentes são perdidos, representando uma captação menor de energia. Quanto instado na posição horizontal, item c, a

captação de energia será prejudicada nos meses de inverno, quando a altura solar é menor e maximizada nos meses de verão com altura solar maior. O contrário acontece quando o módulo estiver instalado na vertical, d, gerando uma produção maior no inverno e menor no verão (Villalva & Gazoli, 2012).

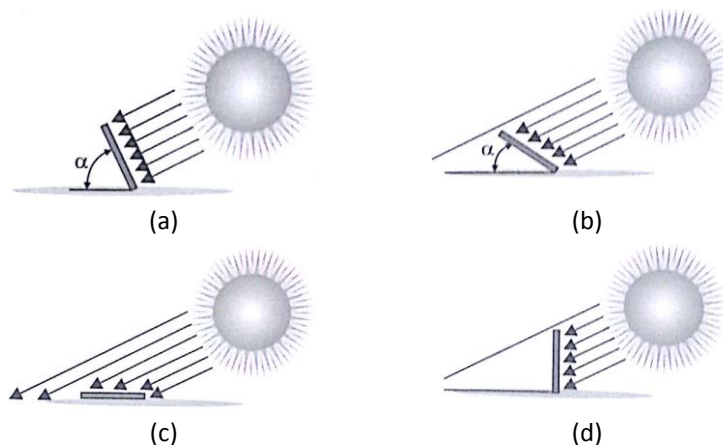


Figura 7.3: Ângulo de instalação do módulo solar em relação ao solo, onde (a) corresponde ao ângulo ótimo, (b) ângulo incorreto, (c) Ângulo horizontal e (d) ângulo vertical (Villalva & Gazoli, 2012).

Na Figura 7.4, o ângulo α , é obtido pela Equação 7.9, a partir do mesmo, determina-se a distância mínima d entre os coletores, Equação 7.10, conforme ilustra a Figura 14.

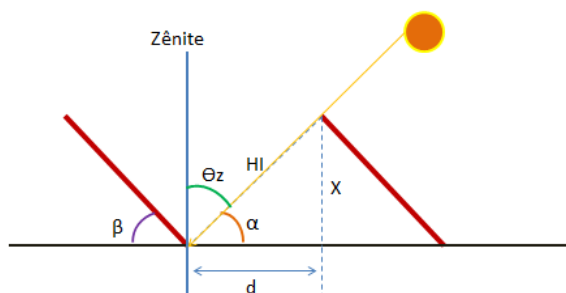


Figura 7.4: Ângulo de determinação da distância mínima ente coletores.

$$\alpha = 90 - \Theta_z \quad [7.9]$$

$$\text{sen}\beta = \frac{CO}{HI} = \frac{X}{HI} \quad d = \frac{X}{tg\alpha} \quad [7.10]$$

Para determinar o ângulo horário do alvorecer solar na superfície inclinada no dia médio do mês utilizando um com coletor solar no plano horizontal, considera-se o valor mínimo entre o ângulo horário de nascimento do sol no plano horizontal,

Equação 7.11, e o ângulo horário de nascimento no Sol no plano coletor, Equação 7.12.

$$\omega_s^* = [\arcsin (-\tan(\phi) \times \tan(\delta))] \quad [7.11]$$

$$\omega_s^* = [\arcsin (-\tan(\phi + \beta) \times \tan(\delta))] \quad [7.12]$$

O índice de claridade K_T médio mensal, Equação 13, é determinado pela Radiação Integrada em um período de tempo sobre o plano horizontal, H dado em MJ/m².dia e o seu valor equivalente na radiação extraterrestre H_o em MJ/m².dia, conforme Tabela 7.3 (Duffie & Beckman, 2006).

$$K_T = \frac{H}{H_o} \quad [7.13]$$

Tabela 7.3: Média diária de Radiação extraterrestre, H_o , MJ/m²dia mensal (Duffie & Beckman, 2006).

LATITUDE	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
60	3,5	8,2	16,7	27,3	36,3	40,6	28,4	30,6	20,3	10,7	4,5	2,3
55	6,1	11,2	19,6	29,3	37,2	40,8	39,0	32,2	22,9	13,6	7,2	4,8
50	9,1	14,2	22,3	31,2	28,1	41,1	39,6	33,7	25,3	16,6	10,2	7,6
45	12,1	17,2	24,8	32,9	38,8	41,3	40,0	35,0	27,5	19,4	13,2	10,5
40	15,1	20,1	27,2	34,3	39,3	41,3	40,2	36,1	29,5	22,1	16,2	13,6
35	18,1	22,8	29,3	35,5	39,5	41,1	40,2	36,9	31,3	24,7	19,1	16,7
30	21,1	25,5	31,2	36,4	39,6	40,7	40,0	37,5	32,9	27,1	22,0	19,7
25	23,9	27,9	32,9	37,1	39,4	40,0	36,6	37,8	34,2	29,3	24,8	22,6
20	26,7	30,2	34,4	37,5	38,9	39,1	38,9	37,8	35,3	31,3	27,4	25,5
15	29,3	32,3	35,5	37,5	38,1	38,0	37,9	37,6	36,1	33,1	29,8	28,2
10	31,7	34,1	36,4	37,5	37,1	36,6	36,7	37,1	36,6	34,6	32,1	30,8
5	33,9	35,7	37,1	37,1	35,9	35,0	35,3	36,3	36,8	35,9	34,1	33,1
0	35,9	37,0	37,4	36,4	34,4	33,2	33,6	35,3	36,8	36,9	36,0	35,3
-5	37,6	38,1	37,5	35,4	32,7	31,1	31,7	34,1	36,5	37,7	37,5	37,3
-10	39,1	38,9	37,3	34,2	30,7	28,9	29,6	32,6	35,9	38,1	38,9	39,0
-15	40,4	39,4	36,8	32,7	28,6	26,5	27,4	30,8	35,0	38,3	39,9	40,4
-20	41,4	39,6	36,0	31,0	26,3	23,9	24,9	28,8	33,9	38,2	40,7	41,7
-25	42,1	39,6	35,0	29,0	23,8	21,3	22,3	26,7	32,5	37,8	41,3	42,6
-30	42,5	39,3	33,7	26,9	21,2	18,5	19,7	24,3	30,9	37,2	41,5	43,3
-35	42,7	38,7	32,1	24,5	18,4	15,7	16,9	21,8	29,0	36,3	41,5	43,8
-40	42,7	37,8	30,3	22,0	15,6	12,8	14,0	19,2	27,0	35,1	41,3	44,0
-45	42,4	36,7	28,3	19,4	12,8	9,9	11,2	16,5	24,7	33,7	40,8	44,0
-50	41,9	35,3	26,1	16,6	9,9	7,1	8,3	13,6	22,2	32,0	40,1	43,8
-55	41,3	33,8	23,6	13,7	7,1	4,5	5,6	10,8	19,6	30,2	39,2	43,5
-60	40,6	32,1	21,0	10,8	4,4	2,1	3,1	7,9	16,8	28,1	38,3	43,2

As curvas de distribuição cumulativa de frequência diária de K_T , Figura 7.5, são muito semelhantes para localidades que possuem o mesmo valor de $\bar{K}_T$ (Índice de claridade média mensal), mesmo para locais com grandes variações de latitude e altitude. A partir dessa informação eles construíram curvas generalizadas, conforme Equação 14. As coordenadas da curva generalizada estão apresentadas na Figura 7.6 (Duffie & Beckman, 2006).

$$K_T = \phi(f; \bar{K}_T) \quad [14]$$

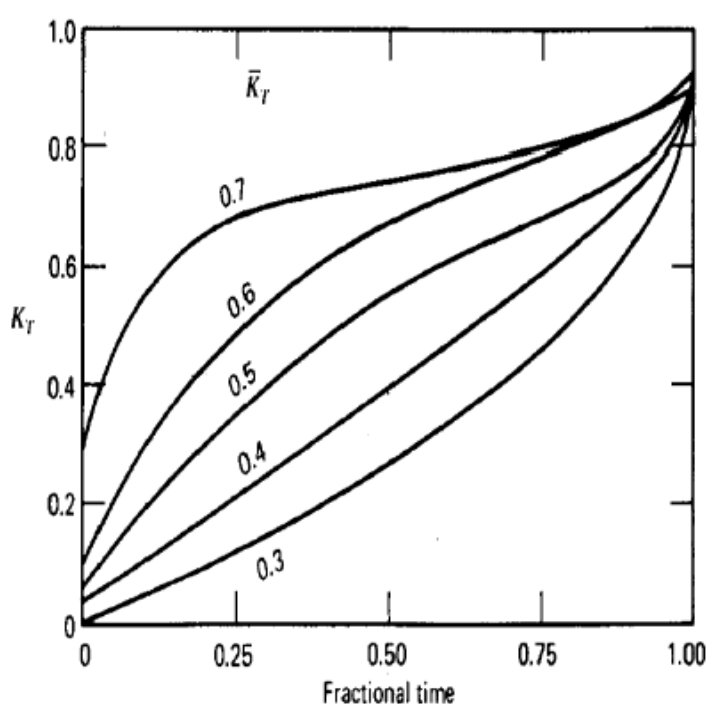


Figura 7.5: Distribuição generalizada diária com vários valores de K_T , em função de $\bar{K}_T$ (Duffie & Beckman, 2006).

K_T	Value of f for $\bar{K}_T =$				
	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7
0.04	0.073	0.015	0.001	0.000	0.000
0.08	0.162	0.070	0.023	0.008	0.000
0.12	0.245	0.129	0.045	0.021	0.007
0.16	0.299	0.190	0.082	0.039	0.007
0.20	0.395	0.249	0.121	0.053	0.007
0.24	0.496	0.298	0.160	0.076	0.007
0.28	0.513	0.346	0.194	0.101	0.013
0.32	0.579	0.379	0.234	0.126	0.013
0.36	0.628	0.438	0.277	0.152	0.027
0.40	0.687	0.493	0.323	0.191	0.034
0.44	0.748	0.545	0.358	0.235	0.047
0.48	0.793	0.601	0.400	0.269	0.054
0.52	0.824	0.654	0.460	0.310	0.081
0.56	0.861	0.719	0.509	0.360	0.128
0.60	0.904	0.760	0.614	0.410	0.161
0.64	0.936	0.827	0.703	0.467	0.228
0.68	0.953	0.888	0.792	0.538	0.295
0.72	0.967	0.931	0.873	0.648	0.517
0.76	0.979	0.967	0.945	0.758	0.678
0.80	0.986	0.981	0.980	0.884	0.859
0.84	0.993	0.997	0.993	0.945	0.940
0.88	0.995	0.999	1.000	0.985	0.980
0.92	0.998	0.999		0.996	1.000
0.96	0.998	1.000		0.999	
1.00	1.000			1.000	

Figura 7.6: Percentual de dias em uma localidade com certo $\bar{K}_T$ que possuem valores iguais ou inferiores a K_T (Duffie & Beckman, 2006).

A radiação média diária mensal sobre uma superfície inclinada fixa é dada com base na energia disponível o fator $\bar{R}$, razão entre a radiação diária mensal sobre uma superfície inclinada $[\bar{H}_T]$ e a radiação diária mensal sobre uma superfície horizontal $[H]$.

Quando as superfícies estão voltadas para o Equador e as radiações difusas e refletida puderem ser consideradas isto isotrópicas, tem-se as Equações 7.15 e 7.16:

$$\bar{R} = \frac{\bar{H}_T}{H} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{H}\right) \bar{R}_b + \frac{\bar{H}_d}{H} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad [7.15]$$

$$\bar{H}_T = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) \bar{R}_b + \bar{H}_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H} \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad [7.16]$$

A $\bar{H}_d/\bar{H}$ razão é função de $\bar{K}_T$ conforme Figura 7.7. Assumindo que a razão $\bar{R}_b = \bar{H}_{bT}/\bar{H}_b$ fosse estimada pelo seu valor sem a atmosfera, ou seja, $\bar{R}_b = \bar{H}_{0T}/\bar{H}_b$ (Duffie & Beckman, 2006).

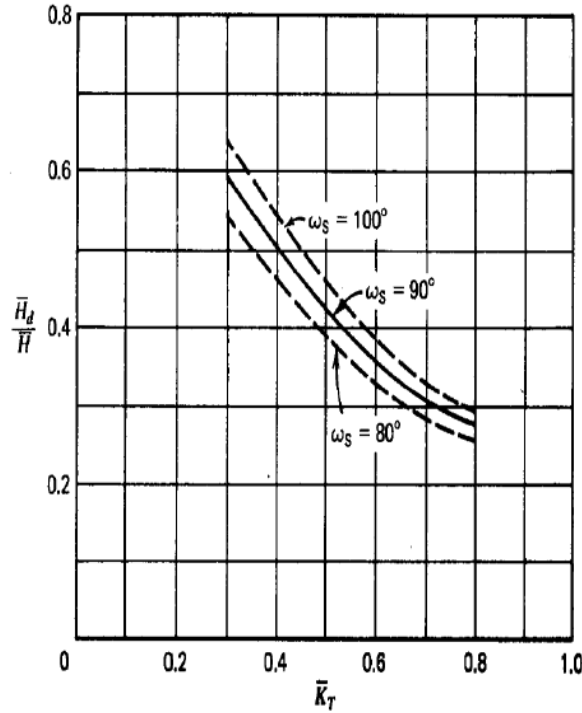


Figura 7.7: Correlação sugerida do $\bar{H}_d/\bar{H}$ em função do $\bar{K}_T$ e ω_s (Duffie & Beckman, 2006).

Para superfícies no hemisfério norte inclinadas diretamente para o Equador ($\gamma=0^\circ$) a razão é dada pela Equação 7.17 (Duffie & Beckman, 2006):

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cos \delta \sin \omega_s^* + \left(\frac{\pi}{180} \right) \omega_s^* \sin(\phi - \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \omega_s \sin \phi \sin \delta} \quad [7.17]$$

Nessa expressão o símbolo (ω_s^*) representa o ângulo horário do por do sol para a superfície inclinada no dia médio do mês, é obtido pelas Equações 7.11 e 7.12.

As superfícies no hemisfério sul inclinadas diretamente para o Equador ($\gamma=180^\circ$) deve-se utilizar a Equação 7.18 (Duffie & Beckman, 2006):

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos \delta \sin \omega_s^* + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s^* \sin(\phi + \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \sin \phi \sin \delta} \quad [7.18]$$

8. MUNICÍPIO DE URANDI-BA

O município de Urandi fica no estado da Bahia. O topônimo Urandi, tem origem em um pássaro preto muito comum nas margens dos rios da região, chamado hoje guirandi, o qual os indígenas, chamavam de Urandi (Wikipédia, 2011).

Urandi integra a Mesorregião do centro-sul baiano, também denominado alta sertão. As principais cidades do entorno são: Montes Claros, Janaúba e Espinoza, em Minas Gerais; Bom Jesus da Lapa, Guanambi, na Bahia (Wikipédia, 2011).

8.1 Localização geográfica

O município de Urandi-BA possui uma área de 895,93Km² está localizado a uma latitude de 14,77° e longitude de 42,65°. As Figuras 8.1 e 8.2 permitem visualizar a localização geográfica do município (Wikipédia, 2011). Em 2010, a população era de 16.466 habitantes (IBGE, 2010).



Figura 8.1: Localização do município visão Brasil (Wikipédia, 2011)



Figura 8.2: Localização de Urandi visão Bahia (Wikipédia, 2011).

8.2 Clima

O clima da região do município de Urandi é tropical semi-árido, com invernos secos e verão chuvoso. A temperatura média anual chega a 24°C as chuvas caem de novembro a abril, com precipitação média anual de 1.400 a 1.600mm (CODEVASF, 2010).

A Tabela 8.1 apresenta os dados climáticos referentes ao município de Espinosa, no extremo norte de Minas Gerais, cidade vizinha ao município.

Tabela 8.1: Dados climáticos referentes ao município de Espinosa. (CODEVASF, 2010).

DADOS CLIMATICOS DE ESPINOSA-MG (MEDIAS MENSAIS)					
Mês	Temperatura (°C)			Umidade relativa (%)	Evaporação [mm]
	Máxima	Media	Mínima		
Janeiro	29,8	24,5	20,4	71,5	103,4
Fevereiro	30,1	23,9	20,3	67,2	100,5
Março	31	24,6	20,3	67,1	124,6
Abril	30	23,9	19,3	65,6	111,1
Maio	29,2	22,9	17,5	61	127,8
Junho	28,3	21,6	15,6	56,3	138,2
Julho	28,3	21,3	15,4	52,2	160
Agosto	29,9	22,8	16,6	46,8	199,3
Setembro	31,2	24,7	19,1	45,7	218,8
Outubro	31,1	25,2	20,5	52,8	180,6
Novembro	30,1	24,7	20,6	60,4	123,1
Dezembro	30,5	24,7	20,3	61,3	125,1
Média anual	30,0	23,7	18,8	59,0	

9. ESTUDO DO POTENCIAL SOLAR EM URANDI-BA

O estudo do potencial solar de uma localidade permite avaliar as condições reais para instalação do sistema solar a fim de obter o melhor aproveitamento do mesmo neste local. Os parâmetros iniciais para realizar a avaliação do potencial solar de Urandi-BA estão relacionados Tabela 9.1.

Tabela 9.1: Parâmetros para avaliação do potencial solar de Urandi.

Magnitude	Descrição	Observação
ϕ	-14,77°	Latitude
L	42,65°	Longitude da localidade
L_o	45°	Longitude para hora legal

O Índice de Irradiação solar diário médio mensal extraterrestre na latitude de -14,77°, pode ser calculado pelo método da interpolação variando entre -10° e -15° (Duffie & Beckman, 2006), os valores obtidos estão descritos na Tabela 9.2. A Tabela 9.3, destaca os índices de Irradiação Solar no Município de Urandi-BA, baseando nas informações do Atlas Solarimétrico do Brasil (CRESESB, 2000).

Tabela 9.2: Índice de Irradiação solar diário médio mensal extraterrestre na latitude de -14,77° onde está o município de Urandi.

MES	Ho (MJ/m ² .dia)		
	-10,00°	-14,77°	-15,00°
JAN	39,10	40,34	40,40
FEV	38,90	39,38	39,40
MAR	37,30	36,82	36,80
ABR	34,20	32,77	32,70
MAI	30,70	28,70	28,60
JUN	28,90	26,61	26,50
JUL	29,60	27,50	27,40
AGO	32,60	30,87	30,80
SET	35,90	35,04	35,00
OUT	38,10	38,29	38,30
NOV	38,90	39,85	39,90
DEZ	39,00	40,34	40,40

Tabela 9.3: Índice de Irradiação solar diário médio mensal em MJ/m².dia no município de Urandi-BA (CRESESB, 2000).

MES	IG [MJ/m ² .dia]	Insolação [h]	IG [kWh/m ² .dia]
JAN	18	7	5,00
FEV	20	7	5,56
MAR	20	7	5,56
ABR	18	8	5,00
MAI	18	7	5,00
JUN	15	7	3,89
JUL	16	8	4,44
AGO	16	8	4,44
SET	14	7	3,89
OUT	18	6	5,00
NOV	18	5	5,00
DEZ	18	6	5,00
ANUAL	18	7	5,00

10. COMPONENTES DE CAPTAÇÃO DA ENERGIA SOLAR

O dimensionamento dos equipamentos para captação da energia solar deverá considerar um grupo uni familiar com 5 pessoas para aquecimento de água e energia elétrica.

10.1 Sistema de Aquecimento Solar (SAS)

A radiação solar pode ser absorvida por coletores solares planos, aquecimento de água, a temperaturas relativamente baixas, ou seja, inferiores a 100°C. O uso dessa tecnologia ocorre predominantemente no setor residencial, mas há demanda significativa e aplicações em outros setores, como edifícios públicos e comerciais, hospitais, restaurantes, hotéis e similares. Esse sistema de aproveitamento térmico da energia solar, também denominado aquecimento solar ativo (ANEEL).

Impacto ambiental

Uma restrição técnica à difusão de projetos de aproveitamento de energia solar é o uso de áreas de energia em quantidade suficiente para que o empreendimento se torne tecnicamente viável, nem sempre a área desejável está disponível.

10.1.1 Coletores solares

O coletor é instalado normalmente no telhado das residências e edificações. Devido ao da irradiância solar que incide sobre a superfície terrestre, o atendimento de uma única residência pode requerer a instalação de vários metros quadrados de coletores.

Para o suprimento de água quente de uma residência típica, neste caso, cinco moradores, são necessários cerca de 4m² de coletor, devendo o valor correto ser estimado após a definição da carga térmica e da escolha do coletor.

O sistema de aquecimento solar é composto por reservatório térmico mais as placas. A água fria sai da caixa, entra no reservatório térmico, do reservatório térmico ela circula nas placas, aquece-se, retorna para o reservatório térmico e sai pronta para o uso. O que faz com que essa água circule é o mecanismo conhecido como termossifão, que se baseia na diferença de densidade entre a água quente e a água fria. A água fria é mais pesada e desce para a placa; chegando na placa ela é aquecida e sobe para o reservatório térmico, saindo para o ponto de consumo. Para isso, precisamos ter os desníveis, ou seja, a caixa d'água um pouco acima, o reservatório um pouco abaixo, e as placas também um pouco abaixo. Com essa configuração, a água circula naturalmente por esse mecanismo conhecido como termossifão, que é baseado na diferença de densidade entre água quente e água fria (Fundação Luiz Carlos Magalhães, 2002).

O solar vai funcionar quando se tem radiação. Em dias nublados, mesmo que não haja insolação, há radiação. Mas se forem muitos os dias de chuva, realmente não haverá uma radiação suficiente para esquentar a água. Para que as pessoas não fiquem sem água quente, existe o *back up*, uma resistência elétrica de baixa potência, que é acionada caso tenhamos vários dias de chuva ou utilização excessiva do reservatório térmico (Fundação Luiz Carlos Magalhães, 2002).

Montagem do sistema na edificação

Orientação: deve ser orientado para o norte verdadeiro

Inclinação: a inclinação com a horizontal deve ser determinada considerando a demanda de energia térmica no decorrer do ano.

A interligação dos módulos pode ser realizada de três maneiras:

Ligação em paralelo: Nesta configuração a circulação natural tem um bom funcionamento. Os coletores funcionam na mesma temperatura e tem a mesma eficiência, onde C_x são os coletores, T_x as temperaturas dos coletores C_x e E_x as eficiências dos mesmos. Quanto mais coletores, maior o volume de água quente, porém a temperatura será mantida a mesma, Figura 10.1 (Fundação Luiz Carlos Magalhães, 2002).

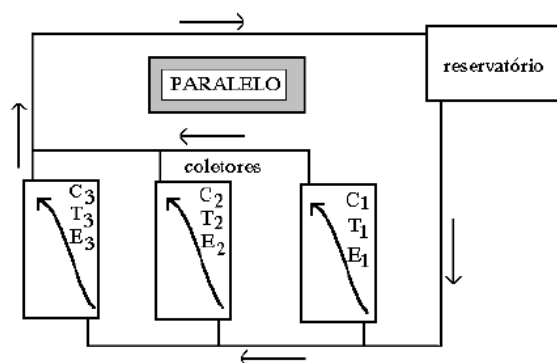


Figura 10.1: Coletores solares conectados em paralelo (Fundação Luiz Carlos Magalhães, 2002).

Ligação em série: Nesta ligação a circulação é forçada, onde C_x são os coletores, T_x as temperaturas dos coletores C_x e E_x as eficiências dos mesmos. A água passa por todos os coletores, e em cada coletor tem-se um ganho de temperatura, quanto maior a quantidade de coletores em série maior a temperatura da água mantendo o mesmo volume em circulação, Figura 10.2 (Fundação Luiz Carlos Magalhães, 2002).

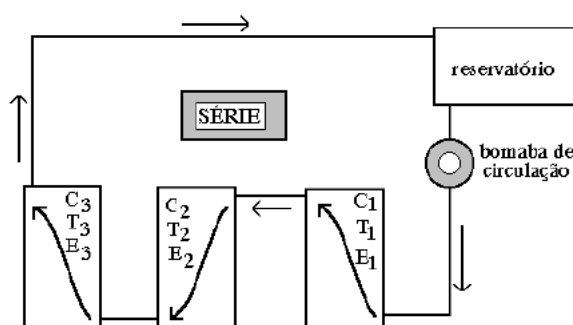


Figura 10.2: Interligação dos coletores em série (Fundação Luiz Carlos Magalhães, 2002).

Ligação em série-paralelo: combina-se as ligações anteriores, conforme Figura 10.3.

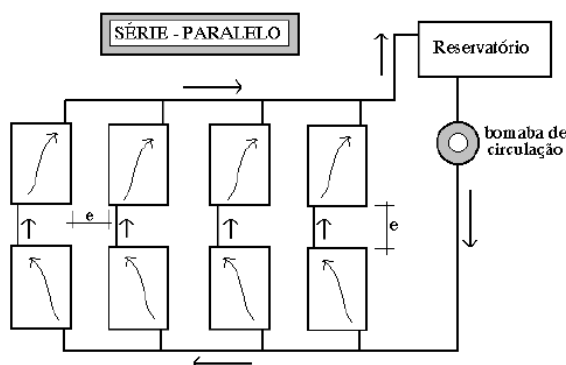


Figura 10.3: Conexão série-paralelo de coletores para obter a potência desejada (Fundação Luiz Carlos Magalhães, 2002).

10.1.2 Boiler

O *boiler*, Figura 10.4 serve para armazenar água quente para consumo. É fabricado externamente de alumínio e internamente cobre ou aço inox. No interior, a água quente se mistura com a fria ficando a água quente sempre na parte superior. O boiler possui resistência elétrica que aquece a água em dias em que não há luz solar suficiente. Comandada por um termostato, ela liga e desliga de acordo com a temperatura da água. Em dias com grande luminosidade, a água quente pode ficar armazenada por várias horas sem precisar acionar a resistência elétrica (Assis, 2004).



Figura 10.4: Bolier para armazenamento de água quente (Assis, 2004).

Circulação por termossifão: a circulação ocorre devido à diferença de densidade entre a água fria e a quente. A água fria, sendo mais pesada, acaba empurrando a água quente que é mais leve, realizando a circulação. Sua vantagem é de não precisar de energia elétrica para a movimentação da água. Para haver esse tipo de circulação, é necessário que as placas estejam no mínimo 30 cm mais baixas que a base do *boiler*, como está indicada na Figura 10.5 e 10.6.

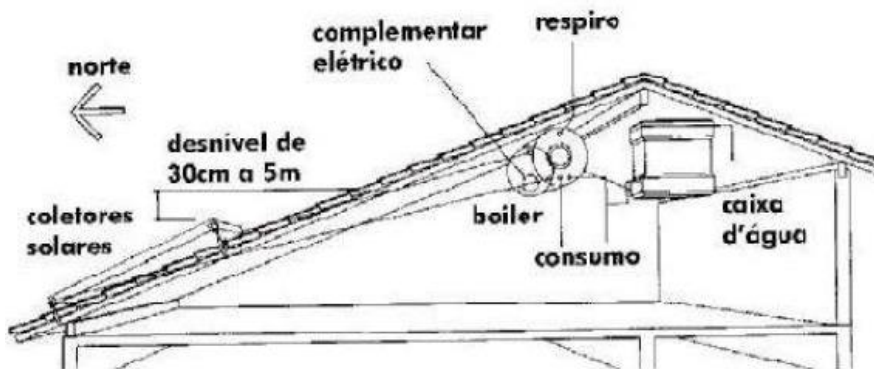


Figura 10.5: Instalação através do sistema de Termossifão (Assis, 2004).

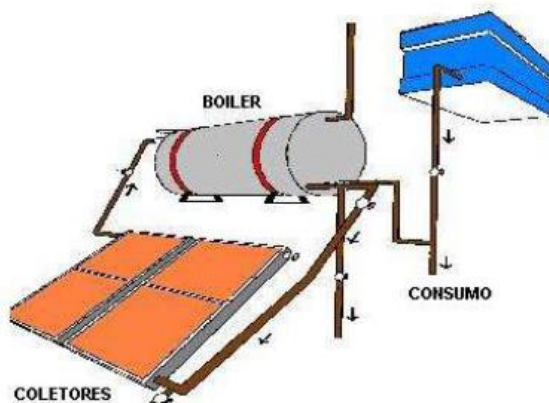


Figura 10.6: Vista em perspectiva de uma instalação de Termossifão (Assis, 2004).

10.1.3 Consumo de água quente

O volume de consumo diário de água quente depende de um levantamento individualizado de cada aparelho que a utilizará. Para tanto, serão utilizadas as vazões em m^3/s , como base, será utilizada a Norma NBR-15569 que estabelece os requisitos para o Sistema de Aquecimento Solar (SAS), considerando aspectos de concepção, dimensionamento, arranjo hidráulico, especificação de componente, instalação e manutenção, onde o fluido de transporte é a água (ABNT - NBR 15569:2008, 2008). A Norma se aplica a SAS compostos por coletores solares planos com ou sem sistemas de reservatórios térmicos e com eventual sistema de aquecimento auxiliar, aplicável também, em sistemas onde a circulação de água nos coletores solares se faz por termossifão ou por circulação forçada (Abreu, 2008) (ABNT - NBR 15569:2008, 2008). O padrão adotado pela norma é apresentado na Tabela 10.1.

Tabela 10.1: Padrão adotado pela Norma NBR-15569 para dimensionamento hidráulico do SAS (ABNT - NBR 15569:2008, 2008).

Peças	Consumo mínimo	Consumo máximo	Ciclos diários (minuto/pessoa)	Temperatura de consumo (°C)
Duchas de banho	3,0 l/min	15,0 l/min	10	39-40
Lavatório	3,0 l/min	4,8 l/min	2	39-40
Pia da cozinha	3,0 l/min	4,8 l/min	2	39-40

A frequência de utilização é definida pelo número de moradores da residência e o número de banhos diários, será suposto como 1 banho por pessoa. Sendo assim, o volume de consumo diário é determinado pela somatória da vazão de cada aparelho multiplicada pelo tempo médio de sua utilização e pela frequência com que esses aparelhos são utilizados, Equação 10.1.

$$V_{consumo} = \sum (m_{pu} \times T_u \times f) \times N \quad [10.1]$$

onde:

$V_{consumo}$: volume total de água quente consumido diariamente na edificação (m^3 .dia)

m_{pu} : vazão da peça de utilização (m^3/s)

T_u : tempo médio de uso diário da peça de utilização (s)

f : frequência total de utilização da peça por dia

N : quantidade de pessoas residentes na edificação

10.1.4 Dimensionamento de SAS

O cálculo de dimensionamento do reservatório de acumulação individual será dado pela Equação 10.2.

$$V_{armaz} = \frac{V_{consumo} \times (T_{consumo} - T_{ambiente})}{(T_{armaz} - T_{ambiente})} \quad [10.2]$$

onde:

V_{armaz} : volume armazenado de água quente por unidade habitacional (m^3)

$V_{consumo}$: volume individual de consumo diário por unidade habitacional litros (m^3)

$T_{consumo}$: temperatura de consumo de utilização ($^{\circ}C$)

T_{armaz} : temperatura de armazenamento da água ($^{\circ}C$)

$T_{ambiente}$: temperatura da água fria do local de instalação ($^{\circ}C$)

A energia útil a ser fornecida para este consumo é dada pela Equação 10.3.

$$E_{\text{útil}} = V_{armaz} \times \rho \times cp \times (T_{armaz} - T_{ambiente}) \quad [10.3]$$

Onde:

Peso específico da água ρ (água) = 1000,00 kg/m³

Calor específico da água c_p = 0,001163 kWh/(kg °C)

A Norma NBR-15569/2008 recomenda que o Volume de armazenamento seja 75% do volume de consumo e supondo que a temperatura de captação da água seja igual aquela do ar ambiente, calcula-se pela expressão a temperatura de armazenamento.

No projeto de qualquer sistema, deve-se considerar as perdas devido a eficiência dos equipamentos que o compõe. Para a instalação de um sistema solar para aquecimento de água, estima-se que a Energia perdida no sistema equivale a 15% da Energia útil, Equação 10.4. (ABNT - NBR 15569:2008, 2008)

$$E_{perdas} = 0,15 \times E_{\text{útil}} \quad [10.4]$$

10.2 Energia elétrica solar fotovoltaica

A energia elétrica fotovoltaica consiste em converter diretamente a energia da luz do Sol em energia elétrica por meio de módulos fotovoltaicos. Os módulos devem ser associados de forma a produzir a potência da demanda diária pelo efeito fotoelétrico.

Antes de ser publicada a Resolução Normativa 482 da Aneel em 17 de abril de 2012, regulamentando o mercado de micro e minigeração distribuída (para instalações residenciais e pequenos comércios) conectando-se a rede elétrica, o armazenamento da energia era feito por meio da utilização de baterias estacionárias (banco de baterias), dimensionadas geralmente para suprir até quatro dias com insolação insuficiente, possibilitando a autonomia do sistema. Incorpora também controlador ou regulador de carga, que carrega adequadamente a bateria, protege contra sobrecargas e descargas excessivas, evita o retorno de energia para o módulo, etc., e inversor, que converte energia elétrica DC (corrente contínua) em energia AC (corrente alternada) para possibilitar a alimentação de cargas AC.

As vantagens do sistema de energia elétrica fotovoltaica são destacadas abaixo:

- Confiável, fontes inesgotáveis e gratuitas;
- Energia limpa, sem poluição ou qualquer resíduo;
- Alta qualidade, sem harmônicas e sem ruídos;
- A instalação do sistema, que é modular, pode ser realizada tanto em obras em andamento como em construções finalizadas;

10.2.1 Células fotovoltaicas

As células solares contam com o efeito fotovoltaico para absorver a energia do sol e fazem a corrente elétrica fluir entre duas camadas com cargas opostas. Através da radiação solar é possível criar uma diferença de potencial nos extremos do semicondutor. As células fotovoltaicas convertem a radiação solar em eletricidade a partir dos processos que desenvolvem os níveis atômicos dos materiais de que são constituídas (Pontes, Gusmão, & Pinto, 2012).

O processo de conversão da energia não depende do calor, pois à medida que a temperatura aumenta o rendimento destas células diminui (Casas de Madeira) (Pontes, Gusmão, & Pinto, 2012). As células fotovoltaicas são encontradas, principalmente em três tipos:

Células mono-cristalinas: são as mais modernas, possui rendimento elevado, da ordem de 15 a 18%, em laboratório é capaz de atingir 23%. No entanto este tipo de células passa por um processo complexo e precisa um grande consumo de energia no seu processo de fabricação, o que a torna inviável economicamente para aplicações residências e comerciais (Casa & Planos).

Células poli-cristalinas: O custo de produção é bastante inferior ao das células mono-cristalinas, no entanto apresenta uma eficiência inferior. A avançada tecnologia de processamento de célula e a produção automatizada têm produzido módulos policristalinos de alta eficiência. O seu rendimento varia entre os 11% a 16%. Esta redução é provocada pela baixa perfeição dos cristais que são uma consequência da redução do seu custo de fabrico (Casa & Planos).

Células de silício amorfo: O custo de produção é bastante inferior ao das células mono-cristalinas, no entanto apresenta uma eficiência inferior. A avançada tecnologia de processamento de célula e a produção automatizada têm produzido módulos policristalinos de alta eficiência. O seu rendimento varia entre os 11% e 16%. Esta redução é provocada pela baixa perfeição dos cristais que são uma consequência da redução do seu custo de fabricação. (Casa & Planos).

Atualmente, os custos dos painéis solares tornam esta opção inviável economicamente, porém com o aumento do custo dos combustíveis fósseis e a experiência adquirida na produção de células solares, tende-se a reduzir o custo das mesmas fazendo que esta tecnologia seja uma tendência mundial no Brasil e no mundo (Casa & Planos). Dentre as aplicações pode-se destacar:

- Energia elétrica residencial;
- Bombas de água;
- Sinalização de trânsito
- Sistemas de telecomunicações;
- Aplicações de micro potência como relógios, rádios portáteis, lanternas, e outros;
- Sistemas de iluminações noturnas.

10.2.2 Módulos fotovoltaicos

O módulo é um agrupamento de das células fotovoltaicas devido à baixa tensão e corrente de saída em uma célula fotovoltaica. Os arranjos das células nos módulos podem ser feitos conectando-as em série ou em paralelo (Oliveira & Garcia).

Módulos conectados em paralelo

Ao associar os módulos em paralelo de forma a obter aumento da produção de corrente, mantém a tensão inalterada, como mostra a Figura 10.8. A corrente produzida pelo efeito fotovoltaico é contínua. (Oliveira & Garcia) (MPP Solar).

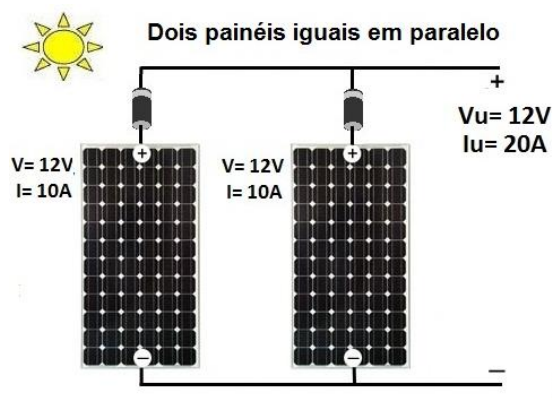


Figura 10.7: Conexão de células em paralelo (MPP Solar).

Módulos conectados em série

No arranjo em soma-se as tensões e mantém a mesma corrente, Figura 10.9. Quanto maior a tensão do sistema, menores serão as perdas de energia ao longo dos cabos (Oliveira & Garcia) (MPP Solar).

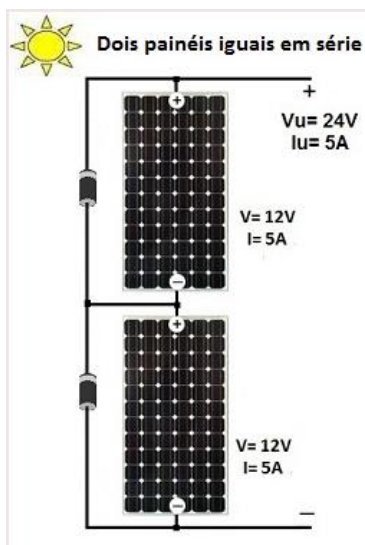


Figura 10.8: Arranjo das células em série (MPP Solar).

Módulos conectados em série-paralelo

Trata-se da combinação das descritas anteriormente de forma a aumentar a tensão e a corrente simultaneamente, conforme Figura 10.10.

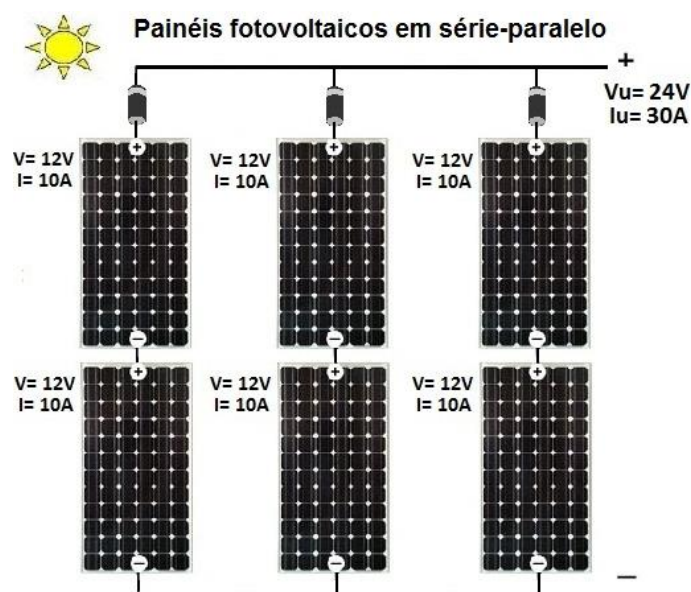


Figura 10.9: Módulos conectados em paralelo (MPP Solar).

10.2.3 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

A potência dos módulos é dada pela potência de pico. Dentre as principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos destacam-se:

- Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})
- Corrente de Curto Circuito (I_{sc})
- Potência Máxima (P_m)
- Tensão de Potência Máxima (V_{mp})
- Corrente de Potência Máxima (I_{mp})

As curvas características dos módulos, conforme ilustram as Figuras 10.11 e 10.12 são definidas para radiação de 1000Wp/m^2 (radiação de referência na superfície da Terra em dia claro, ao meio dia), e temperatura de 25°C na célula (CRESESB, 2008) (Silva, 2011).

A corrente gerada nos módulos aumenta linearmente com o aumento da Intensidade luminosa. Por outro lado, o aumento da temperatura na célula faz com que a eficiência do módulo caia abaixando assim os pontos de operação para potência máxima gerada (Silva, 2011).

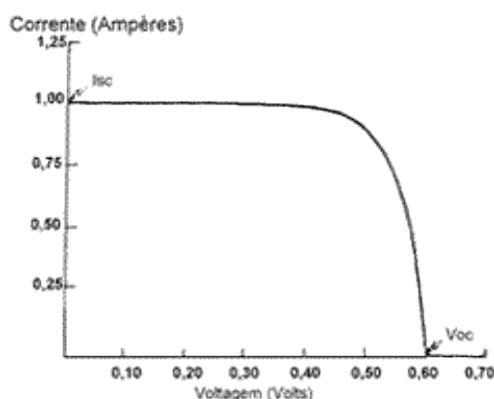


Figura 10.10: Curva característica IxV mostrando a corrente Isc e a tensão Voc (CRESESB, 2008).

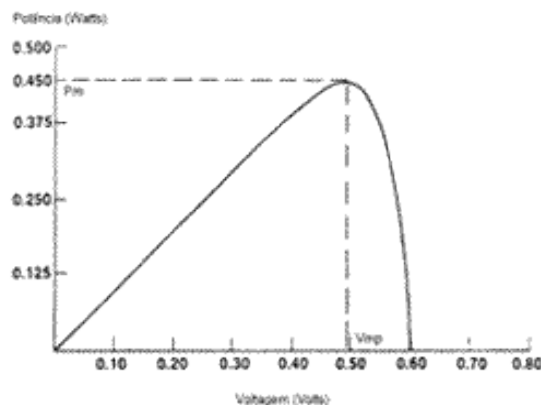


Figura 10.11: Curva típica de potência versus tensão (CRESESB, 2008).

10.2.4 Determinação do ângulo ótimo do módulo fotovoltaico

O ângulo de inclinação ótimo que possibilita boa produção de energia ao longo do ano pode ser definido pelo padrão adotado por muitos fabricantes de módulos fotovoltaicos. Neste caso, o ângulo não deverá ser inferior a 10°, evitando assim, o acúmulo de poeira sobre as placas. A Tabela 10.2 mostra o ângulo de inclinação recomendado para várias faixas de latitude geográfica (Villalva & Gazoli, 2012).

Tabela 10.2: Escolha do ângulo de inclinação do módulo (Villalva & Gazoli, 2012).

Latitude geográfica do Local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

10.2.5 Sistemas Interligados à Rede

Estes sistemas conectam-se a geração de energia diretamente na rede, Figura 10.13, o que representa uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual esta conectada. Todo o arranjo é conectado através de inversores que fazem a sincronização diretamente na rede. Os inversores devem satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada,

ou seja, o sistema deverá ser sincronizado com a rede para não gerar harmônicas e prejudicar a qualidade da mesma (CRESESB, 2008).

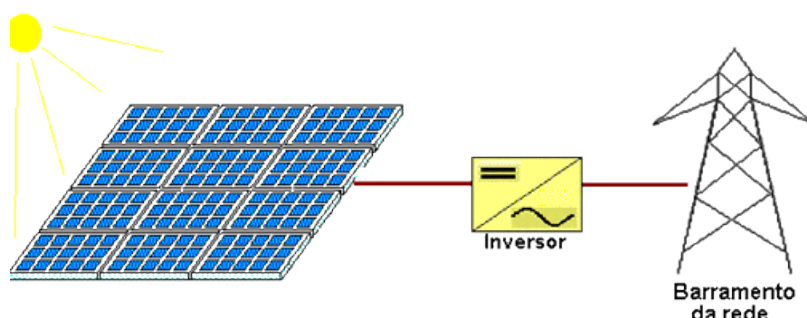


Figura 10.12: Sistema de energia solar fotovoltaico conectado à rede (CRECESB, 2008).

A instalação solar fotovoltaica integrada a uma edificação e conectada à rede elétrica é composta por: painéis solares, sistema de fixação ao envoltório da construção, sistema conversor CC-CA (inversor), diodos de *bypass* e diodos de bloqueio, fusíveis e disjuntores, cabos elétricos, terminais, proteções contra sobretensões e descargas atmosféricas e caixas de conexão (Rüther, 2004) (Villalva & Gazoli, 2012).

Muitas vezes se torna necessário proteger os cabos contra sobrecorrentes, o que se faz pela utilização de fusíveis. Quando vários módulos são conectados em um *string*¹, e este conectado em paralelo a fim de atingir a potência de projeto, é comum a utilização de diodos de bloqueio, denominado diodo de *bypass* para evitar a circulação de corrente reversa por um *string*. Estes diodos são normalmente utilizados em *strings* onde a tensão de circuito aberto seja superior a 30V, com o objetivo de isolar um *string* e evitar que atue como uma carga caso haja sombreamento parcial (Rüther, 2004) (Villalva & Gazoli, 2012).

Quando uma célula fotovoltaica dentro de um módulo está encoberta a potência de saída da célula cai drasticamente o que compromete funcionamento das demais células no módulo. Para evitar esta redução de desempenho, utiliza-se um diodo de passo ou de "*bypass*". O diodo cria um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de calor na célula encoberta. Normalmente o diodo *bypass* é colocado num agrupamentos de células, o que torna o módulo mais barato

¹ **String:** Numero de painéis ou módulos fotovoltaicos ligados em série.

comparado ao custo de se conectar um diodo em cada célula, Figura 10,14 (Oliveira & Garcia).

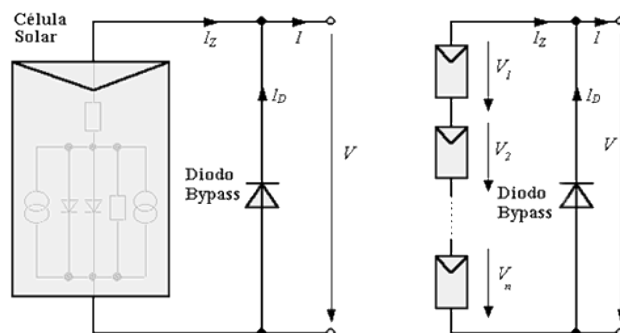


Figura 10.13: Ligação diodo “bypass” entre células fotovoltaicas (Oliveira & Garcia).

O projeto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede dependem das condições apresentadas a seguir (Freitas, 2008):

- ✓ Espaço disponível nos telhados, sua orientação e ângulo de inclinação;
- ✓ Especificações técnicas dos módulos e inversores;
- ✓ Localização geográfica, longitude e latitude;
- ✓ Temperatura do local;
- ✓ Requisitos estéticos do edifício;
- ✓ Disponibilidade financeira.

As condições que limitam a potência a ser instalada são: área disponível e o valor monetário que se pretende investir. O sistema fotovoltaico poder ser dividido em algumas tarefas (Freitas, 2008):

- ✓ Estimativa inicial da potência instalada baseada na área disponível e no financiamento;
- ✓ Seleção do módulo solar;
- ✓ Seleção do inversor compatível ou de uma configuração de inversores compatível com o módulo;
- ✓ Estabelecer a configuração ótima módulo-inversor;
- ✓ Efetuar a listagem dos componentes;
- ✓ Estimativa da energia produzida baseada nos dados da radiação solar do local;
- ✓ Considerar aspectos adicionais tais como proteções contra sobrecarga.

Após a definição do valor do investimento e da área disponível para implementação dos painéis fotovoltaicos deverá ser selecionado os componentes que melhor atendam o sistema (Freitas, 2008). A Figura 10.15 exibe uma

configuração típica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica (SFCR) residencial.

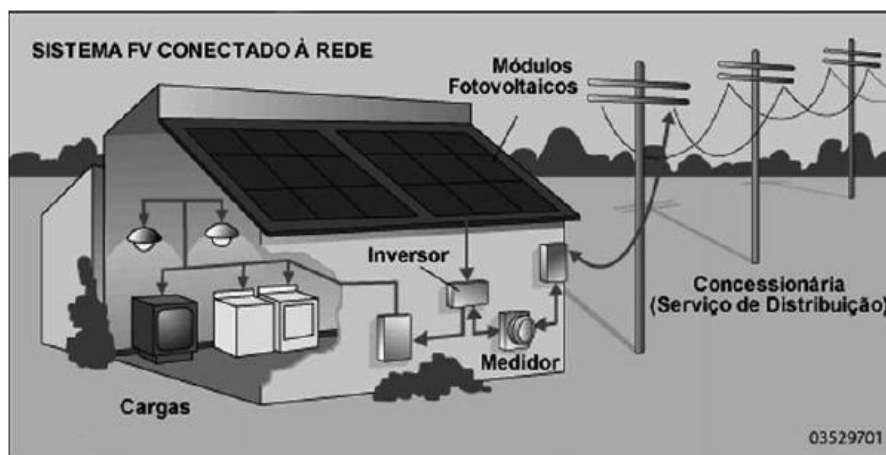


Figura 10.14: Sistema SFCR residencial (Freitas, 2008).

Módulos Fotovoltaicos (arranjo fotovoltaico): corresponde a unidade de geração de energia, que converte a energia incidente do Sol em energia elétrica (Freitas, 2008) (Villalva & Gazoli, 2012).

Inversor (Conversor CC-CA): utilizado para converter a corrente contínua gerada pelo arranjo em corrente alternada, devendo atender aos padrões da rede elétrica local.

Rede Elétrica: e a rede de distribuição da concessionária local (Freitas, 2008).

Medidores: mede a quantidade de energia da rede consumida pela instalação elétrica e a quantidade de energia injetada na rede pelo SFCR. Pode ser adotada tanto uma configuração com dois medidores unidirecionais ou a configuração com um medidor bidirecional, que registra tanto o consumo da rede quando a energia injetada pelo arranjo fotovoltaico (*net metering*) (Freitas, 2008) (Villalva & Gazoli, 2012).

Cargas: são os equipamentos da instalação elétrica que utilizam a energia elétrica (Freitas, 2008).

10.2.6 Consumo de energia elétrica do grupo unifamiliar

A estimativa de consumo de energia elétrica mensal foi obtida com base no simulador de consumo da CEMIG (CEMIG, 2011), conforme Tabela 10.3, a frequência de utilização está apresentada no Anexo B.

Tabela 10.3: Determinação da potencia mensal de utilização dos equipamentos.

EQUIPAMENTO	QTD	Po (W)
Aspirador de Pó	1	600
Batedeira	1	180
Carregador Celular	5	15
Computador	1	200
Ferro de Passar	1	1000
Geladeira	1	190
Impressora	1	25
Lâmpada Flu. 20w	35	20
Lavadora Roupa	1	1000
Liquidificador	1	300
Microondas	1	1500
Mini System	1	220
Rádio Relógio	2	5
Telefone Sem Fio	1	5
Televisão	1	250
Ventilador	1	120
DVD	1	150
Exaustor de fogão	1	170

10.2.7 Consumo de energia elétrica no município de Urandi-BA

O perfil de consumo de energia elétrica do município de Urandi-BA, está apresentado nas Tabelas 10.4 e 10.5.

Tabela 10.4: Consumidores de energia elétrica, por classe, no município de Urandi, no estado da Bahia – 2006-2009 (Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, 2010)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Serviços e Poderes Públicos	Outros ⁽¹⁾	Total
2006	2.367	23	256	821	97	1	3.565
2007	2.548	22	276	834	91	1	3.772
2008	3.053	22	272	832	96	1	4.276
2009	3.350	22	277	842	111	1	4.603

Tabela 10.5: Consumo de energia elétrica, por classe, no município de Urandi, no estado da Bahia – 2006-2009 [kWh/ano] (Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, 2010)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Serviços e Poderes Públicos	Outros ⁽¹⁾	Total
2006	1.839.922	14.339.241	510.469	3.883.946	854.891	16.264	21.444.733
2007	2.021.914	16.423.818	522.523	3.990.884	1.380.974	15.368	24.355.481
2008	2.266.372	17.645.248	548.013	3.908.758	1.107.923	12.464	25.488.778
2009	2.665.628	16.166.529	643.656	6.607.565	1.183.953	12.979	27.280.310

O número de domicílios no município de Urandi é apresentado na Tabela 10.6.

Tabela 10.6: Número de residências no município de Urandi-BA – 2009 (Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, 2010)

Sexo da Pessoa Responsável	Domicílios Particulares Ocupados por Sexo do Responsável
Total⁽¹⁾	3.991
Homens	2.731
Mulheres	1.246

Comparando as informações da Tabela 10.4 e 10.6 observa-se que existem 641 residências sem acesso a energia elétrica, o que corresponde a 16,1% do total de residências.

Em 2006, foi lançado o Programa Luz para Todos do Governo Federal na região que compreende o interior da Bahia, inclusive o alto sertão baiano, em locais onde a concessionária local COELBA ainda não chegou pelo sistema de distribuição convencional. O Projeto de Aplicação de Sistemas Fotovoltaicos apresentado ao Programa Luz para Todos em 2006 pela COELBA, foi dimensionado para consumo estimado de 436Wh/dia, Tabela 10.7, não contemplando o consumo de uma geladeira, o que significa que a população, com pequenas criações de cabras Figura 10.16, por exemplo, não tem onde armazenar o leite que extraem do animal, sendo assim o mesmo deve ser consumido no mesmo dia e em pouco tempo para que não haja risco de perder o alimento. A Figura 10.17 mostra os equipamentos alimentados pelo sistema fotovoltaico (Filho, 2006).

Tabela 10.7: Equipamentos e o consumo diário estimado para o sistema fotovoltaico isolado do Projeto de Aplicação de Sistemas Fotovoltaicos (Filho, 2006).

SIGFI- Resolução normativa ANEEL N° 83 de 20/09/04				
EQUIPAMENTO	POTENCIA (W)	QT X	UTILIZAÇÃO HORAS / DIA	CONSUMO (WH)
AM / FM RADIO	25	1	3	75
TV	35	1	4	140
VENTILADOR	40	1	1	40
LAMPADA FLUOR. 9W	9	4	4	144
LIQUIDIFICADOR	370	1	0,1	37
TOTAL				436



Figura 10.15: Pequena criação de cabras no interior da Bahia (Filho, 2006).



(a)



(b)

Figura 10.16: Sistema elétrico fotovoltaico isolado instalado em residência no alto sertão baiano. (a) Módulo fotovoltaico instalado no telhado; (b) interior da residência com lâmpadas instaladas (Filho, 2006).

Em pesquisa de campo realizada pela Coelba em 2006, verificou-se que 24% dos domicílios estão insatisfeitos e que destes, 77% alegam precisar de mais energia, conforme Figura 10.18. É preciso investir em novas alternativas que permitam a inclusão destas pessoas ao conforto mínimo do mundo atual (Filho, 2006).

Pesquisa de Campo



Resumo da tabulação da pesquisa de campo realizada pela COELBA/UNIFACS nos domicílios eletrificados com SIGFI13.(2006)			
Amostra: 343 questionários aplicados.			
Regiões Geográficas: Baixo Médio São Francisco, Oeste, Nordeste, Extremo Sul, Paraguaçu, Sudoeste, Piemonte da Diamantina, Serra Geral, Chapada Diamantina, Irecê, Médio São Francisco.			
Renda	Porcentagem	Valor Médio	OBS.
Quanto trabalham ou têm rendimento		1,80	
Renda Familiar		R\$ 359,85	
Possuem Bolsa Família	24%	R\$ 70,93	
Propriedade	Porcentagem	Valor Médio	OBS.
Distância da Sede do Município		55 km	
Tempo Gasto no Deslocamento até a Localidade		82 min	
Proprietários do Domicílios	88%		
Período em que Possuem a Propriedade		22,5 anos	
Quantidade de Cômodos		6,26	
Quantidade de Pessoas Residentes no Domicílio		4,18	
Satisfação	Porcentagem	Valor Médio	OBS.
Satisfeitos	76%		
Insatisfeitos	24%		Destes, 77% alega precisar de mais energia.
Apresentaram Ocorrência de Falha no Sistema	19,2%		
Apresentaram Dificuldade no Recebimento da Conta de Luz	18,4%		

Figura 10.17: Pesquisa de campo realizada pela COELBA (Filho, 2006).

10.2.8 Dimensionamento do sistema de energia fotovoltaica conectada a rede

Os parâmetros para a determinação dos materiais e equipamentos para instalação do sistema de energia solar fotovoltaico conectado a rede são obtidos pelos cálculos abaixo:

Arranjo Fotovoltaico

A energia fornecida pelo arranjo é dada pela energia requerida pela demanda e a eficiência dos equipamentos que a compõe, Equação 10.5.

$$E_{\text{arranjo}} = \frac{E_{\text{útil}}}{\eta_{\text{inv}} \times \eta_{\text{iel}} \times \eta_{\text{peira}}} \quad [10.5]$$

Onde:

η_{inver} : Eficiência do inversor

η_{iel} : Eficiência da instalação elétrica

η_{poeira} : Eficiência devido ao acúmulo de partículas e impurezas

A perda por acúmulo de partículas sobre os módulos fotovoltaicos pode variar desde menos de 2% até mais de 25%, a limpeza dos módulos durante a

manutenção evita esse tipo de perda (Almeida, 2012). O circuito em corrente alternada apresenta perdas reduzidas, devido a poucas conexões e cabeamento mais curto. A utilização de transformadores para conectar os sistemas à rede impõe uma perda da ordem de 2% nas instalações elétricas (Almeida, 2012). Os inversores possuem faixas de tensão, frequência e impedância em que operam conectados à rede, redes instáveis ocasionam desligamentos constantes e reduzem o desempenho do sistema fotovoltaico (Almeida, 2012).

Área de módulo fotovoltaico

A instalação do módulo fotovoltaico depende da demanda requerida, a partir desta, obtém-se a área de módulo fotovoltaico para atender o consumo diário, Equação 10.6. Neste caso, é importante realizar um estudo cuidadoso para a escolha do modelo quanto ao dimensionamento e sua eficiência, principalmente, pois quanto maior a mesma, menor será a área de módulo necessária.

$$A_{\text{arranjo}} = \frac{E_{\text{arranjo}}}{\eta_{FV} \times HSP} \quad [10.6]$$

η_{FV} : Eficiência do módulo fotovoltaico

HSP: Trata-se do número de Horas com Sol Pleno em média diária a intensidade de 1000Wp/m² equivalente a energia total diária incidente.

A área do módulo é determinada pelas dimensões do mesmo, conforme Equação 10.7:

$$A_{\text{modulo}} = \text{comprimento} \times \text{largura} \quad [10.7]$$

O número de módulos para atender a demanda é definido pela Área do arranjo e pela área do módulo, Equação 10.8.

$$N_{\text{modulo}} = \frac{A_{\text{arranjo}}}{A_{\text{modulo}}} \quad [10.8]$$

Os módulos solares apresentam normalmente tensões de circuito aberto em torno de 20V, apropriadas para sistemas fotovoltaicos autônomos (com banco de baterias) pois este era aplicação mais comum até então. Com o crescente interesse por instalações conectadas à rede elétrica com tensões de 110 ou 220V, a indústria

lançou no mercado, módulos com tensões de circuito aberto mais elevadas. Em qualquer caso, para atingir a potência instalada de projeto, são utilizadas combinações série/paralelo entre os módulos (Rüther, 2004).

Escolha do inversor para micro e minigeração

O inversor é responsável pela conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos - que geram energia elétrica em corrente contínua (CC) e em tensão normalmente distinta da tensão de rede local - em corrente alternada (CA) e em tensão e frequência de rede, com baixo teor de harmônicos e onda de forma senoidal (Rüther, 2004). A escolha do inversor empregado no sistema fotovoltaico deve levar em conta os seguintes critérios:

- ✓ A tensão de circuito aberto *string* não pode ultrapassar a tensão máxima permitida na entrada do inversor. Deve-se observar cuidadosamente este critério, pois uma sobretensão na entrada do inversor pode danificar o equipamento irreversivelmente.
- ✓ O inversor deve ser especificado para uma potência igual ou superior a potência de pico do conjunto de módulos.

Contudo, deve-se atentar para não sobredimensionar o conjunto fotovoltaico, ou subdimensionar o inversor, pois a potência de pico do conjunto somente é atingida nas condições padronizada de teste. Na maior parte do tempo o conjunto fornece potência abaixo de sua capacidade nominal (Villalva & Gazoli, 2012).

Por exemplo, quando se interliga um inversor a conjunto fotovoltaico que tem potência de pico maior do que a suportada por ele, este não será danificado, porém impedirá o aproveitamento da potência máxima do conjunto fotovoltaico, quando ele estiver operando em sua capacidade nominal (Villalva & Gazoli, 2012).

Para o cálculo deve-se verificar na folha de dados do fabricante dos módulos a tensão de circuito aberto em STC², chamado de V_{co} ³. Assim, o $V_{co, string}$ é determinado pela Equação 10.9

$$V_{co, string} = N \times V_{co} \quad [10.9]$$

² Standard Test Conditions: refere-se às condições padronizadas de teste do módulo. Nela é considerado irradiância solar de 1000W/m² e a temperatura de 25°C.

³ V_{co} : Tensão de circuito aberto, esta é importante para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico.

Onde:

N é o número de módulos que compõem uma *string*.

Considerando um fator de segurança empírico de 10%, a tensão máxima na saída do *string* é calculada na Equação 10.10:

$$V_{co, string} (10\%) = V_{co, string} \times 1,1 \quad [10.10]$$

A Tabela 10.8 apresenta a proposta de classificação quanto à eficiência dos inversores para Sistemas fotovoltaicos adotados pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem do INMETRO (Pinto, Zilles, & Almeida, 2011).

Tabela 10.8: Proposta de classificação de inversores para sistema fotovoltaico segundo INMETRO (Pinto, Zilles, & Almeida, 2011).

Eficiência Brasileira ($\eta_{BR}\%$)	Classe
$\eta_{BR} > 96$	A
$96 > \eta_{BR} \geq 94$	B
$94 > \eta_{BR} \geq 92$	C
$92 > \eta_{BR} \geq 90$	D
$\eta_{BR} < 90$	E

11. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O consumo de água quente médio mensal para um grupo unifamiliar de 5 pessoas está apresentado Tabela 11.1, aqui também foi considerado ocupação de 7 pessoas durante os meses de junho e julho, e dezembro e janeiro devido a visitas e festas da época.

Tabela 11.1: Estimativa de consumo de água quente para grupo unifamiliar.

Vconsumo [m³]				
MES	BANHO	LAVATORIO	PIA_COZINHA	TOTAL
JAN	13,02	1,27	1,27	15,56
FEV	8,40	0,82	0,82	10,04
MAR	9,30	0,91	0,91	11,11
ABR	9,00	0,88	0,88	10,76
MAI	9,30	0,91	0,91	11,11
JUN	12,60	1,23	1,23	15,06
JUL	13,02	1,27	1,27	15,56
AGO	9,30	0,91	0,91	11,11
SET	9,00	0,88	0,88	10,76
OUT	9,30	0,91	0,91	11,11
NOV	9,00	0,88	0,88	10,76
DEZ	13,02	1,27	1,27	15,56

Para o aquecimento de água, utilizou-se a Norma NBR-15569/2008:

- Volume de armazenamento seja 75% do volume de consumo;
- Supõem-se que a temperatura de captação da água seja igual aquela do ar ambiente, calcula-se pela expressão a temperatura de armazenamento.
- Temperatura de consumo de 40°C;
- Temperatura ambiente média apresentada na Tabela 4.

Assim, utilizando as Equações 10.1 a 10.4, obteve-se o volume, a temperatura média para armazenamento e a Energia total a ser produzida pelo sistema, ou seja, a somatória da demanda térmica com a perda do sistema estimada em 15% do consumo, os valores estão apresentados na Tabela 11.2.

Tabela 11.2: Demanda mensal de água quente para grupo uni familiar no município de Urandi-BA.

MES	Volume [m ³]		Energia [kWh]				
	V consumo	Varmaz = 75% Vcons	T armaz [°C]	E útil [mês]	E perdas [mês]	E total [mês]	E total [dia]
JAN	15,56	11,67	45,17	280,47	42,07	322,54	10,40
FEV	10,04	7,53	45,37	187,95	28,19	216,15	7,45
MAR	11,11	8,34	45,13	199,05	29,86	228,90	7,38
ABR	10,76	8,07	45,37	201,38	30,21	231,59	7,72
MAI	11,11	8,34	45,70	221,02	33,15	254,17	8,20
JUN	15,06	11,29	46,13	322,21	48,33	370,54	12,35
JUL	15,56	11,67	46,23	338,38	50,76	389,13	12,55
AGO	11,11	8,34	45,73	222,31	33,35	255,66	8,25
SET	10,76	8,07	45,10	191,37	28,71	220,08	7,34
OUT	11,11	8,34	44,93	191,29	28,69	219,98	7,10
NOV	10,76	8,07	45,10	191,37	28,71	220,08	7,34
DEZ	15,56	11,67	45,10	276,85	41,53	318,38	10,27
MEDIA ANUAL	12,37	9,28	45,42	235,30	423,55	270,60	8,86

A determinação da área de sombreamento é obtida a partir do período de Irradiação Solar que é das 08:00 às 16:00. Para avaliarmos a sombra foi calculado nos horários de 08:00, 10:00, 12:00, 14:00 e 16:00, possibilitando o melhor aproveitamento do Sistema Solar, conforme apresenta Tabela 11.3 e 11.4.

Tabela 11.3: Determinação do Ângulo solar.

MÊS	DIA	N	δ	HS					ω				
				8,00	10,00	12,00	14,00	16,00	8,00	10,00	12,00	14,00	16,00
JAN	17	17	-20,9	7,99	9,99	11,99	13,99	15,99	-60,14°	-30,14°	-0,14°	29,86°	59,86°
FEV	16	47	-13	7,91	9,91	11,91	13,91	15,91	-61,29°	-31,29°	-1,29°	28,71°	58,71°
MAR	16	75	-2,4	8,00	10,00	12,00	14,00	16,00	-59,99°	-29,99°	0,01°	30,01°	60,01°
ABR	15	105	9,4	8,15	10,15	12,15	14,15	16,15	-57,71°	-27,71°	2,29°	32,29°	62,29°
MAI	15	135	18,8	8,22	10,22	12,22	14,22	16,22	-56,71°	-26,71°	3,29°	33,29°	63,29°
JUN	11	162	23,1	8,17	10,17	12,17	14,17	16,17	-57,51°	-27,51°	2,49°	32,49°	62,49°
JUL	17	198	21,2	8,06	10,06	12,06	14,06	16,06	-59,10°	-29,10°	0,90°	30,90°	60,90°
AGO	16	228	13,5	8,09	10,09	12,09	14,09	16,09	-58,62°	-28,62°	1,38°	31,38°	61,38°
SET	15	258	2,2	8,25	10,25	12,25	14,25	16,25	-56,23°	-26,23°	3,77°	33,77°	63,77°
OUT	15	288	-9,6	8,41	10,66	12,41	14,41	16,41	-53,91°	-20,14°	6,09°	36,09°	66,09°
NOV	14	318	-18,9	8,41	10,41	12,41	14,41	16,41	-53,91°	-23,91°	6,09°	36,09°	66,09°
DEZ	10	344	-23	8,26	10,26	12,26	14,26	16,26	-56,12°	-26,12°	3,88°	33,88°	63,88°

Tabela 11.4: Determinação do ângulo zenital e ângulo de sombra.

MÊS	θ_z					α				
	8,00	10,00	12,00	14,00	16,00	8,00	10,00	12,00	14,00	16,00
JAN	65,99°	29,29°	6,14°	29,03°	57,01°	24,01°	60,71°	83,86°	60,97°	32,99°
FEV	58,34°	30,40°	2,16°	27,97°	56,86°	31,66°	59,60°	87,84°	62,03°	33,14°
MAR	57,13°	32,07°	12,37°	29,17°	60,42°	32,87°	57,93°	77,63°	60,83°	29,58°
ABR	55,00°	36,58°	24,27°	31,29°	66,30°	35,00°	53,42°	65,73°	58,71°	23,70°
MAI	54,07°	42,65°	33,72°	32,22°	70,77°	35,93°	47,35°	56,28°	57,78°	19,23°
JUN	54,82°	46,46°	37,94°	31,48°	71,89°	35,18°	43,54°	52,06°	58,52°	18,11°
JUL	56,30°	45,93°	35,98°	30,00°	69,74°	33,70°	44,07°	54,02°	60,00°	20,26°
AGO	55,85°	40,02°	28,30°	30,44°	66,99°	34,15°	49,98°	61,70°	59,56°	23,01°
SET	53,63°	31,02°	17,37°	32,66°	65,34°	36,37°	58,98°	72,63°	57,34°	24,66°
OUT	51,46°	20,34°	7,88°	34,83°	64,60°	38,54°	69,66°	82,12°	55,17°	25,40°
NOV	51,46°	23,24°	7,14°	34,82°	63,04°	38,54°	66,76°	82,86°	55,18°	26,96°
DEZ	53,52°	26,00°	9,01°	36,60°	60,56°	36,48°	64,00°	80,99°	53,40°	29,44°

A Tabela 11.5, apresenta os dados referente a distância mínima entre os coletores para melhor aproveitamento da captação da energia solar variando de acordo com a hora do dia.

Tabela 11.5: Distância entre coletores variando entre 8 a 16 horas nos 12 meses do ano.

MÊS	DISTÂNCIA (m)				
	8,00	10,00	12,00	14,00	16,00
JAN	0,79	0,29	0,05	0,28	0,79
FEV	0,86	0,30	0,02	0,27	0,78
MAR	0,90	0,32	0,11	0,32	0,90
ABR	0,96	0,38	0,23	0,43	1,16
MAI	1,10	0,47	0,34	0,55	1,46
JUN	1,25	0,54	0,40	0,60	1,56
JUL	1,28	0,53	0,37	0,55	1,38
AGO	1,07	0,43	0,27	0,46	1,20
SET	0,82	0,31	0,16	0,39	1,11
OUT	0,67	0,19	0,07	0,37	1,07
NOV	0,64	0,22	0,06	0,35	1,00
DEZ	0,69	0,25	0,08	0,33	0,90

Ao observar os dados da tabela 11.5, verifica-se que os meses que determinam a distância mínima são os meses de inverno e com maior ocupação de Junho e Julho. Neste caso a distância seria de 1,56m.

A área coletora foi determinada pelo mês de junho que é de 4,27m², conforme apresenta a Tabela 11.6, considerando o coletor solar da Soletrol modelo Max Alumínio 2m². As definições para determinação da radiação total sobre a superfície

estão apresentadas no Anexo A. As principais especificações do mesmo estão apresentadas no ANEXO B e o detalhamento para determinação da área coletora e os números de coletores estão no ANEXO C.

- Área coletora: 2,0m²
- Eficiência: 59,7
- Dimensionamento: (2.000 x 1.000 x 55)mm
- Produção de energia térmica média mensal: 161,3kWh/mês

Tabela 11.6: Determinação da área coletora de no número de coletores.

Meses	A [m ²] (s/ η)	A [m ²] ($\eta=60\%$)	N coletores
JAN	2,22m ²	3,71m ²	1,85
FEV	1,39m ²	2,32m ²	1,16
MAR	1,32m ²	2,20m ²	1,10
ABR	1,45m ²	2,42m ²	1,21
MAI	1,66m ²	2,76m ²	1,38
JUN	2,56m ²	4,27m ²	2,14
JUL	2,47m ²	4,12m ²	2,06
AGO	1,71m ²	2,85m ²	1,43
SET	1,85m ²	3,08m ²	1,54
OUT	1,45m ²	2,42m ²	1,21
NOV	1,56m ²	2,59m ²	1,30
DEZ	2,21m ²	3,69m ²	1,84

Para atender a demanda deverão ser utilizados 2 coletores, totalizando uma área de 4m² conforme estudo da ANEEEL para aquecimento sola de cinco habitantes (ANEEL), Para o suprimento de água quente de uma residência típica, neste caso, cinco moradores, são necessários cerca de 4m² de coletor. O ângulo de inclinação para o município de Urandi, visando máxima energia durante todo ano é de 14,77°, onde o coletor encontra-se voltado para o equador.

Não justificaria os custos de instalação de mais um coletor para atender a demanda dos meses de junho e julho, que corresponde a 6,75% da energia produzida pelo coletor. Esta diferença será suprida pela resistência interna do boiler.

Pela informação do fabricante Soletrol, cada coletor é capaz de fornecer 161,3kWh/mês de energia térmica, sendo assim, os dois coletores somariam 322,60kWh/mês, uma média diária de 10,75kWh térmicos.

Os coletores devem ser conectados em paralelo, pois esta configuração possui bom funcionamento na circulação natural, onde não é necessária a instalação

de bomba o que tornaria o custo do sistema mais elevado. Neste caso, deve-se instalar o boiler em desnível, ou seja, os coletores devem estar, no mínimo, 30cm abaixo do boiler e a caixa d'água acima do mesmo, conforme apresenta Figura 11.1.

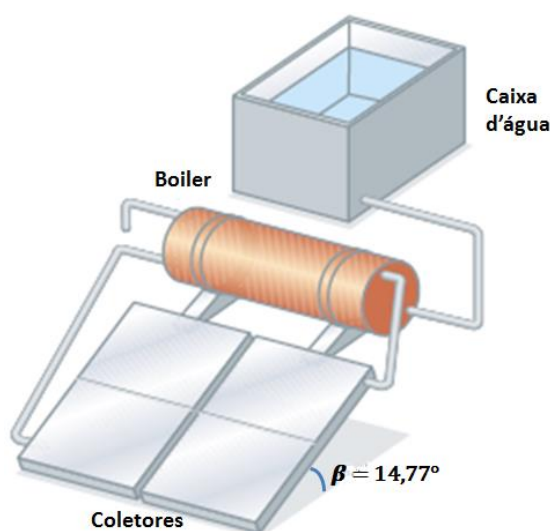


Figura 11.1: Conexão paralela dos coletores solares planos (ANEEL).

A estimativa de consumo de energia elétrica da residência foi realizada com base no simulador de consumo de energia elétrica da CEMIG e considerando a frequência de utilização de cada equipamento, a frequência de utilização mensal é apresentada no ANEXO A. Assim, utilizando a Equação 22, obteve-se o consumo estimado mensalmente apresentado na Tabela 11.7. Nela, observa-se que durante os meses de janeiro, junho, junho e dezembro, o consumo é maior, a ocupação que para cálculo serão considerados 7 pessoas. O consumo foi calculado proporcionalmente ao período de ocupação, utilizando os mesmos critérios de consumo das pessoas que compõem o grupo unifamiliar.

Tabela 11.7: Estimativa de consumo de energia elétrica considerando grupo unifamiliar.

ESTIMATIVA DE CONSUMO		
MÊS	ENERGIA ELÉTRICA (KWh)	
	MENSAL	DIÁRIO
JAN	216,14	6,97
FEV	184,99	6,61
MAR	201,50	6,50
ABR	192,39	6,41
MAI	197,99	6,39

JUN	206,70	6,89
JUL	212,54	6,86
AGO	197,99	6,39
SET	192,39	6,41
OUT	201,50	6,50
NOV	196,73	6,56
DEZ	216,14	6,97
MÉDIA ANUAL	201,42	6,71

Deve-se atentar para que a produção não gere excedentes excessivos, pois pelo sistema *net metering* os créditos deverão ser abatidos na conta do cliente em 36 meses, ou seja, os meses com menor consumo compensará os que terão consumo superior ao gerado pelo sistema. Caso o sistema seja subdimensionado o cliente pagará a conta de energia elétrica para concessionária, pois no final de cada mês a energia gerada será inferior à captada da rede, numa outra situação, também não vantajosa, se o sistema for superdimensionado o retorno do investimento nunca ocorrerá, uma vez que o sistema *net metering* foi criado para obtenção de crédito de consumo de energia elétrica.

Pelo Atlas solarimétrico, (CRESESB, 2000), tem-se que na região de Urandi-BA a Radiação solar e o índice médio de Horas de Sol Pleno diário, está descrito na Tabela 11.8.

Tabela 11.8: Radiação Solar média anual e Hora de sol Pleno.

Radiação média anual [18 MJ/m².dia]	5	kWh/m².dia
HSP (média diária anual) - 1000Wp	5	h.dia

No dimensionamento da área de captação da energia solar, foi utilizado o módulo Hanwalha 235W do fabricante Kyocera, aqui são apresentados os dados para o dimensionamento do sistema, mais detalhes do produto pode ser obtido no site do fabricante .

Fabricante: Kyocera
Modelo: Hanwalha 235W
Tensão pico: 30,1V
Corrente: 7,81A
Dimensões: (1,652 X 1,000 X 0,045)m
Eficiência do módulo: 14,2%

O inversor selecionado foi o Sunway modelo M XS 2200 TL, as características deste inversor está descrita no Anexo D e pode ser obtida pelo site do fornecedor http://www.santernio.com/fileadmin/user_upload/pdf/Catalogues/Solar/solar_ITEN_2013_web.pdf

Corrente máxima de entrada = 12,5Acc

Tensão máxima de entrada = 580Vdc

Potência nominal de entrada em CC = 2.324W

Rendimento máximo = 95,5%

A produção de energia deve levar em consideração a eficiência dos equipamentos que o compõe, conforme abaixo.

Eficiência do inversor: 95,5%

Eficiência instalação elétrica: 98%

Eficiência poeira e impurezas: 98%

A Tabela 11.9 apresenta a geração média de energia pelo sistema fotovoltaico.

Tabela 11.9: Geração de energia média pelo sistema fotovoltaico.

MÊS	Consumo médio mensal [kWh]	Radiação [MJ/m².dia]	Radiação [kWh/m².dia]	HSP [h.dia]	E produzida média diária [kWh]	E produzida média mensal [kWh]
JAN	216,14	18	5,00	5,00	7,56	234,43
FEV	184,99	20	5,56	5,56	7,17	200,64
MAR	201,50	20	5,56	5,56	7,05	218,55
ABR	192,39	18	5,00	5,00	6,96	208,67
MAI	197,99	16	4,44	4,44	6,93	214,74
JUN	206,70	15	4,17	4,17	7,47	224,19
JUL	212,54	16	4,44	4,44	7,44	230,52
AGO	197,99	16	4,44	4,44	6,93	214,74
SET	192,39	14	3,89	3,89	6,96	208,67
OUT	201,50	18	5,00	5,00	7,05	218,55
NOV	196,73	18	5,00	5,00	7,11	213,38
DEZ	216,14	18	5,00	5,00	7,56	234,43
MÉDIA ANUAL	201,42	18	5,00	5,00	7,28	218,46
Demanda anual	2417,002				Energia anual produzida	2621,52

Desta forma, pelas Equações 10.6, 10.7 e 10.8, têm-se a Área do arranjo fotovoltaico, considerando a demanda média diária anual:

$$A_{\text{arranjo}} = \frac{7,28}{0,142 \times 5}$$

$$A_{\text{arranjo}} = 10,254 \text{ m}^2$$

A área do módulo:

$$A_{\text{módulo}} = 1,652 \times 1,000$$

$$A_{\text{módulo}} = 1,652 \text{ m}^2$$

O número de módulos para atender a demanda é definido por:

$$N_{\text{módulo}} = \frac{10,254}{1,652}$$

$$N_{\text{módulo}} = 6,21$$

Portanto, são necessários 6 módulos para atender a demanda. A melhor ligação entre os módulos considerando as entradas do inversor adotado é a conexão em série, Figura 11.2, visando atender os parâmetros de entrada deste equipamento. Nesta configuração, tem-se a tensão de 220V e corrente de 8,44A, portanto a potência será 1.857W. Para segurança do sistema, deve-se escolher o inversor, 10% superior a tensão de V_{co} , ou seja, 242V, a máxima tensão na entrada deste equipamento é 580Vdc com potência de 2.640W. A tensão de saída é de 230V a 60Hz atendendo a demanda local.

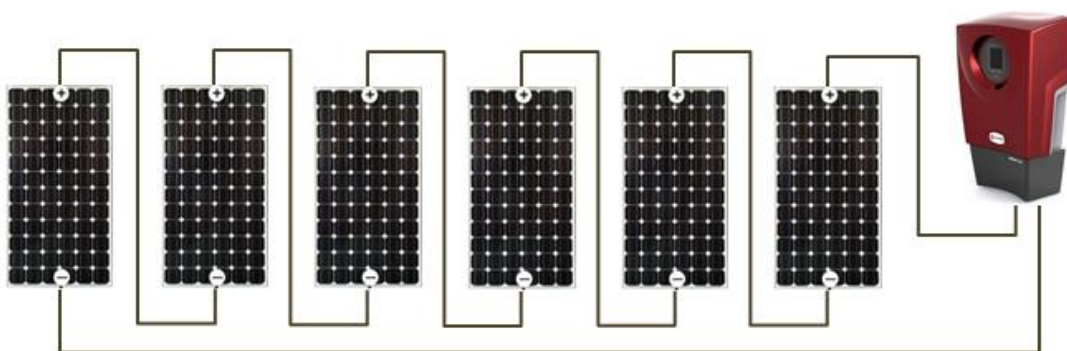


Figura 11.2: Módulos conectados em série com inversor MXS 2200 TL.

O ângulo ótimo de inclinação para melhor aproveitamento da captação solar pelo sistema é de β igual à latitude de $14,77^\circ$.

Considerando o mesmo módulo do estudo do grupo unifamiliar, eficiência de 14,2% e HSP médio de 5 horas/dia, observa-se que o município de Urandi-BA, tem capacidade de geração mais de 636,11GWh/dia numa área de 895,93km², se toda a extensão fosse coberta por módulos fotovoltaicos.

Com base no consumo anual de Urandi em 2009, Tabela 10.5, foi realizado um estudo do perfil médio de consumo do município, ou seja, o quanto a média de consumo de grupo de 5 pessoas diverge do grupo unifamiliar estudado e tido como padrão de conforto.

Consumo médio mensal do grupo unifamiliar	200 kWh/mês
Consumo médio mensal por pessoa do grupo unifamiliar	40kWh/mês
Área do arranjo	10,254m ²
Área do módulo	1,652 m ²
Eficiência do módulo	14,2%
HSP	5 h/dia
Número de habitantes do município	16.466
Número de residências	3.350

Assim, pela Tabela 11.10, pode-se extrair o consumo médio mensal residencial, visto ao dividir o número de habitantes em grupos de 5 pessoas, tem-se 3293,2 grupo. O número de residências é de 3350, o que corresponde a 4,91 habitantes, portanto, uma análise bem aproximada. Neste caso, será utilizado o número de residências como parâmetro comparativo.

Tabela 11.10: Consumo médio mensal do município de Urandi.

Consumo_2009 [kWh/mês]		
Anual	Médio mensal	Mensal/residências
2.665.628,00	222.135,67	66,31

$$\%Consumo\ de\ Urandi\ em\ relação\ ao\ grupo\ unimiliar\ estudado = \frac{66,31}{200}$$

$$Demanda = 0,3315$$

$$Demanda_{reprimida} = 1 - 0,3315 = 0,6685$$

$$Demanda_{reprimida} = 66,85\%$$

A área da demanda se fosse utilizado 100% em sistema fotovoltaico seria de:

$$A_{\text{arranjo } 200\text{kWh}/\text{mes}} = 31.255,40\text{m}^2$$

$$A_{\text{arranjo reprimida}} = 21.026,49\text{m}^2$$

A distância entre os módulos fotovoltaicos é determinada pelo mês de junho, conforme é apresentado na Tabela 11.11, devido ao maior índice de ocupação e menor irradiação solar no hemisfério sul.

Tabela 11.11: Distância entre módulos fotovoltaicos.

MÊS	DISTÂNCIA (m)				
	8,00	10,00	12,00	14,00	16,00
JAN	0,95	0,24	0,05	0,23	0,65
FEV	0,68	0,25	0,02	0,22	0,65
MAR	0,65	0,26	0,09	0,24	0,74
ABR	0,60	0,31	0,19	0,26	0,96
MAI	0,58	0,39	0,28	0,27	1,21
JUN	0,60	0,44	0,33	0,26	1,29
JUL	0,63	0,43	0,31	0,24	1,14
AGO	0,62	0,35	0,23	0,25	0,99
SET	0,57	0,25	0,13	0,27	0,92
OUT	0,53	0,16	0,06	0,29	0,89
NOV	0,53	0,18	0,05	0,29	0,83
DEZ	0,57	0,21	0,07	0,31	0,75

Sendo assim, considerando como base de conforto o consumo do grupo unifamiliar estudado de aproximadamente 200kWh/mês, ou seja, 40kWh mês/habitante, pode-se observar uma demanda reprimida de 66,85%, o que equivale a 133,69kWh, para atendê-la com energia fotovoltaica serão necessários uma área de arranjo fotovoltaico de 21.026,49m², totalizando 12.728 módulos interligado a rede de distribuição ou sistemas isolados. A Figura 11.3 ilustra uma possibilidade de conexão série e paralelo, respeitando a distância de 1,29m entre os módulos de uma string para melhor aproveitamento do sistema fotovoltaico, assim a área total para atender a demanda deveria ser de 36.625,6m² o que equivale a 4,09% da área total do município. Desta forma, não haveria aumento do consumo do município para concessionária local.

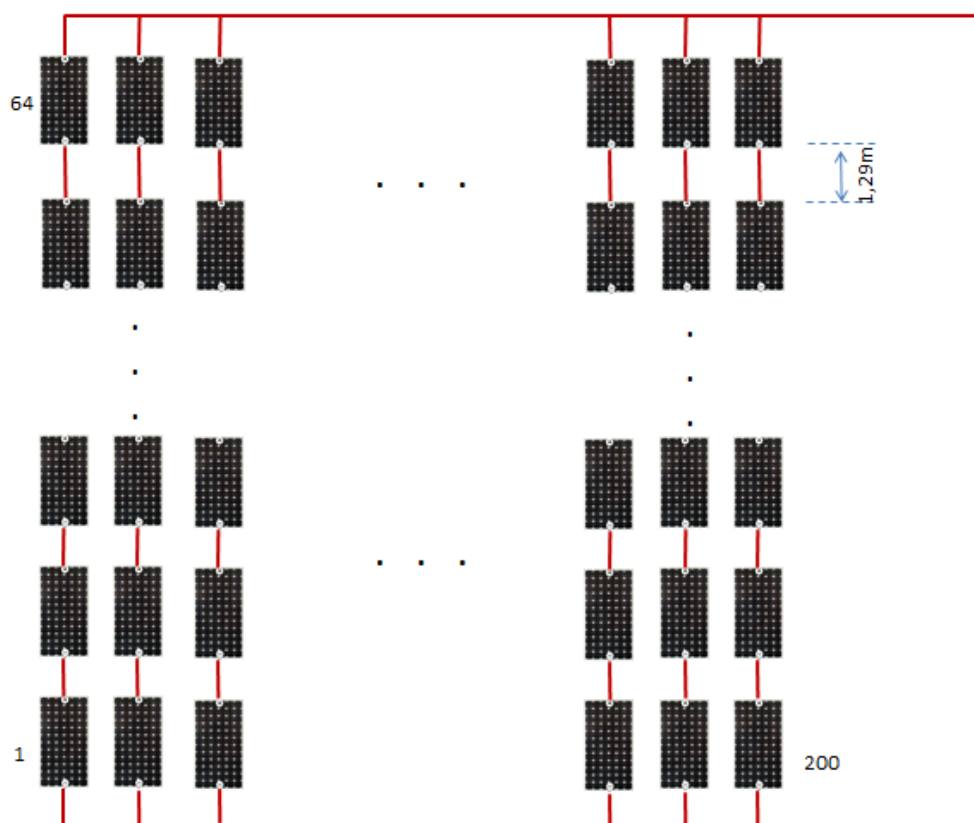


Figura 11.3: Possibilidade para conexão série-paralelo para atender a demanda reprimida de Urandi.

12. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O município de Urandi-BA, latitude $-14,77^\circ$, recebe irradiação solar média anual de $5\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$, o que possibilita um bom aproveitamento dos sistemas solares. Os meses determinantes para o dimensionamento do Sistema de Aquecimento para o grupo unifamiliar de 5 pessoas, são junho e julho (inverno), com menor irradiação solar e maior ocupação da residência devido às férias e festas tradicionais da época. Atualmente, no município de Urandi-BA, o aquecimento de água é utilizado basicamente para o banho, gerado pelo chuveiro elétrico, pois as temperaturas locais são elevadas, e em meses de verão, algumas pessoas não consomem ou pouco consomem de água quente. Há ainda residências que não possuem acesso a serviços básicos. Em 2009, existiam 641 residências sem acesso a energia elétrica, o que corresponde a 16,1% do total de residências.

O consumo médio mensal de energia elétrica do grupo unifamiliar é 200kWh , exceto energia térmica, para suprir a demanda é necessária uma área do arranjo fotovoltaico de $10,254\text{m}^2$ com 6 módulos.

Um Projeto de Aplicação de Sistemas Fotovoltaicos desenvolvido pela Coelba para o Programa Luz para Todos em 2006 do Governo Federal, amenizou o problema em algumas localidades que não tem acesso à energia elétrica convencional, mas está muito aquém da linha de conforto se comparado com grupo unifamiliar, pois o mesmo supre apenas a demanda $13,08\text{kWh/mês}$, basicamente para iluminação, TV e rádio relógio, não suportam o consumo uma geladeira, hoje item indispensável para conforto de uma família. Os pequenos criadores de animais para subsistência, por exemplo, não tem onde armazenar o leite ou a carne que extraem do animal, tendo que consumi-lo no mesmo dia e em pouco tempo para que não haja risco de perder os alimentos.

O consumo médio anual do município em 2009 era de $66,31\text{kWh/mês}$ por residência, se consideramos o grupo unifamiliar como padrão de conforto, observa-se que há uma demanda reprimida de 66,85%. Para atendê-la, utilizando o sistema fotovoltaico, seria necessária uma área do arranjo de $21.026,49\text{m}^2$, totalizando 12.728 módulos interligados a rede de distribuição ou em sistemas isolados. Desta forma, não há aumento do consumo do município para concessionária local e permite que os habitantes de Urandi-BA vivam com mais conforto e dignidade.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- ABINEE. (06 de 2012). *Associação Brasileira de Indústria Elétrica e Eletrônica*. Acesso em 08 de 2012, disponível em ABINEE:
http://www.cogen.com.br/Solar/Biblioteca_Virtual/Proposta_fotovoltaic_empresas_v10.pdf
- ABNT - NBR 15569:2008. (2008). *ABNT - NBR 15569:2008*. Acesso em 06 de 2012, disponível em Ebah: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAFt8sAF/norma-abnt-nbr-15569>
- ABRAVA. (02 de 2012). *Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento*. Acesso em 05 de 2012, disponível em O mercado elege o Sol:
<http://www.abrava.com.br/?Canal=8&OperId=3937&Channel=Tm90JiMyMzc7Y2lhcw==>
- Abreu, S. L. (11 de 2008). *Intradoção ao Aquecimento Solar*. Acesso em 10 de 2012, disponível em FEEVALE: <http://aplicweb.feevale.br/site/files/documentos/pdf/23123.pdf>
- ANEEL. (s.d.). *Energia Solar*. Acesso em 10 de 2012, disponível em Energia Solar:
[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf)
- Barreira, H. E., & Ribeiro, O. (07 de 2006). *Universidade do Porto*. Acesso em 08 de 2012, disponível em FEUP: http://paginas.fe.up.pt/~ee98023/Relatorio_de_estagio_final.pdf
- Casa & Planos. (s.d.). *Painel Fotovoltaico e Painéis Solares*. Acesso em 01 de 2013, disponível em Casa & Planos: <http://www.casaepianos.com/energia/painel-fotovoltaico.html>
- Casas de Madeira. (s.d.). *Energia Solar*. Acesso em 02 de 2013, disponível em Casas de Madeira:
<http://www.casasdemadeirainformacao.com/energias.htm>
- CEMIG. (2011). *Simulador de consumo CEMIG*. Acesso em 10 de 2012, disponível em CEMIG:
<http://www.cemig.com.br/Atendimento/Documents/SimuladorDeConsumo/Cemhttp://www.cemig.com.br/Atendimento/CientesResidenciaisEDemaisClasses/Paginas/SimuladorDeConsumo.aspxig%20-%20Estime%20seu%20Consumo2.htm>
- CODEVASF. (04 de 2010). *Médio São Francisco*. Acesso em 10 de 2012, disponível em Companhia de Desenvolvimento dos Vales de São Francisco e do Parnaíba:
<http://www.codevasf.gov.br/osvales/vale-do-sao-francisco/recus/medio-sao-francisco>
- Corrêa, M. d. (06 de 2003). *ÍNDICE ULTRAVIOLETA: AVALIAÇÕES E APLICAÇÕES*. Acesso em 05 de 2012, disponível em USP: http://www.master.iag.usp.br/www-cptec/indiceuv/Tese_mpcorrea.pdf
- Correio Braziliense. (22 de 02 de 2012). *Correio Braziliense*. Acesso em 05 de 2012, disponível em Correio Braziliense:
http://www.correio braziliense.com.br/app/noticia/brasil/2012/02/22/interna_brasil,290688/uff-e-empresa-alema-vao-atuar-na-geracao-de-energia-solar-e-eolica.shtml
- Costa, H. S. (11 de 2010). *Avaliação do fato de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Fonte: 12

CRECESB. (02 de 2008). *Tutorial de Energia Fotovoltaica*. Acesso em 05 de 2012, disponível em CRECESB: <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?catid=4>

CRESESB. (2000). *Atlas Solarimétrico do Brasil*. (E. u. UFPE, Editor, C. Tiba, Produtor, & Universidade Federal de Pernambuco) Acesso em 03 de 2012, disponível em CRESEB: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2006). *Solar Engineering of Thermal Process*. Wiley, John & Sons, In. 6ª Edição.

Electrónica. (2008). *Instalação Sistemas Solares Fotovoltaicos*. Acesso em 08 de 2012, disponível em Electrónica: <http://www.electronica-pt.com/index.php/content/view/273/204/>

Fernandes, A. (06 de 2012). *Valor Econômico*. Acesso em 08 de 2012, disponível em Fabricante chinesa de aquecedor solar quer abrir 5 mil lojas no Brasil: <http://www.valor.com.br/empresas/2720424/fabricante-chinesa-de-aquecedor-solar-quer-abrir-5-mil-lojas-no-brasil>

Folha Verde News. (07 de 2012). *CHINESES QUEREM APROVEITAR POTENCIAL FORA DO COMUM DE ENERGIA SOLAR NO BRASIL*. Fonte: Folha Verde News: <http://folhaverdenews.blogspot.com.br/2012/07/chineses-querem-aproveitar-potencial.html>

Freitas, S. S. (11 de 2008). *Dimensionamento de sistema fotovoltaico*. Acesso em 12 de 2012, disponível em Biblioteca Digital: O inversor deve ser seleccionado tendo por base o valor da potência calculada inicialmente, que no

FUNVERDE. (07 de 2012). *O sol nasce para todos, mas o Brasil não aproveita*. Acesso em 09 de 2012, disponível em FUNVERDE: <http://www.funverde.org.br/blog/archives/10856>

Galvani, D. E. (s.d.). *Radiação Solar parte 2*. Acesso em 11 de 2012, disponível em Universidade de São Paulo: http://www.geografia.fflch.usp.br/graduacao/apoio/Apoio/Apoio_Emerson/Radiacao_Solar_parte_2.pdf

Grandin, F. (2012). Leilão solar à vista. *Brasil Energia*, 80.

Grandin, F. (2012). O Sol já vale a pena. *Brasil Energia*, 80-83.

Lindseth, A. (01 de 2010). *Geopolítica do Petróleo*. Acesso em 05 de 2012, disponível em China se consolida como maior mercado para aquecimento de água termosolar: <http://geopoliticadopetroleo.wordpress.com/2010/08/02/china-se-consolida-como-maior-mercado-para-aquecimento-de-agua-termosolar/>

Medeiros, N. A. (06 de 2008). *Sistema de observação e análise para Parques Fotovoltaicos*. Acesso em 08 de 2012, disponível em FEUP: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/57618/2/Texto%20integral.pdf>

Meteorologia. (s.d.). *Glossario de meteorologia*. Acesso em 11 de 2012, disponível em Meteorologia: <http://sor.meteorologia.es/web/informacion/glosario/est29.action;jsessionid=01D07892837E93C8BD8B92E517B5183A.SOR-EUME01>

Moszkowicz, M. (2011). *III Forum Capixaba de Energia*. Acesso em 09 de 2012, disponível em Governo do Espírito Santo: <http://www.aspe.es.gov.br/PALESTRAS/III%20Forum%20de%20Energia/Maur%C3%ADcio%20Moszkowicz.pdf>

MPX - Grupo EBX. (11 de 2011). *MPX - Grupo EBX*. Acesso em 09 de 2012, disponível em CREA Rio de Janeiro: <http://www.crea-rj.org.br/wp-content/uploads/2011/12/MPX-MAUR%C3%8DCIO-MOSZKOWCZ.pdf>

Neto, M. R., & Carvalho, P. (2012). *Geração de Energia Elétrica*. São Paulo: Érica.

Oliveira, F. P., & Garcia, J. T. (s.d.). *Célula fotovoltaica de silício*. Acesso em 11 de 2012, disponível em USP - Escola de Engenharia de Lorena: http://www.demar.eel.usp.br/eletronica/2010/Celula_fotovoltaica_de_Si.pdf

Pereira, A. (08 de 2012). *Geração de energia para condomínio utilizando sistema fotovoltaico autônomo - Estudo de caso em edifício residencial com seis pavimentos*. Acesso em 12 de 2012, disponível em <http://www.cecc.eng.ufmg.br/trabalhos/pg2/93.pdf>

Pereira, O., & Gonçalves, F. (2008). Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do Sisteade Tubarão-SC. *Revista Brasileira de Energia*, 25-45.

Pezzopane, J. R. (s.d.). *Meteorologia Agrícola*. Acesso em 10 de 2012, disponível em Energia solar e Agricultura: <http://www.ceunes.ufes.br/downloads/2/josepezzopane-topico%206%202009.pdf>

Pontes, E. d., Gusmão, M. G., & Pinto, T. d. (2012). Painéis solares: seu uso e contribuição para a preservação do meio ambiente. *Bolsista de Valor*, 341-343.

Rüther, R. (2004). *Edifícios solares fotovoltaicos*. Acesso em 10 de 2012, disponível em Universidade Federal de Santa Catarina: <http://www.fotovoltaica.ufsc.br/conteudo/paginas/6/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>

Sentelhas, P. (2009). *Radiação Solar, Balanço de Energia*. Acesso em 07 de 2012, disponível em Meteorologia Agrícola: <http://www.lce.esalq.usp.br/aulas/lce306/Aula5.pdf>

Silva, F. P. (2011). *Gestão de energia elétrica*. Acesso em 12 de 2012, disponível em Energia Solar: http://lge.deec.uc.pt/ensino/gee/trabalhos%20pesquisa/2004_2005/energia%20solar/es.PDF

Villalva, M., & Gazoli, J. (2012). *Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações*. São Paulo: Érica Ltda.

Wikipédia. (07 de 2012). *Heliógrafo*. Acesso em 11 de 2012, disponível em Wikipédia: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Heli%C3%B3grafo>

Wikipédia. (11 de 2012). *Horário solar aparente*. Acesso em 11 de 2012, disponível em Wikipédia:
http://pt.wikipedia.org/wiki/Hor%C3%A1rio_solar_aparente

Wimer, B. (s.d.). *Energia Fotovoltaica*. Acesso em 01 de 2013, disponível em ECO CASA:
<http://www.ecocasa.com.br/energia-fotovoltaica.asp>

ANEXO A: Componente de radiação direta e difusa

A componente de Radiação Direta e Difusa Média Diária é dada pelas equações apresentadas abaixo em função do K_T

$$\frac{H_d}{H} \begin{cases} = 0.99 & \text{for } K_T \leq 0.17 \\ = 1.188 - 2.272 K_T + 9.473 K_T^2 - 21.865 K_T^3 + 14.648 K_T^4 & \text{for } 0.17 < K_T < 0.75 \\ = -0.54 K_T + 0.632 & \text{for } 0.75 < K_T < 0.80 \\ = 0.2 & \text{for } K_T \geq 0.80 \end{cases}$$

A Radiação Direta e Difusa Diária Média Mensal é dada pela Equação a seguir:

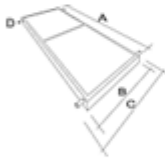
$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 0,775 + 0,00653(\omega_s - 90) - [0,505 + 0,00455(\omega_s - 90)] \cos[115\overline{K}_T - 103]$$

ANEXO B: Determinação do consumo médio mensal do grupo unifamiliar

			FREQUENCIA DE UTILIZAÇÃO EM HORAS (h/mês)											
EQUIPAMENTO	Qtd	Po (W)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Aspirador de Pó	1	600	1,7	1,3	1,7	1,3	1,7	5,0	5,0	1,7	1,7	1,7	1,7	5,0
Batedeira	1	180	5,0	8,0	5,0	8,0	5,0	10,0	10,0	5,0	5,0	5,0	5,0	10,0
Carregador celular	5	15	15,0	12,0	15,0	12,0	15,0	30,0	30,0	15,0	15,0	15,0	15,0	30,0
Computador	1	200	93,0	56,0	62,0	60,0	62,0	90,0	93,0	62,0	60,0	62,0	60,0	93,0
Ferro de Passar	1	1000	7,5	4,0	5,0	4,0	5,0	120,0	120,0	5,0	5,0	5,0	5,0	120,0
Geladeira	1	190	744,0	672,0	744,0	720,0	744,0	720,0	744,0	744,0	720,0	744,0	720,0	744,0
Impressora	1	25	10,3	7,0	7,8	7,5	7,8	60,0	62,0	7,8	7,5	7,5	7,5	62,0
Lâmpada Flu.15W	15	20	46,5	28,0	31,0	30,0	31,0	60,0	62,0	31,0	30,0	31,0	30,0	62,0
Lavadora_Roupa	1	1000	7,0	7,0	8,0	7,0	8,0	1,2	1,2	7,0	7,0	7,0	7,0	1,2
Liquidificador	1	300	5,0	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Microondas	1	1500	2,6	0,8	1,2	0,8	1,2	30,0	30,0	1,2	1,2	1,2	1,2	30,0
Mini System	1	220	15,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Rádio Relógio	2	5	744,0	672,0	744,0	720,0	744,0	720,0	744,0	744,0	720,0	744,0	720,0	744,0
Telefone Sem Fio	1	5	744,0	672,0	744,0	720,0	744,0	720,0	744,0	744,0	720,0	744,0	720,0	744,0
Televisão	1	250	93,0	84,0	93,0	90,0	93,0	0,0	0,0	93,0	90,0	93,0	90,0	0,0
Ventilador	1	120	20,0	10,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	10,0	0,0
DVD	1	150	14,0	8,0	6,0	8,0	6,0	0,7	0,7	6,0	6,0	6,0	6,0	0,7
Exaustor de fogão	1	170	5,1	2,3	2,6	2,5	2,6	5,0	5,1	2,6	2,5	2,6	2,5	5,1

ANEXO C: Coletor solar SOLETROL

http://www.soletrol.com.br/produtos/coletor_solar/max200.php

Modelo	Max Alumínio 2,00 m²	
Características		
Opções de Superfície Coletora	Alumínio	
Disposição	Vertical	
Área Coletora Nominal	2,06 m²	
Área Coletora Real	2,00 m²	
Peso Aproximado	26 Kg	
Pressão de Trabalho	40 m.c.a.	
Diametro dos Tubos de entrada/saída de água	22 mm	
Dimensões	 A - Comprimento: 2000 mm B - Largura : 1000 mm C - Largura (incluindo tubos) : 1070 mm D - Altura: 55 mm	
Garantia	5 anos*	
Caixa Externa	Alumínio	Inox
Classificação do INMETRO	A	A
Eficiência Energética Média (%)	59,7	59,7
Produção Média Mensal de Energia (kWh/mês)	161,3	161,3

ANEXO D: Determinando o número de coletores

A coletor	2	m ²
φ	-14,77°	°
1 kWh	3,60	MJ
φ - β	0,00	
β	-14,77°	
φ + β	0,00°	
cos (φ + β)	1,00	
cos (β)	0,97	
ρ	0,20	
η	0,60	

Para máxima energia durante todo ano, coletor voltado para o equador.

Para cálculo de R_b no hemisfério Sul

Adotando refletividade do solo igual a 0,2

Adotando eficiência estabelecida dos coletores de 60%

Meses	H (MJ/m ² .dia)	E total (kWh/dia)	E total (MJ/dia)	Ho (MJ/m ² .dia)			KT	δ	ωs	ωs									
				φ															
				-10,00°	-14,77°	-15,00°													
JAN	18	10,40	37,46	39,10	40,34	40,40	0,45	-20,9	95,78	90,00	0,93	1,05	0,88	0,48	8,71	16,84	2,22m ²	3,71m ²	1,85
FEV	20	7,45	26,83	38,90	39,38	39,40	0,51	-13,0	93,49	90,00	0,97	1,03	0,94	0,43	8,54	19,24	1,39m ²	2,32m ²	1,16
MAR	20	7,38	26,58	37,30	36,82	36,80	0,54	-2,4	90,63	90,00	1,00	0,98	1,02	0,39	7,86	20,14	1,32m ²	2,20m ²	1,10
ABR	18	7,72	27,79	34,20	32,77	32,70	0,55	9,4	87,50	90,00	0,99	0,89	1,11	0,38	6,82	19,17	1,45m ²	2,42m ²	1,21
MAI	16	8,20	29,52	30,70	28,70	28,60	0,56	18,8	84,85	90,00	0,93	0,79	1,18	0,37	5,85	17,80	1,66m ²	2,76m ²	1,38
JUN	15	12,35	44,46	28,90	26,61	26,50	0,57	23,1	83,54	90,00	0,92	0,74	1,25	0,36	5,36	17,34	2,56m ²	4,27m ²	2,14
JUL	16	12,55	45,19	29,60	27,50	27,40	0,58	21,2	84,13	90,00	0,93	0,76	1,22	0,35	5,58	18,30	2,47m ²	4,12m ²	2,06
AGO	16	8,25	29,69	32,60	30,88	30,80	0,52	13,5	86,37	90,00	0,97	0,85	1,15	0,40	6,33	17,36	1,71m ²	2,85m ²	1,43
SET	14	7,34	26,41	35,90	35,04	35,00	0,40	2,2	89,42	90,00	1,00	0,95	1,05	0,50	6,97	14,29	1,85m ²	3,08m ²	1,54
OUT	18	7,10	25,55	38,10	38,29	38,30	0,47	-9,6	92,56	90,00	0,99	1,02	0,96	0,45	8,14	17,58	1,45m ²	2,42m ²	1,21
NOV	18	7,34	26,41	38,90	39,85	39,90	0,45	-18,9	95,18	90,00	0,94	1,05	0,90	0,48	8,59	16,97	1,56m ²	2,59m ²	1,30
DEZ	18	10,27	36,97	39,00	40,34	40,40	0,45	-23,0	96,43	90,00	0,91	1,05	0,87	0,49	8,75	16,71	2,21m ²	3,69m ²	1,84
											TAB 1.6.1*		Plin. coletor						
													Interpalação						

ANEXO E: Inversor fotovoltaico SUNWAY

http://www.santernoc.com/fileadmin/user_upload/pdf/Catalogues/Solar/solar_ITEN_2013_web.pdf

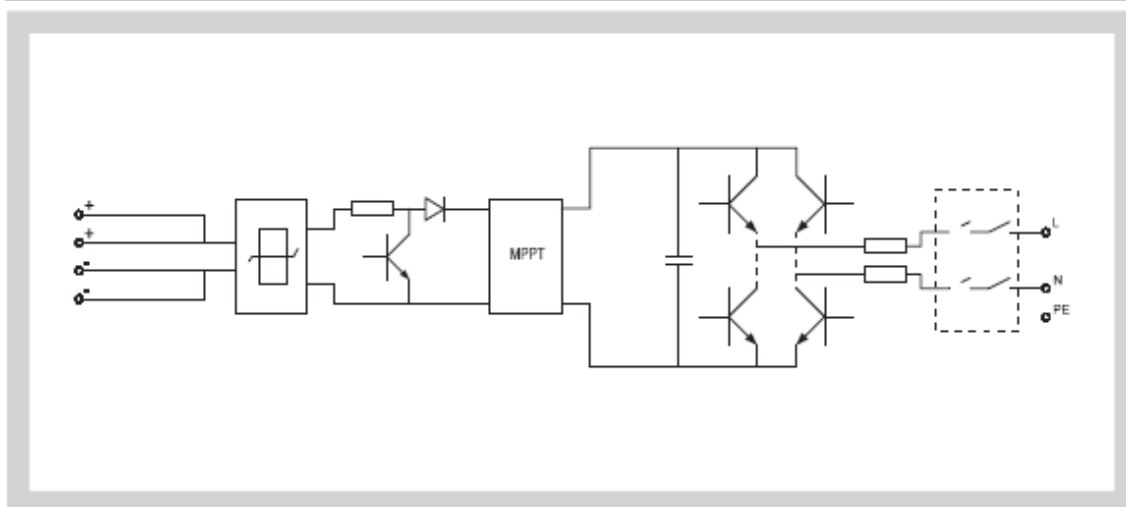
SUNWAY™ M XS 2200/3000/3800 TL



Conforme a AEEG 84/12 (CEI 0-21)
Compliant to AEEG 84/12 (CEI 0-21)

Caratteristiche di prodotto Product features			
Numero max. stringhe in ingresso Max. number of input strings	4	Umidità relativa Relative humidity	95% max.
Distorsione totale della corrente di rete Total grid current distortion	≤3%	Consumo in stop Losses when stopped	<10 W
Grado di protezione Degree of protection	IP65	Consumo notturno Night losses	<0.25 W
Range temperatura (senza declassamento) Temperature Range (no derating)	-25°C ÷ +45°C	Cos φ	1 (0.9 lead/lagging)

Schema e blocchi M XS 2200 TL
Block diagram M XS 2200 TL



Caratteristiche tecniche Technical features	M XS 2200 TL	M XS 3000 TL	M XS 3800 TL
Valori d'ingresso @ 45°C Input Ratings @ 45°C			
Potenza picco suggerita campo FV Suggested PV field peak power	2640 Wp	3600 Wp	4500 Wp
MPPT Range tensione MPPT Voltage range	125÷480 Vdc	125÷480 Vdc	125÷480 Vdc
Max. Tensione CC Max. DC voltage	580 Vdc	580 Vdc	580 Vdc
Potenza nominale d'ingresso in CC Rated DC input power	2324 W	3220 W	3995 W
Corrente massima d'ingresso Max. input current	12.5 A(dc)	2*10 A(dc)	2*12.5 A(dc)
Numero max. canali MPP indipendenti Max. number MPP independent channels	1	2	2
Numero inseguitori MPP indipendenti N. of Independent MPP Trackers	1	2	2
Valori d'uscita @ 45°C Output Ratings @ 45°C			
Potenza massima d'uscita Max. AC rated power	2428 W	3349 W	4175 W
Potenza nominale d'uscita Rated AC power	2208 W	3059 W	3795 W
Tensione Grid voltage	230 Vac +/- 15%	230 Vac +/- 15%	230 Vac +/- 15%
Frequenza di rete Grid frequency	50 Hz (60 Hz on demand)	50 Hz (60 Hz on demand)	50 Hz (60 Hz on demand)
Corrente nominale d'uscita Rated output current	9.6 A(ac)	13.3 A(ac)	16.5 A(ac)
Rendimenti Efficiency			
Rendimento Massimo Maximum efficiency	96.3%	96.3%	96.4%
Rendimento Europeo European efficiency	95.3%	95.4%	95.6%