

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE MINAS GERAIS
UNIDADE ITUIUTABA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ESTUDO DA VIABILIDADE DA APLICAÇÃO DE
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM SISTEMA
DE ORDENHA CANALIZADA**

OSWALDO ARANHA MARQUEZ NETO
WILSON JOSÉ CABRAL JÚNIOR

Ituiutaba / 2014

OSWALDO ARANHA MARQUEZ NETO
WILSON JOSÉ CABRAL JÚNIOR

**ESTUDO DA VIABILIDADE DA APLICAÇÃO DE
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM SISTEMA
DE ORDENHA CANALIZADA**

Trabalho de Final de conclusão submetido ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Estado de Minas Gerais (UEMG), Unidade Ituiutaba, como requisito parcial para obtenção de título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Walteno Martins Parreira Jr.

OSWALDO ARANHA MARQUEZ NETO

WILSON JOSÉ CABRAL JÚNIOR

ESTUDO DA VIABILIDADE DA APLICAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM SISTEMA DE ORDENHA CANALIZADA

Trabalho de Final de conclusão submetido ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Estado de Minas Gerais (UEMG), Unidade Ituiutaba, como requisito parcial para obtenção de título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Walteno Martins Parreira Jr.

Banca Examinadora:

Ituiutaba, 12 de dezembro de 2014.

Prof. Me. Walteno Martins Parreira Jr. (Orientador)

Prof. Esp. Clayton Pires Barbosa

Prof. Msc. Paulo César Peixoto

Ituiutaba / 2014

“No que diz respeito ao desempenho, ao compromisso, ao esforço, à dedicação, não existe meio termo. Ou você faz uma coisa bem feita ou não faz.” (Ayrton Senna).

AGRADECIMENTO

Agradecemos em primeiro lugar a Deus, por ter nos dado saúde e força para superar as dificuldades. Aos nossos familiares, pelo amor, incentivo e apoio incondicional. Ao nosso orientador, Professor Me. Walteno Martins Parreira Junior, pelo suporte no pouco tempo que lhe coube, pelas suas correções e incentivos. Aos nossos amigos e a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da nossa formação. Somos o resultado da compreensão e da força de cada um de vocês.

RESUMO

A obtenção de energia elétrica através das radiações solares utilizando o sistema fotovoltaico surge como uma interessante fonte alternativa de energia. Assim, este trabalho foi desenvolvido com o intuito de tornar uma instalação elétrica rural consumidora de energia elétrica, em uma instalação autossustentável, com sua energia sendo gerada pelo sistema fotovoltaico. Esta instalação elétrica trata-se de um sistema usado para captação e armazenamento do leite de bovinos, e encontra-se situada na propriedade rural do Senhor José Gervásio Franco, a qual está localizada em Ituiutaba, Minas Gerais. Desta forma, será feito um levantamento de todas as cargas consumidoras de energia elétrica presentes na instalação, e a partir disso será feito um estudo e posteriormente um dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico que atenda toda a demanda destas cargas. Por conseguinte, também será demonstrado o custo-benefício do uso deste sistema, usando de cálculos para ilustrar em quanto tempo o investimento feito será quitado. O objetivo é que toda a energia elétrica necessária para o funcionamento da instalação seja gerada através da energia proveniente das radiações solares, tornando-a independente e autossustentável.

Palavras Chave: Sistema Fotovoltaico, Sustentabilidade, Energia Solar.

ABSTRACT

Obtaining electricity through solar radiation using the photovoltaic system appears as an interesting alternative source of energy. This work was developed in order to become a rural wiring consumer of electricity, in a self-sustaining facility, with its energy being generated by the photovoltaic system. This wiring it is a system used to capture and bovine milk storage, and is located on the farm of Mr. José Gervasio Franco, which is located in Ituiutaba, Minas Gerais. Thus, a survey of all consumers of electricity loads of the installation will be done, and from there will be a study and then a sizing of a solar photovoltaic system that meets all the demand of these charges. Therefore, it will also be shown the cost-effective use of this system, using calculations to illustrate how long the investment made will be settled. The goal is for all the electricity required for the operation of the system is generated by energy from solar radiation, making it independent and self-sustaining.

Keywords: Photovoltaic System, Sustainability, Solar Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução do Mercado Brasileiro de Aquecimento Solar.....	18
Figura 2 – Produção mundial de células fotovoltaicas.....	20
Figura 3 – Relação entre as dimensões do Sol e da Terra.....	21
Figura 4 (a) e (b) – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,45°.....	22
Figura 5 - Variação da irradiância solar extraterrestre anual.....	24
Figura 6 - (a) Ilustração dos ângulos θ_Z , α e γ_S ; (b) ilustração dos ângulos β , γ , γ_S e θ .	26
Figura 7 - (a) Irradiância direta incidente sobre uma superfície horizontal; (b) Irradiância direta incidente sobre uma superfície inclinada.....	29
Figura 8 - Fluxo de potência global (em W/m ²).....	30
Figura 9 - Componentes da radiação solar.....	31
Figura 10 - Distribuição espectral da irradiância no topo da atmosfera.....	32
Figura 11 - Mapa brasileiro de irradiação solar em média anual.....	33
Figura 12 - Distribuição das tecnologias usadas na produção de células fotovoltaicas.....	37
Figura 13 - Cristal de silício tipo “N” e tipo “P”.....	38
Figura 14 - Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica.....	39
Figura 15 - Fatores que limitam a eficiência de uma célula fotovoltaica.....	40
Figura 16 - Curva característica I-V e de potência para uma célula fotovoltaica de 100 cm ²	42
Figura 17 - Curvas I-V de duas células fotovoltaicas associadas em série.....	44
Figura 18 - Curvas I-V de duas células fotovoltaicas associadas em paralelo.....	44
Figura 19 - Influência da irradiância solar incidente na curva característica I-V de uma célula de silício cristalino na temperatura de 25°C.....	45
Figura 20 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V.....	46
Figura 21 - Diodo de bloqueio evitando o fluxo de corrente da bateria.....	49
Figura 22 - Exemplo de SFI domiciliar.....	50
Figura 23 - Diagrama esquemático de um controlador de carga tipo paralelo.....	52
Figura 24 - Diagrama esquemático de um controlador de carga tipo série.....	52
Figura 25 - Classificação de inversores considerando o princípio de funcionamento.....	54
Figura 26 - Configuração de sistema fotovoltaico com conversão c.c.....	55
Figura 27 - Sistemas fotovoltaicos sem armazenamento para cargas de corrente contínua.....	56
Figura 28 - Sistema fotovoltaicos sem armazenamento para cargas de corrente alternada.....	57
Figura 29 - Sistemas fotovoltaicos com armazenamento para cargas de corrente contínua.....	57
Figura 30 - Sistemas fotovoltaicos com armazenamento para cargas de c.c. e (c.a.).....	58
Figura 31 - Sistema fotovoltaico híbrido.....	59
Figura 32 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	60
Figura 33 - Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	61
Figura 34 - Sistema de ordenha canalizada, instalada na propriedade rural do Sr. José Gérvasio Franco.....	62
Figura 35 - Fluxograma de um sistema fotovoltaico.....	65
Figura 36 - Esboço de montagem de painéis fotovoltaicos com ângulo de inclinação.....	67
Figura 37 - Inclinação ideal dos painéis fotovoltaicos nas capitais brasileiras.....	67

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Unidades para a radiação solar (irradiância e irradiação) e fatores de conversão.	24
Quadro 2 - Valores típicos de diversos “albedo” para diversos tipos de superfícies.	31
Quadro 3 - Classificação e disponibilidade de atendimento.....	34
Quadro 4 - Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratório até 2012.	40
Quadro 5 - Dados técnicos de baterias recarregáveis disponíveis atualmente no mercado.	48
Quadro 6 - Distribuição de cargas presentes no sistema.	64
Quadro 7 - Fatores de correção para o “verão” e o “inverno”.....	65
Quadro 8 - Investimento inicial da implantação do sistema.....	71
Quadro 9 - Custo total de manutenção em um horizonte de 25 anos.	71
Quadro 10 - Comparação do Sistema Atual com o Sistema Proposto.	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

Ah – Ampere-hora

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

c.a. – Corrente alternada

c.c. – Corrente contínua

CV – Unidade de potência, denominada de cavalo de vapor

$G_{d,h}$ – Componente direta da irradiância que incide normalmente a um plano horizontal

$G_{d,\beta}$ – Componente direta da irradiância que incide normalmente a um plano inclinado

GW – Gigawatt

GWp – Gigawatt pico

GW_{th} – Gigawatt térmico. Unidade de potência usada para caracterização de equipamentos para resfriamento, como condicionadores de ar, ou aquecimento, como coletores solares, centrais termelétricas ou turbinas.

h/dia – Horas por dia

Hz – Unidade de frequência, denominada Hertz.

$I_{o,ef}$ – Irradiância extraterrestre efetiva

Km – quilômetro. Equivalente a 1000 (mil) metros

kVA – Unidade de potência aparente, denominada quilo-volt-ampere.

kWh – Quilowatt-hora

kWp – Quilowatt pico

MW – Megawatt

MWp – Megawatt pico

pu – Sistema por unidade

SFH – Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

SFI – Sistemas Fotovoltaicos Isolados

SFV – Sistemas Fotovoltaicos

Si – Silício

SIGFI – Sistemas individuais de geração de energia elétrica com fontes intermitentes

SPPM – Seguidor do Ponto de Potência Máxima

STC – *Standard Test Conditions* (Condições Padrão de Ensaio)

TW – Terawatts

V – Unidade de tensão, denominada Volts

V_{OC} – Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico

W/m^2 – Watt por metro quadrado

Wp – Watt pico

α – Elevação solar ou altura

γ – Ângulo azimutal da superfície

γ_s – Ângulo azimutal do sol

θ – Ângulo de incidência

θ_z – Ângulo zenital

ω – Hora angular

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA	14
1.2	OBJETIVOS	15
1.3	JUSTIFICATIVA DO TRABALHO	15
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	16
2	ENERGIA SOLAR	17
2.1	SISTEMA DE ENERGIA FOTOTÉRMICA	17
2.2	SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	19
2.3	RADIAÇÃO SOLAR	20
2.3.1	GEOMETRIA SOL-TERRA	21
2.3.2	A RADIAÇÃO SOLAR NA SUPERFÍCIE TERRESTRE	29
2.4	RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº083/04 DA ANEEL	34
3	COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO	36
3.1	CÉLULA FOTOVOLTAICA	36
3.1.1	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA	37
3.1.2	MÓDULO FOTOVOLTAICO	41
3.1.3	CURVA CARACTERÍSTICA I-V	41
3.2	BATERIAS	47
3.3	DIODO DE BLOQUEIO	49
3.4	CONTROLADORES DE CARGA	49
3.4.1	CONTROLADORES DE CARGA TIPO PARALELO	51
3.4.2	CONTROLADORES DE CARGA TIPO SÉRIE	52
3.5	INVERSORES C.C./C.A.	53
3.6	INVERSORES C.C./C.C.	54
3.7	CONFIGURAÇÕES BÁSICAS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	55
3.7.1	SISTEMAS ISOLADOS SEM ARMAZENAMENTO	56
3.7.2	SISTEMAS ISOLADOS COM ARMAZENAMENTO	57
3.7.3	SISTEMAS MISTOS	59
3.7.4	SISTEMAS CONECTADOS À REDE	59
4	ESTUDO DE CASO: SISTEMA DE ORDENHA CANALIZADA – ZONA RURAL: SR. JOSÉ GERVÁSIO FRANCO	62
5	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	65
5.1	FATORES DE DIMENSIONAMENTO	66
5.2	QUANTIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	68
5.3	DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS	68
5.4	RESULTADO DO PROJETO PROPOSTO E ANÁLISE DA VIABILIDADE	70
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	74
	REFERÊNCIAS	76
	APÊNDICES	79
	APÊNDICE A - IMAGENS DA INSTALAÇÃO	79
	APÊNDICE B - MEMORIAL DE CÁLCULO DO PROJETO FOTOVOLTAICO	83

ANEXOS	84
ANEXO A – RESOLUÇÃO N°482 DA ANEEL, DE 17 DE ABRIL DE 2012.....	84

1 INTRODUÇÃO

O ser humano é completamente dependente da energia elétrica. Seja para o uso residencial, para produção industrial e até para a produção nas propriedades rurais. Desta forma, é possível observar que para a realização de grande parte das atividades exercidas pelo homem é imprescindível que haja energia elétrica.

Assuntos relacionados à energia estão cada vez mais inseridos no contexto político, econômico e ambiental. É necessário uma adaptação da energia elétrica à realidade atual, o recurso a combustíveis fósseis é insustentável a médio prazo e o recurso às energias renováveis para produção de energia elétrica é cada vez mais uma aposta global (PROENÇA, 2007).

No panorama atual das energias renováveis, a eletricidade proveniente da energia solar fotovoltaica assume particular relevo. Nos últimos dez anos, a capacidade instalada acumulada tem crescido a uma taxa média de 49% ao ano. Em 2013, cerca de 37 GW de nova capacidade de energia fotovoltaica foi instalado em cerca de 30 países – ou 100 MW por dia - elevando a capacidade mundial para mais de 135 GW (IEA, 2014, Tradução nossa).

O aquecimento de água é uma das formas mais viáveis de aproveitamento da energia solar. No meio rural, destaca-se a utilização de água quente na cadeia produtiva do leite, a qual é utilizada para a higienização dos equipamentos de ordenha (SOUZA et al., 2005). Sendo que a bovinocultura leiteira ocupa posição de destaque no cenário agropecuária brasileiro, por seu elevado valor de produção (BOTEGA et al., 2008).

Face ao atual cenário, surgem inúmeras possibilidades de negócios, tal como a aplicação da energia solar direta e a energia fotovoltaica voltada para aplicação em um ambiente rural, especificamente na produção de leite bovino, tornando-a produção autossustentável.

1.1 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA

Diante do aumento da demanda de energia no mundo, e levando em consideração os termos sustentabilidade e economia, o aproveitamento dos recursos naturais de maneira correta deve ser levado em conta. Neste quadro, a energia solar vem

ganhando destaque, pois se trata de uma tecnologia considerada limpa, com reduzido impacto ambiental. Sendo uma fonte de grande potencial no Brasil, que pode ser aproveitada para geração de energia elétrica através da tecnologia solar fotovoltaica.

Nas regiões rurais, o baixo consumo local, a grande dispersão dos usuários, a dificuldade de acesso e as restrições ambientais são condições que tornam a tecnologia solar fotovoltaica uma das soluções adequadas ao fornecimento de energia elétrica.

A energia solar fotovoltaica é uma forma bastante prática e eficiente de combater as mudanças climáticas e todos os problemas a ela associados. Diante da atual crise socioambiental, produzir energia limpa é uma das formas para caminharmos para um futuro mais sustentável.

1.2 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo um estudo do sistema fotovoltaico de geração de energia elétrica através da energia solar, e aplicar este mecanismo em uma instalação elétrica rural, utilizada para captação e armazenamento do leite de bovinos, para que esta se torne autossustentável.

Possui também, o intuito de, através de cálculos, demonstrar que por mais que não seja um investimento baixo, pode ser considerado economicamente viável, analisando o tempo de retorno e a relação custo/benefício.

1.3 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

Justifica-se este projeto, tendo em vista analisar a importância da utilização e implementação do sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica. Mesmo se tratando de um equipamento caro atualmente, a tendência ao longo dos anos é a redução dos custos, em função da escala de produção, dos avanços tecnológicos, do aumento da concorrência e dos incentivos governamentais.

Este tema foi escolhido devido à grande necessidade de se buscar fontes renováveis de energia, visando à conservação do meio ambiente. E neste contexto, destaca-se a energia solar, assunto que vem sido discutido em âmbito nacional e internacional, a qual é a fonte de energia abordada neste trabalho.

A aplicação da energia fotovoltaica é uma excelente solução para levar energia elétrica a lugares remotos ou difícil acesso, pois sua instalação em pequena escala não implica em grandes investimentos em linhas de transmissão e demandam pouca manutenção (ANEEL, 2012).

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho será organizado em cinco capítulos, a saber:

O primeiro capítulo consiste na contextualização do trabalho, através da introdução e dos objetivos do trabalho desenvolvido.

O segundo capítulo tratou-se a respeito da energia solar, focalizando os tipos de energia que podem ser obtidas através da mesma. Também se faz presente um estudo da radiação solar e de suas principais características.

No terceiro capítulo são apresentados, de forma sucinta, os diversos equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico, o qual se trata do alvo principal desta obra.

No quarto capítulo é apresentado estudo de caso, elucidando os dados levantados através de uma pesquisa de campo, dando uma introdução para o dimensionamento do sistema fotovoltaico.

No quinto capítulo é apresentado a metodologia de dimensionamento utilizada no estudo de caso. Não obstante, é apresentado uma análise da viabilidade econômica do projeto proposto, dando ênfase no tempo de retorno do investimento em tal projeto.

Seguido por Considerações Finais, Referências, Apêndices e Anexos.

2 ENERGIA SOLAR

Quase todas as fontes de energia hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos são formas indiretas de energia solar.

O sol produz continuamente 390 sextilhões (390×10^{21}) de quilowatts de potência. Como o sol emite energia em todas as direções, um pouco desta energia é desprendida, mas mesmo assim, a Terra recebe mais de 1500 quatrilhões ($1,5 \times 10^{18}$) de quilowatts-hora de potência por ano. (GENÁRIO, 2009)

Essa enorme potencialidade atualmente é substancialmente inutilizada. No Brasil, os altos índices de radiação e quase toda extensão territorial e as grandes reservas de silício de alta qualidade tem chamado a atenção de investidores e grandes empresas mundiais. (FINDER, 2011)

A radiação solar pode ser usada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. Pode ainda ser convertida diretamente em energia elétrica, por meio de efeitos sobre determinados materiais, entre os quais se destacam o termoelétrico e fotovoltaico.

2.1 SISTEMA DE ENERGIA FOTOTÉRMICA

Neste caso, o interesse é na quantidade de energia que um determinado corpo é capaz de absorver, sob a forma de calor, a partir da radiação solar incidente no mesmo.

A utilização desse tipo de energia implica não somente em captá-la, mas também em armazená-la. Os equipamentos mais difundidos com o objetivo específico de se utilizar a energia solar térmica são denominados coletores solares.

Os coletores solares são aquecedores de fluidos (de natureza líquida ou gasosa) e são classificados em coletores concentradores e coletores planos, diferenciados pela existência ou não de dispositivos de concentração de radiação solar. O fluido aquecido pode ser mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final. Os coletores concentradores estão associados a aplicações em temperaturas superiores a 100°C , chegando a alcançar temperaturas de 400°C para o acionamento de turbinas a vapor e posterior geração de energia elétrica. Já os coletores planos são utilizados, fundamentalmente, para aplicações residenciais e comerciais em baixa temperatura (cerca de 60°C), tais como: água aquecida para banho, ar quente para secagem de grãos,

aquecimento de piscinas, água aquecida para limpeza em hospitais, hotéis, áreas rurais etc.

Visando a redução do consumo de energia elétrica, os coletores solares são amplamente utilizados para aquecimento de água em residências, hospitais, hotéis etc.

Comparando em termos globais, o Relatório da Situação Global das Renováveis 2012 estima que a potência instalada acumulada no mundo, apenas para aquecimento de água e geração de calor, atingiu 232 GW_{th} ao final de 2011, o que o uso de uma área de, aproximadamente, 330 milhões de m². Além disso, o mesmo relatório, ainda, estima que mais de 200 milhões de residências no mundo usam coletores solares para aquecimento de água. Levando em conta apenas o Brasil, a área acumulada atingiu 8,49 milhões de m², o que supera 5,7 GW_{th}, sendo que deste número, 1,15 milhão de m² foram acrescentados apenas no ano de 2012. A Figura 1 ilustra a evolução do setor de aquecimento solar no mercado brasileiro, considerando como base a última década.

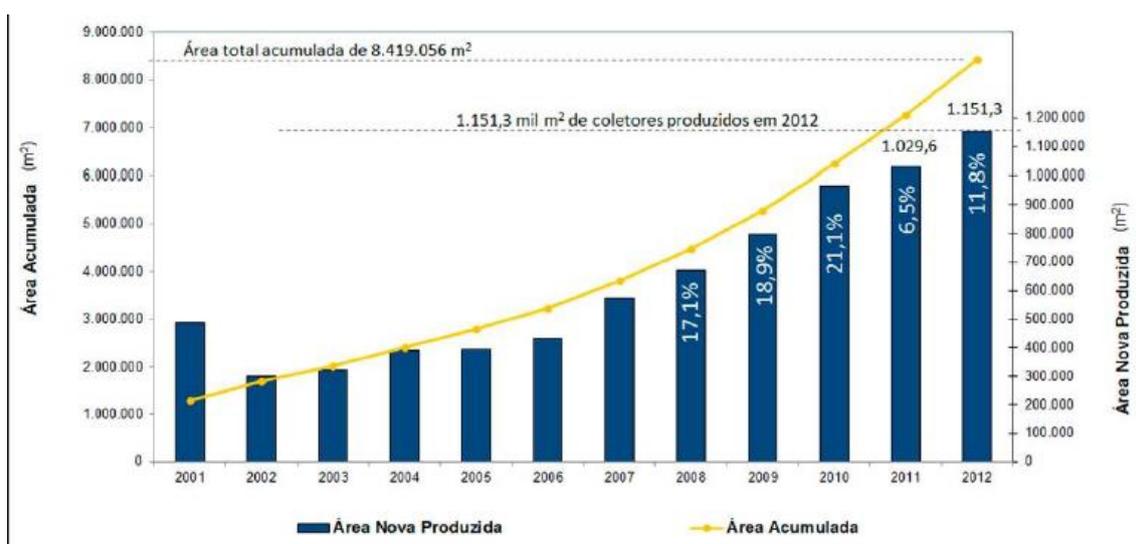


Figura 1 - Evolução do Mercado Brasileiro de Aquecimento Solar.

Fonte: Dasol (2013).

Uma grande vantagem dos sistemas solares térmicos é a possibilidade de serem acoplados a sistemas de armazenamento de calor, para uso em horários alternativos, os quais não coincidem com a incidência solar. Em razão disso, surge uma flexibilidade no despacho de energia elétrica, comparando com o sistema fotovoltaico. Além disso, há uma maior eficiência no processo de conversão de energia e de uma gama de aplicação amplamente maior. Ainda, há a possibilidade de integração com outras aplicações que necessitem de energia térmica.

Porém, um dos maiores desafios presentes no segmento industrial solar térmico é a queda significativa dos preços dos módulos fotovoltaicos, que tornam estes mais competitivos.

2.2 SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

O sistema de energia fotovoltaica tem como objetivo a transformação da energia proveniente da radiação solar que atinge a superfície terrestre em energia elétrica, levando em conta uma análise economicamente viável e uma possível vantagem com a relação a outras fontes de energia. Essa transformação da radiação solar em eletricidade é realizada pelo conjunto de módulos fotovoltaicos, o qual é composto por uma adequada combinação de módulos em série e paralelo, para obtenção de uma corrente contínua com valores de tensão e corrente apropriados.

O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel, no ano de 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos da estrutura de um material semicondutor, produzida pela absorção de luz. A célula fotovoltaica é a unidade essencial do processo de conversão.

Embora abundante na Terra, a energia solar para produção de energia elétrica não é muito utilizada. Nos países considerados desenvolvidos, este cenário vem sofrendo mudanças, devido a fortes incentivos concedidos para a instalação de sistemas fotovoltaicos. Neste contexto, a Figura 2 apresenta a evolução da produção mundial de células fotovoltaicas, tendo sido produzidos, em 2012, cerca de 36,2 GWp. Em comparação com a usina hidroelétrica de Itaipu, a maior central de produção de energia elétrica no Brasil, esta potência equivale a mais de duas vezes e meia a potência da usina. Ainda, nos últimos onze anos, o crescimento anual médio da indústria de células e módulos fotovoltaicos foi de 54,2%.

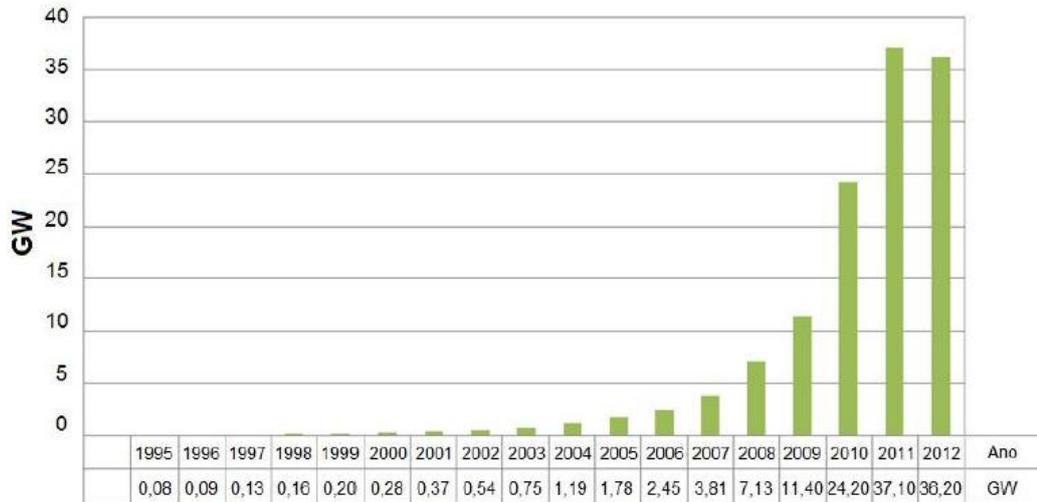


Figura 2 – Produção mundial de células fotovoltaicas.

Fonte: Modificado de Roney (2013)

2.3 RADIAÇÃO SOLAR

O sol é principal fonte de energia para a Terra. Além de ser responsável pela manutenção da vida no Planeta, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um potencial de sua utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, por exemplo, a energia térmica e a elétrica. (PINHO; GALDINO, 2014).

Para o estudo da radiação solar é preciso determinar com precisão a posição do Sol no céu para determinada localidade, data e instante do dia.

O movimento aparente do Sol no espaço é regido pelas leis da mecânica celeste e suas relações geométricas são expressadas em fórmulas de trigonometria esférica, em função da latitude (ϕ), declinação (δ) e ângulo horário do instante do dia (ω).

Os fenômenos que afetam a radiação solar no seu percurso através da atmosfera são os principais problemas para se quantificar a disponibilidade energética. Quando esta energia entra na atmosfera, existem dois tipos de fenômenos que podem influenciar o seu percurso: a geometria Sol-Terra e os fatores meteorológicos. Estes, por sua vez, serão os responsáveis por uma atenuação na quantidade de energia que poderia chegar até a superfície terrestre.

2.3.1 GEOMETRIA SOL-TERRA

A Terra, em seu movimento anual em torno do Sol descreve uma trajetória elíptica. A linha do equador tem uma inclinação em relação ao plano descrito por esta translação de aproximadamente $23,5^\circ$. O plano que contém esta trajetória é denominado eclíptica e a excentricidade desta órbita é tal que a distância da Terra ao Sol varia em $\pm 1,7\%$. Na figura 3, está representado a distância entre a Terra e o Sol.

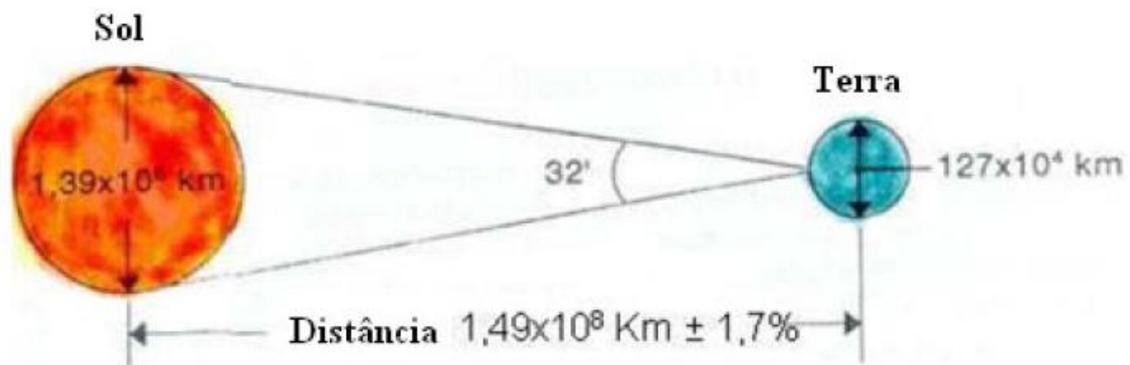


Figura 3 – Relação entre as dimensões do Sol e da Terra.

Fonte: Freitas (2009).

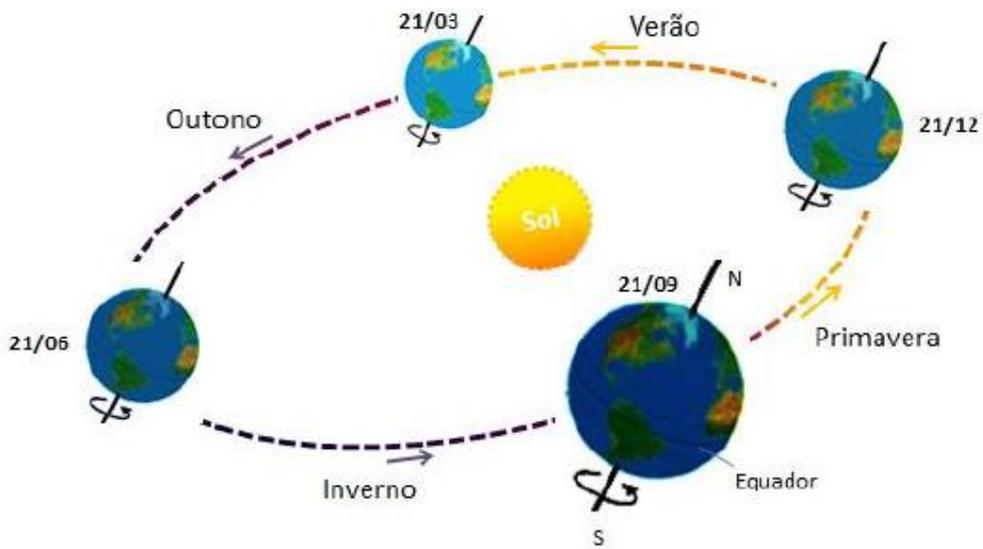
Duffie e Beckman propõem a seguinte expressão para corrigir a radiação solar por efeito da excentricidade da elíptica (**Eo**)

$$Eo = 1 + 0,33 \cos(2\pi dn / 365) \quad (2.1)$$

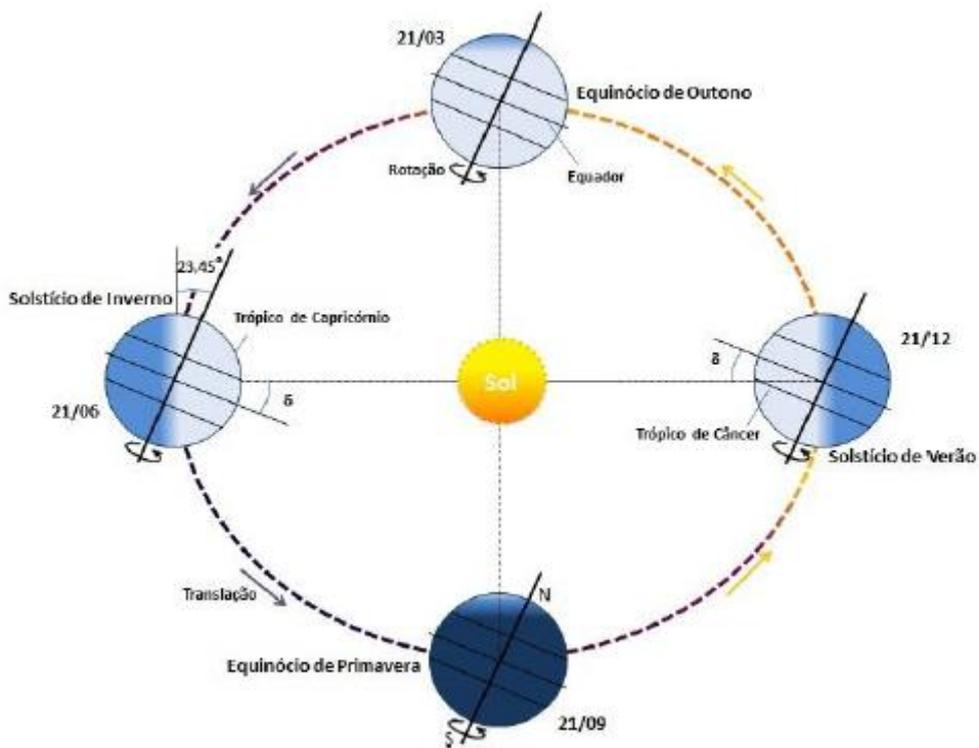
onde dn é o número do dia do ano, que varia de 1 até 365.

A inclinação gera a variação da elevação do Sol, na linha do horizonte, com respeito à mesma hora, ao longo dos dias, originando as estações do ano e modificando os cálculos da posição do Sol para determinada data. Nesta translação da Terra em torno do Sol destacam-se o solstício de verão, com duração mais longa do dia, o solstício de inverno, com duração mais curta do dia, e os equinócios de primavera e outono, onde o dia e a noite possuem a mesma duração. A Figura 4 (a) ilustra o movimento da Terra em

torno do Sol e as estações do ano para o hemisfério Sul e a Figura 4 (b) mostra a declinação solar (δ) em quatro posições da Terra ao longo de todo o ano.



(a)



(b)

Figura 4 (a) e (b) – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,45°.

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

A posição angular dos raios solares em relação ao plano do Equador é chamada de Declinação Solar (δ), e varia de acordo com o dia do ano. Portanto, sua variação fica dentro dos limites:

$$-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ \quad (2.2)$$

Considerando-se as convenções para a declinação solar e a latitude, positivas ao Norte e negativas ao Sul do Equador, a diferença entre a declinação e a latitude determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma dada localidade na Terra. Dessa forma, a declinação solar pode ser calculada pela equação 2.3.

$$\text{sen}(\delta) = -\text{sen}(23,45) \cos[(360/365,25)(n+10)] \quad (2.3)$$

onde n representa o dia do ano, contado de 1 a 365 a partir de 1 de janeiro (i.e. 01/jan $\rightarrow n = 1$;...; 31/dez $\rightarrow n = 365$).

Como escreve Pinho et al. (2008), o termo “radiação solar” é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificadamente denominado de irradiância solar, ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então de irradiação solar. Existem diversas unidades para se representar valores de radiação solar. O Quadro 1 mostra algumas destas unidades e os fatores de conversão.

Para converter de:	Para:	Multiplique por:
cal/cm ² .min	W/m ²	697,8
W/m ²	cal/cm ² .min	0,0014331
W/m ²	mcal/cm ² .s	0,023885
MJ/m ² .dia	kWh/m ² .dia	0,27778
Langley/dia	kWh/m ² .dia	0,01163
cal/cm ²	J/cm ²	4,1868
cal/cm ²	kWh/m ²	0,01163
J/cm ²	cal/cm ²	0,23885
J/cm ²	kWh/m ²	0,0027778
kWh/m ²	cal/cm ²	85,985
kWh/m ²	J/cm ²	360
Langley	cal/cm ²	1

Quadro 1 - Unidades para a radiação solar (irradiância e irradiação) e fatores de conversão.

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

Irradiância extraterrestre é a chamada irradiância solar que atinge a Terra, no topo da camada atmosférica. A constante solar (I_0) é definida como o valor da irradiância extraterrestre que chega sobre uma superfície perpendicular aos raios solares na distância média Terra-Sol, e seu valor é, aproximadamente, 1.367 W/m² (adotado pelo WRC – *World Radiation Center*). A Figura 5 ilustra o comportamento anual da irradiância extraterrestre, ou irradiância extraterrestre efetiva ($I_{0,ef}$).

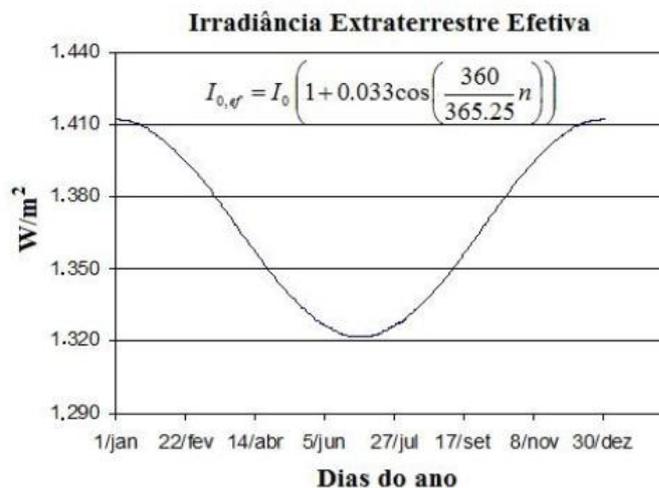


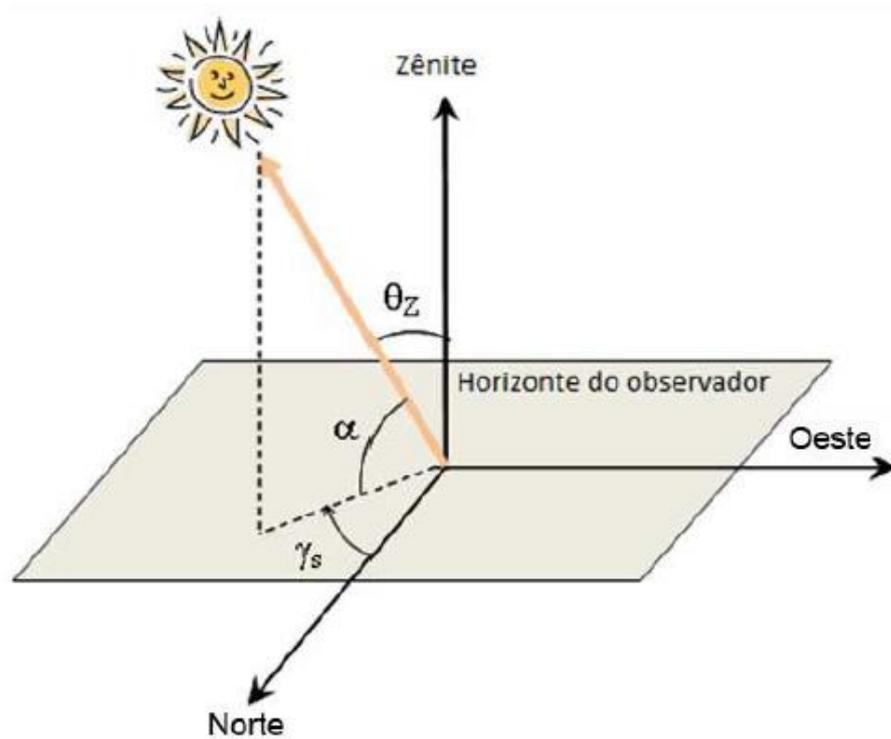
Figura 5 - Variação da irradiância solar extraterrestre anual.

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

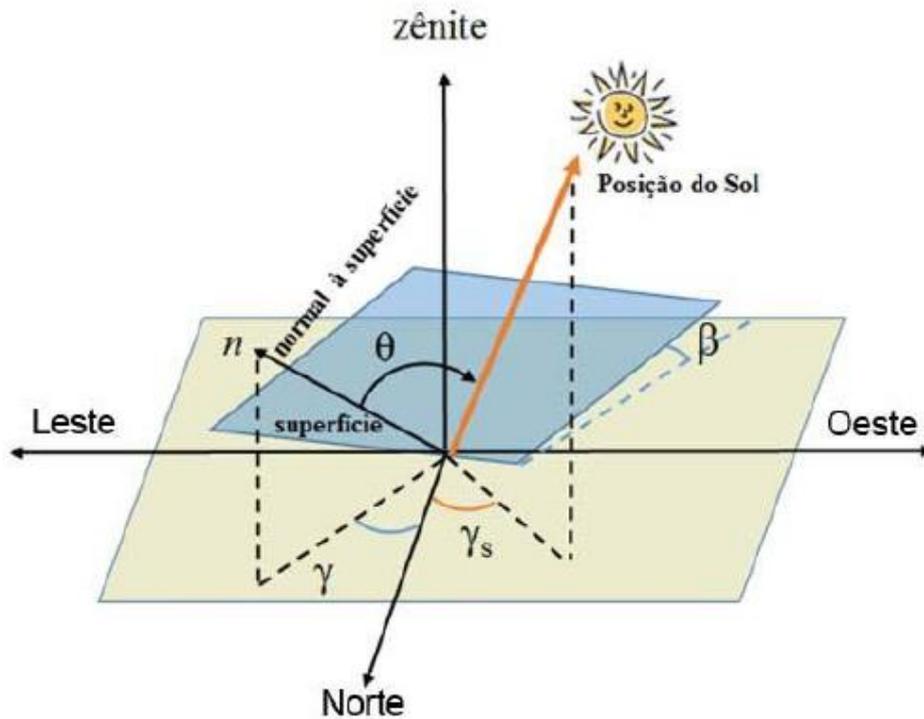
Nesta figura também é apresentada uma equação para o cálculo do $I_{0,ef}$ em função da constante solar (I_0) e do dia do ano (n).

2.3.1.1 ÂNGULOS DA GEOMETRIA SOLAR

As relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do sol e a superfície terrestre, são descritas através de diversos ângulos, o quais são ilustrados na Figura 6 e definidos posteriormente:



(a)



(b)

Figura 6 - (a) Ilustração dos ângulos θ_z , α e γ_s ; (b) ilustração dos ângulos β , γ , γ_s e θ .

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

- Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios solares e a vertical local (Zênite);
- Altura ou Elevação Solar (α): ângulo compreendido entre os raios solares e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador);

Visto que os ângulos mencionados acima são complementares (Figura 2.5 (a)), isto é:

$$\theta_z + \alpha = 90^\circ \quad (2.4)$$

- Ângulo Azimutal do Sol (γ_s): também denominado de azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O deslocamento angular é tomado a partir do Norte (0°) geográfico, sendo, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (a Oeste);

$$-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ \quad (2.5)$$

- Ângulo Azimutal da Superfície (γ): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Vale ressaltar que obedece às mesmas convenções do azimute solar;
- Inclinação da superfície de captação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal [0° 90°];
- Ângulo de incidência (θ): é o ângulo formado entre os raios solares e a normal à superfície de captação.

Outros ângulos não foram representados na Figura 6, porém são de igual importância e, então, serão definidos a seguir:

- Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular (ω): é o deslocamento angular Leste – Oeste do meridiano do Sol, a partir do meridiano local, e devido ao movimento de rotação da Terra. Conforme apresentado na Equação 2.6, cada hora solar (H_s) corresponde a um deslocamento de 15° . São adotados, como convenção, valores negativos para o período matutino, positivos para o período vespertino, e zero ao meio dia solar (i.e. momento em que o Sol cruza o meridiano local).

$$\omega = (H_s - 12) \cdot 15^\circ \quad (2.6)$$

O ângulo de incidência (θ_z) pode ser calculado em função da declinação solar (δ), do ângulo horário (ω) e da latitude local (ϕ), através da Equação 2.7.

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \cos \phi + \sin \delta \cdot \sin \phi \quad (2.7)$$

Vale ressaltar, ainda, que a partir da equação acima pode resultar o valor da duração do dia em determinada localidade e época do ano. Para tanto, o ângulo zenital é considerado igual a 90 graus ($\theta_z = 90^\circ$) e calcula-se o ângulo horário (ω) que, neste caso, é igual à hora angular do pôr-do-sol (ω_s). Levando em conta que o comprimento angular do dia varia entre $-\omega_s$ e $+\omega_s$, ao duplicar o valor de ω_s e converter a hora angular para hora solar ($15^\circ = 1$ hora), obtém-se o número teórico de horas de sol para o dia e local em questão.

O ângulo horário do pôr-do-sol pode ser obtido através da Equação 2.8, denotada por:

$$\omega_s = \cos^{-1} \left(-\frac{\text{sen}\phi \cdot \text{sen}\delta}{\text{cos}\phi \cdot \text{cos}\delta} \right) = \cos^{-1}(-\text{tg}\phi \cdot \text{tg}\delta) \quad (2.8)$$

Assim, o número teórico de horas de sol é calculado como:

$$N = \frac{2}{15} \cdot \omega_s \quad (2.9)$$

O ângulo de incidência (θ), entre os raios solares e uma superfície com orientação (γ) e inclinação (β) qualquer, poder obtido através da Equação 2.10.

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \cos\beta \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \cdot \cos\phi + \cos\beta \cdot \text{sen}\delta \cdot \text{sen}\phi \\ & + \text{sen}\beta \cdot \text{sen}\gamma \cdot \cos\delta \cdot \text{sen}\omega + \text{sen}\beta \cdot \text{cos}\gamma \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \cdot \text{sen}\phi \\ & - \text{sen}\beta \cdot \text{cos}\gamma \cdot \text{sen}\delta \cdot \cos\phi \end{aligned} \quad (2.10)$$

Os ângulos zenital (θ_z) e de incidência (θ) permitem calcular a componente direta da irradiância que incide normalmente a um plano horizontal ($G_{d,h}$) ou a qualquer superfície inclinada ($G_{d,\beta}$), desde que seja previamente conhecida a componente direta da irradiância incidente sobre a superfície, conforme a Equação 2.11. Essa informação é necessária para os cálculos de irradiância solar direta captada por dispositivos de conversão de energia solar. A Figura 7 ilustra o ângulo de incidência da irradiância solar direta sobre uma superfície horizontal e, também, sobre uma superfície inclinada.

$$\frac{G_{d,\beta}}{G_{d,h}} = \frac{G_d \cdot \cos\theta}{G_d \cdot \cos\theta_z} = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (2.11)$$

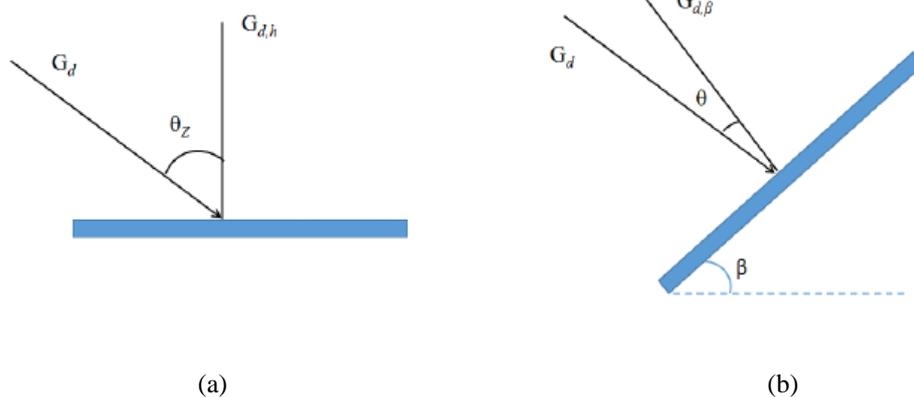


Figura 7 - (a) Irradiância direta incidente sobre uma superfície horizontal; (b) Irradiância direta incidente sobre uma superfície inclinada.

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

2.3.2 A RADIAÇÃO SOLAR NA SUPERFÍCIE TERRESTRE

Conforme foi mencionado anteriormente, a densidade média anual do fluxo energético proveniente da radiação solar, isto é, irradiância solar, quando medida num plano perpendicular à direção da propagação dos raios solares no topo da atmosfera terrestre recebe o nome de “constante solar” e seu valor corresponde à 1.367 W/m^2 .

Levando em conta que a Terra possui um raio médio de 6.731 Km , e considerando o valor da irradiância de 1.367 W/m^2 incidindo sobre a área projetada da Terra, conclui-se que a potência total disponibilizada pelo Sol à Terra, no topo do atmosfera, é de, aproximadamente, 174 mil TW (terawatts).

A partir de observações periódicas feitas a partir do espaço, é possível obter análises mais qualitativas dos fluxos de energia na Terra. Dessa maneira, Trenberth et al. (2009) atualizaram o diagrama de fluxo de potência global (Figura 8), baseados em medições de março de 2000 a novembro de 2005. Analisando esse diagrama, nota-se que cerca de 54% da irradiância solar que incide no topo da atmosfera, 7% é refletida e 47% é absorvida pela superfície terrestre (os outros 46% restantes são refletidos diretamente pela atmosfera). Ou seja, fazendo os cálculos, estima-se que da potência total fornecida pelo Sol à Terra, aproximadamente, cerca de 94 mil TW (terawatts) chegam efetivamente à superfície terrestre. O valor da irradiância solar incidente no topo da atmosfera é um fluxo médio anual recebido ao longo das 24 horas de um dia ($341,3 \text{ W/m}^2$).

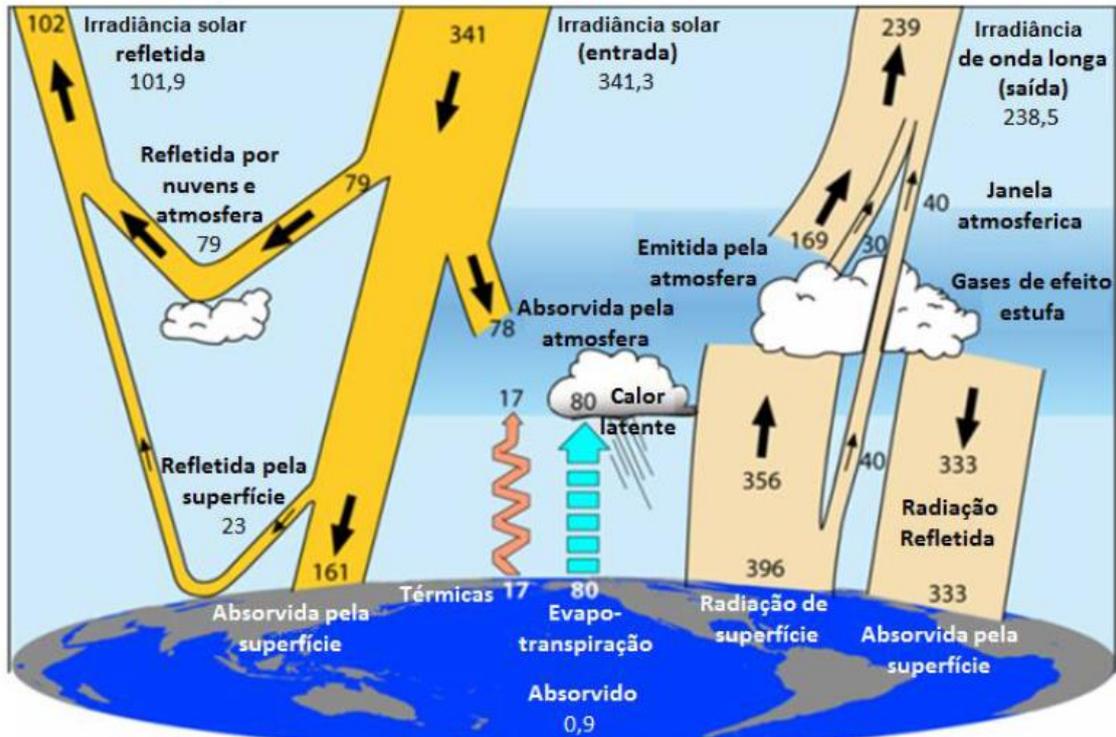


Figura 8 - Fluxo de potência global (em W/m²).

Fonte: Trenberth et al. (2009).

Considerando a radiação solar que chega à superfície terrestre e incidente sobre uma superfície coletora para geração de energia, seja ela térmica ou elétrica, tem – se que ela é constituída por uma componente direta e por uma componente difusa. A primeira é aquela que provém diretamente da direção do Sol, enquanto a segunda é proveniente de todas as direções e que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre. Mesmo num dia sem nuvens, cerca de 20% da radiação que atinge a superfície é de gênero difusa. Por outro lado, em dias nublados, não há radiação direta, sendo assim, 100% da radiação é difusa.

Caso a incidência se dê em uma superfície inclinada com relação á horizontal, surgirá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (vegetação, terrenos, dentre outros). Denomina-se “albedo” o coeficiente de reflexão destas superfícies. A Tabela 2 abaixo, ilustra valores típicos de “albedo” para diversos tipos de superfícies.

Superfície	Albedo
Gramado	0,18 – 0,23
Gramma seca	0,28 – 0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto novo (sem ação de intempéries)	0,55
Concreto (em construção urbana)	0,2
Neve fresca	0,8 – 0,9
Água, para diferentes valores de altura solar:	
$\alpha > 45^\circ$	0,05
$\alpha = 30^\circ$	0,08
$\alpha = 20^\circ$	0,12
$\alpha = 10^\circ$	0,22

Quadro 2 - Valores típicos de diversos “albedo” para diversos tipos de superfícies.

Fonte: Markvart; Castañer (2004).

Para melhor fixação, segue abaixo a Figura 9, a qual ilustra as três componentes da radiação solar, previamente citadas, sobre uma superfície receptora, sendo que a quantidade resultante da soma das parcelas direta, difusa e proveniente do albedo (em razão de uma superfície inclinada) é denominado radiação global.

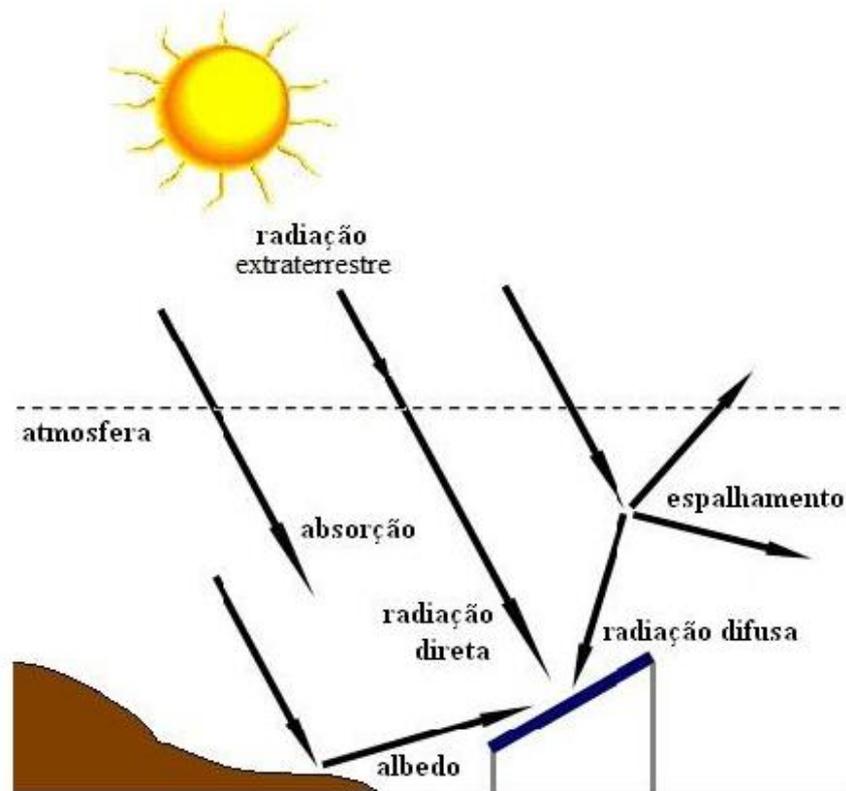


Figura 9 - Componentes da radiação solar.

Fonte: Pinho et al. (2008).

A Figura 10 ilustra o espectro da irradiância solar em três condições: no topo da atmosfera da Terra; ao atingir de forma perpendicular uma superfície ao nível do mar inclinada a 37° e voltada para a linha do Equador (radiação solar global inclinada); e após atravessar uma espessura de atmosfera 50% maior que quando o Sol encontra-se no zênite, incidindo sobre uma superfície ao nível do mar.

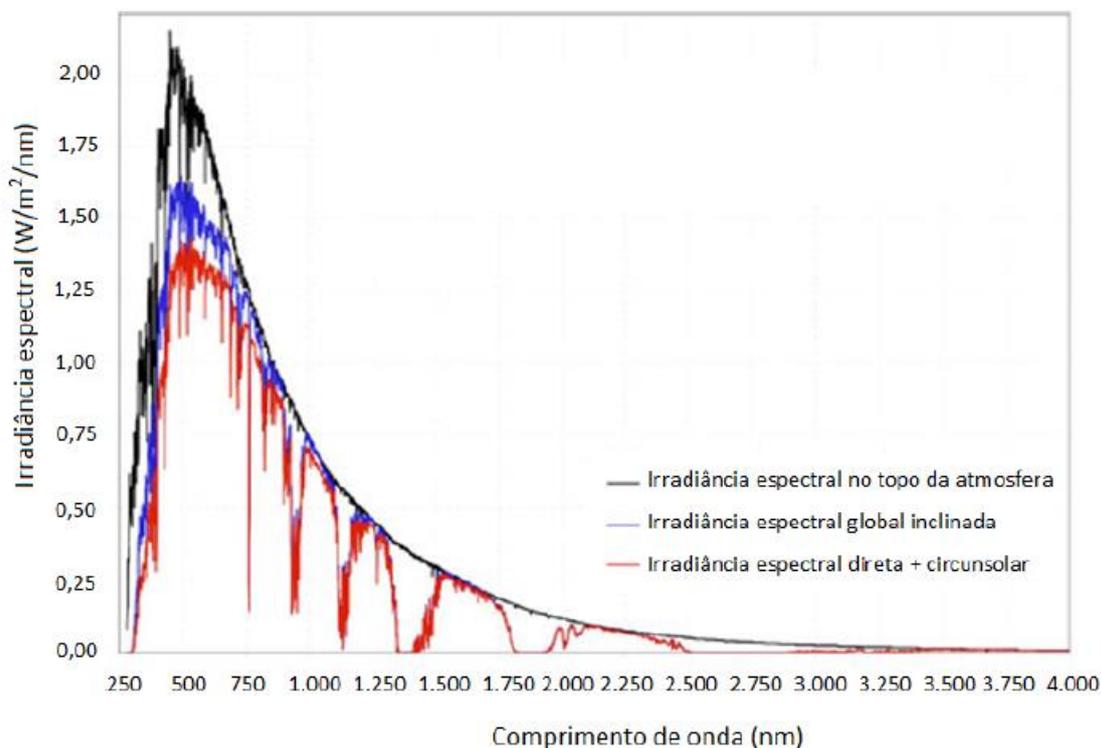


Figura 10 - Distribuição espectral da irradiância no topo da atmosfera.
Fonte: NREL (2012).

Ao atravessar a atmosfera, a radiação sofre desigual absorção para cada comprimento de onda que compõe o espectro solar. A magnitude desta alteração depende da composição da atmosfera e do comprimento recorrido pelos raios solares. Este caminho é denominado massa de ar. (VERA, 2004).

A Figura 11 apresenta a média anual da radiação solar média diária anual em todo território do Estado de Minas Gerais. Segundo CEMIG (2012, p. 78) Nas microrregiões de Araxá e Patrocínio pertencentes à mesorregião de Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, onde está situada a cidade de Ituiutaba “possuem uma radiação solar direta normal com valores anuais entre 2.200 e 2.400 kWh/m²”.

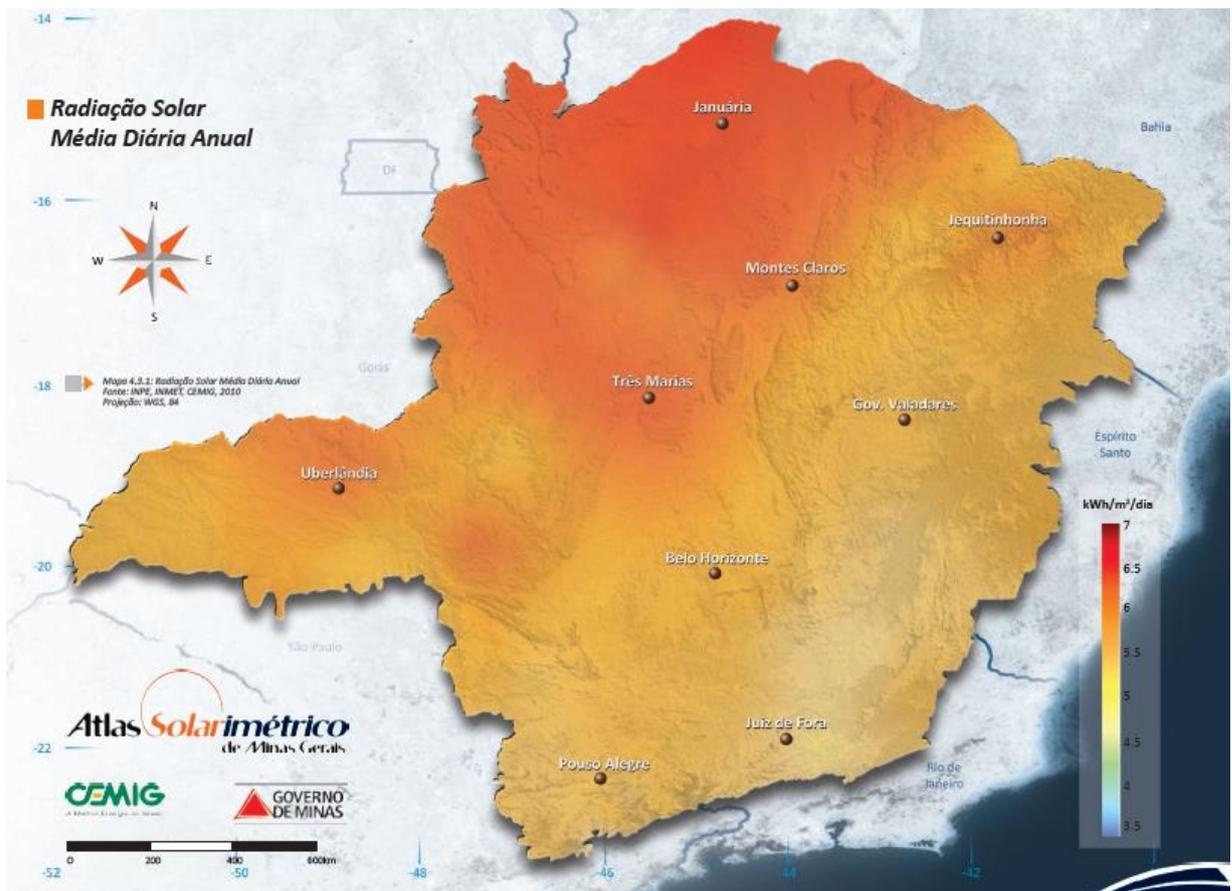


Figura 11 - Mapa solarimétrico de Minas Gerais.
Fonte: CEMIG (2012).

2.4 RESOLUÇÃO NORMATIVA N°083/04 DA ANEEL

Como ações da universalização do acesso à eletricidade, o governo federal, por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), aprovou a Resolução Normativa n° 083, de 20 de setembro de 2004, que regulamentou a utilização dos sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI's). A utilização dos SIGFI's revelou-se uma alternativa a universalização dos serviços de energia elétrica no meio rural, tendo em vista que grande parte das residências não conectadas a malha elétrica encontra-se em regiões de difícil acesso ou em locais cuja instalação de linhas de distribuição de energia é economicamente desinteressante às concessionárias. Desse modo, conforme disposto no art. 2, inciso XV, conceitua-se SIGFI's como sistema de geração de energia elétrica implantado por concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, utilizando exclusivamente fonte de energia intermitente, para o fornecimento a unidade consumidora única, constituído basicamente de um sistema de geração, um sistema de acumulação e um sistema condicionador (ANEEL, 2004). No que tange a implantação do SIGFI, a resolução estabelece que o atendimento a uma unidade consumidora deve enquadrar-se em uma das classes que se seguem: SIGFI13, SIGFI30, SIGFI45, SIGFI60 e SIGFI80.

Classes de Atendimento	Consumo Diário de Referência (Wh/dia)	Autonomia mínima (dias)	Potência Mínima Disponibilizada (W)	Disponibilidade Mensal Garantida (kWh)
SIGFI13	435	2	250	13
SIGFI30	1000	2	500	30
SIGFI45	1500	2	700	45
SIGFI60	2000	2	1000	60
SIGFI80	2650	2	1250	80

Fonte: ANEEL (2004)

Quadro 3 - Classificação e disponibilidade de atendimento.

Fonte: ANEEL (2004)

A disponibilidade mensal de 13kWh, posta no Quadro 3, possibilita a utilização de lâmpadas e pequenos aparelhos domésticos, tais como rádio AM/FM, ventilador e pequeno aparelho de TV, por 1 a 4 horas por dia dependendo do uso conjunto que se faça. Não é possível utilizar geladeiras no SIGFI 13 e no 30. Neste último caso, há

modelos de refrigeradores de uma porta que consomem mensalmente pouco mais de 20kWh, porém comprometeria bastante o uso dos demais usos finais (JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009). No que concerne às obrigatoriedades, as concessionárias também devem seguir outros procedimentos quanto aos SIGFI's instalados, a saber: o fornecimento de energia elétrica deverá ser em corrente alternada senoidal; a Disponibilidade Mensal Garantida poderá ser superior a 80 kWh se assegurada uma autonomia mínima do sistema de dois dias; todos os componentes do SIGFI serão instalados, fornecidos e estarão sob cuidados das concessionárias. Além disso, os componentes devem enquadrar-se em normas expedidas por órgãos oficiais competentes - IMETRO e CONMETRO (ANEEL, 2004).

A qualidade do serviço será apurada, para tanto, há um indicador de continuidade, o DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora), que aponta uma média, geralmente mensal, da quantidade de horas que um consumidor permanecerá sem energia elétrica. Além disso, semestralmente, a concessionária, enviará um relatório estatístico contendo o desempenho do SIFGI, bem como o número de reclamações recebidas no período, a frequência de falhas por componente do sistema, e quantidade unidades instaladas por tipo de SIGFI e fonte primária.

3 COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um sistema fotovoltaico compreende o agrupamento de módulos em painéis fotovoltaicos e de outros equipamentos, os quais armazenam ou transformam a energia elétrica para, posteriormente, ser usada em diversas aplicações.

Basicamente, o sistema fotovoltaico é composto por três blocos: o bloco gerador, o bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, o bloco de armazenamento.

O bloco gerador é composto pelas células fotovoltaicas, em diferentes associações, que são responsáveis pela conversão da energia proveniente do sol em energia elétrica. O bloco de condicionamento de potência é formado pelo controlador de carga (se houver armazenamento), o inversor, o conversor e seguidor de ponto de potência máxima (SPPM) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle; os quais são encarregados de controlar a energia enviada ao bloco de armazenamento, geralmente composto por baterias, e aos pontos de consumo de energia elétrica.

3.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

As células fotovoltaicas são dispositivos semicondutores fotossensíveis que possuem a propriedade de converter parte da energia solar incidente em energia elétrica. O silício (Si) é o material mais utilizado na fabricação das células fotovoltaicas, principalmente pelo fato de ter um espectro de absorção da luz dentro da faixa de comprimentos de ondas abrangida pela radiação solar e por possuir um desenvolvimento tecnológico sólido na indústria microeletrônica. A Figura 12 ilustra as tecnologias que são usadas na produção industrial de células fotovoltaicas. São apresentados diversos elementos, tais como: m-Si – silício monocristalino; p-Si – silício policristalino; CdTe – telureto de cádmio; a-Si – silício amorfo; CIS/CIGS – disseleneto de cobre índio/disseleneto de cobre índio gálio; Si-Fitas – fitas de silício.

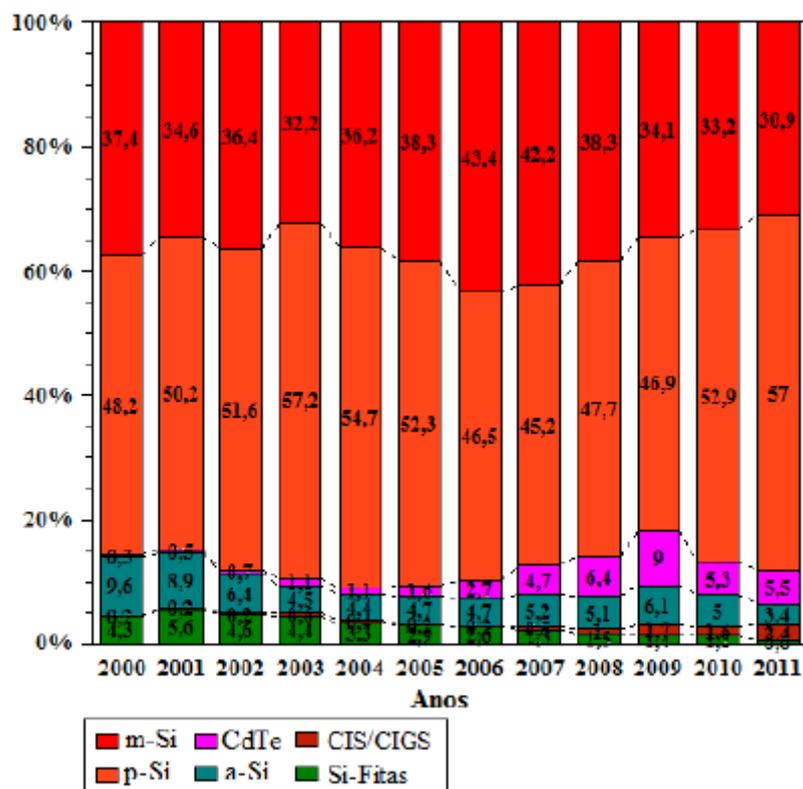


Figura 12 - Distribuição das tecnologias usadas na produção de células fotovoltaicas.
 Fonte: Hering (2012).

3.1.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Os materiais classificados como semicondutores se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução sem elétrons (vazia) na temperatura do zero absoluto (0 K). Dessa forma, um semicondutor comporta-se como um isolante a 0 K.

O átomo de silício (Si) possui 4 elétrons em sua banda de valência, faltando 4 elétrons para completá-la. Quando os átomos de silício se ligam, compartilham os elétrons da última órbita, formando, assim, ligações covalentes.

Quando o átomo de silício puro é associado a diferentes átomos, diz-se que introduziu-se impurezas no cristal, convertendo-o em um semicondutor impuro ou extrínseco. Se os diferentes átomos possuírem 5 átomos na banda de valência, como o fósforo (P), combinam-se com átomos de silício (Si) e se obtém 4 ligações covalentes, restando o quinto elétron sem estabelecer ligação nenhuma, indo para a banda de condução. Este tipo de impureza é denominada de doadora, e o cristal resultante desta combinação é chamado de cristal tipo N.

Considerando o caso em que as impurezas introduzidas no átomo de silício apresentem menos elétrons, como o boro (B), o qual possui 3 elétrons na banda de valência, haverá três ligações covalentes e uma ligação incompleta, o que origina uma lacuna considerada como uma carga positiva. As impurezas deste tipo são denominadas de aceitadoras e o cristal originado desta combinação é chamado de cristal tipo P. A Figura 13 ilustra o cristal de silício do tipo “N” e do tipo “P”.

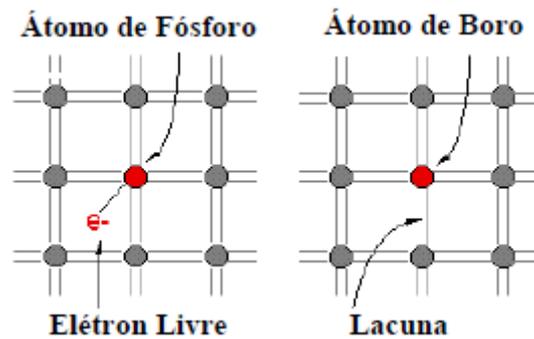


Figura 13 - Cristal de silício tipo “N” e tipo “P”.
Fonte: Vera (2004)

De maneira isolada, os cristais de silício do tipo N ou P são neutros, porém ao serem unidos, na zona de junção começa uma difusão de elétrons da zona N para a zona P, e de lacunas da zona P para a zona N. Dessa forma, a região N, próxima a zona de junção, fica com deficiência de elétrons e a região P, próxima a zona de junção, fica com maior quantidade de cargas negativas.

Com esta polarização de cargas, um campo elétrico interno é gerado no material, o que resulta uma força elétrica que se opõe à força de difusão dos elétrons. Na fase do equilíbrio, sem iluminação, a corrente do campo compensa a corrente da difusão fluída em sentido contrário; considerando esta situação, se os terminais da célula fotovoltaica fossem conectados a um circuito externo, a corrente na zona de junção seria nula. O campo elétrico gerado existe só na região da junção.

Porém, quando a junção é iluminada, os fótons com suficiente energia para levar os elétrons da banda de valência à banda de condução (energia do *gap*), fazem com que elétrons fiquem livres, criando, assim, pares elétron-lacuna. O campo elétrico faz com que o elétron acelere para a região N ao mesmo tempo que a lacuna migra para a região P. Dessa forma, quanto maior a quantidade de fótons que atingem os elétrons de ligação, maior é a quantidade de elétron-lacuna gerados, com o que se cria um desequilíbrio nas correntes. Se os terminais da célula fotovoltaica forem ligados através

de um circuito externo, circulará uma corrente elétrica enquanto dure a radiação incidente proporcional à intensidade da luz. A este fenômeno atribui-se o nome de efeito fotovoltaico. A Figura 14 mostra o princípio de funcionamento das células fotovoltaicas.

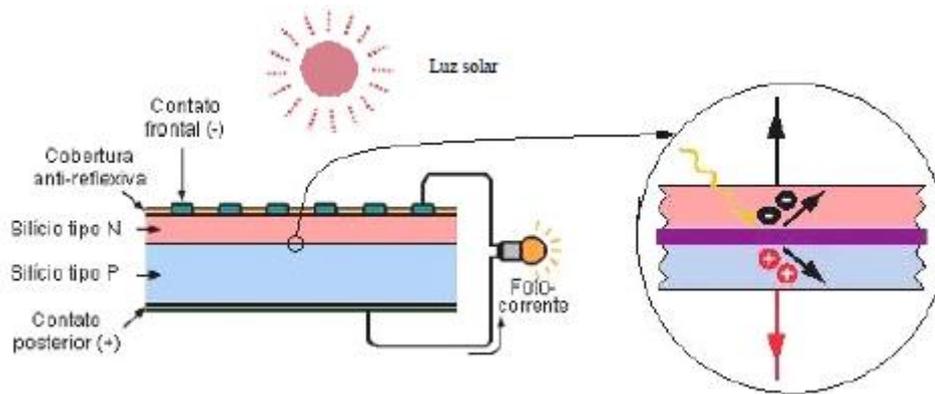


Figura 14 - Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica.

Fonte: Vera (2004)

Segundo Vera (2004), os fatores que limitam a eficiência de conversão de uma célula fotovoltaica são:

- Reflexão na superfície frontal;
- Sombra proporcionada pela área da malha metálica na face frontal;
- Absorção nula de fótons de energia menor que a do que o *gap*;
- Baixa probabilidade de coleta, pela junção *pn*, dos portadores de carga gerados fora da zona de carga espacial;
- Recombinação dos portadores de carga, isto é, o “reencontro” dos elétrons e lacunas em impurezas e defeitos do material;
- Resistência elétrica no dispositivo e nos contatos metal-semicondutor, bem como possíveis caminhos de fuga da corrente elétrica (resistência em paralelo).

A Figura 15 esquematiza os fatores citados acima, onde: (a) Perdas por reflexão, transmissão (fótons com energia menor que o *gap*), recombinação de portadores de carga minoritários e sombreamento proporcionado pela malha metálica frontal. (b) Perdas por resistência em série nas junções metal-semicondutor (R_4 e R_1) existentes nos contatos metálicos frontal e traseiro, perdas nas trilhas metálicas (R_5 e R_6) e nas

regiões n (R3) e p (R2) e perdas por resistência em paralelo entre o contato metálico frontal (malha metálica) e a região tipo p (R7), e entre os contatos metálicos frontal e traseiro (R8).

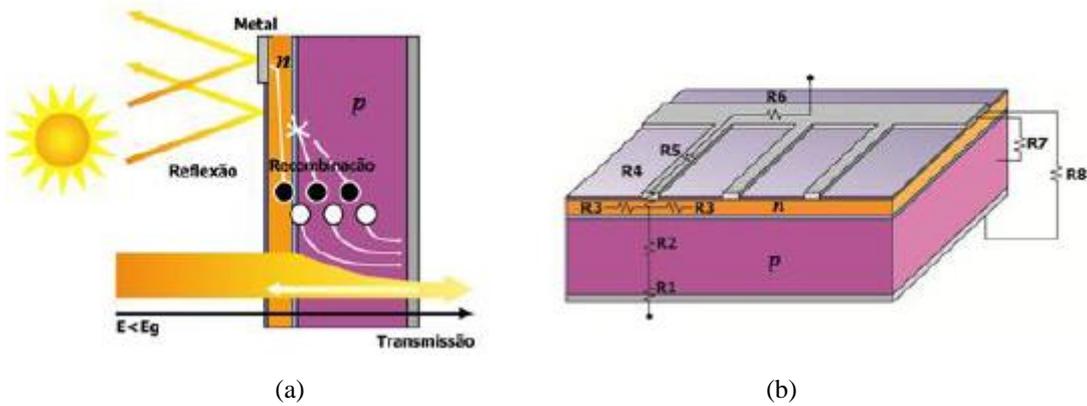


Figura 15 - Fatores que limitam a eficiência de uma célula fotovoltaica
 Fonte: Pinho; Galdino (2014).

O Quadro 4 apresenta a eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas com diferentes materiais e tecnologias, até 2012.

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes finos transferidos ⁴	20,1 ± 0,4
Compostos III A-VA (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS (CuIn _x Ga _(1-x) Se ₂) (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	18,3 ± 0,5
Silício amorfo / nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		11,9 ± 0,4
Células Orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7 ± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 ± 0,4

Quadro 4 - Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratório até 2012.
 Fonte: Green et al. (2013).

3.1.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

O módulo fotovoltaico é a unidade básica do sistema, e é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia, visto que ao mesmo tempo promovem a proteção das células.

O número de células conectadas em um módulo e seu arranjo, sendo série e/ou paralelo, depende da tensão de utilização e da corrente elétrica desejadas. Vale ressaltar que é importante ter cuidado com a seleção das células a serem reunidas no momento da fabricação do módulo, devido a suas características elétricas. A incompatibilidade destas características resulta em módulos de baixa qualidade, devido ao efeito “descasamento”, pelo qual as células de menor fotocorrente limitam o desempenho do conjunto e, em consequência, a eficiência global do módulo fotovoltaico é reduzida.

Para carregar plenamente uma bateria de chumbo-ácido de 12 V é necessária uma tensão mínima de 14 V, e os módulos fotovoltaicos devem produzir, aproximadamente, 16 V, devido ao efeito da temperatura e às perdas que ocorrem nos cabos e nas proteções. Assim, um módulo de silício cristalino, típico para esta finalidade possui 36 células fotovoltaicas conectadas em série, apresentando um valor aproximado de 18 V como tensão de máxima potência e 21 V como tensão de curto-circuito abertos nas condições padrão de ensaio (STC).

3.1.3 CURVA CARACTERÍSTICA I-V (CORRENTE-TENSÃO)

Quando um módulo sem carga é exposto ao sol, a tensão medida nos terminais é denominada de tensão de circuito aberto (V_{OC}); neste caso não há circulação de corrente. Utilizando um *shunt*, pode-se medir a tensão associada à corrente gerada quando seus terminais estão conectados entre si, sendo a corrente chamada de corrente de curto-circuito (I_{SC}). (VERA, 2004).

Conectando uma carga, estabelecem-se valores de corrente e tensão entre aqueles extremos. Ao variar a carga aplicada, obtém-se novos pontos, que podem ser arranjados em uma linha chamada *curva característica I-V*.

A norma ABNT (NBR10899/TB-328) define a curva característica de tensão versus corrente como a “representação dos valores da corrente de saída de um conversor

fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e radiação”.

A análise da curva I-V é de suma importância na caracterização de um gerador fotovoltaico, devido ao fato de que a partir dela é possível obter os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho.

A Figura 16 ilustra a curva característica I-V, e a curva de potência versus tensão, a qual é obtida multiplicando a corrente pela tensão.

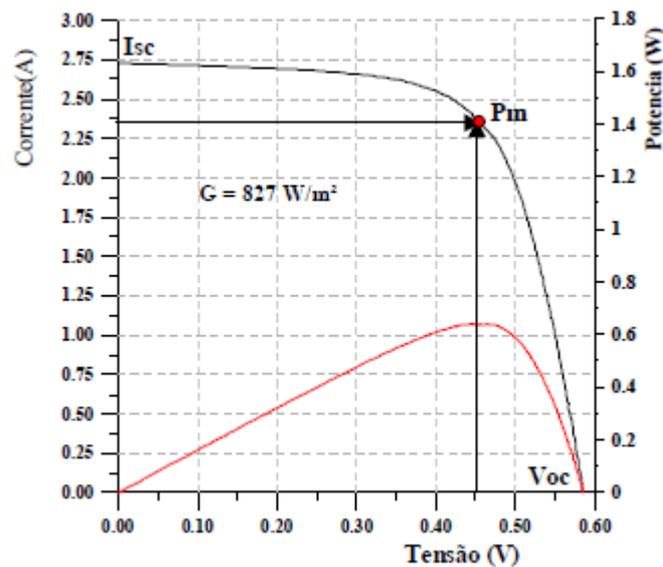


Figura 16 - Curva característica I-V e de potência para uma célula fotovoltaica de 100 cm²

Fonte: Vera (2004).

Para caracterizar as células fotovoltaicas, é necessário apresentar algumas definições importantes:

- *Fator de forma (FF)*: trata-se da razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto. O *FF* é definido pela equação:

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (4.1)$$

O *FF* apresenta sempre valor menor que a unidade, comumente entre 0,7 e 0,8 para células de Si.

- *Eficiência (η)*: é o parâmetro que define a eficiência do processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Define-se como a relação entre a máxima

potência elétrica que uma célula solar pode entregar e a potência da radiação solar incidente sobre a célula.

$$\eta = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{A \cdot G} \quad (4.2)$$

Onde:

G: irradiância incidente (W/m^2)

A: área útil do módulo (m^2)

4.1.4 ASSOCIAÇÕES DE CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A fim de se obter os níveis de corrente e tensão desejados, dispositivos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou paralelo. Tais dispositivos podem ser células, módulos ou arranjos fotovoltaicos. Os arranjos são constituídos por um conjunto de módulos associados eletricamente em série e/ou paralelo, para fornecer uma saída única de corrente e tensão.

4.1.4.1 ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE

A conexão em série é feita, unindo o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico ao terminal negativo de outro dispositivo, e assim sucessivamente. Para dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância, quando a ligação é feita em série, as tensões são somadas e a corrente elétrica permanece inalterada, isto é:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (4.3)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (4.4)$$

A Figura 17 ilustra a associação em série, por meio da curva característica I-V. No caso de se associarem os dispositivos em série com diferentes correntes de curto-circuito, a corrente elétrica da associação será limitada pela menor corrente. Todavia, a associação de módulos de corrente diferentes não é recomendada na prática, pois pode causar superaquecimento.

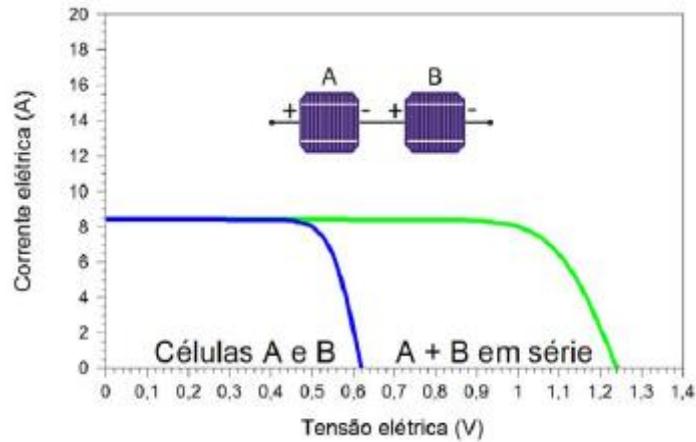


Figura 17 - Curvas I-V de duas células fotovoltaicas associadas em série.
 Fonte: Pinho; Galdino (2014)

4.1.4.2 ASSOCIAÇÃO EM PARALELO

Nas associações em paralelo, os terminais positivos são interligados, assim como os terminais negativos. Essa conexão resulta na soma das correntes enquanto a tensão segue inalterada.

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (4.5)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots V_n \quad (4.6)$$

A Figura 18 ilustra a associação em paralelo, por meio da curva característica I-V.

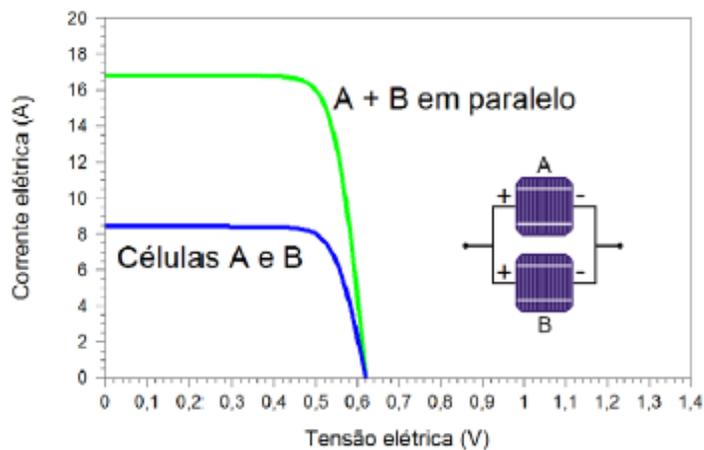


Figura 18 - Curvas I-V de duas células fotovoltaicas associadas em paralelo.
 Fonte: Pinho; Galdino (2014).

4.1.5 INFLUÊNCIA DA IRRADIÂNCIA SOLAR E DA TEMPERATURA

A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{oc}) aumenta de forma logarítmica, se mantida na mesma temperatura. A Figura 19 ilustra como a irradiância solar incidente afeta a curva I-V de uma célula fotovoltaica. A corrente de curto-circuito de uma célula (e de um módulo) pode ser relacionada à irradiância incidente através da Equação 4.7.

$$I_{SC} = I_{SC_{stc}} \cdot \frac{G}{1000} \quad (4.7)$$

Onde:

$I_{SC}(A)$: corrente de curto-circuito do módulo, para a irradiância G e uma temperatura de $25^{\circ}C$;

$I_{SC_{stc}}(A)$: corrente de curto-circuito do módulo nas condições padrões de ensaio (STC);

$G(W/m^2)$: irradiância incidente sobre o módulo;

$1000(W/m^2)$: irradiância nas condições padrões de ensaio (STC).

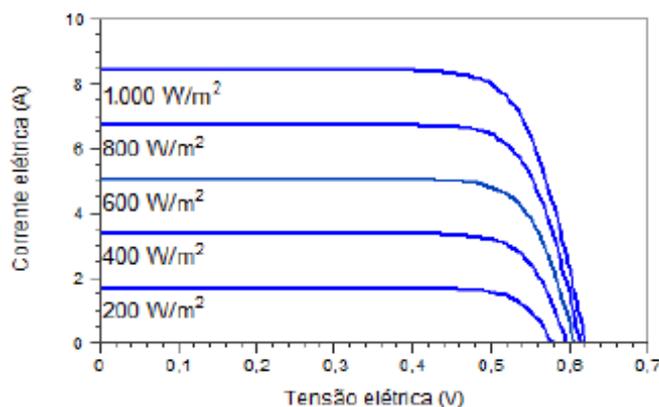


Figura 19 - Influência da irradiância solar incidente na curva característica I-V de uma célula de silício cristalino na temperatura de $25^{\circ}C$.

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula e, assim, tende a reduzir a sua eficiência. Devido ao fato de que a tensão da célula diminui gradativamente com o aumento da temperatura, enquanto que sua corrente sofre uma pequena elevação, quase desprezível. A Figura 20

mostra curvas I-V para diferentes temperaturas da célula fotovoltaica, considerando uma irradiância de 1000 W/m².

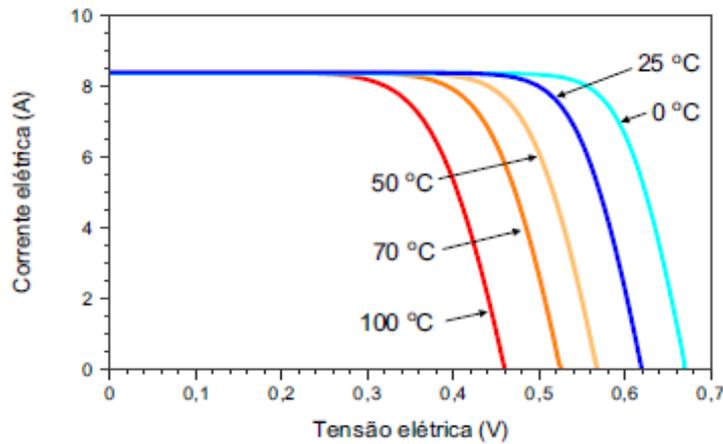


Figura 20 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V.

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

Para representar o efeito da temperatura nas características das módulos é utilizado os coeficientes de temperatura, listados a seguir:

- Coeficiente (β) de variação da tensão de circuito aberto (V_{OC}) com a temperatura:

$$\beta = \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} \quad (4.8)$$

Para calcularmos V_{OC} em determinada temperatura, utilizando o coeficiente β é realizado por meio da Equação 4.9:

$$V_{OC}(T) = V_{OC_{stc}} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (4.9)$$

O coeficiente β é negativo, e seu valor típico, para os módulos c-Si, é de -2,3mV/célula.°C ou -0,37%/°C. Considerando os módulos de a-Si, os valor é de -2,8mV/célula.°C ou -0,32%/°C.

- Coeficiente (α) de variação da corrente de curto-circuito (I_{SC}) com a temperatura:

$$\alpha = \frac{\Delta I_{SC}}{\Delta T} \quad (4.10)$$

O coeficiente α é positivo, e seu valor típico é de $+0,004\text{mA/cm}^2$ ou $0,01\%/^{\circ}\text{C}$ para os módulos de c-Si, e de $0,013\text{mA/cm}^2$ ou $0,1\%/^{\circ}\text{C}$ para os módulos de a-Si.

- Coeficiente (γ) de variação de potência máxima (potência de pico) do módulo com a temperatura:

$$\gamma = \frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T} \quad (4.11)$$

O coeficiente γ é negativo e os valores típicos, para os módulos de c-Si e a-Si, são de $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$ e $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$, respectivamente.

3.2 BATERIAS

Nos sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica, é necessário o uso de dispositivos de armazenamento para que a demanda, em períodos nos quais a geração é nula ou insuficiente (período noturno, ou em dias nublados e/ou chuvosos, com baixos índices de irradiância solar), seja atendida. Dessa maneira, parte da energia solar convertida em energia elétrica pelo módulos fotovoltaicos durante o dia é armazenada para ser utilizada em outros momentos em que a demanda é necessária.

A bateria eletroquímica ainda é o dispositivo mais utilizado em sistemas fotovoltaicos isolados, por se tratar de uma forma conveniente e eficiente de armazenamento de energia elétrica.

Para Pinho e Galdino (2014), uma bateria é um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou paralelo, capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução (redox) que ocorre em seu interior. Quando uma bateria carregada é conectada a uma carga elétrica, ocorre o processo reverso, isto é, uma corrente contínua é produzida pela conversão de energia química em energia elétrica.

Dependendo do tipo de célula que compõe as baterias, estas podem ser classificadas em recarregáveis e não recarregáveis. Considerando os tipos de células, existem dois básicos, sendo elas, primárias e secundárias.

As baterias não recarregáveis são compostas de células primárias, que uma vez descarregadas, sua vida útil é extinta e estas devem ser descartadas. Geralmente, as baterias não recarregáveis, são utilizadas como fontes de energia de baixa potência, sendo aplicada, por exemplo, em relógios, calculadoras, etc.

As baterias recarregáveis são compostas pelas células secundárias, isto é, podem ser carregadas com o auxílio de uma fonte de tensão ou corrente, sendo, assim, reutilizadas diversas vezes. São denominadas de “acumuladores” ou “baterias de armazenamento” e são utilizadas em aplicações de longo período de tempo, como, sistemas fotovoltaicos.

Existem diversos tipos de acumuladores eletroquímicos, porém a tecnologia mais utilizada é a bateria de Chumbo-ácido (Pb-ácido). Baterias com tecnologias mais avançadas, como Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-hidreto metálico (NiMH), íon de Lítio (Li-ion), dentre outras, embora apresentando uma série de vantagens (maior eficiência, maior vida útil, etc.), geralmente não são economicamente viáveis na maioria dos sistemas fotovoltaicos.

Para melhor ilustração, o Quadro 5 a seguir apresenta as principais características de alguns tipos de baterias recarregáveis disponíveis atualmente no mercado.

Tecnologia	Eletrólito	Densidade Energética [Wh/kg]	Densidade Energética [Wh/L]	Eficiência η_{wh} [%]	Vida útil [anos]	Vida cíclica [ciclos]	Temperatura de operação		Aplicações típicas (exemplos)
							Carga padrão [°C]	Descarga [°C]	
Chumbo ácido ⁷ (Pb-ácido)	H ₂ SO ₄	20–40	50–120	80–90	3–20	250–500	-10 a +40	-15 a +50	Uso estacionário, tração, automotiva
Níquel-Cádmio (NiCd)	KOH	30–50	100–150	60–70	3–25	300–700	-20 a +50	-45 a +50	Mesmo tipo de aplicações das baterias chumbo-ácido, ferramentas, veículos elétricos
Níquel-hidreto metálico (NiMH)	KOH	40–90	150–320	80–90	2–5	300–600	0 a +45	-20 a +60	Notebooks, celulares, câmeras fotográficas, veículos elétricos e híbridos, brinquedos
Íon de Lítio (Li-ion, Li-polímero)	Polímeros orgânicos	90–150	230–330	90–95	–	500–1000	0 a +40	-20 a +60	Notebooks, celulares, filmadoras, smart cards, veículos elétricos e híbridos
Bateria alcalina recarregável de Manganês (RAM) ⁸	KOH	70–100	200–300	75–90	–	20–50	-10 a +60	-20 a +50	Produtos de consumo, brinquedos
Cloreto de Níquel e Sódio (NaNiCl)	β'' -Al ₂ O ₃	~100	~150	80–90	–	~1000	+270 a +300	+270 a +300	Veículos elétricos e híbridos (possíveis aplicações estacionárias)

Quadro 5 - Dados técnicos de baterias recarregáveis disponíveis atualmente no mercado.

Fonte: Luque; Hegedus (2011).

Os sistemas fotovoltaicos utilizam acumuladores secundários, dentre os mais comuns, os de Chumbo-ácido (Pb-ácido) e os de Níquel-Cádmio (NiCd).

3.3 DIODO DE BLOQUEIO

O diodo de bloqueio é utilizado como um dispositivo de proteção em conexões de módulos ou conjunto séries de módulos em paralelo. Sua função é impedir o fluxo de corrente de um conjunto série com tensão maior para um com tensão menor. Em sistemas que utilizam armazenamento, como o sistema fotovoltaico, o diodo de bloqueio, também, pode ser utilizado para impedir descargas noturnas dos acumuladores, devido ao fato de que à noite os módulos podem conduzir uma corrente reversa, que, apesar de muito pequena, pode contribuir para a descarga das baterias.

A Figura 21 ilustra a aplicação de um diodo de bloqueio utilizado em um sistema com armazenamento, o qual evita o fluxo de corrente da bateria para o módulo, quando o controlador de carga não desempenha esta função.

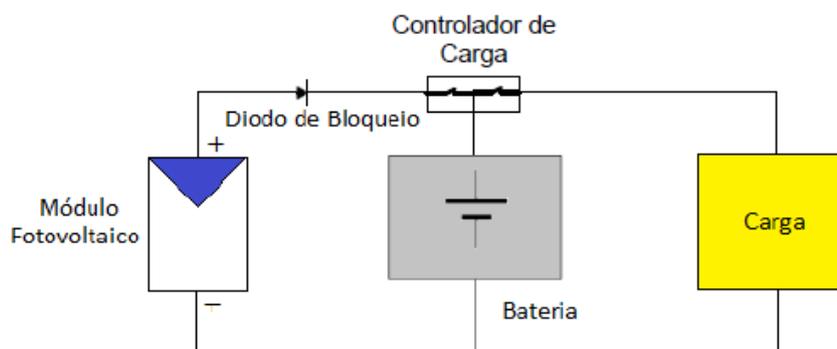


Figura 21 - Diodo de bloqueio evitando o fluxo de corrente da bateria
Fonte: Pinho; Galdino (2014).

3.4 CONTROLADORES DE CARGA

Estes dispositivos são incluídos na maioria de sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) com intuito de proteger a bateria (ou banco de baterias) contra cargas e descargas excessivas, aumentando, assim, sua vida útil. São componentes críticos em SFI, pois caso venham a sofrer uma falha, a bateria poderá sofrer danos irreversíveis. Abaixo, o

controlador de carga é demonstrado através da Figura 22. Estes dispositivos devem ser projetados considerando-se o tipo de bateria específica, pois um controlador de carga projetado para uma bateria de Chumbo-ácido (Pb-ácido) pode não ser adequado para uma bateria de Níquel-Cádmio (NiCd) e assim sucessivamente. Na Figura 22 temos:

- A - painel fotovoltaico;
- B - controlador de carga;
- C - banco de baterias;
- D - inversores;
- E - cargas c.a. (equipamentos elétricos);
- F - caixa de conexão.

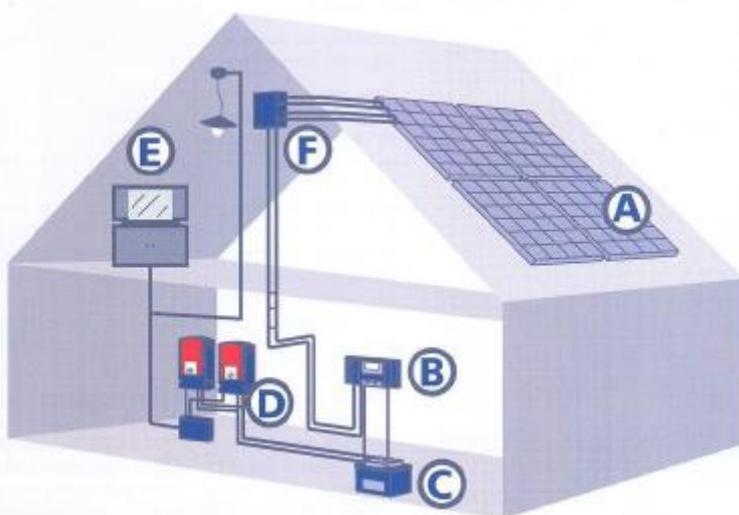


Figura 22 - Exemplo de SFI domiciliar.

Fonte: Pinho; Galdino (2014)

Segundo Alves da Cunha (2006) e Guzzo (2008), os controladores de carga são componentes indispensáveis para o sistema fotovoltaico, pois permitem o controle do limite de carga que os módulos de baterias podem receber evitando desta forma a sua queima por sobrecarga e consequente aumento do ciclo de vida destes módulos.

São especificados pela tensão de trabalho dos módulos e da corrente. Sua capacidade deve ser superior à corrente total dos painéis que serão conectados. Caso o valor da corrente seja superior ao valor do controlador, deve ser considerada a possibilidade de divisão da instalação.

Os controladores de carga são compostos por um circuito de controle e outro de comutação. O circuito de controle monitora as grandezas do sistema, por exemplo, a tensão, corrente e temperatura na bateria, processando essas informações e gerando sinais de controle que, posteriormente, são utilizados para comandar o circuito de comutação. Este, por sua vez, é constituído por chaves semicondutoras que controlam a tensão e/ou corrente de carga ou de descarga das baterias. Sendo assim, podemos citar as principais funções atribuídas aos controles de carga das baterias:

- Providenciar o carregamento da bateria;
- Evitar sobrecarga na bateria;
- Bloquear corrente reversa entre a bateria e o painel;
- Prevenir descargas profundas (considerando as baterias de Chumbo-ácido)

Os controladores de carga podem ser classificados, basicamente, em dois tipos fundamentais, sendo eles, em paralelo ou série.

3.4.1 CONTROLADORES DE CARGA TIPO PARALELO

Os controladores tipo paralelo mantêm a tensão da bateria constante no estado final da carga. São denominados, também, de regulador tipo “*shunt*”, e consistem em um dispositivo eletrônico ou relé eletromecânico que desliga ou reduz o fluxo de corrente para a bateria quando está totalmente carregada, com o qual uma fração da corrente gerada pelo arranjo é desviada através de um dispositivo conectado em paralelo com a bateria. Dessa forma, apenas uma pequena parte desta corrente continua carregando a bateria. Por outro lado, alguns controladores possuem um interruptor que controla a descarga da bateria. A Figura 23 ilustra o controlador de carga paralelo conectado em um sistema fotovoltaico.

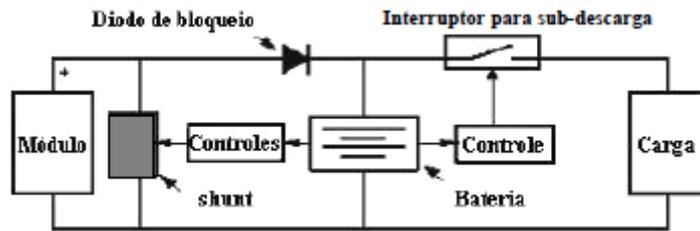


Figura 23 - Diagrama esquemático de um controlador de carga tipo paralelo.
 Fonte: Vera (2004).

O limite da tensão da bateria define a quantidade de corrente que será desviada. O regulador “*shunt*” se comporta como uma carga variável que faz manter constante o valor limite da tensão na saída do arranjo. Geralmente, estes reguladores, são projetados em aplicações onde a corrente não exceda o valor de 20 ampères.

3.4.2 CONTROLADORES DE CARGA TIPO SÉRIE

Os controladores de carga tipo série funcionam como um elemento de controle que desconecta o arranjo fotovoltaico quando a bateria está completamente carregada (interruptor série). Quando o estado de carga da bateria diminui, o regulador tipo série detecta e volta a seu estado ativo. Um bom regulador tipo série dispensa a utilização de diodos de bloqueio, considerando o fato de que o interruptor série pode ser deixado aberto durante o período noturno, evitando, assim, as perdas da bateria durante este período. Estes controladores produzem uma queda de tensão da ordem de 0,3 volts. A Figura 24 apresenta o controlador de carga tipo série conectado a um sistema fotovoltaico.

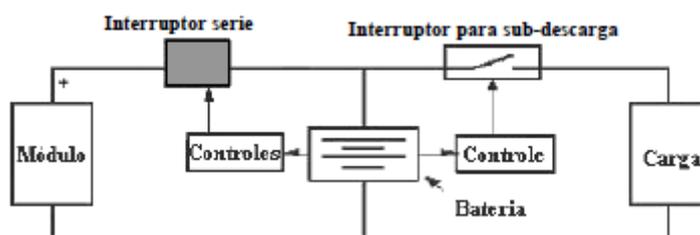


Figura 24 - Diagrama esquemático de um controlador de carga tipo série.
 Fonte: Vera (2004).

3.5 INVERSORES C.C./C.A.

Basicamente, um inversor trata-se de um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (c.a.) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (c.c.). A energia elétrica proveniente da transformação da energia solar através dos módulos fotovoltaicos, é uma energia elétrica em corrente contínua (c.c.).

Os inversores operam comumente com tensões de entrada de 12, 24, 48 e 120 volts em c.c., entregando na saída tensões da ordem de 120 ou 240 volts em c.a. Existem comumente dois tipos de inversores: os estáticos (estado sólido) e os eletromecânicos (rotativos). Os inversores rotativos, para a mesma potência de saída, não são tão eficientes como os inversores eletrônicos, e suas partes móveis necessitam de manutenção periódica, dessa forma sua utilização é rara em sistemas fotovoltaicos. Os inversores estáticos usam dispositivos semicondutores que comutam a entrada c.c., produzindo uma saída c.a. de frequência determinada.

De modo geral, inversores para conexões à rede com potências individuais de até cerca de 5kW possuem saída monofásica. Para potências maiores que este valor, é recomendado a utilização de inversores com saída trifásica, ou inversores monofásicos em associação trifásica.

Segundo Vera (2004), a escolha de um inversor é uma questão importante pois tem relação direta com o desempenho, confiabilidade e custo do sistema fotovoltaico. Deve-se ter em conta que os inversores acrescentam complexidade ao sistema, mas podem facilitar a instalação elétrica e permitem o funcionamento de aparelhos elétricos convencionais, por exemplo, televisores, geladeiras, etc.

Dependendo do princípio de operação, os inversores podem ser divididos em dois grandes grupos: comutados pela rede (comutação natural) e auto comutados (comutação forçada), conforme é ilustrado pela Figura 25.

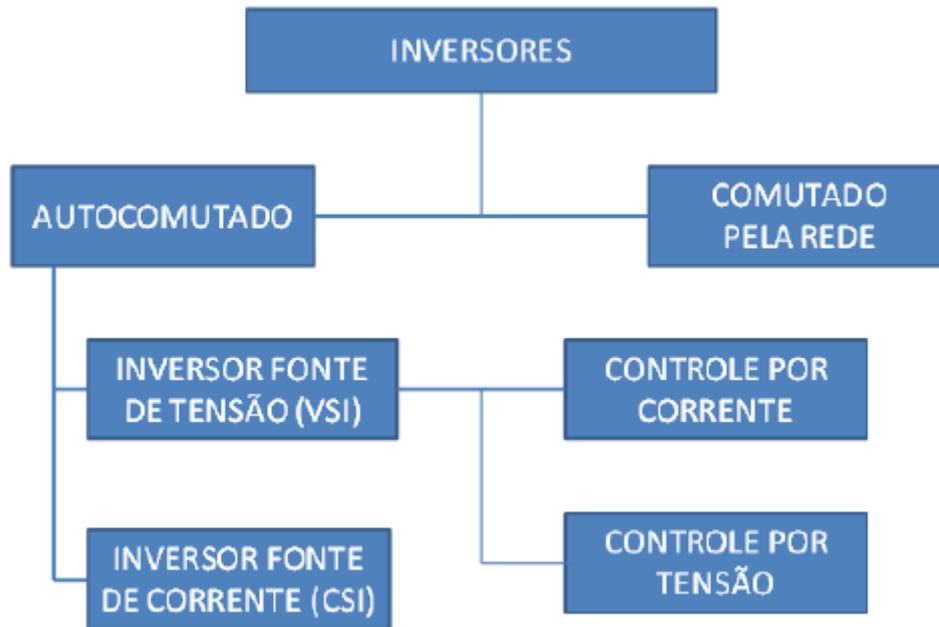


Figura 25 - Classificação de inversores considerando o princípio de funcionamento.

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

3.6 INVERSORES C.C./C.C.

Existem diversas aplicações para conversores c.c./c.c., dentre elas podemos citar:

- Controladores de carga de baterias a partir da energia gerada por geradores fotovoltaicos. Dessa forma é possível controlar mais precisamente a corrente e a tensão que são aplicadas às baterias, proporcionando assim um aumento da vida útil destas, e uma melhor eficiência do processo de transferência de energia do gerados para a bateria.
- Controlador em sistemas de bombeamento fotovoltaico, sendo a bomba dotada de um motor c.c.
- Pode conter um sistema de controle que permite extrair do painel fotovoltaico a máxima potência que está sendo gerada, obtendo-se um melhor rendimento do sistema. Este mecanismo de controle é conhecido por seguimento do ponto de potência máxima (SPPM) e, dependendo da ocasião, pode resultar em um significativo ganho de potência.
- Quando se deseja uma tensão c.c. de saída de valor diferente daquele fornecido pelas baterias e geradores fotovoltaicos, este tipo de conversor é utilizado. Pode ser usado tanto para elevar a tensão quanto para abaixar a tensão. Este

mecanismo é ilustrado na Figura 26. Não obstante, é possível obter com este tipo de conversor diversas tensões de saída a partir de uma única tensão de entrada.

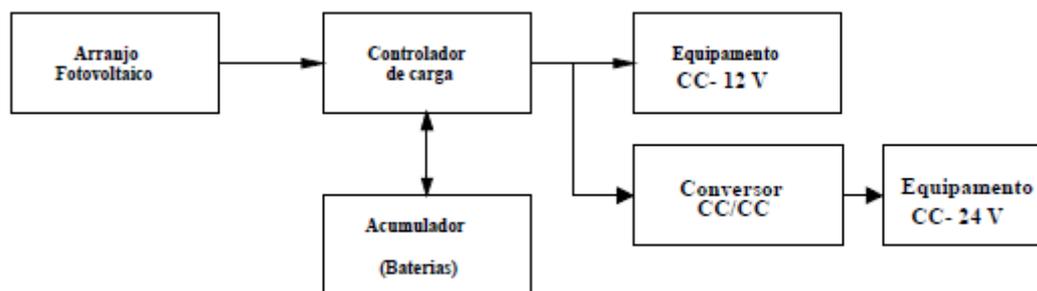


Figura 26 - Configuração de sistema fotovoltaico com conversão c.c.

Fonte: Vera (2004).

A eficiência dos conversores depende dos semicondutores de potência utilizados e de alguns outros fatores, tais como potência nominal, fator de multiplicação de tensão, etc. Geralmente, os conversores utilizados para abaixar a tensão possuem uma maior eficiência quando comparados com os conversores utilizados para elevá-la. Ou seja, quanto mais o conversor elevar a tensão de entrada, sua eficiência de conversão será menor.

3.7 CONFIGURAÇÕES BÁSICAS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) podem ser classificados em duas categorias principais: sistemas isolados e sistemas conectados à rede. O sistema isolado não possui nenhuma conexão com a rede de distribuição de energia, enquanto que o sistema conectado é efetivamente ligado à rede de distribuição. Estes sistemas ainda podem ser subdivididos em autônomos ou mistos (híbridos).

Basicamente, os sistemas isolados autônomos são aqueles que utilizam, exclusivamente, para a geração de energia elétrica, dispositivos fotovoltaicos. Os sistemas híbridos apresentam fontes de energia complementares à geração fotovoltaica, seja esta fonte uma combinação de gerador diesel, turbinas eólicas, turbinas hidráulicas, dentre outras.

Geralmente, os sistemas fotovoltaicos isolados (SFI), tanto autônomos quanto híbridos (SFH), necessitam de algum tipo de armazenamento. Este armazenamento pode

ser feito em baterias, quando se deseja utilizar aparelhos elétricos nos períodos em que não há geração fotovoltaica, ou em outras formas de armazenamento de energia.

Os sistemas conectados à rede são aqueles em que a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é entregue à rede elétrica. Para tanto, é indispensável a utilização de um inversor, para assegurar qualidade e segurança, fazendo com que não diminua a qualidade do sistema ao qual se liga o arranjo fotovoltaico.

3.7.1 SISTEMAS ISOLADOS SEM ARMAZENAMENTO

Este tipo de configuração, geralmente tem sua utilização voltada para o consumo diurno de energia elétrica, isto é, o consumo tem que se dar simultaneamente com a geração de energia solar fotovoltaica.

3.7.1.1 CARGAS DE CORRENTE CONTÍNUA

Em um sistema isolado sem armazenamento com carga de c.c., a energia elétrica é usada instantaneamente por equipamentos que operam em c.c. Geralmente, estes sistemas são utilizados em sistemas de bombeamento de água, com motor de corrente contínua. Em alguns casos, estes sistemas podem ser dotados de dispositivos específicos para otimizar o funcionamento da bomba (seguidor de ponto de máxima potência). Este sistema é o mais simples e conseqüentemente o de menor custo. A Figura 27 apresenta este tipo de sistema.

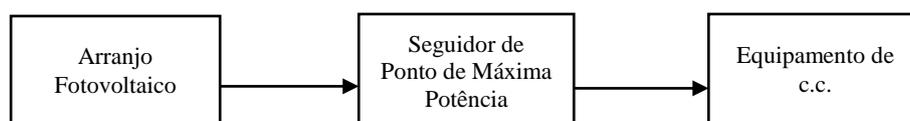


Figura 27 - Sistemas fotovoltaicos sem armazenamento para cargas de corrente contínua.

Fonte: Autoria Própria.

3.7.1.2 CARGAS DE CORRENTE ALTERNADA

Quando um sistema fotovoltaico sem armazenamento utiliza equipamentos que operam em c.a., é necessário a instalação de um inversor entre o arranjo fotovoltaico e o equipamento que será utilizado (Figura 28). Alguns destes inversores possuem um

seguidor de ponto de máxima potência. A utilização de bombas como motores convencionais em sistemas fotovoltaicos traz a vantagem de maior facilidade de aquisição, baixa manutenção e baixo custo, comparando com os motores de c.c.

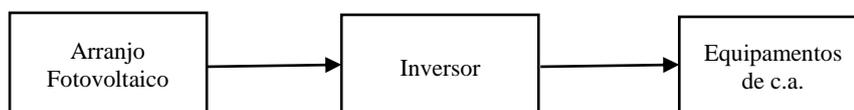


Figura 28 - Sistema fotovoltaicos sem armazenamento para cargas de corrente alternada.
Fonte: Autoria Própria.

3.7.2 SISTEMAS ISOLADOS COM ARMAZENAMENTO

3.7.2.1 CARGAS DE CORRENTE CONTÍNUA

A energia gerada pelos módulos de um sistema fotovoltaico pode ser armazenada em baterias na forma de energia química, que será entregue à carga independente se existe ou não geração simultânea. As aplicações mais comuns são iluminação, comunicação, televisão, etc.

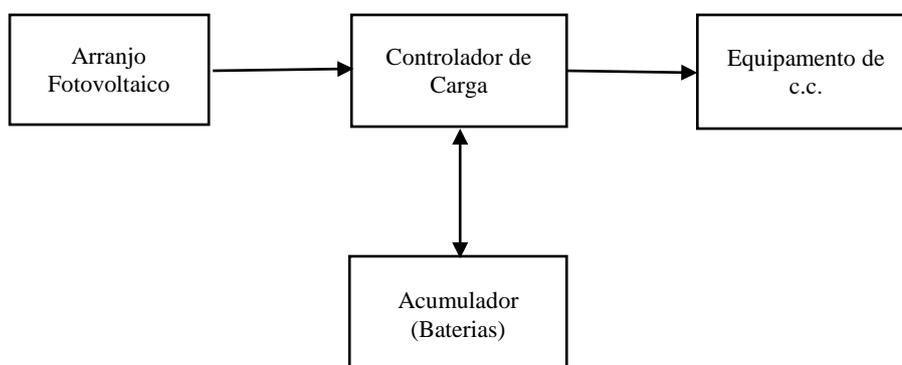


Figura 29 - Sistemas fotovoltaicos com armazenamento para cargas de corrente contínua.
Fonte: Autoria Própria.

Neste caso, os controladores de carga podem ser dispensados quando a capacidade de armazenamento é grande em comparação com a geração, e quando os módulos fotovoltaicos apresentam uma curva I-V na qual a corrente é baixa na tensão de carga plena das baterias.

3.7.2.2 CARGAS DE CORRENTE ALTERNADA

Neste caso, para qualquer sistema fotovoltaicos de cargas em corrente alternada, é necessário o uso de um inversor. Geralmente, os sistemas deste tipo incorporam um seguir de ponto de máxima potência, que pode estar incluído no inversor. Um exemplo típico da utilização destes sistemas ocorre nas residências isoladas que possuem nível de conforto maior que aquelas alimentadas em corrente contínua (c.c.), permitindo a utilização de eletrodomésticos convencionais. Uma vantagem deste tipo de sistema é que ele não se restringe a operar só com carga de corrente alternada (c.a.), sendo possível alimentar cargas de corrente contínua (c.c.).

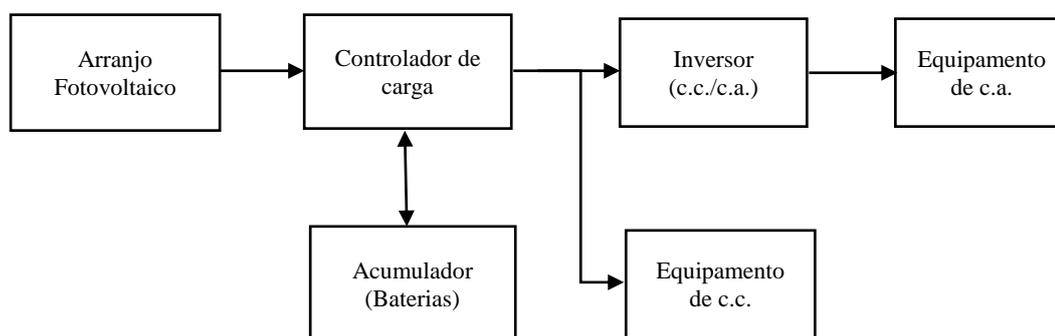


Figura 30 - Sistemas fotovoltaicos com armazenamento para cargas de c.c. e c.a..

Fonte: Autoria Própria

Nos sistemas com armazenamento de energia em bancos de baterias, é recomendado o uso de controladores de carga para a proteção das baterias contra eventuais sobre cargas ou descargas profundas. Nos sistemas autorregulados, os próprios módulos são usados como dispositivos de regulação, o que torna os sistemas mais economicamente viáveis, uma vez que não utilizam controladores de carga. Estes sistemas tem módulos com menor número de células, apresentando então uma curva I-V com uma corrente baixa na tensão de plena carga das baterias. Dessa forma, a corrente gerada é cada vez menor, sendo possível evitar uma sobrecarga. Pelo ponto de vista econômico, estes módulos são mais baratos que os módulos convencionais.

O sistema autorregulado tem a desvantagem de geralmente não conseguir carregar plenamente as baterias. Este efeito é ampliado com o aumento da temperatura, que provoca uma diminuição da tensão de circuito aberto no módulo. Na prática, o sistema autorregulado é influenciado principalmente pelas condições de temperatura, tamanho da instalação e capacidade do acumulador. Pelas variações nas temperaturas das células, muitos sistemas não funcionam com a eficiência esperada. Recomenda-se restringir sua aplicação a instalações de pequeno porte. (VERA, 2004).

3.7.3 SISTEMAS MISTOS

Também são denominados de sistemas híbridos. Estes sistemas possuem além do sistema de conversão fotovoltaico, um ou mais sistemas de geração complementar. Esta fonte de energia complementar pode ser um gerador eólico, hidráulico, diesel ou qualquer outra fonte que se encontra disponível. Tratam-se de sistemas mais complexos que necessitam de algum controle que seja capaz de integrar os vários geradores e otimizar a operação do sistema.

Geralmente, este tipo de sistema é utilizado para alimentação de cargas em corrente alternada (c.a.). A unidade de controle e condicionamento de potência pode ou não incluir um controlador de carga.

A Figura 31 apresenta um sistema fotovoltaico híbrido. Nota-se que quando o sistema é dotado de um gerador diesel como fonte complementar de energia, que geralmente trabalha em corrente alternada, deve ser inserido um carregador de baterias e uma chave de transferência.

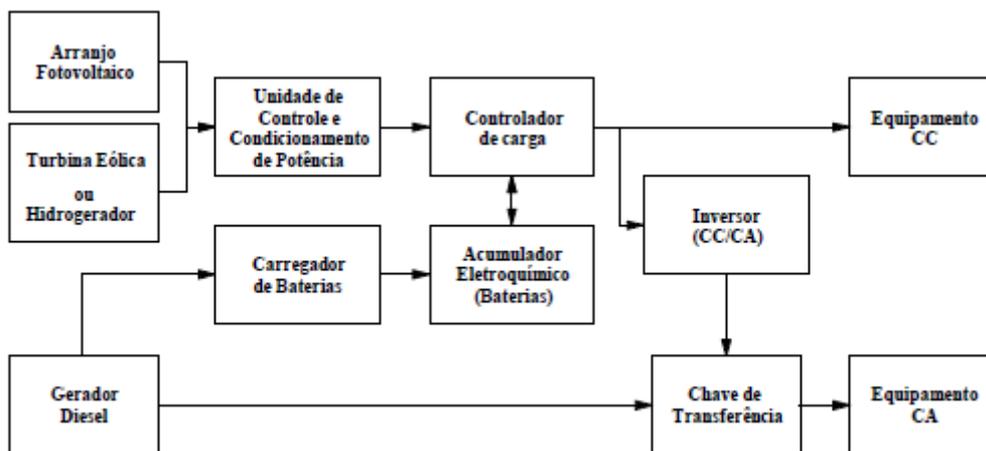


Figura 31 - Sistema fotovoltaico híbrido.

Fonte: Vera (2004).

3.7.4 SISTEMAS CONECTADOS À REDE

Geralmente, são aqueles sistemas em que o arranjo fotovoltaico representa uma

fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual está conectado. São sistemas que, na maioria das vezes, não utilizam armazenamento de energia, uma vez que toda energia gerada é entregue à rede de forma instantânea.

As potências instaladas vão desde poucos kWp em instalações residenciais, até alguns MWp em grandes sistemas operados por empresas. Um exemplo destes é o sistema instalado em Toledo, Espanha, com uma potência de 1 MWp (ENDESA, 2004).

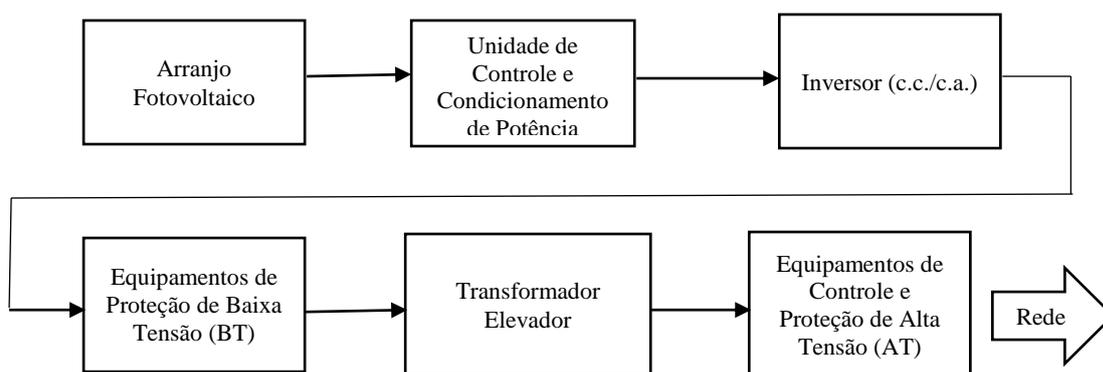


Figura 32 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Fonte: Autoria Própria.

Em sistemas fotovoltaicos residenciais interligados à rede elétrica, sempre que o sistema gerar energia em excesso ao consumo da residência, esta é injetada diretamente na rede. Dessa forma, o sistema fotovoltaico está fornecendo energia para a rede. A Resolução Normativa 482 da ANEEL, de 17 de abril de 2012, estabeleceu as condições gerais para conexão à rede de microgeração (potência instalada menor que 100kWp) e minigeração (potência instalada entre 100kWp e 1MWp) distribuída no Brasil e criou o Sistema de Compensação de Energia. Este sistema permite que sistemas fotovoltaicos – e outras formas de geração de energia a partir de fontes renováveis com até 1MW de potência instalados em residências e/ou empresas – se conectem à rede elétrica de forma simplificada, atendendo ao consumo local e injetando o excedente na rede, gerando créditos de energia. Dessa forma, é possível praticamente “zerar” a conta de energia com o uso da energia solar, pagando apenas o custo de disponibilidade da rede. Ou seja, quando um sistema fotovoltaico estiver gerando eletricidade, esta será consumida no local. Caso a geração seja maior que o consumo, o excedente é injetado na rede elétrica, gerando créditos de energia. Quando a geração do sistema fotovoltaico for menor do que o consumo, será utilizada a energia da própria rede elétrica. Os créditos de energia, por sua vez, possuem o mesmo valor da eletricidade da rede e podem ser utilizados

posteriormente para abater o consumo, diminuindo, ou até anulando, o valor da conta de energia. Não obstante, ao final do mês, é realizado um balanço de quanto foi injetado e quanto foi consumido. Caso em um mês a geração tenha sido maior que o consumo, os créditos de energia podem ser utilizados nos meses futuros, com validade de 36 meses. A Resolução Normativa 482 da ANEEL encontra-se completa para consulta no ANEXO A desta obra. A Figura 33 apresenta um esquema de como funcionará um sistema fotovoltaico a partir dessa resolução.

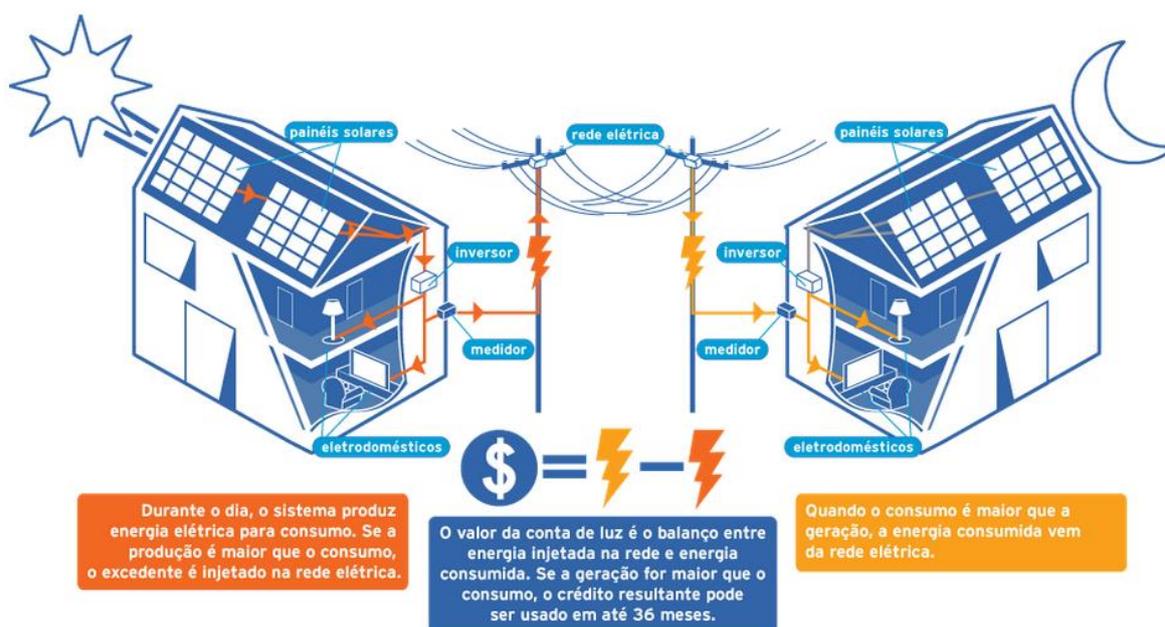


Figura 33 - Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Fonte: Solstício Energia (2013).

4 ESTUDO DE CASO: SISTEMA DE ORDENHA CANALIZADA – ZONA RURAL: SR. JOSÉ GERVÁSIO FRANCO

Para exemplificar a aplicação de um sistema fotovoltaico, será utilizado um sistema de ordenha canalizada, instalada na propriedade rural do Sr. José Gervásio Franco, situada no município de Ituiutaba, Minas Gerais. O sistema foi montado no ano de 2004 com intuito de aumentar e otimizar a captação do leite de bovinos. A Figura 34 ilustra a instalação presente no referido local.



Figura 34 - Sistema de ordenha canalizada, instalada na propriedade rural do Sr. José Gervásio Franco.

Fonte: Autoria Própria.

O sistema de ordenha ilustrado na Figura 34 possui 4 conjuntos, porém pode ser adaptada para operar com até 6 conjuntos. Através de uma pesquisa de campo, foi feito o levantamento de todas as cargas consumidoras de energia presentes na instalação. Tais cargas estão representadas na Quadro 6 ilustrada abaixo, dotadas de suas respectivas potências, tanto em “CV” quanto em Watts, assim como o consumo diário e mensal. Ilustrações de alguns destes equipamentos encontram-se disponíveis para consulta no

Anexo B desta obra. Vale ressaltar que toda a instalação é monofásica com tensão de 220 volts.

Para o correto preenchimento dos dados da tabela, foram considerados os seguintes parâmetros:

- Período de funcionamento: Tempo diário, em horas, que o equipamento é utilizado.
 1. Ordenha Canalizada: 5 horas por dia;
 2. Tanques de resfriamento: 1 hora por dia;
 3. Bomba d'água para limpeza: 30 minutos por dia;
 4. Lâmpadas mistas: 2 horas e 30 minutos por dia;
- Para os cálculos de consumo mensal, foi utilizado como referência 30 dias por mês;
- As expressões usadas para os cálculos diário e mensal estão descritas por 5.1 e 5.2, respectivamente.

$$\text{Consumo} = \text{Potência} \times \text{Tempo} \quad (5.1)$$

$$\text{Consumo} = \text{Potência} \times \text{Tempo} \times \text{Número de dias} \quad (5.2)$$

Onde:

Potência = potência do equipamento, dado em kW;

Tempo = período de funcionamento diário do equipamento;

Número de dias = quantidade de dias presentes no mês (adotado 30).

Cargas	Quantidade	Potência (cv)	Potência (kW)	Consumo kWh/dia	Consumo kWh/mês
Ordenha Canalizada	1	3	2,208	11,04	331,2
Tanque de Resfriamento-2000 Litros	1	3,5	2,576	2,576	77,28
Tanque de Resfriamento-800 Litros	1	1	0,736	0,736	22,08
Bomba d'água (Limpeza)	1	1/3	0,245	0,1225	3,675
Lâmpadas Mistas	6	-	0,96	2,4	72
Total	11	-	6,725	16,8745	506,235

Quadro 6 - Distribuição de cargas presentes no sistema.

Fonte: Autoria Própria.

Não obstante, a instalação conta com um gerador síncrono monofásico, 220 volts, 4 polos, fator de potência unitário, frequência de operação de 60 Hz, com potência de 15 kVA, o qual é utilizado como uma medida de precaução para o abastecimento de energia elétrica para todo o sistema, em eventuais dias com problemas na rede elétrica por parte da concessionária responsável pelo abastecimento.

Vale ressaltar que pelo fato de o sistema de ordenha estar localizada na zona rural, é preferível a utilização de sistemas fotovoltaicos autônomos. Em virtude disso, o projeto proposto será dimensionado com base em um sistema fotovoltaico autônomo com armazenamento. Este, por sua vez, se dará pelo uso de baterias estacionárias.

5 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Como já foi definido, a energia fotovoltaica se caracteriza por transformar a energia proveniente das radiações solares em energia elétrica. Este processo é classificado em diversas etapas, sendo elas: captação de energia, armazenamento, controle de carga e descarga, e inversão, conforme pode ser visto no fluxograma presente na Figura 35.

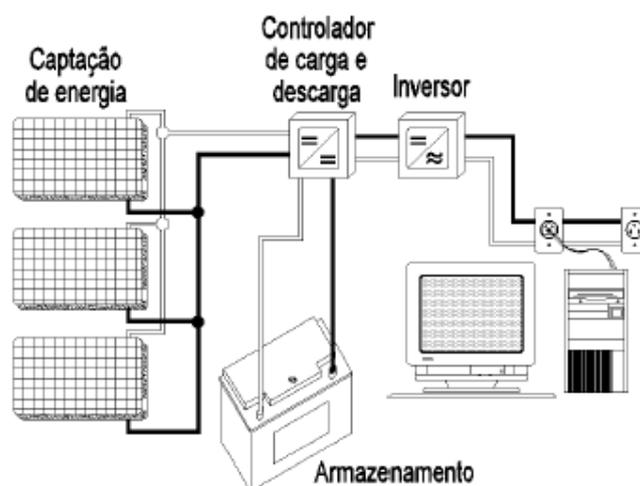


Figura 35 - Fluxograma de um sistema fotovoltaico.

Fonte: Soares; Rech (2007)

Para o dimensionamento dos painéis, é necessário possuir o levantamento de carga, radiação solar e perdas no sistema. O sistema poderá ter melhor aproveitamento quando é feita uma boa captação de radiação solar. Alguns dos fatores são divididos por estações do ano, conforme pode ser visto na Quadro 7.

	VERÃO (Dezembro)	INVERNO (Junho)
Z2	5.8	1.95
Z3	0.94	1.55
Z4	0.88	1.02

Quadro 7 - Fatores de correção para o “verão” e o “inverno”.

Fonte: Princon (2004).

Onde:

Z2 – h/dia de radiação (considerando o período do ano);

Z3 – ângulo de inclinação da célula fotovoltaica;

Z4 – Desvio da temperatura da célula.

5.1 FATORES DE DIMENSIONAMENTO

Para um correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico, deve-se levar em conta os seguintes fatores:

Levantamento de Carga: O levantamento de carga deverá considerar a potência de cada carga, quantidade de cargas do mesmo tipo e também o tempo que estas cargas permanecerão ligadas durante o dia, obtendo, assim, a unidade de Wh/dia. Essas informações são essenciais, pois através do cálculo de energia diária pode-se obter a potência necessária do sistema.

Radiação Solar: A intensidade de radiação solar define a quantidade de energia solar captada pelas células fotovoltaicas. Esta radiação é variável, e depende da movimentação do Sol perante à Terra. Conforme as estações do ano temos os dados de posicionamento do Sol e assim, com este posicionamento, pode-se obter o nível médio de radiação no local.

Segundo Quinteros (2000), a potência apresentada nos painéis fotovoltaicos é referenciada em um nível de radiação de 1000 W/m^2 . Este valor pode ser maior ou menor dependendo da localização geográfica.

Além disso, conforme já citado no Capítulo 2 desta obra, pode-se definir um valor médio para o nível de radiação solar incidente normalmente sobre uma superfície situada no topo da atmosfera. Esse valor médio é na ordem de 1367 W/m^2 .

Fatores de Correção: O circuito completo de um gerador fotovoltaico necessita de vários elementos que são responsáveis pela geração de energia elétrica. Em razão disso deve-se considerar perdas de energia nas etapas de conversão.

As perdas de conversão são representadas pelo rendimento do sistema elétrico, fazendo com que estes valores variem a cada instalação. Para efeito de projeto, admite-se um rendimento de 76%. (HERNÁNDEZ, 2004).

Ângulo de Inclinação: A posição das placas solares definidas no projeto de um sistema fotovoltaico pode ser calculada pela localização da cidade, considerando sua respectiva latitude. Esta característica é de suma importância para que se obtenha um bom resultado na captação de energia solar.

A posição correta do painel solar no hemisfério sul é voltada para o norte com uma certa inclinação. Na prática, aconselha-se fazer com que o painel não fique com uma inclinação menor que 15°, evitando, assim, o acúmulo de sujeira.

A Figura 36 ilustra um esboço de montagem dos painéis solares com ângulo de inclinação.

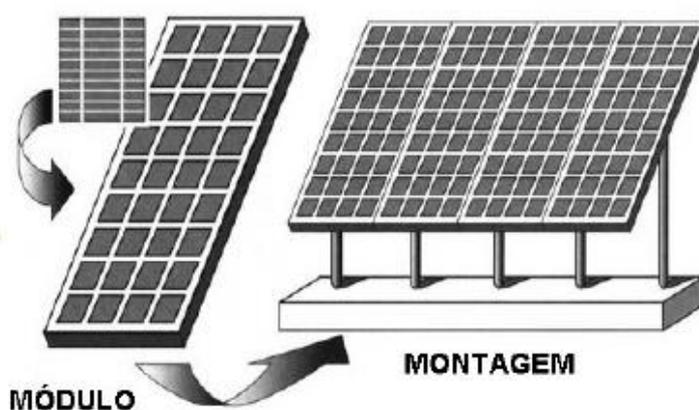


Figura 36 - Esboço de montagem de painéis fotovoltaicos com ângulo de inclinação.

Fonte: Trindade; Afonso (2005).

A Figura 37 abaixo apresenta a inclinação dos painéis solares para diferentes capitais no Brasil.

Cidade	Inclinação ideal* dos painéis (°)
Belo Horizonte - MG	20
Vitória - ES	20
Rio de Janeiro - RJ	23
São Paulo - SP	24
Curitiba - PR	25
Florianópolis - SC	28
Porto Alegre - RS	30
Campo Grande - MS	21
Cuiabá - MT	16
Goiânia - GO	17
Brasília - DF	16
Demais Capitais	10

* inclinação \approx latitude: máxima produção anual

Figura 37 - Inclinação ideal dos painéis fotovoltaicos nas capitais brasileiras

Fonte: Neosolar Energia (2013).

5.2 QUANTIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para determinar o número de módulos e de todos equipamentos do sistema fotovoltaico será utilizado o método que a Universidade Federal de Lavras (UFLA) utiliza em seus cursos de pós-graduação para a geração de energia fotovoltaica (BITTENCOURT, 2011), dado pela seguinte expressão:

$$\text{Potência mínima do gerador (Wp)} = \frac{\text{Consumo total } \left(\frac{\text{Wh}}{\text{dia}}\right)}{\text{Horas equivalentes de sol pleno } \left(\frac{\text{h}}{\text{dia}}\right) \times F_{pp} \times F_{ps}} \quad (6.1)$$

Onde:

Potência mínima do gerador (Wp): Potência mínima total do conjunto de módulos necessária para produzir a energia solicitada pela carga;

Consumo total (Wh/dia): O consumo diário das cargas e/ou equipamentos, considerando a tempo (em horas) de uso, que serão atendidos pelo sistema fotovoltaico;

Horas equivalentes de sol pleno (h/dia): Equivalente ao nível médio mais crítico de incidência solar no local. Considerado entre 3,5 e 5 horas/dia de sol pleno para o pior mês de acordo com a localização escolhida para instalação dos painéis fotovoltaicos;

F_{pp} – Fator de perda de potência: Especificado pelo fabricante. Essas perdas podem ser reduzidas através do uso de um controlador de carga com seguidor de ponto de máxima potência (SPPM);

F_{ps} – Fator de perdas e segurança: Para levar em conta a redução da geração do módulo devido à tolerância na fabricação, temperatura de trabalho, poeira, degradação, sombras, desalinhamentos e também as perdas elétricas na bateria, no controlador de carga, na instalação além de incertezas sobre os dados utilizados e o consumo previsto. Para tanto, adota-se como valor típico: 0,8.

5.3 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS

Para o dimensionamento correto da quantidade de baterias que serão utilizadas num sistema fotovoltaico com armazenamento deve-se aplicar as Equações 6.2 e 6.3. Dessa forma, será utilizado o maior valor obtido das duas equações. A seguir, é apresentada a Equação 6.2:

$$Capacidade (Ah) = \frac{Consumo\ total\ (\frac{Wh}{dia}) \times Autonomia\ (dias)}{Tens\~ao\ do\ banco\ de\ baterias\ (V) \times Profundidade\ de\ descarga\ no\ final\ da\ autonomia\ (pu)} \quad (6.2)$$

Onde:

Consumo total (Wh/dia): O consumo diário das cargas e/ou equipamentos, considerando a tempo (em horas) de uso, que serão atendidos pelo sistema fotovoltaico;

Autonomia (dias): Prevê um período sem insolação de 3 a 5 dias, de acordo com o clima local e a confiabilidade desejada. Normalmente em residência trabalha-se com 3 dias, e em sistemas de telecomunicações adota-se 5 dias;

Tensão do banco de baterias (V): Geralmente adota-se como padrão o valor de 12V, porém para sistemas muito grandes é recomendado o uso de 24V ou 48V;

Profundidade da descarga no final da autonomia (pu): Adota-se o valor de 0,6 (descargas mais profundas significam menor vida útil para as baterias, e menos profundas um maior investimento inicial). Caso seja utilizado baterias automotivas em vez de estacionárias (recomendadas), este valor passa para 0,5.

A seguir é apresentada a Equação 6.3:

$$Capacidade (Ah) = \frac{Consumo\ total\ (\frac{Wh}{dia})}{Tens\~ao\ do\ banco\ de\ baterias\ (V) \times Profundidade\ de\ descarga\ no\ final\ de\ cada\ noite\ (pu/dia)} \quad (6.3)$$

Onde:

Consumo total (Wh/dia): O consumo diário das cargas e/ou equipamentos, considerando a tempo (em horas) de uso, que serão atendidos pelo sistema fotovoltaico;

Tensão do banco de baterias (V): Geralmente adota-se como padrão o valor de 12V, porém para sistemas muito grandes é recomendado o uso de 24V ou 48V;

Profundidade de descarga no final de cada noite (pu/dia): Adota-se como valor máximo 0,2. Quanto menor o valor, maior é a vida útil das baterias, isto é, se adotarmos 0,15 temos uma vida útil de 5 anos. Caso contrário, se adotarmos o valor máximo de 0,2, temos uma vida útil de 4 anos. Caso sejam utilizadas baterias automotivas, deve-se adotar valores menores.

5.4 RESULTADO DO PROJETO PROPOSTO E ANÁLISE DA VIABILIDADE

Para o perfeito dimensionamento deste sistema fotovoltaico, é necessário levantar os dados das variáveis referentes às equações previamente estabelecidas. Alguns destes dados podem ser encontrados no Quadro 8. São eles:

- Potência total do sistema: 6,725 kW ou 6725 W;
- Consumo diário total das cargas: 16,8745 kWh/dia ou 16874,5 Wh/dia;
- Horas equivalentes de sol pleno: 4,5 horas;
- F_{pp} : 0,68 (fornecido pelo fabricante do painel solar);
- F_{ps} : Fator de perdas e segurança – valor padrão de 0,8;
- Autonomia (dias): 3;
- Tensão do banco de baterias (V): 12 V;
- Profundidade da descarga no final da autonomia (pu):0,6;
- Profundidade da descarga no final de cada noite (pu/dia): 0,15.

Após os devidos cálculos, disponíveis para consulta no Apêndice B desta obra, conclui-se que serão utilizados os seguintes equipamentos:

- 50 painéis solares fotovoltaicos KYOCERA, modelo KD140SX-UFBS, capaz de gerar uma potência de 140 Wp;
- 30 baterias FREEDOM, modelo DF4001, cuja capacidade atinge 240 (Ah) em 100 horas;
- 1 inversor de frequência de 8000W, do fabricante SMA Sunny Boy.

Em razão da ausência de cargas de corrente contínua, não será necessária a instalação de controladores de carga.

Dessa forma, para a implantação do sistema fotovoltaico proposto, deverá ser feito um investimento inicial apresentado no Quadro 8.

Equipamento	Quantidade	Preço Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
Painel Solar Fotovoltaico	50	669,00	33.450,00

Bateria	30	931,00	27.930,00
Inversor de Frequência	1	9.164,00	9.164,00
Total	81	-	70.544,00

Quadro 8 - Investimento inicial da implantação do sistema.

Fonte: Aatoria Própria.

Para a análise de manutenção do sistema, deve-se prever um horizonte de 25 anos, tempo referente ao tempo de vida útil dos painéis fotovoltaicos. Durante este período é necessário a substituição de outros componentes do sistema, ao qual condiz com 3 vezes o inversor e 5 vezes o banco de baterias. O Quadro 9 apresenta o custo para manter este sistema durante 25 anos.

Equipamento	Quantidade de Substituições	Custo Total (R\$)
Painéis Solares Fotovoltaicos	1	33.450,00
Baterias	5	148.650,00
Inversores	3	27.492,00
Total	-	209.592,00

Quadro 9 - Custo total de manutenção em um horizonte de 25 anos.

Fonte: Aatoria Própria.

Para análise da viabilidade do projeto proposto, pode-se calcular o tempo de retorno do investimento inicial. O tempo de retorno descontado é o número de períodos que zera o valor líquido presente, ou anual, da instalação. Neste caso, a taxa de juros adotada é o próprio custo de capital. A Equação 6.4 apresenta o tempo de retorno:

$$\text{Tempo de retorno descontado} = \frac{\log\left(\frac{I_V}{E_C} \times i + 1\right)}{\log(1+i)} \quad (6.4)$$

Onde:

- I_V : Investimento (R\$);
- E_C : Economia obtida com o investimento realizado (R\$ em 1 ano);

- i: Taxa de juros (% a.m./ % a.a.).

O custo do kWh da instalação é de R\$ 0,32408310. Considerando o consumo mensal de 506,235 kWh, e como 1 ano contém 12 meses, obtém-se o custo anual referente ao consumo de energia elétrica.

$$\begin{aligned} \text{Custo anual} &= (\text{Consumo mensal} \times 12 \text{ meses}) \times \text{custo do kWh} \\ \text{Custo anual} &= (506,235 \times 12) \times 0,32408310 = \text{R\$ } 1968,75 \end{aligned}$$

Dessa forma, utilizando a Equação 6.4, considerando uma taxa de juros de 0,6054% referente à média do mês de dezembro do corrente ano de 2014, podemos obter um valor aproximado do tempo de retorno:

$$\text{Tempo de retorno descontado} = \frac{\log\left(\frac{70544}{1968,75} \times 0,6054 + 1\right)}{\log(1 + 0,6054)} \cong 6 \text{ anos}$$

Fazendo os cálculos, através da Equação 6.4, estima-se que o proprietário possuirá tempo de retorno do investimento de, aproximadamente, 6 anos.

O projeto proposto de instalação do sistema fotovoltaico visa tornar o sistema de ordenha, e todos os componentes inseridos na mesma, autossustentável com geração de energia através dos painéis fotovoltaicos, tornando todo o sistema independente da rede elétrica convencional. Apesar de possuir um investimento inicial considerado alto, após 6 anos de utilização, o proprietário começará a receber os benefícios deste sistema.

Segundo consulta previamente realizada com o proprietário da propriedade rural abordada nesta obra, foi constatado que o custo mensal de energia elétrica de todo local (incluindo o sistema de ordenha e outros equipamentos externos à ela) alcança, em média, o valor de R\$ 400,00. Considerando esse valor, e comparando com os valores encontrados anteriormente, pode-se chegar a um novo valor de custo mensal, o qual pode ser, aproximadamente, representado pelo Quadro 10 abaixo:

	Custo Mensal (R\$)	Economia Mensal (R\$)	Economia Anual (R\$)
Sistema Atual	400,00	-	-
Sistema Novo	235,93	164,07	1968,75

Quadro 10 - Comparação do Sistema Atual com o Sistema Proposto.

Fonte: Autoria Própria.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento sustentável é um assunto cada vez mais discutido em âmbitos sociais, econômicos e ambientais. Uma alternativa para tornar viável este contexto é a utilização da energia proveniente das radiações solares. Sendo assim, o desafio atual é priorizar e desenvolver novas tecnologias que viabilizam a utilização mais abrangente da energia solar com melhor desempenho e menor custo.

Considerando o ponto de vista ambiental, o sistema fotovoltaico permite o aumento de oferta de energia limpa, segura, com pouca manutenção e sem a necessidade de degradar grandes áreas (reduzindo os impactos ambientais), disponível em todos os locais, renovável e silenciosa e sem emitir poluição. Diante deste contexto, o sistema de geração de energia solar fotovoltaica surge como forte tendência no mercado de energias alternativas e renováveis, sendo atrativa tanto para o âmbito pessoal quanto o coletivo, atingindo até a política nacional.

Visando este propósito, o trabalho em questão considerou um projeto de dimensionamento de um sistema fotovoltaico em uma instalação de ordenha canalizada, com objetivo de torna-la autossustentável e economicamente independente. Através dos tópicos acima é possível analisar que, com a implementação do projeto, o proprietário irá obter uma economia mensal de, aproximadamente, 42% no custo total de energia elétrica que o sistema atual consome.

Apesar de ser um investimento inicial considerado alto para os padrões de produtores rurais brasileiros, este projeto apresenta diversas vantagens. Dentre elas, sob o ponto de vista econômico, pode-se citar o fato de o gasto de energia elétrica mensal da instalação ser extinto, pelo fato da geração ser exclusivamente dos painéis solares. Deve-se considerar também, que a propriedade dispõe de um alternador acoplado ao sistema de ordenha e seus componentes, o que auxilia diretamente em tornar a instalação independente da energia proveniente da rede, pois caso os dias sem geração de energia exceder os dias de autonomia das baterias, este alternador entrará em operação, evitando a necessidade de consumir energia da rede elétrica. Outro aspecto importante que se deve considerar é o tempo de retorno do capital investido, o qual foi calculado no Item 6.4, que será em média, em um período de 6 anos corridos após a instalação do sistema fotovoltaico. Vale ressaltar ainda que os custos de implantação de um sistema deste porte devem reduzir de maneira gradativa de curto à médio prazo, em função dos avanços tecnológicos e principalmente de futuros incentivos por parte do

governo brasileiro. Considerando a relação custo/benefício, nota-se claramente que o proprietário da instalação em questão irá colher os frutos da implantação deste sistema em um futuro não tão distante, sendo um bem durável e com possível utilização futura de longo prazo.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Atlas de Energia Solar**. 2ª Edição, Brasília: ANEEL, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482**. 17 de abril de 2012. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em: 20 nov. 2014.

ALVES DA CUNHA, J. L. P. **Eletrificação de Edificações Rurais Isoladas Utilizando Energia Solar Fotovoltaica**. MG: Universidade Federal de Lavras. Monografia apresentada para o curso de Pós Graduação em Fontes de Energia Renováveis, 2006.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESEB. **Energia Solar: Princípios e Aplicações**. 2006. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>, acesso em 20 nov. 2014.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. **Atlas solarimétrico de Minas Gerais**. Belo Horizonte, Minas Gerais, 2012.

CONCEIÇÃO, L. A. **Proposta de um sistema Fotovoltaico Conectado à Rede para Eficientização do Uso da Energia Elétrica no CT/UFRJ**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10003882.pdf>> Acesso em: 23 nov. 2014.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE AQUECIMENTO SOLAR – DASOL. **Cresce produção de coletores solares e reservatórios térmicos**. Revista SolBrasil, mai. 2014, nº21.

FINDER COMPONENTES LTDA. **O mundo sustentável das energia renováveis**. São Caetano do Sul, SP, 2011. Disponível em:
<<http://www.instalacoeseletricas.com/download/energias%20renovaveis.pdf>> Acesso em: 27 nov. 2014.

FREITAS, S. C. **Tópicos em engenharia I – Qualidade da energia elétrica**. (Apostila) Ituiutaba: FEIT-UEMG. 2012.

FREITAS, S. S. A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado), Instituto Politécnico de Bragança, Portugal, 2008. Disponível em:
<https://bibliotecadigital.ipb.pt/bitstream/10198/2098/1/Susana_Freitas_MEI_2008.pdf> Acesso em: 15 nov. 2014.

GENÁRIO, P. M. **Impactos ambientais e sociais na implantação de usinas geradoras de energia**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação), Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul, Dourados, MS, 2009. Disponível em:
<http://www.uems.br/portal/biblioteca/repositorio/2011-08-18_16-11-01.pdf> Acesso em: 27 nov. 2014.

GREEN, M. A. et al. **Solar cell efficiency tables (version 41)**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 21, 2013.

GUZZO, R. C. **Projeto básico de um sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação), Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES, 2008. Disponível em: <http://www2.ele.ufes.br/~projgrad/documentos/PG2008_2/rodrigoguzzo.pdf> Acesso em: 16 nov. 2014.

HERING, G. **Enter the dragon**. Photon International, Mar. 2012.

HERNÁNDEZ, K. **Análise experimental e simulação de sistemas hídricos e eólicos-fotovoltaicos**. Tese (Doutorado), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, RS, 2004.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Technology roadmap: Solar photovoltaic energy**. Paris: IEA, 2014. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf> Acesso em: 18 nov. 2014.

LANGERHORST, D. R. **Estudo das perdas em um sistema de distribuição de energia elétrica devidas ao controle de potência reativa em uma gerador solar fotovoltaico**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação). Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013. Disponível em: <http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-16012014-150553/publico/Langerhorst_Diego_Rizzi.pdf> Acesso em: 18 nov. 2014.

LUQUE A.; HEGEDUS, S. (Editores) **Handbook of photovoltaic Science and Engineering**. 2013

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Practical handbook of photovoltaics fundamentals and applications**. Elsevier, 2003.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL. **Technical Report NREL/TP-550-38603 Procedure for Measuring and Reporting the Performance of Photovoltaic Systems in Buildings**. Outubro, 2005. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/38603.pdf>> Acesso em: 14 nov. 2014

NEOSOLAR ENERGIA – **Projeto: Energia Solar Fotovoltaica**. São Paulo, SP, 2013. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-conectados-grid-tie/projeto>> Acesso em: 27 nov. 2014.

PEREIRA, et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, São Paulo, 1ª Edição, 2006

PINHO, J. T. et al. **Sistemas híbridos – Soluções energéticas para a Amazônia**. 1 ed., Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – CEPTEL – CRESESB**, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf> Acesso em: 15 nov. 2014.

PRINCON - Energia Fotovoltaica – **Manual sobre tecnologias, projeto e instalação**. Portugal, 2004.

PROENÇA, E. D. R. **A Energia Solar Fotovoltaica em Portugal**. Dissertação (Mestrado). Lisboa, 2007. Disponível em: <<https://fenix.ist.utl.pt/publico>>. Acesso em: 22 nov. 2014.

RONEY, J. M. **World solar power topped 100,000 megawatts in 2012**. Compilado pelo Earth Policy Institute (EPI). Disponível em: <http://www.earth-policy.org/indicators/C47/solar_power_2013>. Acesso em: 27 nov. 2014.

SOARES, G.G.; REICH, C. **Metodologia de dimensionamento de um gerador fotovoltaico para sistemas autônomos**. Universidade Regional do Noroeste do Rio Grande do Sul, Ijuí, RS, 2007. Disponível em: <<http://www.projetos.unijui.edu.br/gaic/artigos/artigoscricte/cricte%202007/p132.pdf>> Acesso em: 21 nov. 2014.

SOUZA, G.N. et al. **Fatores de risco associados à alta contagem de células somáticas do leite do tanque em rebanhos leiteiros da Zona da Mata de Minas Gerais**. Arquivo Brasileiro de Medicina Veterinária e Zootecnia, Belo Horizonte, v.57, supl.2, p.251-260, 2005.

TEIXEIRA, Alexandre de Almeida; CARVALHO Matheus Leite; LEITE Leonardo Henrique de Mello; **Análise da viabilidade para a implantação do sistema de energia solar residencial**. Belo Horizonte, v. 4, n. 3, p. 117-136. (2011). Editora UniBH. Disponível em: <www.unibh.br/revistas/exacta/> Acesso em: 20 nov. de 2014.

TRENBERTH, K. E.; FASULLO, J. T.; KIEHL, J. **Earth's global energy budget**. **Bulletin of the american meteorological society**. Março de 2009. Disponível em: <http://www.cgd.ucar.edu/cas/Trenberth/trenberth.papers/TFK_bams09.pdf> Acesso em: 15 nov. 2014.

TRINDADE M.J.S; AFONSO M.J.L. **Sistema para Otimização da Extração de Energia de Painéis Solares Fotovoltaicos**. ENER'05 – Conferência sobre Energias Renováveis e Ambiente em Portugal – Portugal – mai. 2005.

VERA, L. H. **Programa Computacional para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004. Disponível em: <<http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/5336/000424461.pdf?sequence=1>> Acesso em: 15 nov. 2014.

APÊNDICES

APÊNDICE A - IMAGENS DA INSTALAÇÃO

TANQUES DE ARMAZENAMENTO E RESFRIAMENTO DO LEITE –
2000 LITROS E 800 LITROS



MOTOR DE 3 CV QUE ALIMENTA A ORDENHA CANALIZADA
DOTADO DE UMA BOMBA DE VÁCUO DE 800 METROS



BOMBA D'ÁGUA UTILIZADA PARA LIMPEZA EXTERNA DA
INSTALAÇÃO



GERADOR MONOFÁSICO - 15 KVA



APÊNDICE B - MEMORIAL DE CÁLCULO DO PROJETO FOTOVOLTAICO

Para o dimensionamento dos equipamentos do sistema fotovoltaico, considerou-se o consumo diário total da instalação, além das características solares do local, com horas de pleno sol média 4,5 e uma autonomia de 3 dias.

Considerando o banco de baterias, a partir do Quadro 5.1, foi obtido um consumo diário de 16,8745 kWh/dia ou 16874,5 Wh/dia. Para tanto, optou-se pela bateria da FREEDOM, referente ao modelo DF4001, cuja capacidade atinge 240 (Ah) em 100 horas. Sendo assim, temos:

$$\text{Capacidade banco de baterias} = \frac{16874,5 \times 3}{12 \times 0,6} = 7031,042 \cong 7040 \text{ Ah}$$

$$\text{Número de baterias} = \frac{\text{Capacidade do banco de baterias}}{\text{Capacidade da bateria escolhida}} = \frac{7040}{240} = 29,33 \cong 30 \text{ baterias}$$

Considerando o número necessário de placas fotovoltaicas, é necessário o cálculo da potência mínima gerada:

$$\text{Potência mínima do gerador (Wp)} = \frac{\text{Consumo total } \left(\frac{\text{Wh}}{\text{dia}}\right)}{\text{Horas equivalentes de sol pleno } \left(\frac{\text{h}}{\text{dia}}\right) \times F_{pp} \times F_{ps}}$$

$$\text{Potência mínima do gerador (Wp)} = \frac{16874,5}{4,5 \times 0,68 \times 0,8} = 6893,178 \text{ Wp}$$

O painel fotovoltaico escolhido é do fabricante KYOCERA, referente ao modelo KD140SX-UFBS, o qual é capaz de gerar uma potência de 140 Wp. Dessa forma, é possível chegar ao número de painéis solares fotovoltaicos necessários:

$$\text{Número de painéis} = \frac{\text{Potência mínima do gerador}}{\text{Potência de cada painel}} = \frac{6893,178}{140} = 49,24 \cong 50 \text{ painéis}$$

Para o dimensionamento do inversor, deve-se verificar a potência total das cargas de corrente alternada (c.a.) e, posteriormente, selecionar um inversor com capacidade mínima de 10% acima. Do Quadro 5.1, obtemos a potência total instalada, com valor de 6,725 kW ou 6725 W. Assim:

$$\text{Inversor} = 6725 + (6725 \times 0,1) = 7397,5 \text{ W}$$

ANEXOS

ANEXO A – RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 DA ANEEL, DE 17 DE ABRIL DE 2012

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

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

[Texto Compilado](#)

[Módulos do PRODIST](#)

[Voto](#)

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

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

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

CAPÍTULO I

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

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

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

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

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

~~III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.~~

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

CAPÍTULO II

DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

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

~~Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão para a central geradora que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores.~~

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

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

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

~~Art. 5º Caso seja necessário realizar ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função da conexão de centrais geradoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, a distribuidora deverá observar o disposto no Módulo 3 do PRODIST.~~

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

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

CAPÍTULO III

DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

~~Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução.~~

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

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

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

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

~~II - o consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.~~

~~III - caso a energia ativa injetada em um determinado posto horário seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver.~~

~~IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.~~

~~V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica.~~

~~VI - os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia elétrica expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data de faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento, e serão revertidos em prol da modicidade tarifária.~~

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

VIII - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

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

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

III - caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia - TE, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CAPÍTULO IV

DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

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

~~§2º Os equipamentos de medição instalados nos termos do *caput* deverão atender às especificações técnicas do PRODIST e da distribuidora.~~

~~§3º Os equipamentos de que trata o *caput* deverão ser cedidos sem ônus às respectivas Concessionárias e Permissionárias de Distribuição, as quais farão o registro contábil no Ativo Imobilizado, tendo como contrapartida Obrigações Vinculadas à Concessão de Serviço Público de Energia Elétrica.~~

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

§ 3º O sistema de medição deve ser registrado no ativo imobilizado em serviço, devendo a parcela de responsabilidade de o interessado ser contabilizada em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica. [\(Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.\)](#)

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

CAPÍTULO V

DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO

Art. 11. Aplica-se o estabelecido no *caput* e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº [414](#) de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

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

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

CAPÍTULO VI

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

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

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

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

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

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de [19.04.2012](#), seção 1, p. 53, v. 149, n. 76 e o retificado no D.O. de [08.05.2012](#) e [19.09.2012](#).

[\(Retificada a nota explicativa \(1\) da Tabela 2 da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, pelo DSP SRD/ANEEL 720 de 25.03.2014\)](#)