



Universidade Federal
de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

SEBASTIÃO ACÁCIO DOS SANTOS DANTAS

ESTUDO DE CASO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO DE SISTEMA DE GERAÇÃO
SOLAR FOTOVOLTAICO

Campina Grande
2015

SEBASTIÃO ACÁCIO DOS SANTOS DANTAS

ESTUDO DE CASO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO DE SISTEMA DE
GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador:

Professor Leimar De Oliveira, M. Sc.

Campina Grande
2015

SEBASTIÃO ACÁCIO DOS SANTOS DANTAS

ESTUDO DE CASO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO DE SISTEMA DE
GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Leimar De Oliveira, M. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha mãe, que sempre me deu amor e carinho, e nunca mediu esforços, para minha educação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida, por me guiar, sustentar e dar a força necessária para enfrentar as batalhas da vida e por permitir a realização de um sonho.

Agradeço também à minha mãe, Célia Maria Dos Santos Dantas, e ao meu pai, Francisco de Assís Dantas, por terem se esforçado para me proporcionar uma boa educação, e por todo incentivo, que foram essenciais para superação de todas as adversidades ao longo desta caminhada.

Agradeço também ao meu orientador Leimar De Oliveira pelo acolhimento, pela paciência, pelo bom humor, por não ter deixado de acreditar em meu potencial, por cada injeção de ânimo, força, incentivo e esperança.

À minha namorada, Elisangela Oliveira da Nobrega, por todo seu amor, carinho, dedicação, atenção e companheirismo, por não ter poupado esforços e feito grandes renúncias para enfrentarmos juntos todas as dificuldades no final da jornada.

Agradeço ao meu tio Antônio Heleno Dantas por todo suporte, toda prontidão, apoio, afeto e cuidado para comigo, sem os quais eu não teria chegado até aqui.

À minha tia Maria de Lourdes Dos Santos Martins, que me ajudou da forma mais sincera e singela, mas que foi de uma grandeza inestimável.

A Tiago da Silva Balbino, que foi peça fundamental no tema desse trabalho, e a Renato Chagas Silva pela sua contribuição.

A Alisson Quintino de Carvalho, Cynara Queiroga e Jackson Aranha, por terem me ajudado em um dos momentos mais críticos do curso.

Aos que fazem a coordenação do curso de engenharia elétrica, Damásio Fernandes Júnior, Adail Silva Paz e Tchaikovsky Oliveira (Thai), por serem tão solidários e humanos para com os alunos do curso de engenharia elétrica.

Aos professores Edmar Candeia Gurjão, Bruno Barbosa Albert, João Batista Morais dos Santos e Talvanes Meneses de Oliveira, por terem me proporcionado mais uma das inúmeras conquistas (ao longo da minha trajetória na universidade).

Aos professores Wamberto José Lira de Queiroz e Alexandre Cunha Oliveira, por terem sido tão solidários, em um determinado momento.

As minhas irmãs Rita de Cássia Dos Santos Dantas e Josefa Caroline Dos Santos Dantas, por terem sido mais que irmãs, demonstrando compreensão, carinho e pela confiança de que chegaria até aqui.

Agradeço também a toda minha família, que com todo carinho e apoio, não mediu esforços para eu chegar a esta etapa da minha vida.

Enfim, agradeço a todos amigos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

*“Nada poderá me abalar,
Nada poderá me derrotar,
Pois minha força e vitória,
Tem um nome e é Jesus.”*

Eliane Ribeiro.

RESUMO

Este trabalho é um estudo da viabilidade econômica de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica, em um condomínio residencial. Para isso foram utilizadas técnicas de análise econômica e financeira com Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback. Aas análises foram feitas levando-se em consideração todos os custos necessários para implantação do sistema. Apesar da maturidade tecnológica das células fotovoltaicas e da viabilidade técnica, o projeto mostrou-se economicamente inviável devido, sobretudo, a sua inconsistência. O resultado deste estudo não vem radicalizar a inviabilidade dos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, pois o Brasil encontra-se em crise energética, resultante da escassez de chuvas, o que incentiva o uso de outras fontes de energias renováveis.

Palavras-chave: Payback, Sistema solar fotovoltaico, TIR, Viabilidade, VPL.

ABSTRACT

This work is a study of the feasibility of a photovoltaic solar system connected to the grid, in a residential condominium. For this we used techniques of economic and financial analysis NPV, IRR and Payback, the analyzes were performed taking into account all the costs necessary to implement the same. Despite the technological maturity of photovoltaic cells and the technical feasibility, it proved uneconomical due mainly to project inconsistency. The result of this study is not radicalize the impossibility of solar photovoltaic power system because Brazil experiences a great energy difficulty results from the lack of rain and reservoirs to levels much lower than expected, which increasingly contributes to the search for other sources of renewable energy.

Keywords: Payback, Photovoltaic solar system, IRR, Feasibility, NPV.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1–PRODUÇÃO MUNDIAL DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.	19
FIGURA 2–EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO MUNDO.	20
FIGURA 3–ESTRUTURA TÍPICA DA CÉLULA SOLAR (ESQUERDA), PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO (DIREITA).	21
FIGURA 4–ESTRUTURA BÁSICA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA DE SILÍCIO.	22
FIGURA 5–CIRCUITO ELÉTRICO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA ALIMENTANDO UMA CARGA; MODELO SIMPLIFICADO.	22
FIGURA 6–CIRCUITO EQUIVALENTE DETALHADO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA ALIMENTANDO UMA CARGA.	24
FIGURA 7–CARACTERÍSTICA $I \times V$ DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.	24
FIGURA 8 –POTÊNCIA ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA TENSÃO ELÉTRICA.	25
FIGURA 9–INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA DA CÉLULA FOTOVOLTAICA NA CURVA $I \times V$.	27
FIGURA 10–INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR NA CURVA CARACTERÍSTICA $I \times V$ DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA DE SILÍCIO CRISTALINO NA TEMPERATURA DE 25 °C.	28
FIGURA 11– CÉLULA DE SILÍCIO MONOCRISTALINO	29
FIGURA 12–CÉLULA DE SILÍCIO POLICRISTALINO.	29
FIGURA 13–DISTRIBUIÇÃO DAS TECNOLOGIAS USADAS NA PRODUÇÃO INDUSTRIAL DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.	30
FIGURA 14–DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA.	31
FIGURA 15– MÓDULO FOTOVOLTAICO.	31
FIGURA 19–ETAPAS PARA QUE SEJA POSSÍVEL CONECTAR UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO OU MINIGERAÇÃO A REDE DAS CONCESSIONARIAS DA ENERGISA.	42

LISTA DE TABELAS

TABELA 1—ANGULO DE INCLINAÇÃO DE ACORDO COM A LATITUDE DO LOCAL	38
TABELA 2—DEMANDA POR CIRCUITO.	47
TABELA 3—EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.	47
TABELA 4—IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA NA CIDADE DE LAGOA SECA.	48
TABELA 5—POTÊNCIA MÉDIA ESTIMADA (KWH) (PLANO HORIZONTAL 0°).	49
TABELA 6—CONSUMO ENERGIA ELÉTRICA DO CONDOMÍNIO.	49
TABELA 7—LISTA DE MATERIAIS E EQUIPAMENTOS NECESSÁRIOS PARA INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO COME SEUS RESPECTIVOS PREÇOS.	53
TABELA 8—VALORES DOS SERVIÇOS NECESSÁRIOS PARA COLOCAR EM FUNCIONAMENTO O SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO	53
TABELA 9—CÁLCULO DE VALOR PRESENTE CONSIDERANDO UMA TAXA DE ATRATIVIDADE DE 6,4% AO ANO DURANTE OS 25 ANOS DO INVESTIMENTO	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica E Eletrônica;
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica;
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica;
CA	Corrente Alternada;
CC	Corrente Continua;
CdTe	Telureto de Cádmiio;
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;
CIGS	Disseleneto de Cobre Índio e Gálio;
CIS	Disseleneto de Cobre Índio;
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica;
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social;
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária;
CPF	Cadastro de Pessoa Física;
CREA	Conselho Nacional de Engenharia e Agronomia;
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito;
EBO	Energisa Borborema;
FF	Fator De Forma;
FV	Fotovoltaico;
GD	Geração Distribuída;
GT-GDSF	Grupo De Trabalhadores De Geração Distribuída Em Sistema Fotovoltaicos;
ICMS	Imposto Sobre Circulação De Mercadorias E Prestação De Serviços;
INMETRO	Instituto Nacional De Metrologia;
kWh	Quilowatt hora;
kWh/m ² .ano	Quilowatt hora por metro quadrado por ano;
kWh/m ² .dia	Quilowatt hora por metro quadrado por dia;
kWh/m ² .mês	Quilowatt hora por metro quadrado por mês;
Li-ion	Baterias de íons de Lítio;
Li-poly	Baterias depolímero de Lítio;
m ²	Metro quadrado;
mA/cm ²	Miliampere por centímetro quadrado;
MJ	Megajoule;
MJ/m ²	Megajoule por metro quadrado;
MME	Ministério de Minas e Energia;
NDU13	Norma de Distribuição Unificada Numero 13;
NiCd	Níquel cádmio;
NiMH	Níquel-hidreto metálico;
Pb-acid	Chumbo ácido;
PIS	Programa de integração social;

PRODIST	Procedimento de distribuição de energia elétrica no sistema;
Si-fitas	Silício crescido em fitas;
STC	Condições padrão de ensaio;
TC	Transformador de corrente;
TIR	Taxa interna de retorno;
TUSD	Tarifa de uso do sistema de transmissão (tust);
V	Volt;
VPL	Valor presente líquido;
W	Watt;
W/m ²	Watt por metro quadrado;
Wp	Watt de pico.

SUMÁRIO

1	Introdução	16
1.1	Objetivo	16
1.2	Justificativa	17
1.3	Estrutura do Trabalho	17
2	Energia Solar Fotovoltaica.....	18
2.1	Evolução da Geração Fotovoltaica	18
2.2	Célula Fotovoltaica	20
2.3	Modelo Elétrico	22
2.4	Características Elétricas	24
2.4.1	Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	25
2.4.2	Corrente de curto-circuito (I_{sc})	26
2.4.3	Fator de forma (FF)	26
2.4.4	Eficiência.....	26
2.5	Influência da Temperatura e da Radiação.....	27
2.6	Tecnologia de Fabricação	28
2.7	Elemento Básicos de um Sistema de Geração Conectado à Rede.....	30
2.7.1	Painel Fotovoltaico.....	31
2.7.2	Inversores	32
2.7.3	Baterias.....	33
2.7.4	Controlador de Carga	34
2.8	Radiação Solar	35
3	Microgeração e Minigeração	39
3.1	Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de Abril de 2012 (ANNEEL)	39
3.2	Procedimento de Distribuição (PRODIST) ANEEL, Acesso de micro e minigeração distribuída	41
3.3	Critérios para a conexão de acessante de geração distribuída ao sistema de distribuição da Energisa	42
3.3.1	Solicitação de Acesso.....	43
3.3.2	Parecer de Acesso.....	43
3.3.3	Relacionamento Operacional	44
3.3.4	Obras	44
3.3.5	Solicitação de Vistoria	44

4	Sistema de Geração Fotovoltaico	46
4.1	Cálculo da demanda.....	46
4.2	Sistema Fotovoltaico.....	47
4.3	Irradiação local	47
4.4	Análise Econômica e Financeira.....	49
4.4.1	Valor Presente Líquido.....	50
4.4.2	TIR – Taxa Interna de Rentabilidade	51
4.4.3	Payback	52
4.5	Análise de retorno sobre o investimento.....	52
4.6	Custos.....	53
5	Conclusão.....	56
	Referências	57
	ANEXO A - Manual e Certificado do Inversor.....	59

1 INTRODUÇÃO

Tem-se focado no estudo de energias renováveis devido à crescente demanda de energia elétrica no Brasil e no mundo. As pesquisas nessa área têm avançado consideravelmente, possibilitando a redução dos custos das tecnologias empregadas na fabricação de equipamentos, tornando o custo de produção de energias renováveis mais competitivas no mercado.

O Brasil possui uma localização privilegiada para geração de energias renováveis tais como hidráulica, eólica e solar. Apesar de sua matriz energética atual ser predominantemente hidráulica, já se explora outras fontes de energia, como eólica e solar, visando diversificar a matriz energética. Devido aos baixos níveis dos reservatórios de água, o potencial hidroelétrico para novas usinas está chegando ao seu limite e o custo da energia elétrica está bastante elevado por conta do acionamento das usinas termoeletricas. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), serão realizados leilões de reserva para expansão de energia solar na matriz energética.

“O País possui níveis de irradiação solar superiores aos das nações desenvolvidas e, portanto, dispõem de grande potencial para o aproveitamento da energia solar. Os melhores níveis, encontram-se principalmente na região Nordeste” (MONTENEGRO, 2013, p. 3).

A energia solar fotovoltaica é uma fonte bastante promissora por ser inesgotável, limpa, e pode ser utilizada em sistemas isolados ou interligado à rede elétrica, como mini usinas, e geração distribuída, diminuindo as perdas em transmissão e distribuição.

1.1 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é realizar um estudo sobre a viabilidade econômica da implantação de um sistema de geração de energia solar fotovoltaico conectado à rede elétrica, em razão da estimativa da potência elétrica gerada ao longo do ano, decorrente da variação de radiação solar nesse período. Para isto, compara-se o custo do quilowatt hora (kWh), produzido pela geração solar fotovoltaica(FV) com o da distribuidora local,

verificando-se o quão viável é a instalação de um sistema de geração solar fotovoltaica, considerando-se seu tempo de vida útil.

1.2 JUSTIFICATIVA

O Brasil possui um grande potencial para geração de energia solar, apresentando boa radiação solar ao longo de todo o ano, principalmente na região Nordeste. A energia solar será então tema deste estudo, e espera-se que este trabalho possa ser uma base para pesquisas futuras.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos: o primeiro é uma introdução. O segundo consiste em uma revisão bibliográfica acerca da célula solar – sua evolução tecnológica, suas características elétricas, as tecnologias empregadas na sua fabricação, os fatores que influenciam na geração de energia –, uma descrição dos elementos necessários ao sistema para geração solar, e, por fim, uma revisão bibliográfica da irradiação solar.

No terceiro capítulo a regulamentação que permite a interconexão de minigeração, ou microgeração, à rede elétrica e os critérios necessários à sua conexão são apresentados.

No quarto capítulo o sistema de geração conectado à rede elétrica, e a carga ao qual deverá suprir, além de um estudo de viabilidade econômica desse sistema, utilizando ferramentas como VPL, TIR e Payback, são apresentados.

Por fim, no quinto capítulo os resultados do trabalho e as conclusões são apresentados.

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Neste capítulo serão apresentadas considerações sobre a tecnologia fotovoltaica e sobre a posição privilegiada do Brasil em termos de potencial solar.

Enuncia-se os princípios físicos básicos do efeito fotovoltaico e as tecnologias de fabricação das células fotovoltaicas.

Mostra-se o modelo e o circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, suas equações características, fala-se ainda das suas características elétricas, como curva de corrente e tensão ($I \times V$), a máxima potência, influência da radiação, e temperatura.

2.1 EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida a partir da conversão direta de luz em eletricidade (efeito fotovoltaico). O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A primeira célula fotovoltaica só foi produzida na década de 50. A partir daí, iniciaram-se as pesquisas nessa área com aplicação espaciais. Somente na década de 70, com a crise energética internacional, houve o interesse na diversificação das fontes de energia, o que culminou em pesquisas voltadas para produção de energia solar fotovoltaica (ALONSO; GARCIA; SILVA, 2013; CRESESB, 2006)

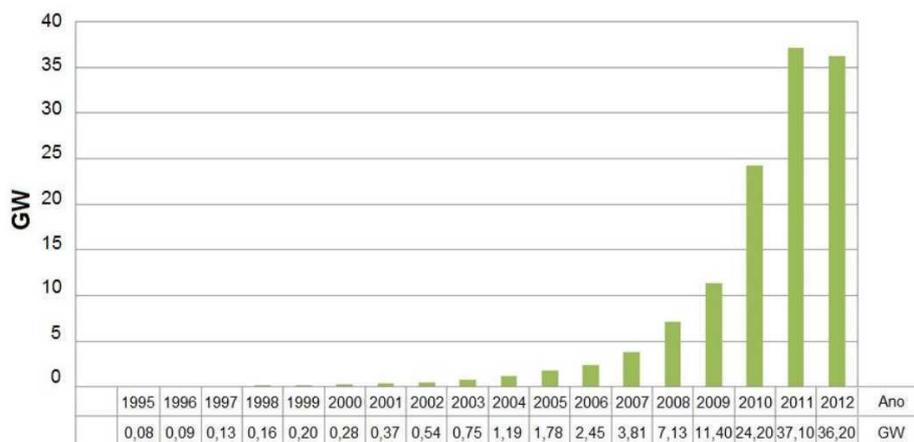
A eficiência da primeira célula solar de selênio não chegava a 1%. Com a evolução científica, com a mecânica quântica e sua teoria de bandas de energia, foi possível, na década de 50, chegar a uma eficiência de 6%. Cinquenta anos depois, em 2004, foram produzidos cerca de mil milhões de células, com eficiências da ordem de 24,7%.

A crise do petróleo de 1973 impulsionou o interesse em aplicações terrestres para energia solar fotovoltaica. Porém, o custo de produção era totalmente inviável, sendo necessário reduzir o custo de produção cerca de 100 vezes em relação às células com aplicações espaciais.

Embora a radiação solar seja abundante na Terra, ela ainda é pouco utilizada. No entanto nos países desenvolvidos essa realidade está mudando, com fortes incentivos a

sua produção. Nos últimos anos a produção de células fotovoltaicas cresceu em ritmo acelerado e, conforme pode-se observar na Figura 1, nos últimos 12 anos esse incremento foi de 54,2%.

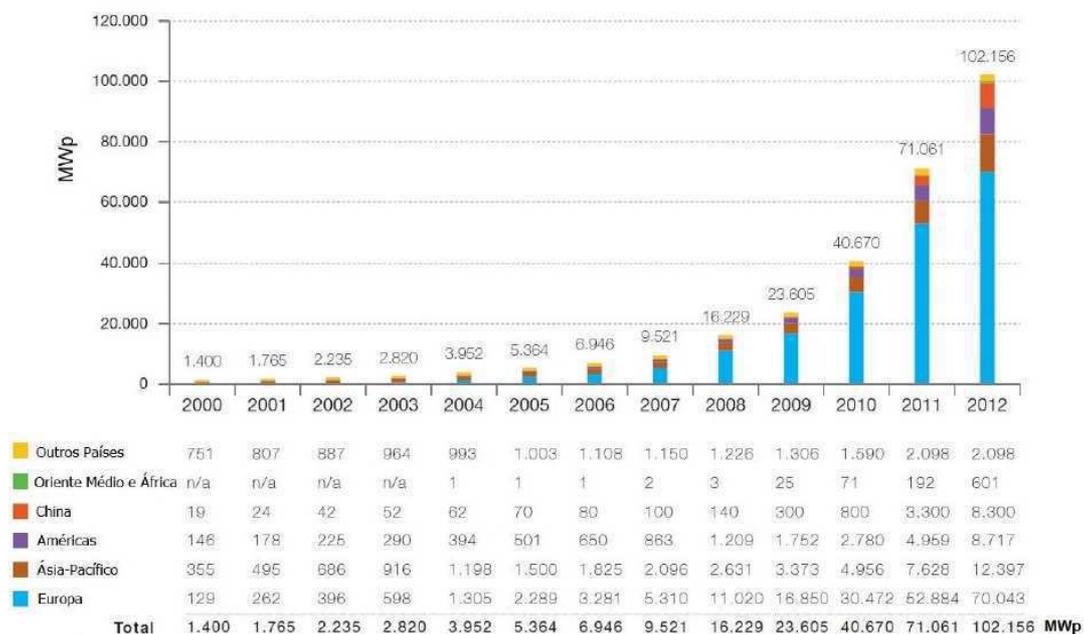
Figura 1–Produção mundial de células fotovoltaicas.



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014.

Conforme pode-se observar na Figura 2, os países Europeus possuem os maiores índices de potência instalada de sistemas fotovoltaicos, com aproximadamente 74% da produção mundial. O maior mercado consumidor tem sido a Alemanha, seguido pela Itália. Depois da Europa estão o Japão e Estados Unidos. a potência instalada acumulada global superou 100 GWp, sendo 32,3 GWp a potência instalada na Alemanha e 16 GWp na Itália. Além disso, implementações de sistemas fotovoltaicos vem ocorrendo na Ásia destacando-se a China e Índia (CEPEL-CRESESB, 2014, p. 55). Observa-se ainda que o Brasil recebe elevados índices radiação solar comparado com os países europeus, mas sua capacidade instalada é de 30 MWp a 40 MWp e seu ritmo de crescimento continua lento, devido a fatores como: o custo de geração ainda não ser competitivo; o investimento para instalações residenciais ser elevado e falta de políticas de financiamento (CEPEL-CRESESB, 2014, p. 63) e (ABINEE, 2012, p.42).

Figura 2–Evolução da potência instalada em sistemas fotovoltaicos no mundo.

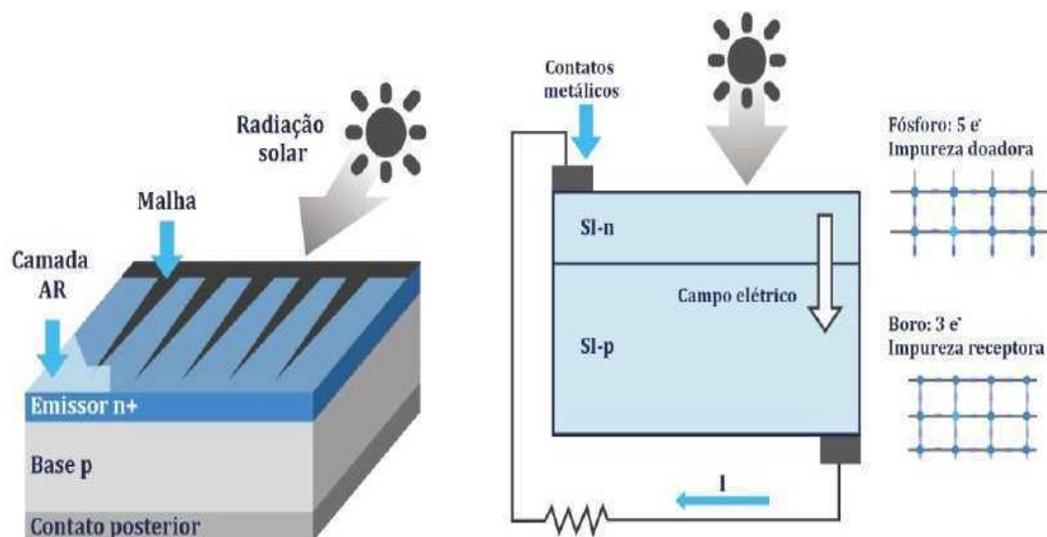


Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014.

2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica, cuja estrutura pode ser observada na Figura 3, é o elemento fundamental no processo de conversão de energia solar. Nos materiais semicondutores, os elétrons adquirem energia proveniente da radiação solar, ocasionando o rompimento das ligações e o deslocamento de elétrons da banda de valência para a banda de condução. Neste processo, uma lacuna é deixada no lugar de onde o elétron foi movido, comportando-se como uma carga positiva. A energia proveniente do fóton cria, então, um par elétron-lacuna. Os elétrons e as lacunas são denominados portadores de carga, e a propriedade de condução ocorre é devido ao movimento desses portadores de carga (CASTRO, 2002, p. 6) e (ALONSO; GARCIA; SILVA, 2013, p. 7).

Figura 3–Estrutura típica da célula solar (esquerda), princípio de funcionamento (direita).

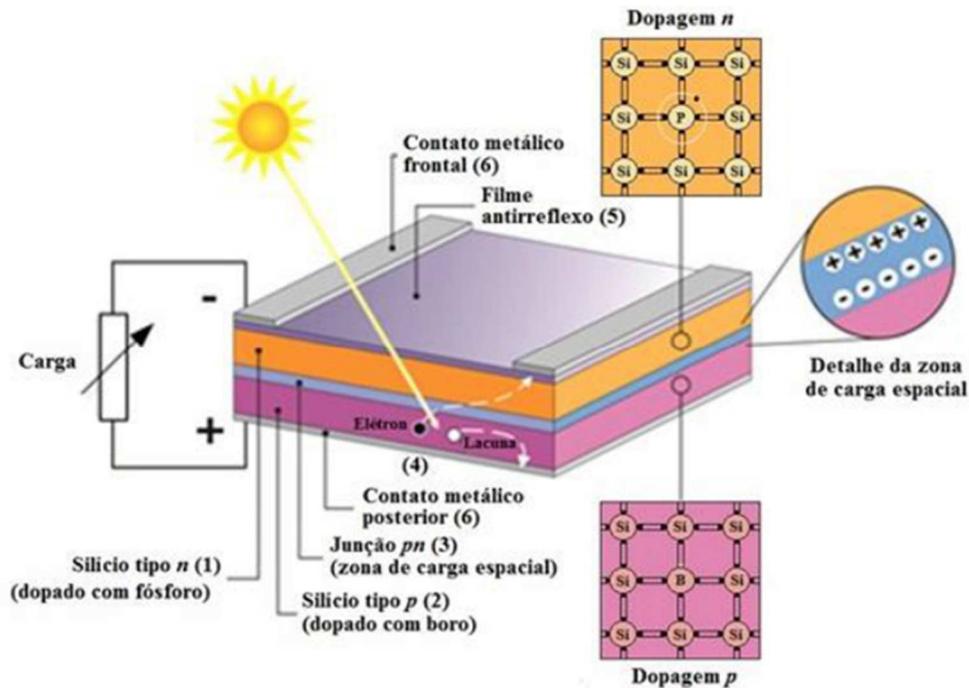


Fonte: Alonso; Garcia; Silva, 2013.

O material de base de uma célula fotovoltaica é o silício. No entanto, se a célula fosse composta apenas de cristais puros, não produziria corrente elétrica, pois os elétrons passariam para banda de condução, mas se recombinariam com as lacunas. Para que haja corrente elétrica é necessário um campo elétrico, o que é obtido a partir da dopagem do silício – introdução de impurezas (materiais que apresentam excesso ou falta de elétrons) de maneira controlada. Para isto, adiciona-se átomos de fósforo a um dos lados da célula, criando uma região do tipo n, com densidade de elétrons maior; no outro lado são adicionados átomos de boro, criando-se uma região do tipo p, com uma densidade de lacunas maior. A diferença de concentração entre elétrons e lacunas cria um campo elétrico, formando a junção p-n.

Na junção p-n, os elétrons excitados possuem energia suficiente para moverem-se da banda de valência para a banda de condução. Os elétrons são acelerados para o terminal negativo, e as lacunas para o terminal positivo, conforme a Figura 4. Haverá a circulação de corrente elétrica se contatos elétricos forem adicionados à célula e uma carga for conectada aos terminais.

Figura 4— Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício.

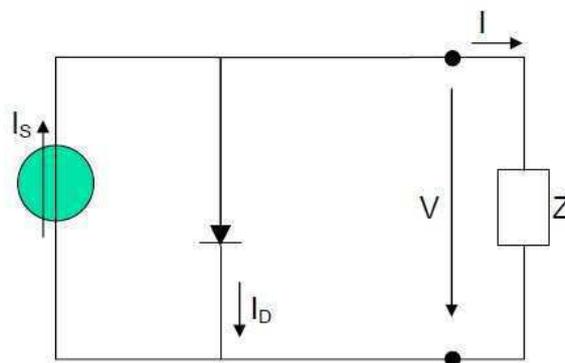


Fonte: CEPTEL-CRESESB, 2014.

2.3 MODELO ELÉTRICO

Uma célula fotovoltaica pode ser descrita por meio de um modelo de circuito elétrico simplificado, como apresentado na Figura 5.

Figura 5—Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga; modelo simplificado.



Fonte: CASTRO, 2002.

A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente I_D , de uma junção p-n, que funciona como um díodo, e a corrente I_S gerada pelos fótons de radiação luminosa. A corrente I_S é unidirecional, sendo constante para

uma dada radiação. A corrente I_D depende da tensão V nos terminais da célula. É a corrente em um diodo, descrita na Equação 1 (CASTRO, 2002, p. 6) e (CEPEL-CRESESB, 2014, p. 116).

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right), \quad (1)$$

em que: I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo, V é a tensão nos terminais da célula, m é o fator de idealidade do diodo (número adimensional entre 1 e 2) e V_T é designado por potencial térmico, cuja expressão é descrita na Equação 2.

$$V_T = \frac{KT}{q}, \quad (2)$$

em que K é a constante de Boltzmann, T é a temperatura absoluta da célula em Kelvin e q é a carga do elétron ($q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$).

A corrente que passa pela carga é portanto:

$$I = I_S - I_D = I_S - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right). \quad (3)$$

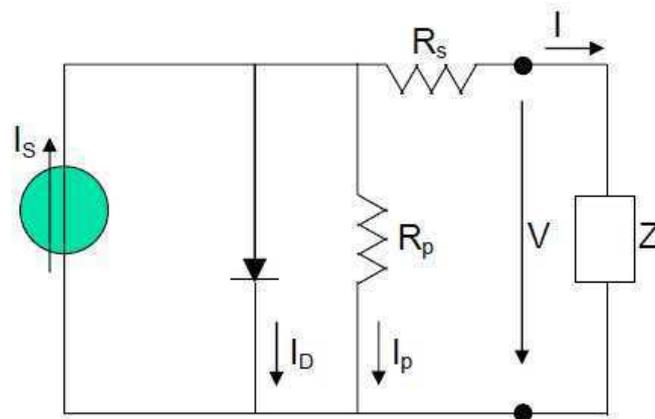
Nas células fotovoltaicas reais há uma resistência devido a: junção metal-semicondutor, malhas metálicas e regiões dopantes. Essa resistência é representada por uma resistência série, devido à queda de tensão produzida, e uma resistência em paralelo, devido a correntes de fuga.

A equação da curva característica detalhada de uma célula fotovoltaica torna-se:

$$I = I_S - I_0 \left[e^{\left(\frac{q(V+IR_S)}{nkT} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_p}, \quad (4)$$

em que R_S é a resistência em série e R_P a resistência em paralelo, O circuito elétrico equivalente é apresentado na Figura 6.

Figura 6–Circuito equivalente detalhado de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga.

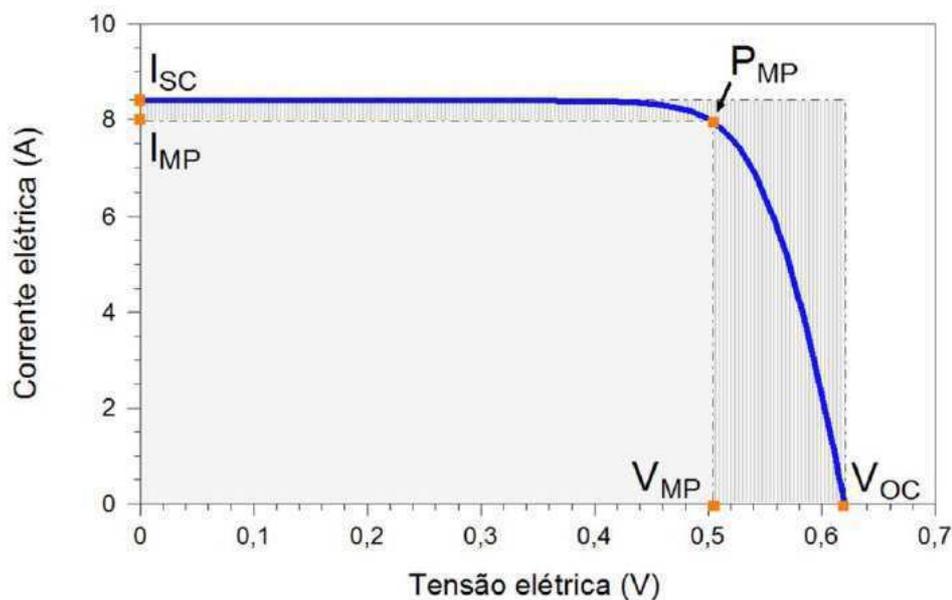


Fonte: CASTRO, 2002.

2.4 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

As características elétricas de uma célula fotovoltaica são geralmente representadas pela curva corrente versus tensão ($I \times V$). Na Figura 7 é apresentada a curva $I \times V$ característica de uma célula fotovoltaica, sob as condições padrão de ensaio: irradiação 1.000 W/m^2 e temperatura de 25°C .

Figura 7– Característica $I \times V$ de uma célula fotovoltaica.



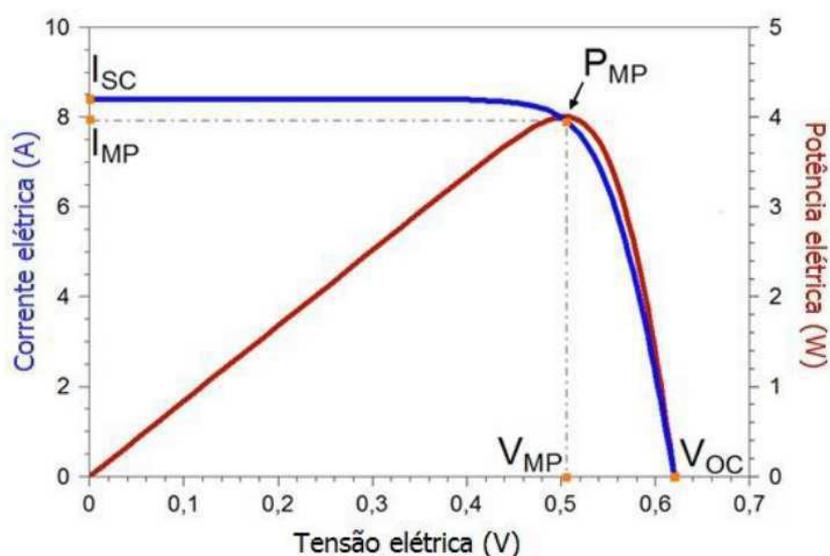
Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014.

O ponto máximo de corrente do gráfico, quando a tensão é zero, é denominado de corrente de curto circuito, enquanto o ponto de máxima tensão, quando a corrente é zero,

é denominado tensão de circuito aberto. Na região mais à direita do gráfico, a corrente decresce rapidamente com pequeno aumento de tensão. Nessa região a célula opera como uma fonte de tensão constante com uma resistência interna. Enquanto na região à esquerda ocorre uma pequena diminuição da corrente para grandes variações de tensão, o que denomina-se fonte de corrente. (CEPEL-CRESESB, 2014, p. 116).

Em uma determinada região do gráfico apresentado, a curva IxV possui um ponto de operação denominado ponto de joelho. Comparando-se o gráfico da Figura 7 com a curva característica da potência versus a tensão (PxV), apresentado na Figura 8, percebe-se que a maior potência produzida pela célula ocorre no ponto de joelho da curva IxV.

Figura 8 –Potência elétrica em função da tensão elétrica.



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014.

A partir da curva IxV apresentada na Figura 8, podem ser determinados os parâmetros elétricos que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, fator de forma e eficiência, descritos a seguir.

2.4.1 TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO (V_{OC})

A tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica circulando é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir, denominada tensão de circuito aberto. Esta pode ser medida diretamente com um voltímetro nos terminais do módulo. A tensão V_{OC} depende da corrente de saturação (I₀), da corrente fotogerada (I_S) e da temperatura, de acordo com a Equação 5.

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_S}{I_0} + 1 \right), \quad (5)$$

em que K é a constante de Boltzmann, T é a temperatura absoluta da célula em Kelvin, q é a carga do elétron, I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo e I_S é a corrente foto gerada.

2.4.2 CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (I_{SC})

A máxima corrente que se pode obter é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero, denominada corrente de curto-circuito, a qual pode-se medir com um amperímetro, curto-circuitando os terminais do módulo. I_{SC} depende da área da célula fotovoltaica, da irradiação solar e de sua distribuição espectral, das propriedades ópticas e da probabilidade de coleta dos pares elétron-lacuna formados.

2.4.3 FATOR DE FORMA (FF)

A razão entre a máxima potência da célula ($V_{MP}I_{MP}$) e o produto da corrente de curto-circuito (I_{SC}) com a tensão de circuito aberto (V_{OC}) é denominada fator de forma. O FF é definido pela Equação 6.

$$FF = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}}, \quad (6)$$

Quanto menores forem as perdas resistivas (série e paralelo), mais próxima da forma retangular será a curva $I \times V$.

2.4.4 EFICIÊNCIA

O parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica é a eficiência. Esta representa a relação entre potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente e pode-se definir na equação 7.

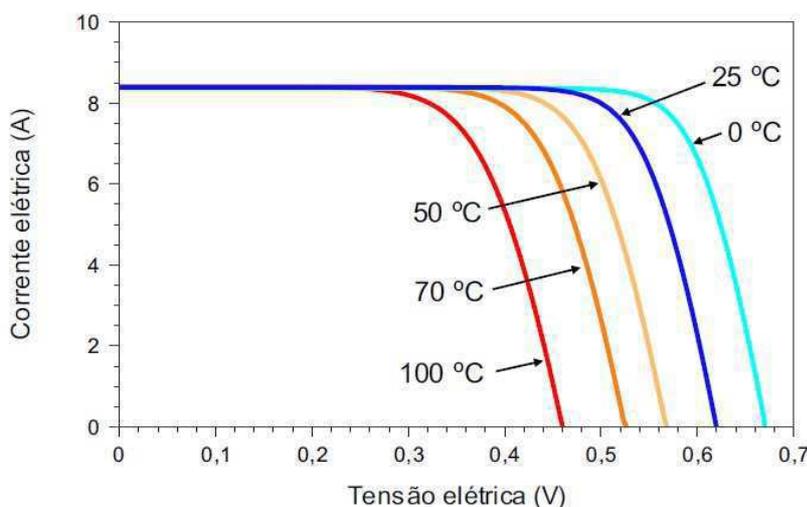
$$\eta = \frac{V_{OC}I_{SC}FF}{AG} 100\% = \frac{P_{MP}}{AG} 100\%, \quad (7)$$

em que $A(m^2)$ é a área da célula e $G (W/m^2)$ é a irradiação solar incidente. A unidade de potência da célula e do módulo fotovoltaico é o W_P (watt-pico), que é associada às condições-padrão de ensaio (STC).

2.5 INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA E DA RADIAÇÃO

Alguns fatores externos, tais como temperatura e radiação solar, podem variar as curvas características do painel solar. O principal efeito do aumento da temperatura nas células do painel solar é verificado com a diminuição da tensão de saída, de forma diretamente proporcional. Esse aumento da temperatura tende a reduzir a eficiência do painel solar. A corrente elétrica sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível. Na Figura 9 são apresentadas curvas $I \times V$ para diversas temperaturas da célula fotovoltaica, com irradiação de $1.000 W/m^2$.

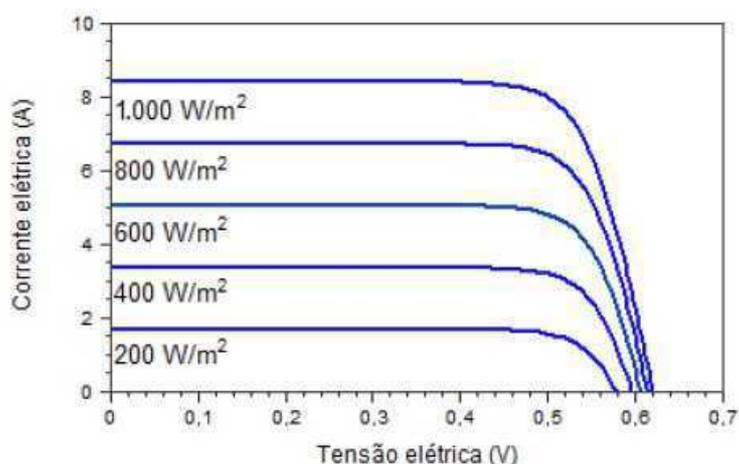
Figura 9–Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva $I \times V$.



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014.

A variação na irradiação solar afeta a curva $I \times V$ da célula fotovoltaica. A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiação solar incidente, enquanto a tensão de circuito aberto aumenta de forma logarítmica. Esse efeito é apresentado na Figura 10, mantida a uma temperatura constante de $25^{\circ}C$.

Figura 10—Influência da variação da irradiância solar na curva característica IxV de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25 °C.



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014

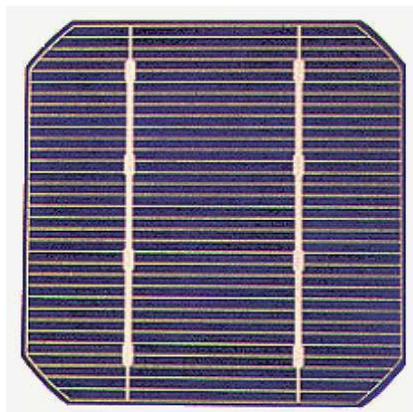
As vantagens dessa tecnologia são o custo, que é, em média, a metade do silício cristalino, e o fato do rendimento não cair com a temperatura, como ocorre com o silício cristalino.

2.6 TECNOLOGIA DE FABRICAÇÃO

A matéria prima mais usada nas células fotovoltaicas é o silício. Nos últimos anos, pesquisas aplicadas têm ajudado a aumentar a eficiência dos painéis solares. Hoje em dia, o mercado fotovoltaico é regido pela utilização do silício cristalino. A predominância de cor nesses painéis é azul, pois é nessa cor que o painel apresenta maior eficiência. As células podem ser basicamente de dois tipos de silício: monocristalino e policristalino.

O silício monocristalino origina células mais eficientes, apesar de ser a tecnologia mais antiga. Painéis de silício monocristalino são mais caros devido à maior complexidade para sua construção e à maior utilização de energia no processo. A Figura 11 mostra um módulo solar monocristalino. Na estrutura pode-se notar a uniformidade de cor, indicando que a célula é formada por um único cristal.

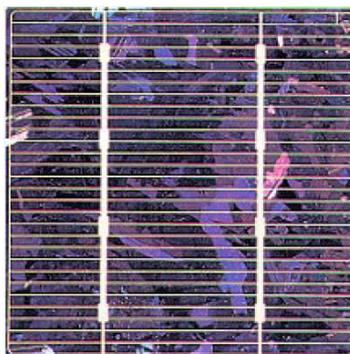
Figura 11– Célula de silício monocristalino



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2008

As células policristalinas são formadas por vários cristais de silício que passam por um processo de fundição e solidificação. Como são usados mais cristais, esses dão origem a várias bordas, que tendem a diminuir a eficiência da célula. A vantagem está no fato dessas células terem um custo de produção menor, o que acarreta em redução final do custo dos painéis. Na Figura 12 um módulo solar policristalino é mostrado.

Figura 12–Célula de silício policristalino.



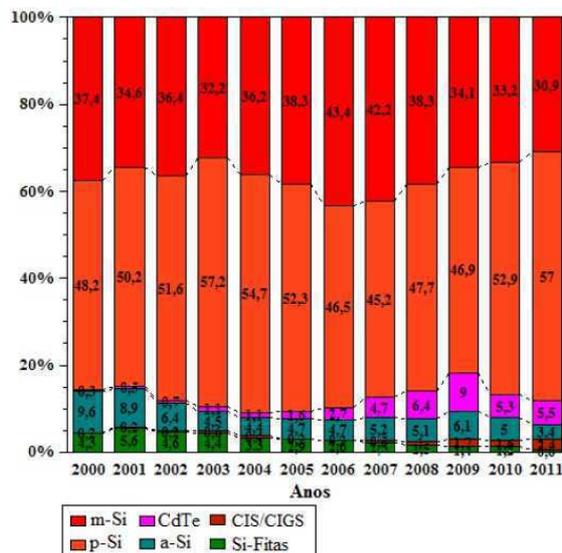
Fonte: CEPEL-CRESESB, 2008.

Outro material usado na construção de células fotovoltaicas é o silício amorfo hidrogenado. A célula é formada por camadas extremamente finas, sendo muitas vezes da ordem de 0,5 micrometros e estrutura amorfa. Os níveis de eficiência são bem menores que nas células cristalinas, não ultrapassando 6%. O modelo de fabricação dessas células permite criar células solares flexíveis que podem ser usadas diretamente na construção civil, na incorporação de estruturas, como telhados.

As células de silício cristalino tanto monocristalino (m-Si) como policristalino (p-Si) dominam o mercado mundial. Na Figura 13 observa-se que essa tecnologia responde por mais de 81% da produção mundial desde 2000, e que em 2011 atingiu 87,9% deste

mercado. As outras tecnologias comercializadas são filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio (CIS), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) e silício crescido em fitas (Si-fitas).

Figura 13–Distribuição das tecnologias usadas na produção industrial de células fotovoltaicas.



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2014

2.7 ELEMENTO BÁSICOS DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO CONECTADO À REDE

Esta seção trata da descrição dos elementos que serão utilizados na implantação de um sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica a ser estudado, são eles: painel fotovoltaico, inversor, controlador de carga e baterias. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são instalados para fornecer energia ao consumidor, que pode utilizar a rede elétrica da concessionária para complementar a energia demandada e, caso haja excedente, o consumidor poderá vendê-lo para a concessionária.

As baterias são utilizadas em sistemas isolados para atender o período em que a geração é nula (à noite, em dias chuvosos ou nublados, com baixos níveis de irradiação solar) e em sistemas conectados à rede elétrica, são utilizadas em caso de falta de energia da rede elétrica. Na Figura 14 pode-se observar o diagrama esquemático de um sistema FV conectado à rede elétrica.

Figura 14–Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.



Fonte: FERREIRA, 2014.

2.7.1 PAINEL FOTOVOLTAICO

A unidade básica de todo o sistema é a célula fotovoltaica. O módulo apresentado na Figura 15 é composto por células conectadas em série e em paralelo, com a finalidade de produzir níveis de tensão e corrente suficientes para a utilização da energia, visto que apenas uma célula fotovoltaica fornece em torno de 0,6 V e uma densidade de corrente na ordem de 30 mA/cm².

Figura 15– Módulo fotovoltaico.



Fonte: <http://www.paineisfotovoltaicos.com/funcionamento.php>.

Além de fornecer níveis de tensão e corrente desejáveis, o agrupamento de células em um módulo é necessário para proteção contra esforços mecânicos e fatores ambientais, pois as células apresentam espessura muito reduzida.

2.7.2 INVERSORES

O inversor é um equipamento que objetiva converter corrente contínua (CC) dos painéis e banco de baterias em corrente alternada (CA) para alimentar um conjunto de cargas. É a unidade condicionadora de potência do sistema fotovoltaico. A escolha de um inversor interfere no desempenho, confiabilidade e custo de um sistema fotovoltaico. Quando estão no circuito, adicionam complexidade ao mesmo, mas possuem os atrativos de facilitar a instalação elétrica e permitir o uso de acessórios convencionais (TVs, vídeos, geladeiras etc.).

Para especificar um inversor, é necessário considerar tanto a tensão de entrada CC quanto a tensão de saída CA. Inversores isolados comumente operam com tensões de entrada de 12, 24, 48 ou 120 Volts (CC) que geralmente são convertidos em 120 ou 240 Volts (CA), na frequência de 60 ou 50 Hertz. Além disso, todas as exigências que a carga fará ao inversor devem ser observadas, não somente em relação à potência, mas também variação de tensão, frequência e forma de onda (CEPEL-CRESESB, 2014, p. 76).

Assim como qualquer outro equipamento elétrico, o inversor também possui suas características para serem especificadas. Algumas características que devem ser consideradas na especificação de um inversor são apresentadas a seguir:

- potência;
- tensão de operação (CC/CA);
- capacidade de surto;
- número de fases (monofásico ou trifásico);
- eficiência;
- forma de onda;
- frequência;
- fator de potência.

A potência nominal de saída do inversor a ser considerada indica que potência o inversor pode fornecer continuamente à carga. Um inversor deve ser especificado para

fornecer potência sempre superior às necessidades máximas das cargas, de forma a considerar algum provável aumento da demanda. Algumas cargas possuem características específicas, como no caso de motores CA, que, no momento da partida, necessitam de uma corrente elevada (3 a 6 vezes a nominal) por um curto período de tempo, até entrarem em operação permanente. Devido a este fato, os inversores devem ter capacidade de suportar o surto de corrente por um curto instante de tempo, excedendo sua potência nominal. Essa característica é especificada na capacidade de surto do inversor.

As tensões de operação de entrada e de saída são funções da potência total fornecida pelo inversor às cargas CA. Normalmente, a tensão nominal de entrada do inversor aumenta com o aumento da demanda de carga, o que mantém a corrente em níveis adequados. A tensão de saída da maioria dos inversores é regulada. Ela deve atender às especificações necessárias para alimentar as cargas que serão operadas (CEPEL-CRESESB, 2014, p. 216).

Os inversores para conexão com a rede elétrica podem ter potências individuais até cerca de 5kW, com saída monofásica, para potências superiores são utilizados inversores trifásicos.

2.7.3 BATERIAS

Uma bateria é um conjunto de células eletroquímicas, 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 à uma carga elétrica, ocorre o processo inverso, uma corrente contínua é produzida pela conversão de energia química em energia elétrica. (CEPEL-CRESESB, 2014, p. 164).

As baterias são uma forma amplamente utilizada em diversas aplicações para armazenamento de energia. Existem vários tipos de recarregadores eletroquímicos, alguns deles são: acumuladores de chumbo ácido (Pb-acid), baterias de níquel cádmio (NiCd), baterias de níquel-hidreto metálico (NiMH), baterias de íons de Lítio (Li-ion), baterias depolímero de Lítio (Li-poly) entre outros.

O acumulador de chumbo ácido é o tipo mais comum de bateria recarregável usada atualmente e isso se dá principalmente à sua maturidade na indústria e à alta razão entre performance e custo que ela apresenta, apesar de possuir uma baixa densidade de energia.

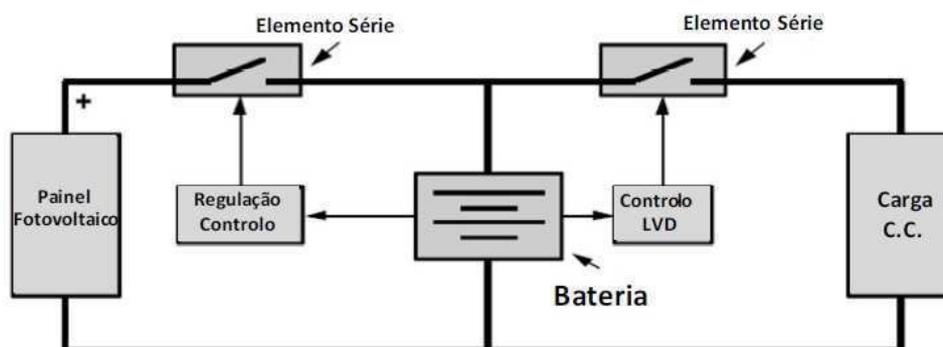
A especificação da bateria é influenciada principalmente por: tensão de carga e descarga, relação entre carga e descarga, eficiência energética, eficiência de carregamento, impedância interna, aumento de temperatura, vida útil da bateria em ciclos de carga e descarga.

2.7.4 CONTROLADOR DE CARGA

Controladores de carga são dispositivos que usados para proteger a bateria ou banco de baterias contra sobrecargas e descargas profundas, prolongando sua vida útil. São equipamentos indispensáveis no projeto de um sistema fotovoltaico isolado, pois impedem riscos de explosão da bateria e danos irreversíveis às cargas conectadas.

O princípio de funcionamento consiste na medição da tensão da bateria, que é um indicador direto do estado de carga da mesma. Em caso de sobrecarga, o módulo fotovoltaico é desconectado do sistema e, em caso de descarga profunda, a carga é desconectada do sistema. Portanto, é um dispositivo que controla a carga da bateria, mantendo-a entre a carga plena e a máxima profundidade de descarga permissível. A Figura 16 apresenta um diagrama simplificado do princípio de funcionamento do controlador de carga.

Figura 16–Diagrama simplificado do funcionamento do controlador de carga.



Fonte: VIANA, 2010.

Um controlador típico possui entradas para os painéis fotovoltaicos, saída para as baterias e saídas para as cargas. Os parâmetros para especificação dos controladores de carga são obtidos da demanda de energia e das curvas características das baterias e a de vida útil (em ciclos) desejada (VIANA, 2010, p. 111). Basicamente, é especificado o valor de máxima corrente, que deve ser maior do que a máxima corrente de curto-circuito

esperada para o arranjo fotovoltaico, e a tensão nominal, que deve ser igual à tensão nominal da bateria.

A proteção contra sobrecarga é a mais básica e está presente em todo e qualquer controlador de carga. Existem também controladores com outras características, que aumentam a complexidade e o custo do equipamento, tais como:

- estratégias de controle especiais (por exemplo PWM), que consiste em um em todo de carga muito eficiente, que mantém uma bateria em sua carga máxima e minimiza a sulfatação da bateria, por meio de pulsos de tensão de alta frequência;
- proteção contra corrente reversa, que desconecta os painéis fotovoltaicos para prevenir perda de carga das baterias nos módulos solares durante a noite;
- desconexão da carga (proteção contra descargas excessivas), que consiste no desligamento da saída para evitar descarga das baterias abaixo de valores seguros;
- compensação térmica, necessários quando as baterias são instaladas em uma área não climatizada. A tensão de carga é ajustada em função da temperatura ambiente;
- desvio da energia do arranjo, que desvia a energia dos painéis para uma carga não crítica quando as baterias estiverem completamente carregadas;
- Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT), que consiste em um moderno sistema de carga, projetado para extrair a máxima energia possível de um módulo solar, através da alteração de sua tensão de operação para maximizar a potência de saída.

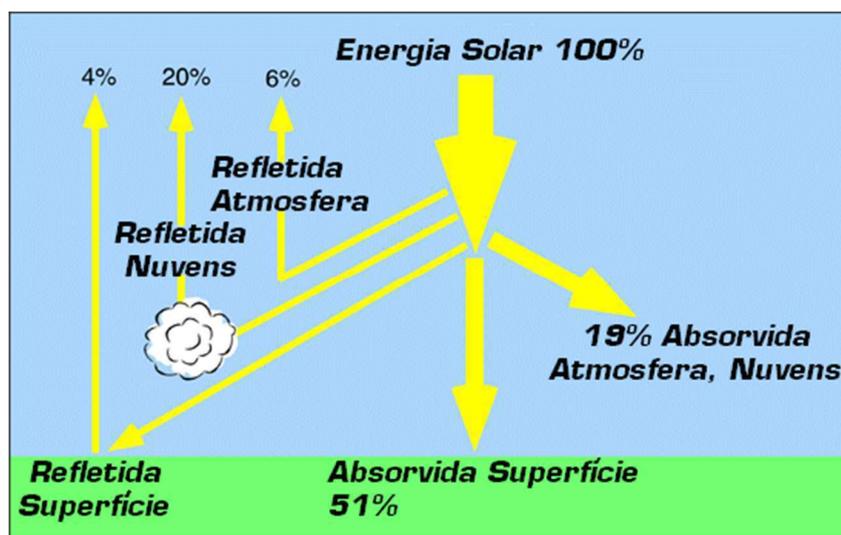
2.8 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é definida como energia radiante emitida pelo sol, em particular aquela que é transmitida sob forma de radiação eletromagnética. São utilizados vários conceitos para definir suas características, um deles é a Irradiância Solar (G), que constitui uma medida de potência (energia/tempo) por unidade de área, é medido em watts por metro quadrado (W/m^2). A Irradiação solar é definida como a quantidade de energia solar

incidente por unidade de superfície durante um período de tempo definido (normalmente dia, mês ou ano), kWh/(m².dia), kWh/(m².mês), kWh/(m².ano). A terra recebe anualmente $1,5 \times 10^8$ kWh de energia solar, a qual indica que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, responsável pela dinâmica da atmosfera terrestre e pelas características climáticas do planeta (ALONSO; GARCIA; SILVA, 2013, p. 26).

A radiação solar incidente sobre a superfície terrestre pode ser dividida em três componentes: radiação direta, é a componente da radiação solar que chega a uma superfície vinda diretamente do disco solar, sem passar por outros obstáculos além da própria atmosfera; radiação difusa, é a radiação solar que alcança a Terra após ter sido dispersada de raios solares diretos por moléculas em suspensão na atmosfera, também conhecida por luz difusa ou claridade, sendo a razão pela qual ocorrem mudanças na cor do céu; radiação refletida, que volta para o espaço. O albedo, apresentado na Figura 17, é a razão entre a radiação refletida e a incidente (VIANA, 2010, p. 27) e (ALONSO; GARCIA; SILVA, 2013, p. 27).

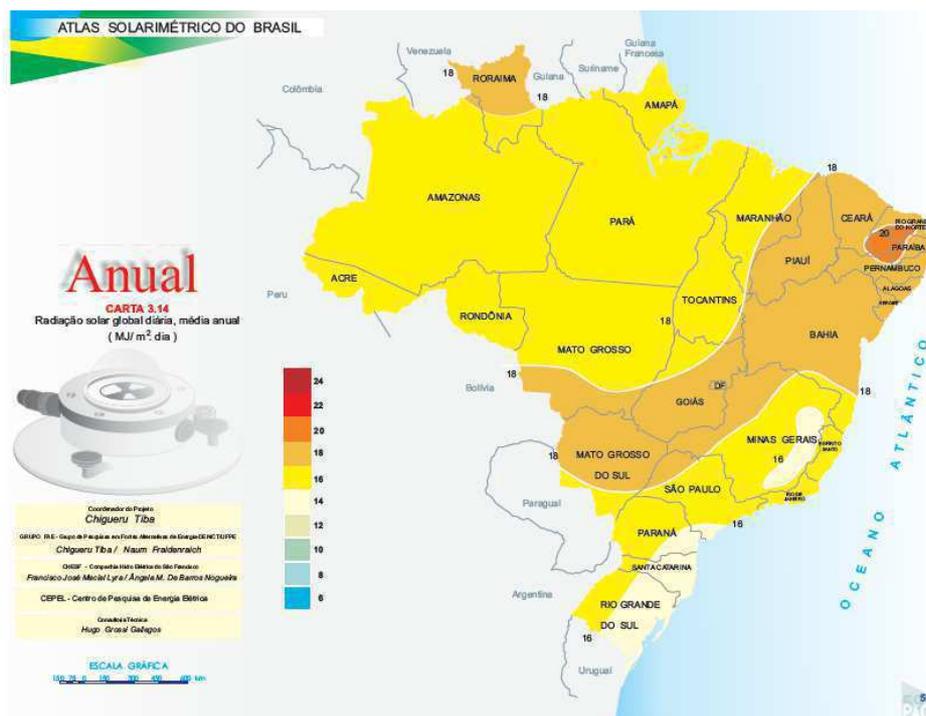
Figura 17–Radiação Solar Incidente.



Fonte: <http://www.electronica-pt.com/energia-solar>.

O noroeste da Paraíba é um dos melhores lugares do Brasil em relação à incidência dos raios solares, têm uma radiação média anual de 20 MJ/m² equivalente a 5,56 kWh/m², como apresentado na Figura 18. Em um mês como dezembro, por exemplo, quando se tem muito sol, a Paraíba apresenta uma incidência entre 24 MJ/m² e 26 MJ/m², o megajoule (MJ) é uma unidade de medida de energia, também usada para aferir a incidência de radiação solar.

Figura 18–Radiação solar global diária média anual.



Fonte: TIBA, 2000.

Se tudo fosse convertido em energia, um metro quadrado poderia suprir uma casa que consome 150 kwh por mês. Porém, um módulo fotovoltaico só consegue converter cerca de 15% dos raios solares. Com um sistema de eficiência baixa, que converte apenas 10%, seriam necessários 10 m² para suprir essa casa com consumo de 150 kwh por mês.

Para um melhor aproveitamento da potência que pode ser gerada pelo painel fotovoltaico, é importante que a instalação seja feita com ótimas orientações e localização, para tal, deve-se observar os seguintes aspectos:

- distância dos painéis a objetos ou edificações que possam projetar sombra sobre o mesmo;
- a orientação dos módulos que, no hemisfério sul devem ser orientados de modo que a parte frontal esteja direcionada para o norte geográfico, embora o norte magnético possa ser utilizado sem introduzir erros significativos; enquanto no hemisfério norte, deve-se orientar painel para o sul geográfico;
- a inclinação do painel em relação ao plano horizontal, que deve ser calculada utilizando-se como referência a latitude do local onde o painel será instalado.

Uma vez definida a posição do painel é necessário calcular o ângulo de inclinação que o mesmo deve ter em relação ao solo. Este ângulo toma por referência a latitude do local e pode variar de acordo com a Tabela 1 (ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2008, p. 33), embora pequenos desvios nesta inclinação possam ser admitidos.

Tabela 1–Ângulo de inclinação de acordo com a latitude do local

Latitude (°)	Ângulo de Inclinação
0 a 4	10 graus
5 a 20	Latitude + 5 graus
21 a 45	Latitude + 10 graus
46 a 65	Latitude + 15 graus
66 a 75	80 graus

Fonte: SOLARTERRA

3 MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO

No Brasil, o processo de aprovação de uma regulamentação para o incentivo ao uso da tecnologia em geração distribuída (GD) no meio urbano foi bastante demorado e cheio de incertezas e reverses. O trabalho teve início em 2008, quando o MME instituiu o Grupo de Trabalhos de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF).

O GT-GDSF teve como finalidade elaborar uma proposta de política de utilização de geração FV conectada à rede elétrica em edificações urbanas em curto, médio e longo prazo. A seguir, dois eventos convocados pela Agência de Energia Elétrica (ANEEL) tiveram fundamental importância para que o movimento se tornasse mais fluido: a Consulta Pública nº 15/2010, que mapeou as principais barreiras para a instalação da GD de pequeno porte e a Audiência Pública nº 42/2011, que apresentou propostas com o objetivo de reduzir barreiras para acesso de centrais geradoras até 1MW que utilizem fontes incentivadas de energia, assim como para a fonte solar (até 30MW).

A audiência ficou aberta no período de 08/08/2011 a 14/10/2011 e, ao todo, foram recebidas 403 contribuições de agentes do setor, universidades, fabricantes, associações, consultores, estudantes e políticos.

A ANEEL analisou as contribuições apresentadas, e, após alguns meses de discussões, aprovou a Resolução Normativa nº 482, em 17 de Abril de 2012, instituindo as regras destinadas a reduzir as barreiras para instalação de GD de pequeno porte, que incluem a microgeração (até 100 kW) e a minigeração (100 kW a 1 MW).

3.1 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012 (ANNEEL)

A Resolução Normativa nº 482, de Abril de 2012 (ANNEEL 49), cria o “Sistema de Compensação de Energia”, que permite ao consumidor a instalação de pequenos geradores em sua unidade consumidora e a troca de energia com a distribuidora local. A regra é válida para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada).

Pelo sistema, a unidade geradora instalada em uma residência, por exemplo, produzirá energia e o que não for consumido será injetado no sistema da distribuidora, que utilizará o crédito para abater o consumo nos meses subsequentes. Os créditos poderão ser utilizados em um prazo de 36 meses e as informações estarão na fatura do consumidor, a fim de que ele saiba o saldo de energia e tenha o controle sobre a sua fatura.

Os órgãos públicos e as empresas com filiais que optarem por participar do sistema de compensação também poderão utilizar o excedente produzido em uma de suas instalações para reduzir a fatura de outra unidade.

O consumidor que instalar micro ou minigeração distribuída será responsável inicialmente pelos custos de adequação do sistema de medição necessário para implantar o sistema de compensação. Após a adaptação, a distribuidora será responsável pela manutenção e pela eventual substituição dos equipamentos.

As distribuidoras tiveram até 240 dias, após a publicação da resolução, para elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso desses pequenos geradores, tendo como referência a regulamentação vigente, as normas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais. A geração de energia elétrica próxima ao local de consumo ou na própria unidade consumidora, chamada de geração distribuída, pode trazer uma série de vantagens sobre a geração centralizada tradicional, como, por exemplo, economia de investimentos em transmissão, redução das perdas nas redes de transmissão e distribuição e melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica.

Paralelamente ao sistema de compensação de energia, a ANEEL aprovou novas regras para descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para usinas maiores (de até 30 MW) que utilizarem a fonte solar (ANEEL 12). Para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, o desconto de 80% será reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina. Para os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017, mantém-se o desconto de 50% nas tarifas.

3.2 PROCEDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO (PRODIST) ANEEL, ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) ANEEL, Seção 3.7-Acesso de micro e minigeração distribuída (ANNEEL 14), são descritos os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. Nele são dadas orientações gerais quanto às etapas de viabilidade do acesso. A partir de dezembro de 2012, todas as distribuidoras já deveriam ter disponibilizado em seus sites os seus procedimentos e formulários específicos.

Para um sistema de GD com potência instalada de até 100 kW, o PRODIST requer os seguintes equipamentos (todos pagos pelo acessante):

- elemento de desconexão, que consiste em uma chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema;
- elemento de interrupção, que deve ser automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção, para minigeradores distribuídos;
- proteção de sub e sobretensão, o qual não é necessário que seja um relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção;
- proteção de sub e sobrefrequência: o qual não é necessário que seja um relé específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção;
- relé de sincronismo;
- anti-ilhamento;
- medidor bidirecional, que deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

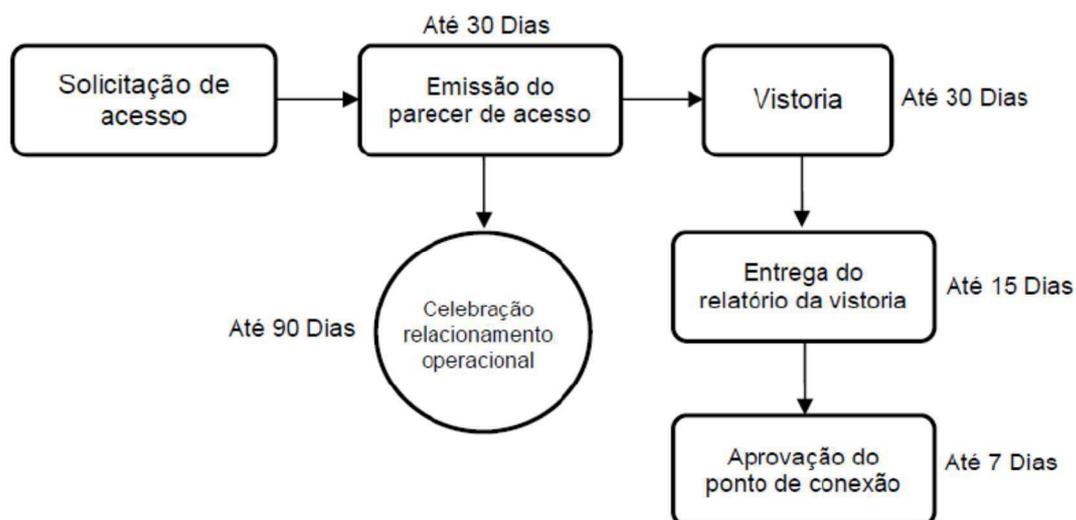
O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou internacionais.

As distribuições podem solicitar procedimentos, equipamentos e ensaios complementares aos exigidos pelo PRODIST.

3.3 CRITÉRIOS PARA A CONEXÃO DE ACESSANTE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA ENERGISA

Os procedimentos de acesso estão detalhados no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (ANEEL) e consistem nas várias etapas necessárias para obtenção de acesso de microgeradores ao sistema de distribuição da Energisa. Aplicam-se tanto a novos acessantes quanto à alteração de carga/geração. Para a viabilização do acesso ao sistema elétrico é necessário o cumprimento das etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso. Essas etapas são apresentadas de forma sucinta na Figura 19 e descritas a seguir.

Figura 19–Etapas para que seja possível conectar um sistema de microgeração ou minigeração a rede das concessionária rede da Energisa.



Fonte: NDU13 Energisa.

3.3.1 SOLICITAÇÃO DE ACESSO

Nessa etapa o acessante deve realizar a solicitação formal de acesso ao sistema de distribuição da concessionária à sua rede de distribuição. A solicitação é feita diretamente na concessionária através de formulário específico, que informa dados como fonte geradora, potência a ser instalada, local da instalação, entre outras informações. Sendo assim, o formulário reúne informações técnicas e básicas e a anotação de responsabilidade técnica – ART, emitida pelo CREA, deve ser anexada, para garantir que profissional habilitado esteja acompanhando a implantação do sistema. Além da ART, deve-se anexar a documentação auxiliar: a planta de situação/localização; ART, devidamente numerada; a carta de solicitação de serviço; o diagrama unifilar completo da planta do sistema de geração própria; as características dos Transformadores de Corrente (TC's), da fonte geradora e transformadores (se houver); os diagramas esquemáticos e funcionais; diagrama trifilar da interligação (para conexões trifásicas); as cópia dos manuais técnicos dos relés e inversores; a cópia da nota fiscal do inversor; o certificação INMETRO do inversor e/ou aprovação de tipo por laboratórios nacionais ou internacionais acreditados pelo INMETRO, desde que cumpram os requisitos estabelecidos na norma.

Caso haja alguma pendência na documentação, esta deverá ser sanada pelo interessado no prazo de até 60 dias.

3.3.2 PARECER DE ACESSO

O parecer de acesso é um documento obrigatório apresentado pela concessionária, sem ônus para o acessante, em que são informadas as condições técnicas e comerciais de acesso e os requisitos técnicos que permitem a conexão das instalações do acessante e os respectivos prazos.

A concessionária tem até 30 dias para emissão do parecer de acesso. Quando o acesso ao sistema de distribuição exigir execução de obras de reforço ou ampliação no sistema de distribuição, devem ser observados os procedimentos e prazos praticados pela regulamentação específica.

Depois de emitido o Parecer de Acesso com as informações descritas anteriormente, o Relacionamento Operacional referente ao acesso deve ser assinado entre as partes no prazo máximo de 90 dias após a emissão do parecer de acesso. A

inobservância deste prazo incorre em perda de garantia das condições de conexão estabelecidas, a não ser que um novo prazo seja pactuado entre as partes.

3.3.3 RELACIONAMENTO OPERACIONAL

Acessantes do sistema de distribuição de baixa tensão devem celebrar com a distribuidora o Relacionamento Operacional, cujo modelo de referência consta da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST, o qual deverá ser assinado no máximo em até 90 dias após a apresentação do Parecer de Acesso ao acessante.

Nenhuma obra poderá ser iniciada pela Distribuidora sem a assinatura do Relacionamento Operacional.

3.3.4 OBRAS

Após a conclusão do Relacionamento Operacional referente à conexão, são executadas as obras necessárias, vistoria das instalações e a ligação do microgerador.

As instalações de conexão devem ser projetadas observando-se as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da concessionária, além das normas da ABNT.

Os equipamentos a serem instalados pelo acessante no ponto de conexão deverão ser obrigatoriamente aqueles homologados pela concessionária.

As obras de conexão de uso restrito e as instalações do ponto de conexão são de responsabilidade do acessante. A execução deverá ser iniciada após liberação formal pela concessionária.

As obras de conexão devem ser executadas observando-se as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da concessionária, além das normas da ABNT.

3.3.5 SOLICITAÇÃO DE VISTORIA

Após a conclusão das obras necessárias para início da operação do sistema, o acessante deverá solicitar formalmente o pedido de vistoria à concessionária, esta tem prazo de até 3 dias para cumprir a solicitação. Ocorrida a vistoria, a concessionária deve liberar o relatório de vistoria no prazo máximo de até 15 dias e, em seguida, liberar ponto

de acesso no prazo máximo de até 7 dias. Caso existam pendências a serem corrigidas, estas serão listadas no relatório de vistoria e devem ser sanadas. Neste caso o acessante deve solicitar nova vistoria seguindo os mesmos prazos.

Depois de aprovado o ponto, um profissional habilitado da concessionária fará a troca do medidor convencional por um bidirecional, dando início ao funcionamento do sistema de geração própria. Os custos referentes à diferença de valores entre medidor bidirecional e o convencional devem ser arcados pelo acessante.

4 SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO

Neste capítulo trataremos de um sistema de geração solar fotovoltaico, realizando uma análise da viabilidade econômica, a partir de técnicas como: VPL, TIR, Payback. Fala-se ainda da irradiação do local e demanda por energia elétrica do empreendimento.

Desde dezembro de 2012, todas as companhias de fornecimento de eletricidade no Brasil têm à disposição da população suas regras, baseadas na Resolução 482 da ANEEL, que estabelecem 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. Essa norma possibilitou que qualquer consumidor possa gerar energia e comercializá-la com a concessionária por um sistema de compensação.

Diante dessa possibilidade, foi realizado um estudo do quanto viável é a implantação de um sistema de geração fotovoltaica. O sistema a ser analisado está instalado em um condomínio localizado na cidade de Lagoa Seca-PB, rodovia BR-104 Km 117.8, para atender as instalações elétricas das áreas comuns.

4.1 CÁLCULO DA DEMANDA

A potência instalada é a soma das potências nominais de todos os aparelhos elétricos pertencentes a uma instalação ou sistema. Entende-se por potência nominal a potência registrada na placa do aparelho ou equipamento.

Demanda é a potência elétrica realmente absorvida em um determinado instante por um aparelho, equipamento ou por uma instalação.

O cálculo de demanda foi realizado de acordo com a carga instalada no condomínio. Para o cálculo foi utilizada a Equação 8.

$$D = \left[\left(\frac{PI}{FP} \right) * FD \right], \quad (8)$$

em que FP é o Fator de Potência da instalação; FD é o Fator de Demanda da Instalação e PI é a Potência Instalada.

A demanda calculada por circuito é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2–Demanda por circuito.

	Iluminação e Tomadas	Chuveiros	Ar Condicionado	Sauna
Potência Instalada (kW)	26,00	26,00	14,00	9,00
Quantidade	-	4	10	1
Fator de Demanda	0,86	0,66	1,00	1,00
Fator de Potência	0,92	0,92	0,92	0,92
Demanda em kVA	24,30	17,16	15,22	9,78

Fonte: Próprio autor (2014).

4.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO

A potência total da planta instalada de geração FV é de 1,05 kWp, sendo composta por 4 painéis FV e 4 inversores, 1 chave seccionadora, 1 caixa de inspeção e seus acessórios. Os manuais e certificados encontra-se em anexo e as características são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3–Equipamentos do sistema de geração fotovoltaica.

UG/Arranjo	Nº de Módulo por Arranjo	Fabricante dos Módulos	Área do Arranjo (m²)	Fabricante/Modelo do Inversor	Potência de Pico (kW)
01	01	GK Solar Power	1,63	Enphase/M250	0,28
02	01	GK Solar Power	1,63	Enphase/M250	0,28
03	01	GK Solar Power	1,63	Enphase/M250	0,28
04	01	ECSolar	1,27	Enphase/M250	0,21

Fonte: Próprio autor (2014).

4.3 IRRADIAÇÃO LOCAL

A cidade de Lagoa Seca está localizada na latitude 07° 10' 15" S, longitude 35° 51' 13" W. A incidência de irradiação influencia diretamente na energia entregue à carga, a Tabela 4 apresenta a energia diária média disponível de cada mês (kWh/m².dia). Observa-se uma radiação maior no período seco (julho a dezembro), a maior queda de radiação entre o período chuvoso (janeiro a junho), e as menores radiações entre os meses de abril a junho, período de chuvas mais intenso para a região.

Tabela 4–Irradiação diária média na cidade de lagoa seca.

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia] (Continua)					
		Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai	Jun.
Plano Horizontal	0° N	4,47	5,39	5,31	4,83	4,42	3,86
Ângulo igual a latitude	7° N	5,25	5,27	5,31	4,95	4,63	4,07
Maior Média Anual	4° N	5,35	5,33	5,31	4,90	4,55	3,99
Maior Mínimo Mensal	27° N	4,37	4,63	4,99	5,00	4,94	4,44

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia] (Conclusão)					
		Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Plano Horizontal	0° N	3,83	5,08	5,22	5,89	6,08	5,09
Ângulo igual a latitude	7° N	4,02	5,26	5,27	5,79	5,85	5,09
Maior Média Anual	4° N	3,94	5,19	5,25	5,84	5,95	5,10
Maior Mínimo Mensal	27° N	4,32	5,47	5,10	5,18	4,89	4,81

Fonte: CEPEL-CRESESB, 2015.

A partir dos dados da Tabela 4, é possível calcular a energia gerada mensalmente pelo sistema FV. A energia passível de ser produzida, medida em kWh, foi calculada utilizando –se a Equação 9.

$$E_g = (P \cdot HSP \cdot \eta_{CC/CA}), \quad (9)$$

em que E_g é a energia produzida pelo gerador FV de energia, em kWh; P é a potência nominal do gerador fotovoltaico, em kWh; HSP é o número de sol pleno em média diária a uma intensidade de 1.000 W/m²; equivalente a energia total diária incidente sobre a superfície do gerador; $\eta_{CC/CA}$ é o rendimento do inversor de corrente continua para corrente alternada.

Para o cálculo de energia gerada pelo conjunto fotovoltaico, foram considerados valores de radiação solar diária média mensal de Lagoa Seca para um plano inclinado de 0° com rendimento médio do inversor em 96,50% (dados do fabricante Enphase), e potência total da planta 1,05 kWp. A potência média estimada é apresentada na Tabela 5.

Tabela 5–Potência média estimada (kWh) (Plano horizontal 0°).

Potência média (kWh) (Solar no plano horizontal (0°)) (Continua)					
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho
166,27	163,84	161,41	146,82	134,36	117,33

Potência média (kWh) (Solar no plano horizontal (0°)) (Conclusão)					
Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
116,42	154,42	158,67	179,04	184,82	172,96

Fonte: CEPEL-CRESESB, 2015.

A Tabela 6 apresenta o consumo energia elétrica do condomínio em análise.

Tabela 6–Consumo energia elétrica do condomínio.

Consumo (kWh) (Continua)						
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho	-
7172	5351	3647	4294	2950	7159	-

Consumo (kWh) (Conclusão)						
Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Média
4060	4500	3837	3771	4616	4554	4659

Fonte: Adaptador da ENERGISA, 2015.

Podemos inferir que o sistema fotovoltaico com potência nominal de 1,05 kWp irá produzir anualmente 1.856,38 kWh e que a energia produzida é muito abaixo de energia consumida. Assim, o sistema não irá gerar excedente para comercialização. Ao se comparar a energia média gerada com a energia média consumida, tem-se que a geração representa apenas 3,32%.

4.4 ANÁLISE ECONÔMICA E FINANCEIRA

As decisões de investimento em alternativas, projetos de economia e uso eficiente da energia passam, necessariamente, por uma análise de viabilidade econômica, que representa os ganhos ou prejuízos de um investimento.

Algumas técnicas de análise são utilizadas para tomada de decisão de investimento em um projeto. Essas técnicas fornecem quantitativos ao investidor, permitindo saber o tempo de retorno aproximado do investimento, o lucro ou prejuízo, em termos de valores presentes, que o projeto dará em toda sua vida útil.

Como se trata de um investimento de longo prazo, deve-se considerar o valor do capital no tempo através do custo de oportunidade. O custo de oportunidade é um termo

usado em economia que se refere ao custo de algo em função de outra oportunidade renunciada, ou, de maneira geral, corresponde ao que se deixa de ganhar em uma segunda alternativa por se escolher a primeira.

Sendo assim o investimento pretendido precisa render mais que o custo de oportunidade de capital, caso contrário não se justifica. Como métodos de comparação, pode-se usar o investimento em outro projeto, o rendimento em algum fundo de investimento bancário, como a poupança; o rendimento de títulos do tesouro nacional ou outro investimento qualquer.

Para o estudo de viabilidade de sistemas de energia fotovoltaicos será considerado como custo de capital o rendimento anual da poupança em 2014, sendo esse o custo de oportunidade. Esse meio de comparação foi utilizado por se tratar de um fundo de fácil acesso e com baixo rendimento. Sendo assim, se o projeto não for viável em comparação a este tipo de investimento, dificilmente será viável em comparação a outros investimentos.

Segundo dados do site UOL Economia, o rendimento da caderneta de poupança foi de 6,4% no período de 12 meses a partir de maio de 2013. Considerando o método de análise VPL, para que o investimento seja viável financeiramente, é necessário que os ganhos econômicos recebidos em todo o período de validade do projeto deslocados para o seu início por uma taxa de 6,4% e somados sejam maiores que o investimento total do projeto deslocado para o mesmo período de tempo. Caso isso não ocorra, o projeto não será viável. Da mesma forma a TIR do projeto precisa ser maior que 6,4%, caso contrário o projeto não se justifica.

4.4.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O Valor Presente Líquido, VPL, constitui um dos instrumentos mais utilizados para se avaliar propostas de investimento.

O Método do Valor Presente Líquido tem por finalidade analisar o impacto de rendimentos futuros com base no valor presente do capital. De maneira geral, o método mede os valores presentes do fluxo de caixa gerado pelo projeto de investimento no decorrer de toda sua vida útil (SAMANEZ, 2009, p. 37). Seu cálculo é realizado de acordo com a Equação 10.

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (10)$$

em que I é o valor do investimento inicial; FC_t é o fluxo de caixa no t -ésimo período e k é o custo de capital.

Como qualquer investimento que só gera fluxo de caixa futuro, é preciso atualizar o valor para cada um desses fluxos de caixa e, com isso, compará-los com o valor do investimento. No caso do valor do investimento ser inferior ao valor atual dos fluxos de caixa, o VPL é positivo, significando rentabilidade positiva para o investimento (BLATT, 2012, p. 26).

4.4.2 TIR – TAXA INTERNA DE RENTABILIDADE

A TIR representa a rentabilidade gerada por determinado investimento em comparação, ou seja, expõe uma taxa de juros tal que, se o capital investido tivesse sido colocado a essa taxa, obteríamos exatamente a mesma taxa de rentabilidade final.

Resumidamente, o TIR representa um tributo que, se utilizado como taxa de atualização, obteria o $VPL = 0$ (O lucro líquido pagaria o investimento inicial na vida útil do projeto). A aceitação de um projeto através do TIR é feita também através da TMA (Taxa Mínima de Atratividade), considerando uma taxa de juros atrativa adicionada ao risco de cada investimento (SAMANEZ, 2009, p. 38). Em termos gerais tem-se:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TRI)^t} = 0 \quad (11)$$

A regra geral da TIR é empreender sempre que a TIR for maior que o custo de oportunidade de capital (k), neste caso o projeto criará valor, caso contrário não se deve investir (se $TIR > k$, o projeto é economicamente viável; se $TIR < k$, o projeto é economicamente inviável).

O cálculo da TIR é feito com o auxílio de *softwares* como Excel ou Matlab® devido à complexidade do cálculo analítico.

4.4.3 PAYBACK

Playback é o período de tempo necessário para que se obtenha retorno de todo o investimento feito em alguma aplicação. Esse termo é utilizado para aplicações elétricas e de eficiência energética para analisar a sua viabilidade econômica.

Este método, apesar de ser um método de análise geral, é extremamente limitado. Nesse indicador não se considera risco, correção monetária ou financiamento. Ele é simplesmente o valor em que o lucro líquido se iguala ao valor aplicado no investimento analisado (SAMANEZ, 2009, p. 38). É calculado segundo Equação 12.

$$PB = \frac{I}{R_e}, \quad (12)$$

em que I é o investimento inicial e R_e corresponde às receitas fixas obtidas em um determinado período fixo, semana, mensal, anual, ou outro intervalo de interesse.

4.5 ANÁLISE DE RETORNO SOBRE O INVESTIMENTO

Neste capítulo explica-se a metodologia desenvolvida para avaliar o retorno do investimento em sistemas FV. Neste trabalho, tal metodologia foi aplicada a um sistema instalado em meio urbano, residencial (consumidor não baixa renda), considerando as diferenças na disponibilidade de recurso solar e na tarifa residencial local.

Sobre o valor da tarifa sem impostos residencial B1, promulgada pela ANEEL, incidem o imposto estadual ICMS e as contribuições federais PIS e COFINS. Após a inclusão desses impostos é que se tem a tarifa final de energia elétrica cobrada ao consumidor residencial que se enquadra na classe B1. Neste trabalho optou-se por analisar o retorno do investimento sem contemplar os tributos e outros elementos que fazem parte da fatura de energia, tais como: ICMS, PIS, COFINS, Taxa de Iluminação Pública e Encargo de Capacidade Emergencial, como também as bandeiras tarifárias. Os valores das tarifas homologadas pela ANEEL para o consumidor B1 foram obtidas no site da ANEEL, da empresa Energisa Paraíba Distribuidora de Energia.

4.6 CUSTOS

O investimento de materiais utilizados para implantação do sistema FV, são apresentados na Tabela 7, os valores dos mesmos foram pesquisados em *sites* da *internet*.

Tabela 7–Lista de materiais e equipamentos necessários para instalação de sistema fotovoltaico com seus respectivos preços.

Materiais/Equipamentos	Quantidade	Preço Unitário(R\$)	Valor Total(R\$)
Módulo GK Solar Power	3	900,00	2.700,00
Módulo ECSolar	1	850,00	850,00
Inversor Enphase/M250	4	1.000,00	4.000,00
Material elétrico e suportes	1	4.000,00	4.000,00
-	-	Total	11.550,00

Fonte: Próprio autor (2014)

Além dos custos com equipamento, existem ainda os custos de projeto elétrico, solicitação de acesso à rede da concessionária e instalação do sistema. Esses custos são mostrados na Tabela 8.

Tabela 8–Valores dos serviços necessários para colocar em funcionamento o sistema de geração fotovoltaico

Serviço	Valor (R\$)
Projeto elétrico e solicitação de acesso a rede da concessionária.	3.500,00
Instalação do sistema	2.000,00
Total	5.500,00

Fonte: Próprio autor (2014)

Conforme se verifica nas Tabelas 7 e 8, o custo total do sistema é de R\$ 17.050,00, que corresponde ao investimento inicial do projeto.

Os ganhos mensais com o projeto são mostrados na Tabela 9, calculados conforme a tarifa residencial obtida no *site* da Aneel para a concessionária Energisa Borborema – EBO, que é de 0,2898 R\$/kWh, vigente de 4 de abril de 2014 a 3 de fevereiro de 2015. Considerou-se ainda um aumento anual na taxa de energia elétrica de 5% ao ano até o fim do projeto que tem previsão de duração de 25 anos. Fazendo-se o deslocamento de todos os retornos anuais para a data inicial do investimento obtemos a Tabela 9, para os cálculos de VPL, TIR e Payblack, foi utilizado o Excel.

Tabela 9—Cálculo de valor presente considerando uma taxa de atratividade de 6,4% ao ano durante os 25 anos do investimento

Ano	Valor do dinheiro no Presente (2014) (R\$)	Ano	Valor do dinheiro no Presente (2014) (R\$)
2015	493,46	2028	415,40
2016	486,96	2029	409,94
2017	480,56	2030	404,54
2018	474,23	2031	399,22
2019	467,99	2032	393,97
2020	461,83	2033	388,78
2021	455,76	2034	383,67
2022	449,76	2035	378,62
2023	443,84	2036	373,64
2024	438,00	2037	368,72
2025	432,24	2038	363,87
2026	426,55	2039	359,08
2027	420,94	-	-
Valor Presente Total (R\$)		10.571,56	

Fonte: Próprio autor (2014)

Como se pode observar na Equação 13, ao fim dos 25 anos de duração do projeto o investimento inicial não é recuperado, sendo o VPL igual a R\$ – 6.478,44, sendo assim o projeto não seria viável.

$$\begin{aligned} \text{VPL} &= -17.050,00 + 10.571,56 & (13) \\ &= \text{R\$} - 6.478,44 \end{aligned}$$

Neste caso, o tempo de retorno do investimento, ou seja, o Payback é de cerca de 20 anos e a taxa interna de retorno do investimento é de -2,16%, o que comprova a inviabilidade do projeto, tendo em vista que a TIR é menor que a taxa de atratividade considerada.

O sistema fotovoltaico instalado, mesmo estando localizado em uma região com níveis altos de irradiação solar, não foi viável economicamente e sua energia gerada é insignificante frente ao consumo do condomínio.

A dificuldade para recuperar o investimento e lucrar com este tipo de sistema é devido aos painéis fotovoltaicos e inversores serem todos importados, o que tende a encarecer o projeto em relação ao restante do mundo, em decorrência das altas taxas de importação do Brasil. Os custos de instalação e projeto também são altos, uma vez que são poucas as empresas especializadas neste tipo de seguimento no país. Por fim, a falta de incentivos fiscais e de informações, além da burocracia para a interligação à rede das

concessionárias, tende a diminuir a procura por esses sistemas, o que também explica os altos custos.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi realizada análise econômica, de um sistema fotovoltaico de um condomínio residencial de grande porte. A região possui um ótimo potencial solar médio, que é igual $5,09 \text{ kWh/m}^2$ por dia, sendo assim, apresenta-se um quadro oportuno para perfeito funcionamento do sistema fotovoltaico.

Do ponto de vista econômico, o sistema analisado é inviável, uma vez que apresentou VPL negativo, e TIR abaixo do custo de oportunidade de 6,4%, equivalente aos rendimentos da poupança em 2014. Isso é devido ao alto custo dos equipamentos do sistema, além das taxas de impostos que são cobradas.

Tem-se que o sistema estudado foi mal dimensionado, pois, tomando-se o valor médio de geração de energia estimada, ela representa apenas 3,32% do consumo médio de energia do condomínio. Esse valor só tende a comprovar o quão impotente é o sistema.

Sabe-se que o maior destaque para propaganda que ocasionou sucesso na venda dos lotes foi o uso de energia renovável. Os que aderiram a ideia de sustentabilidade, achando que suas residências teriam boa parte da demanda energética suprida pela geração solar FV, foram ludibriados, pois a porcentagem suprida por tal fonte de energia chega a ser irrisória. Vale ressaltar que os condôminos passam a ter uma despesa dupla com energia, já que deve-se pagar pelo sistema de geração fotovoltaico e sua manutenção.

No caso em questão obteve-se uma inconsistência no projeto, que foi o principal fator para que o mesmo não supra a demanda do condomínio. Isto não quer dizer que o sistema geração fotovoltaico não venha a ser viável daqui a algum tempo, em outros casos que não este. Observa-se fatores que servem de incentivo ao uso da energia solar, que são: os grandes aumentos na tarifa de energia elétrica; a baixa nos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas e a utilização das usinas termelétricas, que são de grande custo financeiro e é de grande impacto ambiental, ao contrário da energia solar que é uma fonte considerada limpa.

REFERÊNCIAS

ABINEE-Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. 2012. Disponível em: < <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acessado em.

ALONSO, M. C.; GARCÍA, F. S.; SILVA, J.P. **Energia Solar fotovoltaico**. Programa de capacitação em energias renováveis, 2013. Disponível em: <>. Acesso em 08 de maio de 2015.

ANEEL. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição - Seção 3.7: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída** Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF-/Modulo3n Revisão 5.pdf>>. Acessado em 10 de dezembro de 2014.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/-bren2012482.pdf>>. Acessado em 10 de dezembro de 2014.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 481, de 17 de Abril de 2012**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/-ren2012481.pdf>>.Acessado em 20 de novembro de 2014.

Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados solarimétricos. Recife: Universitária da UFPE, 2000. 111 p.: il., tab., mapas.

BLATT, E. **Engenharia Econômica**. Unisa Digital, 2012. Disponível em: <<http://www.unisa.br/conteudos/9119/f285609981/apostila/apostila.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2015.

CARVALHO, P. C. M.; PONTES, R. S. T.; OLIVEIRA Jr, D. S.; RIFFEL, D. B.; OLIVEIRA , R. G. V.; MESQUITA, S. B. **Estudo Estatístico de Radiação Solar Visando o Projeto de Unidades de Dessalinização Acionadas por Painéis Fotovoltaicos Sem Baterias**. Fortaleza – CE. Disponível em: <www.feagri.unicamp.br/energia/agre2004/Fscommand/PDF/Agrener/Trabalho%2035.pdf>. Acesso:26 de março2015.

CEPEL-CRESESB Grupo de Trabalho de Energia Solar. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, CRESESB: 2004. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acessado em 30 de março de 2015.

CEPEL-CRESESB Grupo de Trabalho de Energia Solar. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, CRESESB: 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acessado em 30 de março de 2015.

CEPEL-CRESESB. **Energia Solar: Princípios e Aplicações**. 2008. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acessado em 30 de março de 2015.

Empresa de Pesquisas Energéticas. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em <http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos_23/nt_energiasolar_2012.pdf>. Acessado em.

Energisa. NDU 013. Critérios para conexão de acessantes de geração distribuída ao sistema de distribuição da energia – conexão em baixa tensão. 2012. Disponível em: <http://www.energisa.com.br/>. Acessado em 12 de novembro de 2014.

Ferreira, R. S. A. **Projeto e Estudo de Sistema de Geração com Painéis Fotovoltaicos**. 78 p. Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, 2014.

MONTENEGRO, A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 175 p. Dissertação de mestrado em Engenharia Civil. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

SAMANEZ, Carlos Patricio, **Engenharia econômica**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009. 211p

Solarterra – Soluções em Energia Alternativa. **Energia Solar Fotovoltaica: Guia Prático**. Disponível em: < <https://permacoletivo.files.wordpress.com/2008/05/curso-energia-solar-fotovoltaica.pdf>>. Acessado em 03 de maio de 2015.

Viana, F. A.C. **Moderação de micro-sistemas híbridos fotovoltaicos/eólicos para produção descentralizada**. 340 p. Dissertação para obtenção do grau de doutor em ciências da engenharia. Universidade técnica de Lisboa, Instituto superior técnico, Lisboa, 2010.

ANEXO A - MANUAL E CERTIFICADO DO INVERSOR

Enphase® Microinverters

Enphase® M250



The **Enphase® M250 Microinverter** delivers increased energy harvest and reduces design and installation complexity with its all-AC approach. With the M250, the DC circuit is isolated and insulated from ground, so **no Ground Electrode Conductor (GEC) is required for the microinverter**. This further simplifies installation, enhances safety, and saves on labor and materials costs.

The Enphase M250 integrates seamlessly with the Engage® Cable, the Envoy® Communications Gateway™, and Enlighten®, Enphase's monitoring and analysis software.

PRODUCTIVE

- Optimized for higher-power modules
- Maximizes energy production
- Minimizes impact of shading, dust, and debris

SIMPLE

- No GEC needed for microinverter
- No DC design or string calculation required
- Easy installation with Engage Cable

RELIABLE

- 4th-generation product
- More than 1 million hours of testing and 3 million units shipped
- Industry-leading warranty, up to 25 years

[e] enphase®
ENERGY



Enphase® M250 Microinverter // DATA

INPUT DATA (DC)		M250-60-2LL-S22/S23/S24	
Recommended input power (STC)	210 - 300 W		
Maximum input DC voltage	48 V		
Peak power tracking voltage	27 V - 39 V		
Operating range	16 V - 48 V		
Min/Max start voltage	22 V / 48 V		
Max DC short circuit current	15 A		
Max input current	9.8 A		
OUTPUT DATA (AC)		208 VAC	240 VAC
Peak output power	250 W	250 W	
Rated (continuous) output power	240 W	240 W	
Nominal output current	1.15 A (A rms at nominal duration)	1.0 A (A rms at nominal duration)	
Nominal voltage/range	208 V / 183-229 V	240 V / 211-264 V	
Nominal frequency/range	60.0 / 57-61 Hz	60.0 / 57-61 Hz	
Extended frequency range*	57-62.5 Hz	57-62.5 Hz	
Power factor	>0.95	>0.95	
Maximum units per 20 A branch circuit	24 (three phase)	16 (single phase)	
Maximum output fault current	850 mA rms for 6 cycles	850 mA rms for 6 cycles	
EFFICIENCY			
CEC weighted efficiency, 240 VAC	96.5%		
CEC weighted efficiency, 208 VAC	96.0%		
Peak inverter efficiency	96.5%		
Static MPPT efficiency (weighted, reference EN50530)	99.4 %		
Night time power consumption	65 mW max		
MECHANICAL DATA			
Ambient temperature range	-40°C to +65°C		
Operating temperature range (Internal)	-40°C to +85°C		
Dimensions (WxHxD)	171 mm x 173 mm x 30 mm (without mounting bracket)		
Weight	2.0 kg		
Cooling	Natural convection - No fans		
Enclosure environmental rating	Outdoor - NEMA 6		
FEATURES			
Compatibility	Compatible with 60-cell PV modules.		
Communication	Power line		
Integrated ground	The DC circuit meets the requirements for ungrounded PV arrays in NEC 690.35. Equipment ground is provided in the Engage Cable. No additional GEC or ground is required.		
Monitoring	Free lifetime monitoring via Enlighten software		
Compliance	UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, and 107.1-01		

* Frequency ranges can be extended beyond nominal if required by the utility

To learn more about Enphase Microinverter technology, visit enphase.com



© 2010 Enphase Energy. All rights reserved. All trademarks or brands in this document are registered by their respective owner.



Certificate of Compliance

Certificate: 2395707 **Master Contract:** 240080
Project: 2657873 **Date Issued:** October 4, 2013
Issued to: **Enphase Energy, Inc.**
 1420 N McDowell Blvd
 Petaluma, CA 94954-6515
 USA

The products listed below are eligible to bear the CSA Mark shown with adjacent indicators 'C' and 'US' for Canada and US or with adjacent indicator 'US' for US only or without either indicator for Canada only.



Sarah Ugolini
 Issued by: Sarah Ugolini

PRODUCTS

CLASS 5311 09 - POWER SUPPLIES - Distributed Generation Power Systems Equipment
CLASS 5311 89 - POWER SUPPLIES - Distributed Generation - Power Systems Equipment
 - Certified to U.S. Standards

Utility Interactive Micro Inverters, Models M215-60-2LL-S2x, M215-60-2LL-S2x-NA, M215-60-SIE-S2x, M215-60-SIE-S2x-NA, M215-60-2LL-S2x-ZC, M215-60-2LL-S2x-ZC-NA, M215-60-2LL-S2x-IG, M215-60-2LL-S2x-IG-NA, M215-60-2LL-S2x-IG-ZC, M215-60-2LL-S2x-IG-ZC-NA, M240-60-2LL-S2x, M240-60-2LL-S2x-NA, M250-60-2LL-S2x, M250-60-2LL-S2x-NA, M250-60-2LL-S2x-ZC and M250-60-2LL-S2x-ZC-NA.

For details related to rating, size, configuration, etc. reference should be made to the CSA Certification Record, the Descriptive Report, or Attachment 1 - Ratings.

Notes:

- AC and DC connectors evaluated for disconnecting under load (for this application only).



Certificate of Compliance

Certificate: 2395707 **Master Contract:** 240080
Project: 2657873 **Date Issued:** October 4, 2013
Issued to: **Enphase Energy, Inc.**
 1420 N McDowell Blvd
 Petaluma, CA 94954-6515
 USA

The products listed below are eligible to bear the CSA Mark shown with adjacent indicators 'C' and 'US' for Canada and US or with adjacent indicator 'US' for US only or without either indicator for Canada only.



Sarah Ugolini
 Issued by: Sarah Ugolini

PRODUCTS

CLASS 5311 09 - POWER SUPPLIES - Distributed Generation Power Systems Equipment
CLASS 5311 89 - POWER SUPPLIES - Distributed Generation - Power Systems Equipment
 - Certified to U.S. Standards

Utility Interactive Micro Inverters, Models M215-60-2LL-S2x, M215-60-2LL-S2x-NA, M215-60-SIE-S2x, M215-60-SIE-S2x-NA, M215-60-2LL-S2x-ZC, M215-60-2LL-S2x-ZC-NA, M215-60-2LL-S2x-IG, M215-60-2LL-S2x-IG-NA, M215-60-2LL-S2x-IG-ZC, M215-60-2LL-S2x-IG-ZC-NA, M240-60-2LL-S2x, M240-60-2LL-S2x-NA, M250-60-2LL-S2x, M250-60-2LL-S2x-NA, M250-60-2LL-S2x-ZC and M250-60-2LL-S2x-ZC-NA.

For details related to rating, size, configuration, etc. reference should be made to the CSA Certification Record, the Descriptive Report, or Attachment 1 - Ratings.

Notes:

- AC and DC connectors evaluated for disconnecting under load (for this application only).



Certificate: 2395707

Master Contract: 240080

Project: 2657873

Date Issued: October 4, 2013

APPLICABLE REQUIREMENTS

CAN/CSA-C22.2 No. 107.1-01 - General Use Power Supplies

UL Std No. 1741-Second Edition - Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources

Note: Conformity to UL 1741-Second Edition (January 26, 2010) includes compliance with applicable requirements of IEEE 1547 and IEEE 1547.1.



Letter of Attestation

Document: 2641973 Master Contract: 240080
 Project: 2641973 Date Issued: 2013-06-02
 Issued to: Emphase Energy Inc.
 1420 N McDowell Blvd
 Petaluma, CA 94954-6515
 Attention: Peter Tarver, PE

CSA Group, Certification and Testing hereby confirms that it has completed an evaluation of:

Model M250-60-211 Utility Interactive Photovoltaic Micro-Inverters (240 V operation only)

CSA Group, Certification and Testing hereby attests that the products identified above and described in test report 2395707 dated 2013-06-26 complies with the following standards/tests, to the extent applicable:

"Performance Test Protocol for Evaluating Inverters Used in Grid-Connected Photovoltaic Systems" prepared by "Sandia National Laboratories, Endecon Engineering, BEW Engineering, and Institute for Sustainable Technology", dated October 14, 2004 as modified by the "CEC Guideline for the use of the Performance Test Protocol for Evaluating Inverters Used in Grid-Connected Photovoltaic Systems - (draft for immediate use)" prepared by KEMA-Xenergy, and BEW Engineering, dated March 1, 2005 with deviations according to the requirements of the California Energy Commission New Solar Homes Partnership Guidebook 2nd edition (CEC-300-2007-008-CMF), Appendix 3, Section B - "Inverters":

- Maximum Continuous Power
- Conversion Efficiency
- Tare Losses

Note: Refer to Appendix A for test set up and detailed results.

Model M250 is identical in construction to Model M240 and was added to CSA Report 2395707 on 2013-06-26.

Issued by:

Sarah Ugolini

THIS LETTER OF ATTESTATION DOES NOT AUTHORIZE THE USE OF THE CSA MARK ON THE SUBJECT PRODUCTS. QUOTATIONS FROM THE TEST REPORT OR THE USE OF THE NAME OF THE CANADIAN STANDARDS ASSOCIATION AND CSA GROUP OR ITS REGISTERED TRADEMARK, IN ANY WAY, IS NOT PERMITTED WITHOUT PRIOR WRITTEN CONSENT OF THE CANADIAN STANDARDS ASSOCIATION OPERATING AS CSA GROUP, CERTIFICATION AND TESTING DIVISION.