



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS



**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA
ELÉTRICA**

ROSA MISTICA FARIAS DA COSTA

João Pessoa, 2017.

ROSA MISTICA FARIAS DA COSTA

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia de Energias
Renováveis da Universidade Federal da
Paraíba, para aprovação na disciplina TCC III.

Orientador (a): Prof. Dr. João Marcelo Dias Ferreira

João Pessoa, 2017.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	3
2	OBJETIVOS	5
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	6
3.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	6
3.1.1	Resolução Normativa N° 482/2012	8
3.1.2	Resolução Normativa N° 687/2015	8
3.2	ENERGIA SOLAR.....	9
3.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	13
3.3.1	Efeito Fotovoltaico	13
3.3.2	Célula Fotovoltaica	14
3.4	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	16
3.4.1	Componentes do sistema fotovoltaico	18
3.4.2	Geração De Energia Elétrica	23
3.4.3	Custos Associados aos Sistemas Fotovoltaicos.....	24
3.5	CONCEITOS DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS	27
3.5.1	Valor Presente Líquido (VPL)	27
3.5.2	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	28
3.5.3	Payback	28
4	METODOLOGIA	29
4.1	ANÁLISE DO RECURSO SOLAR	30
4.2	LEVANTAMENTO DE DADOS DE CONSUMO DE ENERGIA	30
4.3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	30
4.4	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA	31
4.5	CUSTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	31
4.6	ANÁLISE ECONÔMICA.....	32

5	RESULTADOS.....	33
5.1	ANÁLISE DO RECURSO SOLAR	33
5.2	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA	33
5.3	CUSTOS ASSOCIADOS AO SISTEMA	35
5.4	ANÁLISE ECONOMICO-FINANCEIRA.....	36
5.4.1	Cenários de Análise	36
6	CONCLUSÃO	48
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	50

1 INTRODUÇÃO

A energia é um insumo fundamental para o desenvolvimento de um país. Desde as tarefas diárias mais simples, como cozinhar e lavar a roupa, às necessidades inerentes aos grandes avanços tecnológicos da atualidade, a energia ajuda a trazer uma melhor qualidade de vida às pessoas. O aumento de todas essas atividades tem feito crescer a demanda por energia, tornando críticas tanto a obtenção quanto a oferta dos recursos energéticos (UDAETA, 1997). Tal taxa de crescimento pode ser confirmada pelo Panorama Energético Mundial publicado em 2014 pela Exxon Mobil Corporation, onde estima-se que em 2040, a população mundial tenha 2 bilhões de pessoas a mais, gerando um aumento de 130% na economia global, cerca de 35% de aumento na demanda por energia e um aumento 90% em relação à demanda atual de energia elétrica.

O atual modelo energético mundial é questionado, especialmente devido à natureza finita dos combustíveis fósseis. Nesse sentido, há uma grande motivação na busca de modelos de desenvolvimento mais sustentáveis, de longo prazo, baseados principalmente em fontes de energias alternativas e renováveis, de forma a diversificar a matriz energética e a atender o crescimento das necessidades energéticas (BRAGA, 2008).

No Brasil, a maior parte da oferta total de energia elétrica é garantida por grandes centrais hidrelétricas, o que torna a sua matriz bastante renovável, como mostra a Tabela 1. Contudo, tendo em vista a recente crise hídrica estabelecida no país, com baixos índices pluviométricos, e consequentes baixos níveis de água nos reservatórios, há uma maior tendência de se recorrer às centrais termelétricas, de maior disponibilidade e confiabilidade. As grandes centrais geradoras são geralmente distantes dos centros de distribuição, o que gera necessidade de altos investimentos na construção, manutenção e operação de longas linhas de transmissão de energia elétrica, impactando diretamente nos custos da energia elétrica para o consumidor final. Esse aspecto contribui essencialmente no incentivo e na justificativa da análise de uma nova tecnologia, sobretudo aquela já largamente utilizada no cenário internacional: a Geração Distribuída (MARTINS, 2015).

Tabela 1 - Empreendimentos de geração elétrica em operação no Brasil (ANEEL, 2017a).

EMPREENHIMENTOS EM OPERAÇÃO			
TIPO	QUANT.	POTÊNCIA (kW)	%
CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA	608	530.394	0,35
CENTRAL GERADORA EÓLICA	424	10.393.742	6,83
PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA	436	4.978.243	3,27
CENTRAL GERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA	44	23.761	0,02
USINA HIDRELÉTRICA	219	93.216.340	61,25
USINA TERMELÉTRICA	2.944	41.045.910	26,97
USINA TERMONUCLEAR	2	1.990.000	1,31
TOTAL	4.677	152.178.390	100,00

A utilização da energia solar para gerar eletricidade surge como uma alternativa sustentável e com grande capacidade de crescimento. Segundo EPIA (2015), a capacidade mundial instalada de sistemas fotovoltaicos cresceu pelo menos 40 GigaWatt (GW) em 2014, acima dos 37 GW em 2013, estabelecendo um novo recorde para o setor de energia solar fotovoltaica, conforme mostrado na Figura 1. A marca de 540 GW de capacidade instalada, a nível mundial, poderia ser alcançada em prazo de cinco anos conforme EPIA (2015).

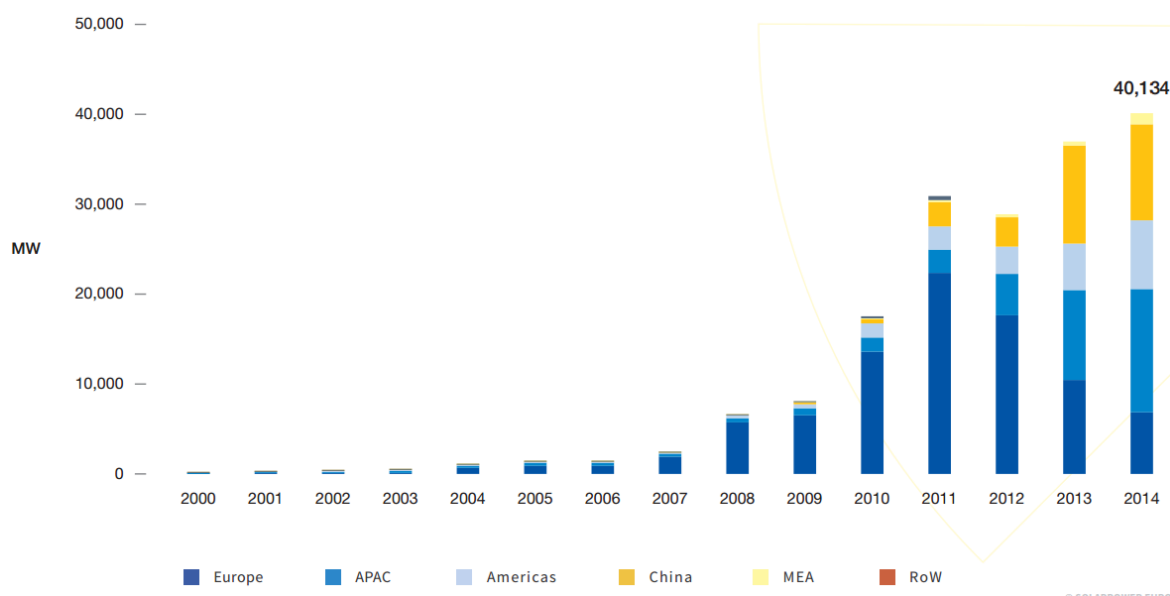


Figura 1 - Evolução da capacidade mundial instalada de sistemas fotovoltaicos (EPIA, 2015).

Do ponto de vista estratégico, o Brasil possui características naturais e geográficas favoráveis ao uso desse tipo de energia. A Figura 2 mostra a média de radiação recebida anualmente no Brasil, que varia entre 1.200 e 2.400kWh/m²/ano. Estes valores são

significativamente superiores à maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam índices de radiação variando entre 900 e 1.250kWh/m²/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650kWh/m²/ano na França e entre 1.200 e 1.850kWh/m²/ano na Espanha (EPE, 2014b).

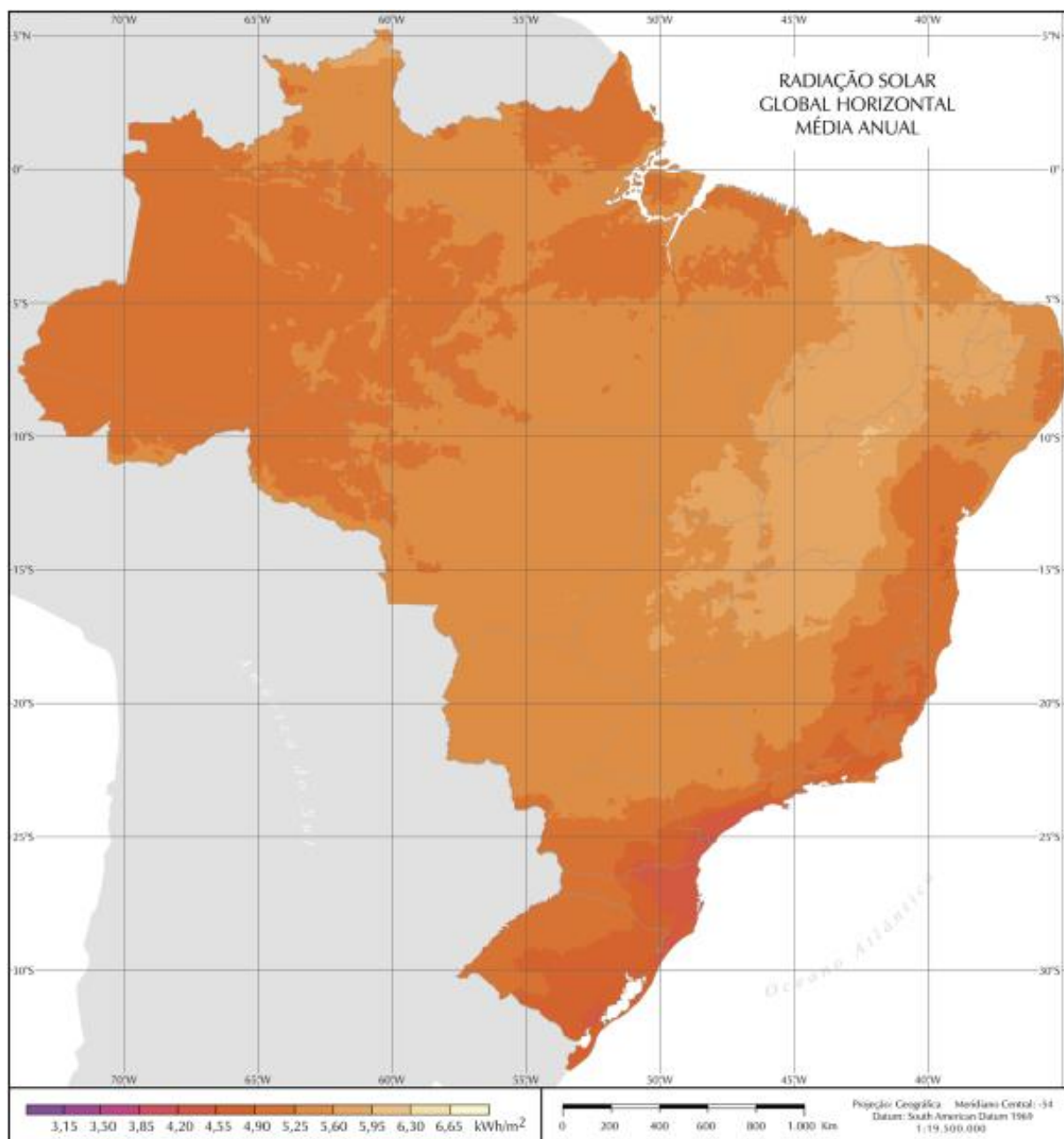


Figura 2 - Radiação global média anual (PEREIRA *et al.*, 2006).

2 OBJETIVOS

Este trabalho pretendeu avaliar a viabilidade técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos em escala de microgeração conectados com a rede distribuidora de energia,

conforme conjuntura legislativa e tarifária brasileira.

Objetivou-se fundamentar o estudo sobre o recurso solar local, sobre as tecnologias fotovoltaicas existentes, sobre as normas para regulamentação da geração distribuída de energia e sobre os indicadores e modelos econômicos a serem usados. Bem como objetivou-se analisar e descrever as possíveis alternativas para incentivo dessa tecnologia.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), Geração Distribuída é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima ao(s) consumidor(es) independente(s) de potência, tecnologia e fonte de energia.

Para Rodriguez (2014) o conceito de Geração Distribuída (GD) envolve, ainda, equipamentos de medida, controle e comando que vinculam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas para que estas se adaptem à oferta de energia.

A GD tem vantagens sobre a geração centralizada visto que economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas nestes sistemas, reduzindo as variações de frequência e tensão do sistema elétrico, possui baixo impacto ambiental e pode possuir menor custo de produção de eletricidade que o abastecimento realizado pela concessionária (RODRIGUEZ, 2014).

As principais tecnologias usadas na GD incluem motores de combustão interna, turbinas a gás, sistemas de cogeração, módulos fotovoltaicos, aerogeradores, células a combustível, geradores de emergência, geradores para operação em horário de ponta, entre outros (MARTINS, 2015). As unidades de geração distribuída diferenciam em tecnologia, fonte de combustível, interface com a rede e capacidade de geração, conforme mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 - Classificação de tecnologias comumente empregadas em Geração Distribuída (RODRIGUEZ, 2014 *apud* R.W. BECK & DISTRIBUTED UTILITIES ASSOCIATES, 1991).

Tecnologia	Fonte de combustível	Interface	Pequeno <100kW	Intermediário 100kW – 1MW	Grande >1MW
Pequenas turbinas a gás	Combustível Fóssil e Biogás	Conexão direta			X
Motores recíprocos com geradores síncronos ou indução	Combustível Fóssil e Biogás	Conexão direta	X	X	X
Geotérmico	Renovável	Conexão direta		X	X
PCHs	Renovável	Conexão direta		X	X
Eólica	Renovável	Inversor	X	X	X
Fotovoltaico	Renovável	Inversor	X	X	
Células a Combustível	Combustível Fóssil e Renovável	Inversor	X	X	X
Solar Térmico	Renovável	Conexão direta	X	X	X
Armazenamento em baterias	Rede Elétrica	Inversor	X	X	X
Armazenamento em capacitores	Rede Elétrica	Inversor	X	X	
Armazenamento em volantes	Rede Elétrica	Inversor		X	X
SMES	Rede Elétrica	Inversor		X	X
Micro Turbinas	Combustível Fóssil	Inversor	X	X	

As principais barreiras identificadas por RODRIGUEZ (2014) para implementar a geração distribuída no Brasil são:

- Estrutura tarifária das concessionárias: As tarifas raramente refletem a correta diferenciação dos custos reais de abastecimento ao longo do dia e do ano, diminuindo a motivação do consumidor em investir em GD.
- Interconexão com a rede elétrica: Diferem entre concessionárias e entre estados. Além da existência de problemas técnicos na conexão com a rede, têm-se ainda problemas de ordem operacional devido à intermitência na produção de eletricidade (no caso de fontes renováveis como solar e eólica).

O número de conexões de geração distribuída segue em significativo aumento desde 2012, onde se teve registro de 4 conexões à rede elétrica. (RODRIGUEZ, 2014). Até abril de 2017, esse número de conexões no país era de 10.146, onde 10.044 destes usavam

energia solar fotovoltaica como fonte para produzir um total de 77,833 MW de potência instalada (ANEEL, 2017c).

No Brasil, algumas medidas tem sido tomadas para estimular a geração distribuída, entre elas, a homologação das Resoluções Normativas N° 482/2012 e N° 687/2015, da Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL, descritas a seguir.

3.1.1 Resolução Normativa N° 482/2012

A Resolução Normativa 482 foi homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, em 17 de abril de 2012. A resolução estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e criou o sistema de compensação de energia elétrica correspondente (*Net Metering*) (ANEEL, 2016).

O sistema possibilitou ao consumidor injetar na rede de distribuição de energia elétrica o excedente produzido, gerando créditos a serem abatidos na fatura de eletricidade em até 36 meses. A resolução determinou ainda que todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica deveriam adequar-se e preparar normas técnicas, definindo padrões físicos para o acesso da micro e minigeração quando requisitado por seus clientes (ANEEL, 2016).

3.1.2 Resolução Normativa N° 687/2015

Com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da micro e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa n° 414/2010), aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura de energia elétrica, a ANEEL publicou a Resolução Normativa - REN n° 687/2015, a qual revisou a REN n° 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

As principais alterações realizadas pela REN n° 687 foram:

- Redefiniu como microgeração os sistemas que utilizem energias renováveis ou de cogeração qualificada conectados à rede e com potência instalada inferior a 75 kW. Redefiniu ainda que a Minigeração refere-se aos mesmos sistemas com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW, com exceção das fontes hídricas.

- O prazo de validade para utilização dos créditos de energia no sistema de compensação passou de 36 para 60 meses. E o prazo total para a distribuidora conectar usinas de microgeração foi reduzido para 34 dias.
- Definiu a geração compartilhada, possibilitando que a energia gerada por uma micro ou minigeração distribuída beneficie vários consorciados ou cooperados.
- Possibilitou a geração distribuída em condomínios e outros empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, onde a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em proporções definidas pelos próprios consumidores.

3.2 ENERGIA SOLAR

O sol é uma esfera gasosa com diâmetro de $1,39 \times 10^9$ m e distante em média $1,5 \times 10^{11}$ m da terra, formado primariamente por hidrogênio e hélio. O sol tem uma temperatura de corpo negro efetiva de 5777 K, mas, em seu interior, as temperaturas variam entre 8×10^6 a 40×10^6 K, e sua densidade chega a cerca de 100 vezes a da água (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

A energia irradiada pelo Sol é resultado do processo onde o hidrogênio se combina formando hélio. A massa do núcleo do átomo de hélio formado é menor que a soma dos átomos de hidrogênio, assim parte da massa perdida é transformada em energia. A radiação emitida pelo sol e sua relação espacial com a terra resultam em uma intensidade quase fixa da radiação solar fora da atmosfera terrestre: a Constante Solar (G_{sc}), que é a energia do sol por unidade de tempo recebida em uma área unitária de superfície perpendicular à direção de propagação da radiação à distância média terra-sol fora da atmosfera. (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

Ao ultrapassar a atmosfera terrestre, a radiação solar sofre modificações na interação com ozônio, vapor d'água, nitrogênio, oxigênio e poeira por meio de processos de absorção e difusão dos diversos comprimentos de onda do espectro solar. Ao nível do solo, a radiação total incidente numa superfície é assumida como sendo a soma das componentes de radiação direta e de radiação difusa. A Radiação Direta refere-se à parcela da radiação solar recebida a partir do sol sem ter sido dispersa pela atmosfera. A Radiação Difusa refere-se à porção da radiação solar recebida após ter a sua direção alterada por

espalhamento na atmosfera (DUFFIE & BECKMAN, 2013). Tais componentes são mostradas na Figura 3.

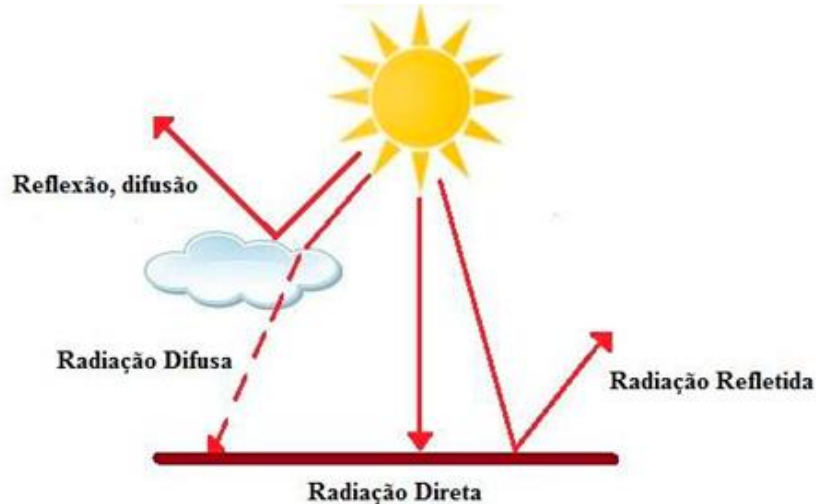


Figura 3 - Componentes da radiação solar (FOCUSOLAR, 2015).

O planeta Terra, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve em trajetória elíptica um plano de rotação que é inclinado de aproximadamente $23,5^\circ$ em relação ao plano translacional, como mostra a Figura 4. Esta inclinação é responsável pela variação da elevação do Sol no horizonte, em relação à mesma hora, ao longo dos dias, dando origem às estações do ano. A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador é chamada de Declinação Solar (δ) (DUFFIE & BECKMAN, 2013). Este ângulo, que pode ser visto na Figura 4, varia, de acordo com o dia do ano, dentro dos seguintes limites: $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$. Essa declinação pode ser calculada utilizando a equação (1):

$$\delta = (23,45) \text{sen} \left[\left(\frac{284 + n}{365} \right) (360) \right] \quad (1)$$

onde n é o dia juliano do ano.

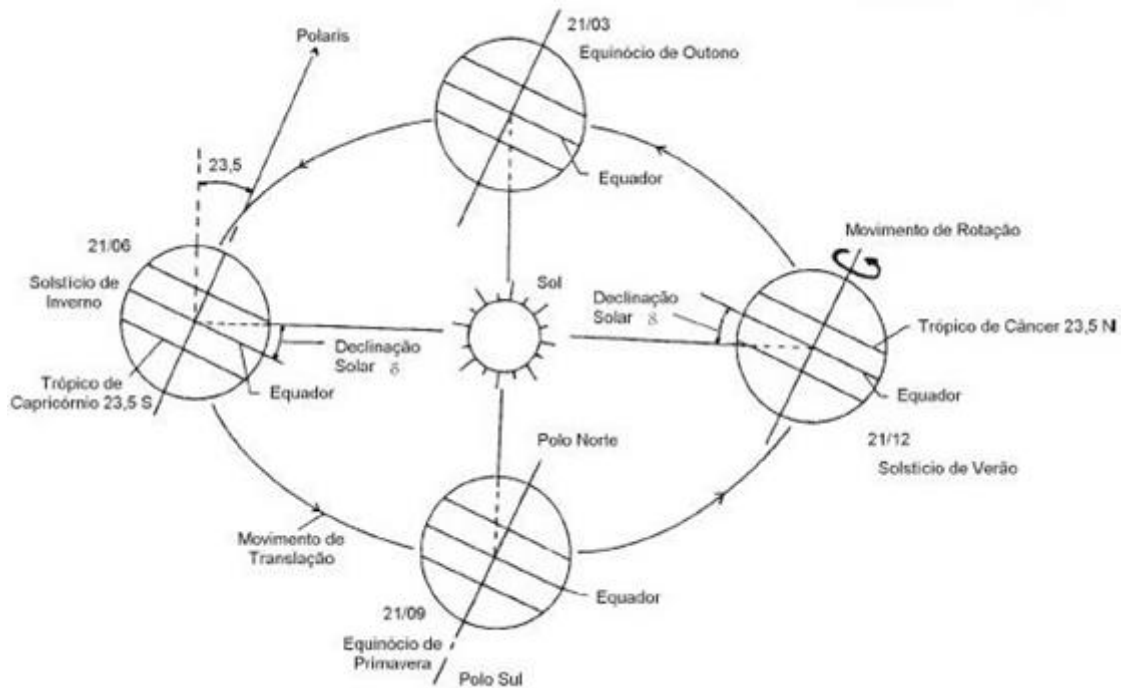


Figura 4 - Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado (FOCUSOLAR, 2015).

Os instrumentos solarimétricos medem a potência incidente por unidade de superfície, integrada sobre os diversos comprimentos de onda. As medições padrões são a radiação total e componente difusa no plano horizontal e a radiação direta normal (FADIGAS, 2012). Existem vários instrumentos de medição da radiação solar podendo-se destacar:

- Heliógrafo – Mede a duração da insolação, ou seja, o período de tempo em que a radiação solar supera um dado valor de referência. Opera a partir da focalização da radiação solar sobre uma carta que, como resultado da exposição, é enegrecida. O comprimento desta região mede o chamado número de horas de brilho de Sol.
- Piranômetro – Mede a radiação total, ou seja, a radiação direta e difusa.
- Piroheliômetro – Mede a radiação direta e se caracteriza por possuir uma pequena abertura de forma a “ver” apenas o disco solar e a região vizinha, denominada circunsolar.
- Actinógrafo – Pode medir a radiação total ou somente a componente difusa, possuindo o sensor e registrador na mesma unidade.

Devido à natureza estocástica da radiação solar incidente na superfície terrestre, é conveniente basear as estimativas e previsões do recurso solar em informações

solarimétricas levantadas durante prolongados períodos de tempo, os chamados dados históricos.

Com condições atmosféricas ótimas (céu aberto sem nuvens) a iluminação máxima observada ao meio-dia num local situado ao nível do mar se eleva a 1 kW/m^2 . Atinge $1,05\text{ kW/m}^2$ a 1000 metros de altura e $1,1\text{ kW/m}^2$ nas altas montanhas (FADIGAS, 2012).

A energia gerada pelo Sol é aproveitada tanto como fonte de calor quanto fonte de luz. É a partir da energia do Sol que se dá a evaporação, origem do ciclo das águas, que possibilita o represamento e a consequente geração de eletricidade (hidroeletricidade). A radiação solar também induz a circulação atmosférica em larga escala, causando os ventos. Outras fontes ainda, como petróleo, carvão e gás natural foram gerados a partir de resíduos de plantas e animais que, originalmente, obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento, da radiação solar (CRESESB, 2014).

Algumas formas de utilização da energia solar são apresentadas a seguir:

- Energia Solar Térmica: Está relacionada com a quantidade de energia que um corpo é capaz de absorver, sob a forma de calor, a partir da radiação solar incidente no mesmo. Os equipamentos mais difundidos com o objetivo específico de se utilizar a energia solar térmica são conhecidos como coletores solares. Onde um fluido é aquecido e em seguida mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final (água aquecida para banho, ar quente para secagem de grãos, gases para acionamento de turbinas, etc.).
- Arquitetura Bioclimática: Trata-se do estudo de soluções arquitetônicas e urbanísticas que visam a harmonizar as construções ao clima, às características locais e às condições específicas, utilizando, para isso, a energia que pode ser diretamente obtida das condições locais. Estuda-se também sistemas necessários ao uso da edificação (aquecimento e circulação de ar/água, iluminação, refrigeração, etc.) e com o uso de materiais de conteúdo energético tão baixo quanto possível.
- Energia Solar Fotovoltaica: Definida como a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico).

3.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A Energia Solar Fotovoltaica é definida como a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, também conhecido como Efeito Fotovoltaico. Para o melhor aproveitamento desse tipo de energia, é necessário conhecer os fundamentos do princípio de funcionamento das células fotovoltaicas, a unidade básica de conversão.

3.3.1 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 (CRESESB, 2014).

Os materiais semicondutores que se caracterizam pela presença de bandas de energia onde é permitida a presença de elétrons (banda de valência) e de outra onde totalmente “vazia” (banda de condução). O semicondutor mais usado é o silício, caracterizado por possuir quatro elétrons na camada de valência, que se ligam aos átomos vizinhos, formando uma rede cristalina (CRESESB, 2014).

Ao adicionarem-se átomos com cinco elétrons na camada de valência, como o fósforo, por exemplo, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e que ficará "sobrando", fracamente ligado a seu átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, indo para a banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante n ou impureza n (CRESESB, 2014).

Ao introduzir átomos com apenas três elétrons de ligação, a exemplo do boro, haverá uma falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétron é denominada buraco ou lacuna e ocorre que, com pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que o buraco se desloque. Diz-se, portanto, que o boro é um receptor de elétrons ou um dopante p (CRESESB, 2014).

No silício não dopado, ao introduzir átomos de boro em uma região e de fósforo em outra, será formado o que se chama junção pn . Na junção pn há movimentação dos elétrons livres do lado n para o lado p onde encontram os buracos que os capturam; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p , tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado n , que o torna eletricamente positivo. As cargas aprisionadas

dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p ; este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado n (CRESESB, 2014).

A separação entre as duas bandas de energia permitidas dos materiais semicondutores, chamada de banda proibida (*bandgap*, ou simplesmente *gap*) representada por E_g pode atingir até 3 eV (elétron-volt), sendo diferenciados dos materiais isolantes, onde a banda proibida supera este valor. A Figura 5 mostra a estrutura de separação de bandas de energia para condutores, semicondutores e isolantes (CRESESB, 2014).

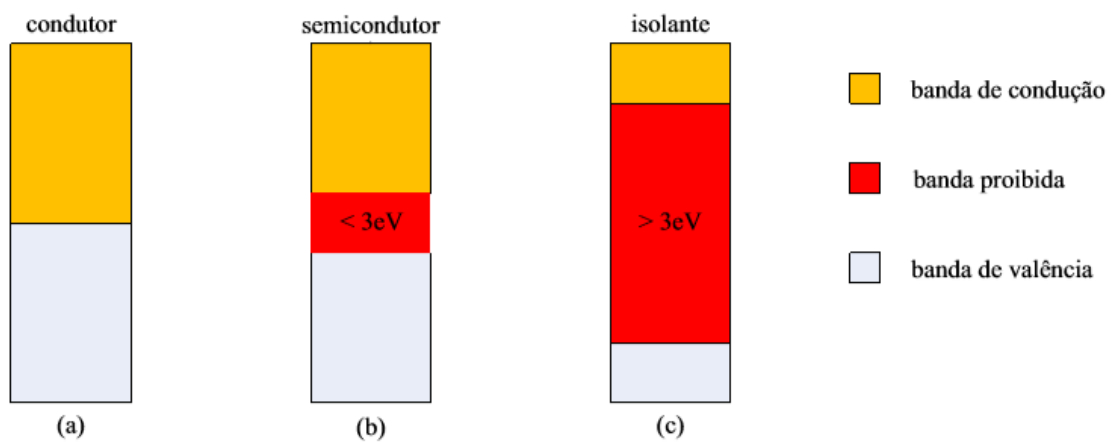


Figura 5 - Bandas de energia em (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes (CRESESB, 2014).

A base do funcionamento das células fotovoltaicas parte do princípio que se uma junção pn for exposta a fótons com energia maior que o E_g , ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, os elétrons e lacunas serão acelerados, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual chamamos de Efeito Fotovoltaico. Se as duas extremidades do "pedaço" de silício forem conectadas por um fio, haverá uma circulação de elétrons (CRESESB, 2014).

3.3.2 Célula Fotovoltaica

Existem atualmente diversas tecnologias para a fabricação de células fotovoltaicas. As tecnologias de mais comuns encontradas no mercado são a do silício monocristalino, a do silício policristalino e a do filme fino de silício. Também existem as tecnologias de silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe), cobre-índio-gálio-disseleneto (CIGS), concentrador-PV (CPV), entre outras tecnologias emergentes. O silício empregado na

fabricação de células fotovoltaicas é extraído do mineral quartzo. O Brasil é um dos principais produtores mundiais desse minério, mas a purificação do silício não é feita em nosso país, assim como a fabricação da célula (VILLALVA, 2015).

Historicamente, o silício cristalino é a forma mais usada e comercializada. A utilização do silício cristalino na fabricação de células fotovoltaicas se divide em dois grupos, os mono e os policristalinos. Os monocristalinos são assim chamados por possuir uma estrutura homogênea em toda sua extensão. Para fabricação de uma célula fotovoltaica desse grupo é necessário que o silício tenha altíssimo grau de pureza. A obtenção desse tipo de silício é mais cara do que a do silício policristalino, porém tem-se maior eficiência na conversão (EPE, 2012).

As células de filmes finos são produzidas por meio de um processo de depósito de camadas extremamente finas de material semicondutor. São revestidas de proteção mecânica, como vidro ou plástico, e por isso, os filmes finos constituem tecnologia de baixo custo. Quando comparado com as formas cristalinas do silício, a eficiência na conversão da energia é menor e é menos afetada por temperaturas mais elevadas (EPE, 2012).

A célula fotovoltaica é a unidade básica onde ocorre a conversão da energia radiante do sol em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. É composta por duas camadas de material semicondutor *p* e *n*, uma grade de coletores metálicos superiores e uma base metálica inferior, que são os terminais elétricos que fazem a coleta da corrente elétrica produzida. A base inferior é uma película de alumínio ou de prata. A parte superior da célula, que recebe a luz, precisa ser translúcida, portanto os contatos elétricos são construídos na forma de uma fina grade metálica impressa na célula. Uma célula comercial ainda possui uma camada de material antirreflexo normalmente feita de nitreto de silício ou de dióxido de titânio, necessária para evitar a reflexão e aumentar a absorção de luz pela célula (VILLALVA, 2015). A Figura 6 mostra a estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício.

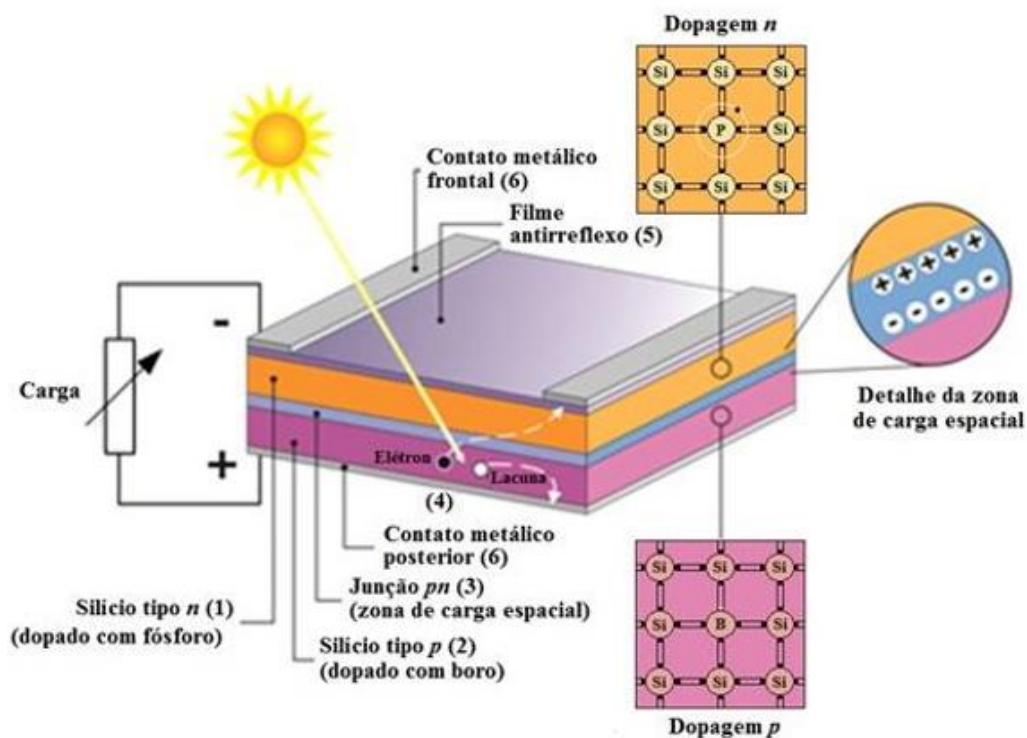


Figura 6 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício (CRESESB, 2014).

Uma célula sozinha produz pouca energia e apresenta uma tensão elétrica muito baixa, mas várias células podem ser conectadas de forma a produzir uma maior quantidade de energia elétrica e uma tensão mais elevada.

3.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os Sistemas Fotovoltaicos são geralmente classificados em duas categorias principais: isolados ou conectados à rede. Em ambos os casos, podem operar combinados com uma ou mais fontes de energia, e são chamados de híbridos. O sistema pode ou não necessitar de algum tipo de armazenamento, dependendo das necessidades do consumidor e da disponibilidade de conexão à rede elétrica. A utilização de cada uma dessas opções dependerá da aplicação e/ou da disponibilidade de recursos energéticos (CRESESB, 2014).

Sistemas isolados contam com uma unidade responsável pelo controle e condicionamento de potência composta por inversor e controlador de carga, como mostra o esquema da Figura 7.

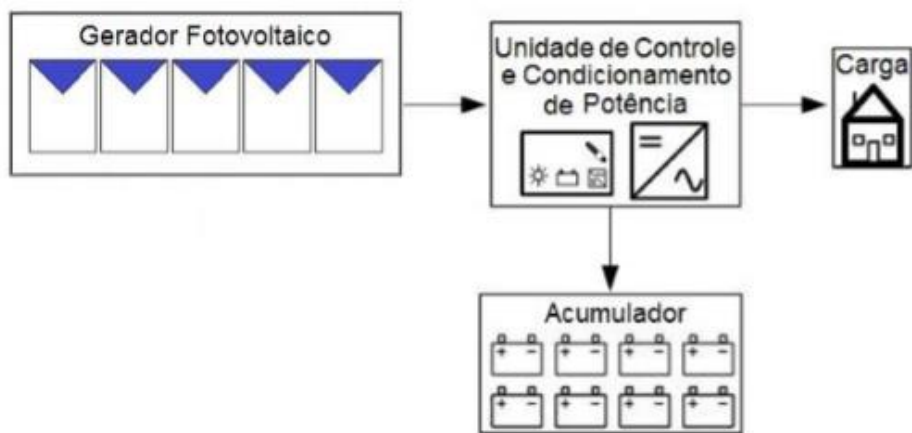


Figura 7 - Configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado (CRESESB, 2014).

Sistemas conectados à rede são aqueles em que a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é entregue à rede elétrica. Para tanto é indispensável que se utilize um inversor que deve satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que não degrade a qualidade da energia do sistema ao qual se interliga o arranjo fotovoltaico (CRESESB, 2014). Um exemplo de sistema conectado à rede é mostrado na Figura 8, onde se utiliza um medidor bidirecional, que registra a energia consumida e a energia injetada na rede elétrica, um quadro de distribuição e um inversor.

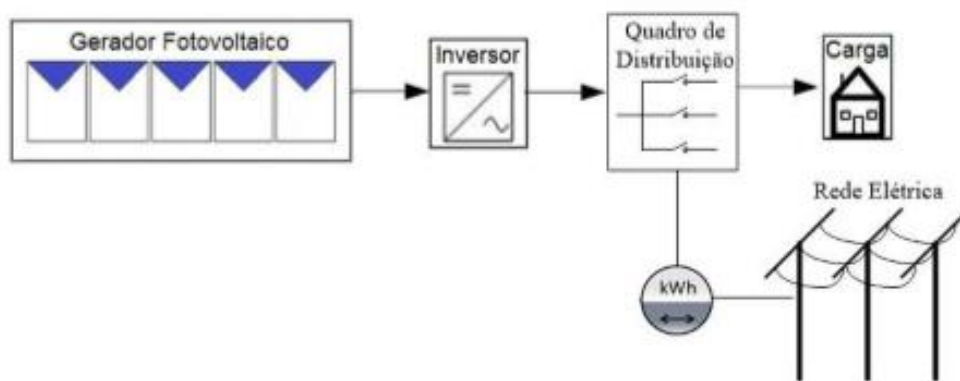


Figura 8 - Configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede com medidor bidirecional (CRESESB, 2014).

Existem ainda os sistemas híbridos, caracterizados pela existência de mais de uma forma de geração de energia, como por exemplo, gerador Diesel, turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos. Estes sistemas são mais complexos e necessitam de algum tipo de

controle capaz de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação para o usuário (CRESESB, 2014).

3.4.1 Componentes do sistema fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e um bloco de armazenamento (opcional). A seguir são descritos os principais componentes dos sistemas fotovoltaicos utilizados em diferentes aplicações.

3.4.1.1 Módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é a unidade principal do sistema. O módulo é composto por um conjunto de 36 a 216 células fotovoltaicas conectadas em arranjos produzindo tensão, corrente e potência suficientes para a utilização da energia (CRESESB, 2014).

É indispensável o agrupamento em módulos já que uma única célula fornece pouca energia elétrica, com uma tensão em torno de 0,4 Volts no ponto de máxima potência, para a uma célula de silício cristalino. O número de células conectadas em um módulo e seu arranjo, que pode ser série e/ou paralelo, depende da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada (CRESESB, 2014).

A incompatibilidade das características elétricas leva a módulos “ruins”, porque as células de maior corrente e tensão elétrica dissipam seu excesso de potência nas células de desempenho inferior. Em consequência, a eficiência global do módulo fotovoltaico é reduzida (CRESESB, 2014), por isso é importante selecionar células com características elétricas idênticas para a composição dos módulos.

Os módulos são formados pelo encapsulamento das células a fim de protegê-las de intempéries. O encapsulamento, conforme mostrado na Figura 9, é constituído de vidro de alta transparência, EVA (acetato de etil-vinila ou *Ethylene-vinyl acetate*) estabilizado por radiação ultravioleta, células fotovoltaicas e filme posterior isolante.

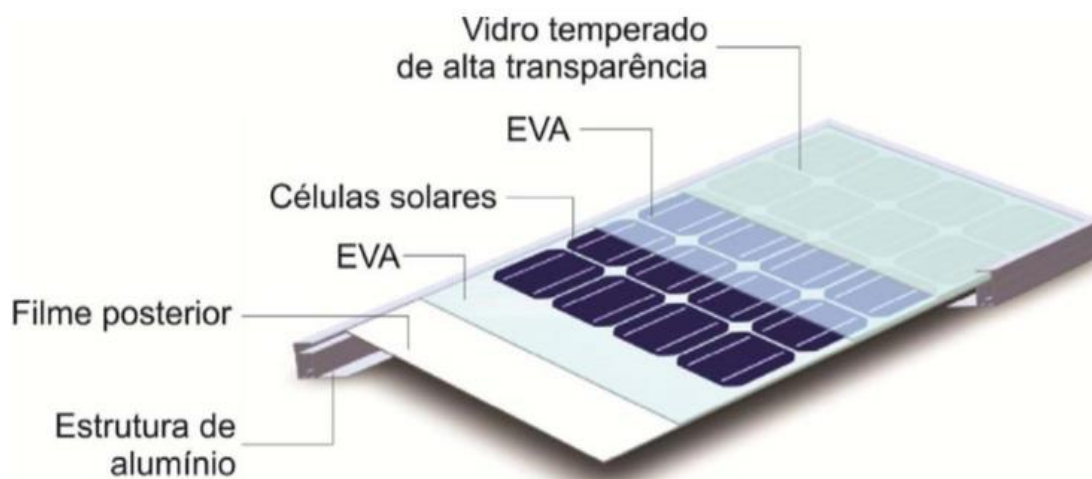


Figura 9 - Esquema de componentes de um módulo fotovoltaico (CRESESB, 2014).

Os módulos associados em um arranjo em série produzem o acréscimo de tensão elétrica mantendo a intensidade da corrente contínua. As ligações em um arranjo em paralelo produzem um acréscimo de corrente elétrica e mantém constante o nível de tensão dos circuitos envolvidos. Os conceitos de ligações em série e em paralelo são os mesmos para células e para módulos fotovoltaicos (SANTANA, 2014).

Geralmente, a potência é a especificação técnica mais usada para classificar o módulo fotovoltaico, normalmente dada em Watt-pico (Wp), que é a potência fornecida pelo módulo em condições de teste padrão (STC – *Standard Test Conditions*). Entretanto, este não deve ser o único parâmetro a ser avaliado na elaboração de um projeto, especialmente em função das características do local onde será instalado o módulo fotovoltaico.

A potência realmente produzida pelo módulo pode ser encontrada através da curva denominada curva característica $I \times V$, em que para cada ponto o produto Corrente-Tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação. Já a curva de potência em função da tensão, chamada de curva P-V, identifica o ponto com maior valor de potência, que está associado a um valor de tensão e corrente de máxima potência (V_{MP} e I_{MP}) como ilustrado na Figura 10 (CRESESB, 2014).

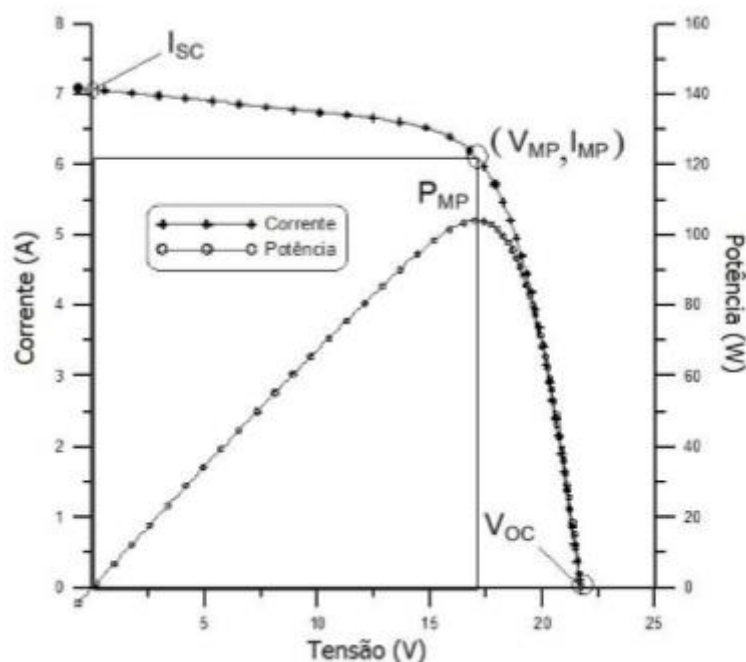


Figura 10 - Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100W_p (CRESESB, 2014).

O valor de V_{oc} (*open circuit voltage*), ou tensão de circuito aberto, representa o valor de tensão medido através de voltímetro, por exemplo, entre os terminais positivo e negativo. O valor de I_{sc} (*short circuit current*), ou corrente de curto circuito, é medido, geralmente, por meio de um amperímetro conectado a um dos terminais do módulo. Esses valores, juntamente com V_{MP} (Tensão no ponto de Máxima Potência) e I_{MP} (Corrente no ponto de Máxima Potência) são os parâmetros que especificam o módulo sob condições especificadas de radiação e temperatura de operação (CRESESB, 2014).

A potência fornecida sofre grande influência da irradiação incidente e da temperatura ambiente. Quanto menor é a intensidade de radiação incidente no módulo, menor a corrente gerada, e por tanto, menor a potência fornecida pelo sistema, Temperaturas mais altas implicam em tensões menores e também menor potência (VILLALVA, 2015). Essa relação pode ser vista na Figura 11.

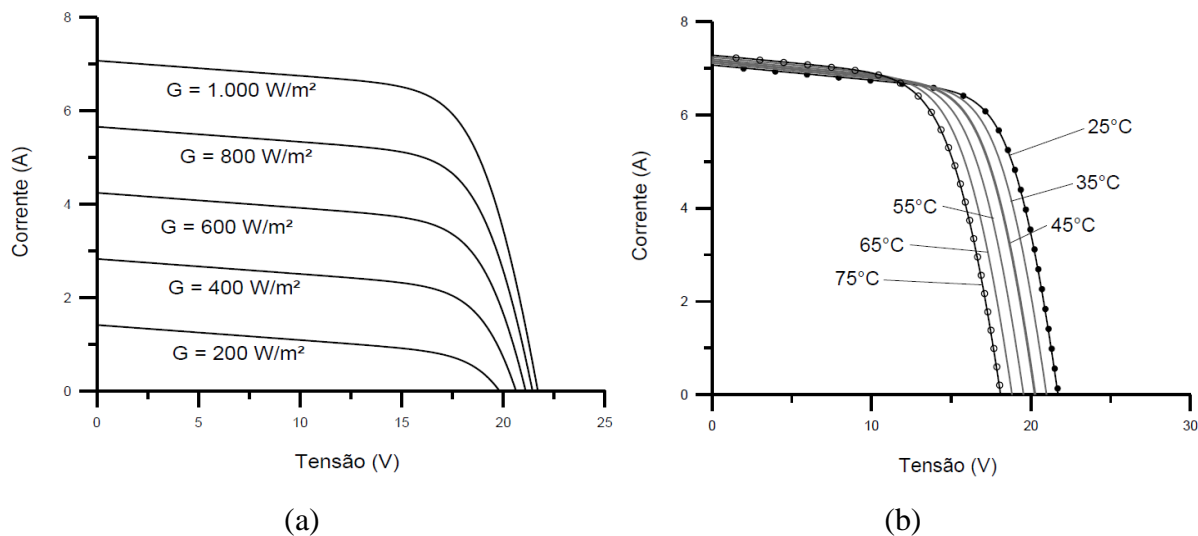


Figura 11 – Efeito da variação da (a) Irradiância e (b) Temperatura sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de silício cristalino (CRESESB, 2014).

3.4.1.2 Baterias

A função prioritária das baterias, também chamadas de acumuladores eletroquímicos, num sistema fotovoltaico é acumular o excedente de energia que se produz durante as horas de maior luminosidade para ser utilizada à noite ou em períodos de mau tempo.

Embora alguns tipos mais exóticos estejam disponíveis atualmente, as baterias de chumbo-ácido ainda são as mais utilizadas em função do seu menor custo e maturidade tecnológica. Também as de níquel cádmio têm aumentado a sua participação, especialmente em aplicações fotovoltaicas que requerem baterias do tipo selada capazes de operarem em qualquer posição e com alta densidade de energia. Sua principal desvantagem com relação à de chumbo-ácido é o custo que é bem mais elevado. Tecnologias como níquel-ferro, sódio-enxofre e níquel-hidrogênio têm sido consideradas como promissoras (FADIGAS, 2012).

3.4.1.3 Controladores de Carga

O controlador de carga controla os ciclos de carregamento e descarregamento do sistema de armazenamento. Ele deve desligar a carga quando a bateria alcança o seu nível mínimo especificado de descarga e, desconectar o arranjo fotovoltaico quando a bateria atinge o nível máximo permitido de carregamento. O controlador deve ser ajustado para manter um bom desempenho das baterias em regime de carga e descarga, e temperaturas

diversas. À medida que a temperatura decresce, a tensão de circuito aberto decresce e a resistência aumenta. (FADIGAS, 2012).

Para controlar estes parâmetros, o controlador de carga deve incorporar várias funções importantes, podendo, algumas destas funções, serem omitidas dependendo da aplicação:

- Desconectar o arranjo fotovoltaico quando a bateria atinge carga plena;
- Interromper o fornecimento de energia quando o estado de carga da bateria atinge um nível mínimo de segurança;
- Monitorar o desempenho do Sistema Fotovoltaico (corrente e tensão de carregamento da bateria);
- Acionar alarmes quando ocorre algum problema;

3.4.1.4 Inversor

O inversor é um equipamento responsável pela conversão de Corrente Contínua (CC) em corrente alternada (CA), também é chamado por vezes Conversor CC-CA e de forma mais restrita como Unidade Condicionadora de Potência (PCU – *Power Conditioning Unit*). O inversor deve ser projetado para dissipar o mínimo de potência, evitando perdas e deve produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica a ser conectada e na mesma frequência (SANTANA, 2014).

A eficiência de conversão do inversor depende do método de conversão e filtragem utilizadas para suavizá-la e eliminar os harmônicos indesejados, que resultam no processo de conversão. Esta eficiência caracteriza perdas da conversão da corrente CC em CA que são ocasionadas pelo transformador (nos que possuem), pelos comutadores eletrônicos e pelo controlador. A eficiência de conversão é dada pela relação entre potência de saída efetiva e potência de entrada efetiva no inversor, conforme equação (2):

$$\eta = \frac{\text{Potencia de saída,ef}}{\text{Potencia de entrada,ef}} \quad (2)$$

3.4.1.5 Outros componentes

Um projeto fotovoltaico também deve contar com equipamentos de proteção para a adequação às normas que regulam a aplicação. Entre os equipamentos estão: fusíveis,

relés, dispositivos de proteção contra surtos, e sistema anti-ilhamento. Alguns componentes opcionais podem ser utilizados, como seguidores do ponto de potência máxima (MPPT – *Maximum Power Point Tracker*). Alguns dispositivos de proteção, supervisão e controle também são utilizados como diodos de bloqueio, fusíveis e disjuntores (CRESESB, 2014).

Para sistemas interligados à rede, o medidor bidirecional é fundamental. Este equipamento permite a medição líquida da energia gerada ou consumida pela unidade que possui a instalação fotovoltaica. As distribuidoras locais de energia são as responsáveis por fornecer este equipamento, podendo também ser instalados dois medidores unidirecionais comumente usados.

O sistema anti-ilhamento é responsável por garantir a desconexão do sistema fotovoltaico em caso de falta de energia na rede de distribuição. Isto garante a segurança de quem realiza manutenções na rede elétrica. Os inversores comerciais homologados pelos Procedimentos de Distribuição da ANEEL (PRODIST) já possuem o sistema de proteção anti-ilhamento.

3.4.2 Geração De Energia Elétrica

Para se estimar o quanto de energia elétrica o sistema fotovoltaico irá gerar e qual será seu desempenho, alguns conceitos fundamentais serão explorados nesta seção, visto que o desempenho do sistema dependerá diretamente do desempenho dos equipamentos que o compõe (NAKABAYASHI, 2014).

Um conceito utilizado para a determinação do desempenho de um sistema fotovoltaico é o de produtividade do sistema, que é uma relação entre a energia, de fato, gerada pelo sistema e a potência nominal do gerador fotovoltaico (NAKABAYASHI, 2014). A produtividade, expressa em Wh/Wp/ano, resulta em um fator de capacidade que é parâmetro básico para análise da competitividade da geração solar fotovoltaica. Depende do índice de irradiação solar, o que significa que é diferente para as diversas regiões do país (EPE, 2012).

A produtividade de referência, analogamente, relaciona a irradiância solar incidente no plano do gerador e o número de horas equivalentes de irradiância igual a 1000 W/m². A relação entre a produtividade e a produtividade de referência denomina-se Taxa de desempenho (PR – *Performance Ratio*) (NAKABAYASHI, 2014).

A taxa de desempenho leva em consideração as perdas por queda de tensão nos

conectores e cabeamento, por sombreamento, por sujeira dos módulos, e principalmente perdas por temperatura de operação. Para sistemas instalados no Brasil, não sombreados e bem ventilados, pode-se estimar uma taxa de desempenho entre 0,7 e 0,8 (CRESESB, 2014).

O Fator de Capacidade é outra figura de mérito geralmente utilizada em usinas de geração de energia elétrica, e que representa a energia efetivamente produzida por uma usina, dividida pela produção que esta teria se estivesse funcionando em sua capacidade nominal durante o período (NAKABAYASHI, 2014).

De maneira simplificada, a energia gerada pelo sistema é função da Irradiação local, da Potência Instalada total do sistema e da Taxa de Desempenho (NAKABAYASHI, 2014). O cálculo da energia gerada pelo sistema pode ser feito a partir da equação (3):

$$E_p = G * P_{inst} * PR \quad (3)$$

sendo E_p a energia gerada no mês (kWh), G é a radiação solar incidente no mês (em kWh/m²), P_{inst} é a potência total instalada do sistema.

3.4.3 Custos Associados aos Sistemas Fotovoltaicos

Para sistemas fotovoltaicos, os maiores custos envolvidos estão no investimento inicial, já que o custo de operação de uma usina desta tecnologia é baixo. O custo nivelado da energia, ou LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) é comumente usado para análise econômico-financeira de empreendimentos energéticos, e relaciona os custos envolvidos e a energia gerada pelo empreendimento, ao longo de sua vida útil (NAKABAYASHI, 2014).

O custo de investimento em sistemas fotovoltaicos pode ser decomposto em três itens principais: os painéis fotovoltaicos, o inversor e o balanço do sistema, ou BOS (*Balance of the System*), que engloba as estruturas mecânicas de sustentação, equipamentos elétricos auxiliares, cabos e conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, assim como custos gerais de instalação e montagem. Através de uma análise feita pela EPE (2012), considerando a taxa de câmbio de US\$1.00 = R\$1,75, estabeleceu-se o quadro referencial dos custos de investimento em sistemas de geração fotovoltaica no Brasil utilizado nesta análise, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Custo de Investimentos em Sistemas Fotovoltaicos no Brasil (R\$/Wp) (EPE, 2012).

Potência	Painéis (R\$/Wp)	Inversores (R\$/Wp)	Instalação e Montagem (R\$/Wp)	Total (R\$/Wp)
Residencial (4-6kWp)	4,88	1,25	1,53	7,66
Residencial (8-10kWp)	4,42	1,09	1,38	6,89
Comercial (100kWp)	3,81	0,92	1,18	5,91
Industrial (≥1000kWp)	3,50	0,66	1,04	5,20

Em 2015, o preço médio cobrado por instaladores no Brasil foi de R\$ 8,58 por Watt pico (Wp) instalado, segundo Instituto IDEAL (2016). Ainda segundo o estudo, a variação do preço no país é grande, podendo variar entre R\$ 6,00/Wp a R\$ 11,90/Wp para sistemas de até 5 kWp, com maior frequência verificada entre R\$ 7,00/Wp e R\$ 9,00/Wp.

Ao considerar projetos para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). De forma análoga, para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A) será devida apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada (ANEEL, 2016).

O sistema fotovoltaico conectado à rede necessita de baixa manutenção. Estima-se que os custos de Operação e Manutenção (O&M) equivalem a 1% ao ano sobre o valor total de aquisição do sistema, conforme EPE (2012).

O custo da energia elétrica da geração fotovoltaica está atrelado ao sistema de compensação de energia e depende da tarifa de energia final paga pelo consumidor. Na tarifa de energia elétrica estão inclusos tributos federais (PIS/COFINS) e estadual (ICMS). Além desses tributos, a conta de energia elétrica é utilizada, em alguns casos, para arrecadação da contribuição de iluminação pública (quando prevista em lei) para as prefeituras que efetuam essa cobrança e mantêm convênio com a concessionária de distribuição. Em geral essa contribuição é função do consumo do consumidor (EPE, 2012). A tarifa final de energia elétrica cobrada ao consumidor, descrita por Kozen (2015), é dada pela equação (4).

$$T_F = \frac{T_H}{1 - PIS - COFINS - ICMS} \quad (4)$$

onde T_F é a tarifa final e T_H é a tarifa homologada pela ANEEL.

Os impostos incidentes na tarifa de energia da distribuidora Energisa Paraíba (EPB), empresa concessionária de distribuição de energia elétrica no Estado da Paraíba, são descritos nas Tabelas (Tabela 4) e (Tabela 5), a seguir:

Tabela 4 – Alíquotas utilizadas pela Energisa Paraíba (Energisa, 2017).

ANO	MÊS	ALÍQUOTA DE PIS	ALÍQUOTA COFINS
2017	MAIO	1,08	4,94
2017	ABRIL	0,92	4,24
2017	MARÇO	1,29	5,94
2017	FEVEREIRO	1,10	5,04
2017	JANEIRO	1,04	4,78
2016	DEZEMBRO	1,01	4,64
2016	NOVEMBRO	0,22	0,99
2016	OUTUBRO	0,97	4,46
2016	SETEMBRO	0,67	3,07
2016	AGOSTO	0,38	1,74
2016	JULHO	1,11	5,10
2016	JUNHO	1,11	5,10

Tabela 5 - Alíquotas de ICMS incidentes sobre o consumo de energia elétrica (Energisa, 2017).

CLASSE	FAIXA (kWp)	ALÍQUOTA
RESIDENCIAL	ATÉ 50	ISENTO
	DE 51 A 100	25%
	ACIMA DE 101	27%

É importante ressaltar, que o convênio ICMS16/2015, de 22 de Abril de 2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), isenta, em 21 estados, o pagamento de tributo estadual (ICMS) sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de geração distribuída sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica tratado na RN N° 482, da ANEEL. Nessa modalidade, o tributo é aplicado apenas sobre a energia que o

consumidor receber da rede elétrica, descontando a eletricidade que ele devolver à rede.

De acordo com a publicação da Lei nº 13.169/2015, de 6/10/2015, a incidência do PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) acontece apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída, sendo válida pra todos os estados do país.

3.5 CONCEITOS DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

Decisões financeiras fazem parte da rotina de empresas e das pessoas. Os recursos financeiros finitos fazem com que seja necessária uma análise em que são levadas em conta as vantagens e desvantagens para a tomada de decisões.

A análise econômica traz através de projeções e números, o real potencial de retorno de um investimento e ajuda na decisão do melhor projeto estudado. Os principais indicadores econômicos usados para esse objetivo são descritos a seguir.

3.5.1 Valor Presente Líquido (VPL)

Para a avaliação financeira de um projeto, o indicador mais utilizado é o Valor Presente Líquido (VPL), que nada mais é do que a diferença entre os benefícios e receitas gerados e seus custos (PUCCINI, 2011).

Os fluxos de caixa do projeto são trazidos a valor presente, descontados a uma determinada taxa de juros. A expressão para o cálculo do VPL é dada pela equação (5):

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (5)$$

onde I_0 representa o investimento inicial, FC_t representa o fluxo de caixa do projeto no período t , r representa a taxa de desconto, t o período em questão e n o horizonte de análise do fluxo de caixa.

Quando o VPL é positivo, as receitas do projeto superam o valor investido somado às despesas do projeto, desta forma os casos considerados economicamente viáveis são os que apresentam VPL maior do que zero (PUCCINI, 2011).

3.5.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Para comparar o investimento no projeto e outras linhas de investimento, tornou-se conveniente calcular a taxa interna de retorno (TIR) do mesmo. Matematicamente falando, TIR é a taxa de correção monetária que faz com que o cálculo do VPL resulte em zero. Em outras palavras, a TIR permite avaliar o quão viável é o sistema analisado (PUCCINI, 2011). Pode ser encontrada pela equação (6):

$$VPL = 0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (6)$$

O projeto é economicamente viável se sua TIR for maior que a taxa de desconto correspondente à taxa de remuneração alternativa do capital, usualmente denominada de Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

TMA é a melhor taxa (com baixo grau de risco) disponível para aplicação do capital em análise, geralmente é baseada em outras taxas praticadas no mercado, como: rentabilidade da caderneta de poupança (6% a.a. + TR); TBF (Taxa Básica Financeira); TR (Taxa Referencial); TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo); e principalmente a SELIC (Taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia). A taxa Selic é a mais usada e atualmente está 12,15% a.a. (BCB, 2017b). Esta seria a atratividade (rendimento) máxima em aplicações conservadoras no mercado financeiro.

Para projetos com a mesma durabilidade e montante de investimento equivalente, o que fornecer maior TIR será considerado o melhor para investir.

3.5.3 Payback

O tempo de retorno financeiro sobre o investimento, conhecido como tempo de *payback*, é então calculado para dar uma noção de atratividade simples e compreensível.

O tempo de *payback* simples é definido como o primeiro período no fluxo de caixa a ter valor positivo e indica o tempo mínimo em que há retorno do valor investido inicialmente. O *payback* simples não considera o valor do dinheiro no tempo, o que o torna um método matematicamente incorreto, pois destoa dos conceitos de relações de equivalência entre taxas da matemática financeira. Ao trazer os saldos futuros de caixa para o valor presente, tem-se então o *payback* descontado. O *payback* simples, em uma série uniforme, pode ser calculado segundo a equação (7):

$$PBS = \frac{I_0}{Econ} \quad (7)$$

onde *PBS* representa o tempo total de retorno do investimento inicial (*payback* simples) numa série uniforme, I_0 representa o investimento inicial (R\$) e *Econ* representa a quantia economizada ou receitas por período (R\$/ano).

4 METODOLOGIA

Para atingir os objetivos deste trabalho foram cumpridas várias etapas, as quais estão esquematizadas na Figura 12.

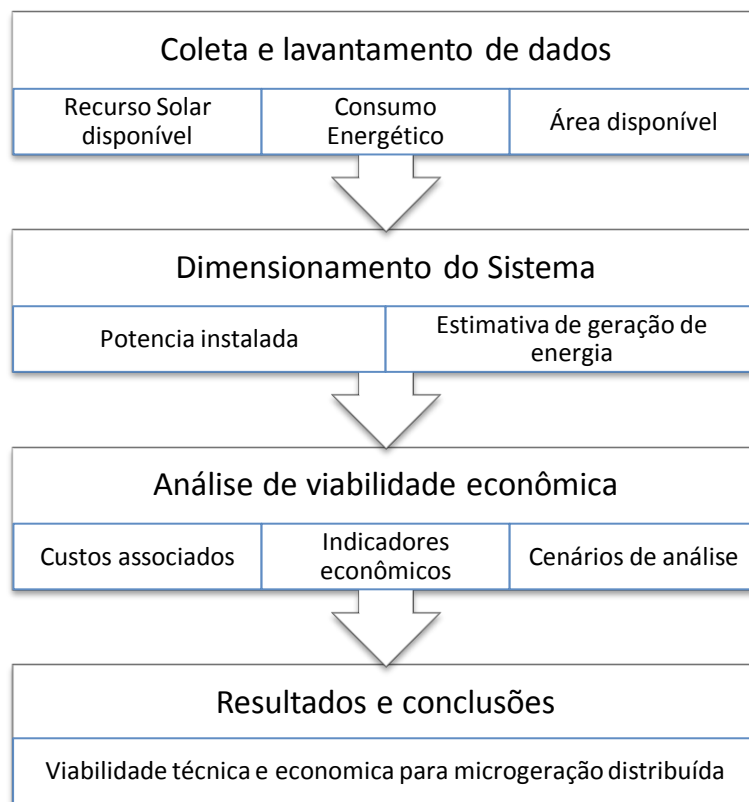


Figura 12 - Fluxograma das atividades desenvolvidas neste trabalho.

Os métodos de cálculo e análise do presente trabalho estarão descritos nas subseções a seguir.

4.1 ANÁLISE DO RECURSO SOLAR

Para definição do sistema fotovoltaico conectado à rede, a primeira parte da metodologia consistiu em determinar a localidade de instalação da tecnologia, bem como a análise do recurso solar disponível.

Foi escolhida como localidade do sistema a cidade do João Pessoa, na Paraíba, com latitude de 07° 06' 54" S e longitude de 34° 51' 47" O, admitiu-se o caso ideal de orientação para o norte geográfico (azimute 0°) e inclinação igual à latitude local (07°).

Os dados referentes à radiação solar para geração de energia podem ser encontrados com a utilização de alguns softwares livres, consultados nas fontes meteorológicas disponíveis ou medidos por no mínimo um ano para traçar o perfil da radiação solar no local. Os dados online do SunData – Cresesb foram utilizados nesse trabalho.

4.2 LEVANTAMENTO DE DADOS DE CONSUMO DE ENERGIA

A demanda energética mensal pode ser calculada através do histórico de faturas mensais de consumo de energia. Optou-se por utilizar o consumo residencial brasileiro médio no ano de 2016, equivalente a 160 kWh/mês (EPE, 2017).

Essa média de consumo se aproxima do perfil de consumo considerado por Lamberts (2010) de uma “família consciente” composta por 4 moradores usando equipamentos eficientes: geladeira, máquina de lavar roupas, forno micro-ondas, filtro de água, aspirador de pó, ferro elétrico automático, computador, impressora, estabilizador, televisão comum 29”, iluminação com lâmpadas fluorescentes e ar condicionado, totalizando um consumo médio mensal de 153,33 kWh.

4.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A determinação da potência do painel fotovoltaico do projeto foi feita de acordo com o consumo diário, descrita pela equação (8) (CRESESB, 2014).

$$P_{fv} = \frac{C/PR}{HSP_{ma}} \quad (8)$$

onde P_{fv} é a potência de pico do sistema fotovoltaico (kWp), C é o consumo diário médio anual ou fração deste (kWh/dia), HSP_{ma} é a média anual do total diário das Horas de Sol Pleno incidente no painel fotovoltaico dada em horas/dia e PR é a taxa de desempenho.

A média diária anual das horas de sol pleno incidentes no plano do módulo fotovoltaico representa o valor de energia solar acumulado ao longo de um dia, ou seja, o número de horas em que a irradiância permaneceu igual a 1 kW/m².

A fração da energia consumida a ser suprida pelo sistema fotovoltaico corresponde à diferença entre a média de consumo mensal e o custo de disponibilidade do tipo da conexão com a rede.

A quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para atender a carga pode ser calculada dividindo-se potência nominal total da instalação fotovoltaica pela potência nominal de cada painel escolhido, segundo a equação (9):

$$N = \frac{P_{fv}}{P_n} \quad (9)$$

onde N é o número de painéis necessários, P_n é a potência nominal do painel escolhido (Wp).

A partir da delimitação do tamanho do sistema e da escolha dos módulos fotovoltaicos, a etapa seguinte é a quantificação e arranjo desses módulos.

A área requerida para o sistema foi calculada e foi assumido que os painéis teriam orientação e inclinação ideal, de acordo com a localização escolhida.

4.4 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Para estimar o valor da geração de energia elétrica utilizou-se a equação (3) sendo P_{isnt} a potência instalada do sistema fotovoltaico, resultado da soma das potências nominais de todos os painéis.

4.5 CUSTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Levou-se em consideração a faixa de custo de aquisição dos principais equipamentos do sistema conectado à rede, conforme estudo do Instituto IDEAL (2016) R\$ 6,00/Wp a R\$ 11,90/Wp para sistemas de até 5 kWp.

Numa conexão monofásica residencial em baixa tensão (grupo B), adotou-se custo de disponibilidade no valor em reais equivalente ao consumo de 30 kWh

O sistema fotovoltaico conectado à rede necessita de baixa manutenção. Estima-se que os custos de Operação e Manutenção (O&M) equivalem a 1% ao ano sobre o valor

total de aquisição do sistema, conforme EPE (2012).

Considerou-se a tarifa de energia elétrica homologada pela ANEEL (2017b) e as tributações aplicadas pela distribuidora de energia elétrica local para o cálculo da tarifa final ao consumidor.

4.6 ANÁLISE ECONÔMICA

Os indicadores econômicos foram calculados de forma a verificar a viabilidade do projeto. Considerou-se o tempo de análise da viabilidade econômica com base na vida útil dos equipamentos e a perda de potência de prevista pelos fabricantes, em média 20 anos com garantia de geração com até 80% da eficiência para os módulos fotovoltaicos. Com isso, a análise econômica para cada cenário estabelecido foi feita num horizonte de planejamento de 20 anos para o sistema conectado à rede e com uma degradação de 1% na potência do sistema fotovoltaico para cada ano do projeto.

Adotou-se uma taxa de crescimento de 2% ao ano na demanda energética, equivalente à média anual de crescimento no consumo de energia entre 2004 e 2016, conforme EPE (2017), e então se pode estabelecer o *net-metering* da geração distribuída, ou seja, a medição líquida pelo sistema de compensação estabelecido pela RN 687.

A tarifa de energia calculada na distribuidora de energia elétrica local foi utilizada como referência, porém considerou-se variações diferentes ao ano, relacionados à inflação, para os cenários de análise. O custo de oportunidade do sistema foi então calculado e, assim, criou-se o fluxo de caixa do projeto.

Os indicadores econômicos descritos anteriormente foram analisados de forma a obter resultados sobre a viabilidade desse projeto frente às opções de investimento de mercado. Assim, compararam-se os casos de investimento do capital inicial na poupança com rendimento anual de 6%, e em renda fixa com retorno de 10% ao ano.

Por fim, pode-se dizer que estes indicadores podem ser comparados com a aplicação do investimento inicial do projeto com a poupança e com os investimentos de renda fixa, tendo em vista que são aplicações mais seguras e o investidor consegue manter a sua rentabilidade ao longo do tempo.

5 RESULTADOS

5.1 ANÁLISE DO RECURSO SOLAR

O dimensionamento do presente trabalho iniciou-se na avaliação do potencial energético solar do local do projeto. Considerando a cidade de João Pessoa- PB com latitude de 07° 06' 54" S e longitude de 34° 51' 47" O, admitiu-se o caso ideal de orientação para o norte geográfico e inclinação igual à latitude local.

Os dados referentes aos valores de irradiação solar para geração de energia pode ser verificado na Figura 13, onde mostra a irradiação solar diária mensal média no plano horizontal e no plano com inclinação de 7°, segundo dados do programa SunData. A média anual foi de 5,50 kWh/m²dia para o plano horizontal e 5,51 kWh/m²dia para o plano inclinado.

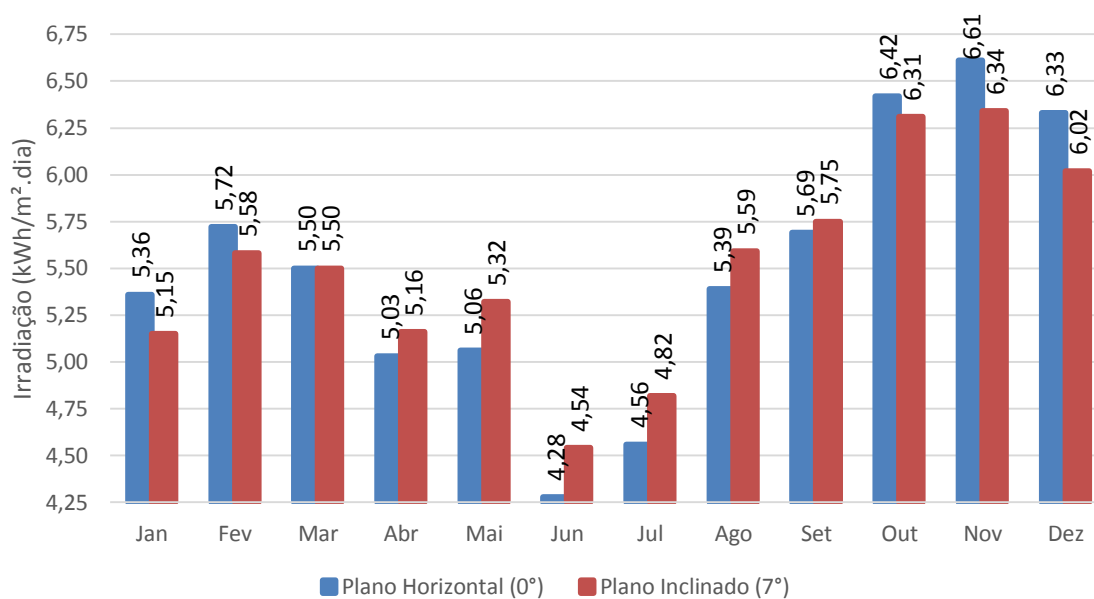


Figura 13 - Dados de Radiação Solar diária mensal média para João Pessoa- PB (kWh/m²dia). Fonte: SunData.

5.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Num sistema para suprir a necessidade energética de uma residência típica brasileira, considerou-se o consumo médio mensal de energia elétrica (Wh/dia) o ano de 2016, equivalente a 160 kWh. Calculou-se com isso a fração do consumo médio diário, a ser suprido como sistema, mostrado na Tabela 6.

Tabela 6 - Consumos Médios Mensal e Diário ao longo do ano. Fonte: Elaboração própria.

Meses	Dias	Consumo (kWh/mês)	Fração do consumo (kWh/mês)	Fração do Consumo (Wh/dia)
Jan	31	160	130	4193,55
Fev	29	160	130	4482,76
Mar	31	160	130	4193,55
Abr	30	160	130	4333,33
Mai	31	160	130	4193,55
Jun	30	160	130	4333,33
Jul	31	160	130	4193,55
Ago	31	160	130	4193,55
Set	30	160	130	4333,33
Out	31	160	130	4193,55
Nov	30	160	130	4333,33
Dez	31	160	130	4193,55
Média	31	160	130	4264,24
Total Anual	366	1920	1560	51170,93

A Taxa de Desempenho foi considerada 0,75, em acordo com CRESESB (2014). A média diária anual das HSP incidentes no plano do módulo fotovoltaico (HSP_{ma}) para João Pessoa, foi de 5,51 horas/dia. A potência requerida do sistema, calculada segundo a equação (8), foi de 1032,50 Wp.

A escolha do painel fotovoltaico foi baseada no coeficiente de temperatura e na eficiência das células, para cálculo da potencia total. O modelo CSI CS6P-265P HJM245P-20 da fabricante Canadian Solar atende aos requisitos descritos e possui 265Wp nas condições padrão de teste (STC – AM 1.5, 1000W/m² e 25 °C de Temperatura de operação do Módulo). Suas características são mostradas na Tabela 7.

Tabela 7 - Especificação técnica dos módulos fotovoltaicos escolhidos (Canadian Solar, 2017).

Painel Canadian Solar CSI CS6P-265P	
Altura (m)	1,638
Largura (m)	0,982
Máxima Potência (Pm) [W]	265
Tolerância [W]	0 /+5
Tensão de Máxima Potência (Vm) [V]	30,60
Corrente de Máxima Potência (Im) [A]	8,66
Tensão de Circuito Aberto (Voc) [V]	37,70
Corrente de Curto-Circuito (Isc) [A]	9,23
Tensão Máxima do Sistema [V]	1000
Eficiência do Painel	0,1647

Coef de Temperatura da Potência(Pm) [%/°C]	-0,410
Coef de Temperatura da Corrente(Isc) [A/°C]	0,053
Coef de Temperatura da Tensão(Voc) [V/°C]	-0,31
Temperatura Nominal de Operação de Célula (NOCT) [°C]	45±2

De acordo com a equação (9), o sistema contará com 4 módulos, tendo uma potência instalada de 1,06 kW, e ocupado uma área de 6,43 m².

A energia gerada nesse sistema, calculada de acordo com a equação (3) é mostrada na Tabela 8. A geração anual usada como base para a análise financeira foi estimada em 1601,88 kWh.

Tabela 8 - Estimação da Energia gerada por mês. Fonte: Elaboração própria.

Meses	Irradiação incidente 7° (kWh/m²dia)	Energia gerada (kWh/mês)
Jan	5,15	126,88
Fev	5,58	128,61
Mar	5,50	135,51
Abr	5,16	123,03
Mai	5,32	131,07
Jun	4,54	108,25
Jul	4,82	118,75
Ago	5,59	137,73
Set	5,75	137,10
Out	6,31	155,46
Nov	6,34	151,16
Dez	6,02	148,32
Média	5,51	133,49
Total	66,08	1601,88

5.3 CUSTOS ASSOCIADOS AO SISTEMA

O custo de aquisição para um sistema com 1,06 kWp de potência instalada, varia de R\$ 6360,00 a R\$ 12614,00. Esses dois valores foram tomados como base para os cenários analisados. Foi tomado como base os custos de operação e manutenção correspondentes a R\$ 63,60 e R\$ 126,14, respectivamente.

A tarifa final cobrada o consumidor foi calculada a partir da tarifa homologada pela ANEEL (2017b) de 0,435 R\$/kWh. A tarifa calculada pela equação (4) com a média dos últimos 12 meses dos tributos foi de 0,64084 R\$/Wh.

5.4 ANÁLISE ECONOMICO-FINANCEIRA

A análise econômica baseia-se na medição líquida do sistema conectado à rede, ou seja, a partir da diferença dos dados de consumo anual e geração anual de energia elétrica da localidade, mostrado na Tabela 9, considerando um aumento anual no consumo de 2% ao ano e uma depreciação na geração do sistema equivalente a 1%.

Tabela 9 - Dados de energia do projeto de geração fotovoltaica. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SunData.

Anos	Consumo (kWh/ano)	Geração (kWh/ano)	Saldo (kWh/ano)
1	1920,00	1601,88	318,12
2	1958,40	1585,86	372,54
3	1997,57	1570,00	427,57
4	2037,52	1554,30	483,22
5	2078,27	1538,76	539,51
6	2119,84	1523,37	596,46
7	2162,23	1508,14	654,10
8	2205,48	1493,06	712,42
9	2249,59	1478,12	771,46
10	2294,58	1463,34	831,23
11	2340,47	1448,71	891,76
12	2387,28	1434,22	953,06
13	2435,02	1419,88	1015,14
14	2483,72	1405,68	1078,04
15	2533,40	1391,63	1141,77
16	2584,07	1377,71	1206,36
17	2635,75	1363,93	1271,82
18	2688,46	1350,29	1338,17
19	2742,23	1336,79	1405,44
20	2797,08	1323,42	1473,66

Foi calculado o saldo referente à medição líquida do projeto em valores monetários e dessa forma, criou-se o fluxo de caixa para os 20 anos de análise da viabilidade econômica do projeto. Estimou-se o gasto com energia elétrica anualmente para cada cenário.

5.4.1 Cenários de Análise

Os cenários de análise foram diferenciados considerando investimento inicial máximo e mínimo, além de reajuste da tarifa de energia elétrica de acordo com a inflação e

acima da inflação.

Os cenários 1 e 2 possuem reajuste da tarifa de energia elétrica de acordo com a inflação de 4,57%, enquanto os cenários 3 e 4 possuem reajustes acima da inflação, de 9,6%.

Os cenários 1 e 3 foram feitos considerando um investimento inicial mínimo de R\$ 6.360,00, enquanto os cenários 2 e 4 consideram um investimento máximo de R\$12.614,00.

5.4.1.1 Cenário 1

Baseados nos dados de consumo residencial médio e geração anual média do sistema fotovoltaico de 1,06 kWp, pode-se calcular os impactos econômicos da proposta de reajuste anual das tarifas de 4,57% corresponde à inflação atual e investimento inicial de R\$ 6.360,00. Com esses dados, pôde-se calcular o custo do sistema com e sem geração distribuída, e em seguida o custo de oportunidade, conforme Tabela 10.

Tabela 10 - Custo de oportunidade dos cenários 1 e 2.

Período (anos)	Tarifa Final (R\$/kWh)	Tarifa Homologada (R\$/kWh)	Custo sem SFCR (R\$)	Custo com SFCR (R\$)	Custo de Oportunidade
1	0,64084	0,43500	1230,41	138,38	1092,03
2	0,67013	0,45488	1312,38	169,46	1142,91
3	0,70075	0,47567	1399,80	203,38	1196,42
4	0,73278	0,49741	1493,04	240,36	1252,69
5	0,76626	0,52014	1592,50	280,62	1311,88
6	0,80128	0,54391	1698,58	324,42	1374,16
7	0,83790	0,56876	1811,73	372,03	1439,71
8	0,87619	0,59476	1932,42	423,72	1508,70
9	0,91623	0,62194	2061,15	479,80	1581,35
10	0,95811	0,65036	2198,45	540,60	1657,85
11	1,00189	0,68008	2344,90	606,47	1738,43
12	1,04768	0,71116	2501,10	677,78	1823,32
13	1,09556	0,74366	2667,71	754,92	1912,79
14	1,14562	0,77765	2845,41	838,34	2007,08
15	1,19798	0,81318	3034,96	928,47	2106,49
16	1,25273	0,85035	3237,13	1025,82	2211,31
17	1,30998	0,88921	3452,77	1130,91	2321,86
18	1,36984	0,92984	3682,77	1244,29	2438,48
19	1,43244	0,97234	3928,09	1366,57	2561,53
20	1,49791	1,01677	4189,76	1498,37	2691,39

Na Tabela 11 a seguir, apresentado na primeira coluna o ano de instalação do projeto, vale lembrar que ano 0 é o ano apenas de investimento na tecnologia, por isso não apresenta resultado. Sabendo que o investimento inicial do projeto foi de R\$ 6.360,00, e há um gasto anual de R\$ 63,60 com operação e manutenção, obtém-se o fluxo de caixa do cenário 1.

Tabela 11 - Fluxo de caixa da Análise Econômica do cenário 1.

Período (anos)	Investimento (R\$)	Custo de oportunidade	Custo de O&M	Fluxo de Caixa
0	-6360,00	0,00	0,00	-6360,00
1	0,00	1092,03	-63,6	1028,43
2	0,00	1142,91	-63,6	1079,31
3	0,00	1196,42	-63,6	1132,82
4	0,00	1252,69	-63,6	1189,09
5	0,00	1311,88	-63,6	1248,28
6	0,00	1374,16	-63,6	1310,56
7	0,00	1439,71	-63,6	1376,11
8	0,00	1508,70	-63,6	1445,10
9	0,00	1581,35	-63,6	1517,75
10	0,00	1657,85	-63,6	1594,25
11	0,00	1738,43	-63,6	1674,83
12	0,00	1823,32	-63,6	1759,72
13	0,00	1912,79	-63,6	1849,19
14	0,00	2007,08	-63,6	1943,48
15	0,00	2106,49	-63,6	2042,89
16	0,00	2211,31	-63,6	2147,71
17	0,00	2321,86	-63,6	2258,26
18	0,00	2438,48	-63,6	2374,88
19	0,00	2561,53	-63,6	2497,93
20	0,00	2691,39	-63,6	2627,79

A análise do payback, a TIR, o VPL e a comparação com outros investimentos do mercado estão descritos na Tabela 12.

Tabela 12 - Indicadores econômicos do cenário 1.

Período	Fluxo de Caixa	TIR	VPL	POUPANÇA	RENDA FIXA
0	-6360,00		-6000,00		
1	1028,43	-83,83%	-5389,78	6741,60	6996,00
2	1079,31	-49,93%	-4429,20	7146,10	7695,60
3	1132,82	-27,07%	-3478,06	7574,86	8465,16
4	1189,09	-12,78%	-2536,19	8029,35	9311,68
5	1248,28	-3,56%	-1603,40	8511,11	10242,84
6	1310,56	2,65%	-679,51	9021,78	11267,13
7	1376,11	6,98%	235,68	9563,09	12393,84
8	1445,10	10,10%	1142,36	10136,87	13633,22
9	1517,75	12,41%	2040,71	10745,09	14996,55
10	1594,25	14,15%	2930,93	11389,79	16496,20
11	1674,83	15,49%	3813,21	12073,18	18145,82
12	1759,72	16,53%	4687,74	12797,57	19960,40
13	1849,19	17,35%	5554,71	13565,42	21956,44
14	1943,48	18,01%	6414,31	14379,35	24152,09
15	2042,89	18,54%	7266,74	15242,11	26567,30
16	2147,71	18,97%	8112,17	16156,64	29224,03
17	2258,26	19,33%	8950,81	17126,03	32146,43
18	2374,88	19,62%	9782,84	18153,60	35361,07
19	2497,93	19,86%	10608,43	19242,81	38897,18
20	2627,79	20,06%	11427,79	20397,38	42786,90

Com relação à taxa interna de retorno, na análise toda, a TIR 20,06%, maior que a taxa aplicada na Poupança e em Renda Fixa, por exemplo. O VPL mantém-se negativo até o sexto ano da análise, e ao final da análise obtem-se um valor presente líquido de R\$11.427,79. Caso o investimento inicial do projeto seja aplicado na poupança com rendimento anual de 6%, ou na renda fixa com rentabilidade de 10% a.a., o projeto não se torna vantajoso. O tempo de retorno do investimento inicial, o *payback*, nessa situação é de 6,74 anos.

5.4.1.2 Cenário 2

Baseados nos dados de consumo residencial médio e geração anual média do sistema fotovoltaico de 1,06 kWp, pode-se calcular os impactos econômicos da proposta de reajuste anual das tarifas de 4,57% corresponde à inflação atual e investimento inicial de R\$ 12.614,00. Com esses dados, pôde-se calcular o custo do sistema com e sem geração distribuída, e em seguida o custo de oportunidade, é o mesmo aplicado no cenário 1,

conforme Tabela 10.

Na Tabela 13 a seguir, sabendo que o investimento inicial do cenário foi de R\$ 12.614,00, e há um gasto anual de R\$ 126,14 com operação e manutenção, obtém-se o fluxo de caixa do cenário 2.

Tabela 13 - Fluxo de caixa da Análise Econômica do cenário 2.

Período (anos)	Investimento (R\$)	Custo de oportunidade	Custo de O&M	Fluxo de Caixa
0	-12614,00	0,00	0,00	-12614,00
1	0,00	1092,03	-126,14	965,89
2	0,00	1142,91	-126,14	1016,77
3	0,00	1196,42	-126,14	1070,28
4	0,00	1252,69	-126,14	1126,55
5	0,00	1311,88	-126,14	1185,74
6	0,00	1374,16	-126,14	1248,02
7	0,00	1439,71	-126,14	1313,57
8	0,00	1508,70	-126,14	1382,56
9	0,00	1581,35	-126,14	1455,21
10	0,00	1657,85	-126,14	1531,71
11	0,00	1738,43	-126,14	1612,29
12	0,00	1823,32	-126,14	1697,18
13	0,00	1912,79	-126,14	1786,65
14	0,00	2007,08	-126,14	1880,94
15	0,00	2106,49	-126,14	1980,35
16	0,00	2211,31	-126,14	2085,17
17	0,00	2321,86	-126,14	2195,72
18	0,00	2438,48	-126,14	2312,34
19	0,00	2561,53	-126,14	2435,39
20	0,00	2691,39	-126,14	2565,25

A análise do payback, a TIR, o VPL e a comparação com outros investimentos do mercado estão descritos na Tabela 14.

Tabela 14 - Indicadores econômicos do cenário 2.

Período	Fluxo de Caixa	TIR	VPL	POUPANÇA	RENDA FIXA
0	-12614,00		-11900,00		
1	965,89	-92,34%	-11702,78	13370,84	13875,40
2	1016,77	-67,52%	-10797,86	14173,09	15262,94
3	1070,28	-46,97%	-9899,23	15023,48	16789,23
4	1126,55	-32,58%	-9006,90	15924,88	18468,16
5	1185,74	-22,52%	-8120,84	16880,38	20314,97
6	1248,02	-15,31%	-7241,04	17893,20	22346,47
7	1313,57	-10,00%	-6367,44	18966,79	24581,12
8	1382,56	-5,98%	-5500,00	20104,80	27039,23
9	1455,21	-2,87%	-4638,67	21311,09	29743,15
10	1531,71	-0,43%	-3783,37	22589,75	32717,47
11	1612,29	1,53%	-2934,03	23945,14	35989,21
12	1697,18	3,12%	-2090,59	25381,85	39588,14
13	1786,65	4,43%	-1252,94	26904,76	43546,95
14	1880,94	5,52%	-421,00	28519,04	47901,64
15	1980,35	6,43%	405,33	30230,19	52691,81
16	2085,17	7,20%	1226,15	32044,00	57960,99
17	2195,72	7,86%	2041,56	33966,64	63757,09
18	2312,34	8,43%	2851,68	36004,63	70132,80
19	2435,39	8,91%	3656,60	38164,91	77146,08
20	2565,25	9,34%	4456,46	40454,81	84860,68

Observa-se nesse cenário, a diminuição da viabilidade econômica, visto que a TIR de 9,34% é menor do que a taxa adotada na Renda Fixa, e o VPL só indicou lucro líquido 15 anos depois da instalação do sistema. A Poupança e a Renda Fixa são mais rentáveis do que o cenário 2 até o período analisado. O *payback* descontado nessa situação passa a ser 14,51 anos.

5.4.1.3 Cenário 3

Baseados nos dados de consumo residencial médio e geração anual média do sistema fotovoltaico de 1,06 kWp, pode-se calcular os impactos econômicos da proposta de reajuste anual das tarifas de 9,6% corresponde à inflação atual e investimento inicial de R\$ 6.360,00. Com esses dados, pôde-se calcular o custo do sistema com e sem geração distribuída, e em seguida o custo de oportunidade, conforme Tabela 15.

Tabela 15 - Custo de oportunidade dos cenários 3 e 4.

Período (anos)	Tarifa Final (R\$/kWh)	Tarifa Homologada (R\$/kWh)	Custo sem SFCR (R\$)	Custo com SFCR (R\$)	Custo de Oportunidade
1	0,64084	0,43500	1230,41	138,38	1092,03
2	0,70236	0,47676	1375,50	177,61	1197,89
3	0,76979	0,52253	1537,70	223,42	1314,29
4	0,84369	0,57269	1719,03	276,74	1442,29
5	0,92468	0,62767	1921,74	338,64	1583,10
6	1,01345	0,68793	2148,35	410,32	1738,02
7	1,11074	0,75397	2401,68	493,17	1908,51
8	1,21737	0,82635	2684,89	588,71	2096,18
9	1,33424	0,90568	3001,49	698,70	2302,79
10	1,46233	0,99262	3355,42	825,10	2530,32
11	1,60271	1,08791	3751,10	970,16	2780,94
12	1,75657	1,19235	4193,42	1136,38	3057,04
13	1,92520	1,30682	4687,91	1326,61	3361,30
14	2,11002	1,43228	5240,71	1544,05	3696,66
15	2,31258	1,56977	5858,70	1792,33	4066,37
16	2,53459	1,72047	6549,55	2075,51	4474,05
17	2,77791	1,88564	7321,88	2398,19	4923,69
18	3,04459	2,06666	8185,27	2765,54	5419,73
19	3,33687	2,26506	9150,48	3183,41	5967,07
20	3,65721	2,48250	10229,51	3658,36	6571,15

O aumento no custo de oportunidade nesse cenário tornou-o mais atrativo em relação aos cenários anteriores. Sabendo que o investimento inicial do projeto foi de R\$ 6.360,00, e há um gasto anual de R\$ 63,60 com operação e manutenção, obtém-se o fluxo de caixa do cenário 3, conforme Tabela 16.

Tabela 16 - Fluxo de caixa da Análise Econômica do cenário 3.

Período (anos)	Investimento (R\$)	Custo de oportunidade	Custo de O&M	Fluxo de Caixa
0	-6360,00	0,00	0,00	-6360,00
1	0,00	1092,03	-63,6	1028,43
2	0,00	1197,89	-63,6	1134,29
3	0,00	1314,29	-63,6	1250,69
4	0,00	1442,29	-63,6	1378,69
5	0,00	1583,10	-63,6	1519,50
6	0,00	1738,02	-63,6	1674,42
7	0,00	1908,51	-63,6	1844,91
8	0,00	2096,18	-63,6	2032,58
9	0,00	2302,79	-63,6	2239,19
10	0,00	2530,32	-63,6	2466,72
11	0,00	2780,94	-63,6	2717,34
12	0,00	3057,04	-63,6	2993,44
13	0,00	3361,30	-63,6	3297,70
14	0,00	3696,66	-63,6	3633,06
15	0,00	4066,37	-63,6	4002,77
16	0,00	4474,05	-63,6	4410,45
17	0,00	4923,69	-63,6	4860,09
18	0,00	5419,73	-63,6	5356,13
19	0,00	5967,07	-63,6	5903,47
20	0,00	6571,15	-63,6	6507,55

A análise do payback, a TIR, o VPL e a comparação do cenário 3 com outros investimentos do mercado estão descritos na Tabela 17.

Tabela 17 - Indicadores econômicos do cenário 3.

Período	Fluxo de Caixa	TIR	VPL	POUPANÇA	RENDA FIXA
0	-6360,00		-6000,00		
1	1028,43	-83,83%	-5389,78	6741,60	6996,00
2	1134,29	-48,92%	-4380,27	7146,10	7695,60
3	1250,69	-25,04%	-3330,17	7574,86	8465,16
4	1378,69	-10,00%	-2238,11	8029,35	9311,68
5	1519,50	-0,24%	-1102,66	8511,11	10242,84
6	1674,42	6,36%	77,75	9021,78	11267,13
7	1844,91	10,98%	1304,72	9563,09	12393,84
8	2032,58	14,32%	2579,99	10136,87	13633,22
9	2239,19	16,79%	3905,36	10745,09	14996,55
10	2466,72	18,67%	5282,76	11389,79	16496,20
11	2717,34	20,11%	6714,22	12073,18	18145,82
12	2993,44	21,24%	8201,87	12797,57	19960,40
13	3297,70	22,13%	9747,97	13565,42	21956,44
14	3633,06	22,85%	11354,87	14379,35	24152,09
15	4002,77	23,43%	13025,09	15242,11	26567,30
16	4410,45	23,90%	14761,24	16156,64	29224,03
17	4860,09	24,29%	16566,11	17126,03	32146,43
18	5356,13	24,61%	18442,60	18153,60	35361,07
19	5903,47	24,88%	20393,77	19242,81	38897,18
20	6507,55	25,10%	22422,85	20397,38	42786,90

Com relação à taxa interna de retorno, na análise toda, a TIR 25,10%, maior que a taxas internas de retorno dos cenários anteriores. O VPL mantém-se negativo até o quinto ano da análise, e ao final, obtém-se um valor presente líquido de R\$ 22.422,85. O cenário se mostra mais viável do que a Poupança a partir do 18º ano de investimento. O tempo de retorno do investimento inicial, o *payback*, nessa situação é de 5,93 anos.

5.4.1.4 Cenário 4

Baseados nos dados de consumo residencial médio e geração anual média do sistema fotovoltaico de 1,06 kWp, pode-se calcular os impactos econômicos da proposta de reajuste anual das tarifas de 9,60% corresponde à inflação atual e investimento inicial de R\$ 12.614,00. Com esses dados, pôde-se calcular o custo do sistema com e sem geração distribuída, e em seguida o custo de oportunidade, que é o mesmo aplicado no cenário 3, conforme Tabela 15.

Na Tabela 18 a seguir, sabendo que há um gasto anual de R\$ 126,14 com operação

e manutenção, obtém-se o fluxo de caixa do cenário 4.

Tabela 18 - Fluxo de caixa da Análise Econômica do cenário 4.

Período (anos)	Investimento (R\$)	Custo de oportunidade	Custo de O&M	Fluxo de Caixa
0	-12614,00	0,00	0,00	-12614,00
1	0,00	1092,03	-126,14	965,89
2	0,00	1197,89	-126,14	1071,75
3	0,00	1314,29	-126,14	1188,15
4	0,00	1442,29	-126,14	1316,15
5	0,00	1583,10	-126,14	1456,96
6	0,00	1738,02	-126,14	1611,88
7	0,00	1908,51	-126,14	1782,37
8	0,00	2096,18	-126,14	1970,04
9	0,00	2302,79	-126,14	2176,65
10	0,00	2530,32	-126,14	2404,18
11	0,00	2780,94	-126,14	2654,80
12	0,00	3057,04	-126,14	2930,90
13	0,00	3361,30	-126,14	3235,16
14	0,00	3696,66	-126,14	3570,52
15	0,00	4066,37	-126,14	3940,23
16	0,00	4474,05	-126,14	4347,91
17	0,00	4923,69	-126,14	4797,55
18	0,00	5419,73	-126,14	5293,59
19	0,00	5967,07	-126,14	5840,93
20	0,00	6571,15	-126,14	6445,01

Na tabela é mostrado a Tabela 19 o resultado da análise econômica do cenário 4.

Tabela 19 - Indicadores econômicos do cenário 4.

Período	Fluxo de Caixa	TIR	VPL	POUPANÇA	RENDA FIXA
0	-12614,00		-11900,00		
1	965,89	-92,34%	-11702,78	13370,84	13875,40
2	1071,75	-66,77%	-10748,93	14173,09	15262,94
3	1188,15	-45,31%	-9751,34	15023,48	16789,23
4	1316,15	-30,19%	-8708,82	15924,88	18468,16
5	1456,96	-19,57%	-7620,10	16880,38	20314,97
6	1611,88	-11,94%	-6483,78	17893,20	22346,47
7	1782,37	-6,30%	-5298,40	18966,79	24581,12
8	1970,04	-2,03%	-4062,38	20104,80	27039,23
9	2176,65	1,27%	-2774,02	21311,09	29743,15
10	2404,18	3,87%	-1431,54	22589,75	32717,47
11	2654,80	5,96%	-33,02	23945,14	35989,21
12	2930,90	7,65%	1423,55	25381,85	39588,14
13	3235,16	9,05%	2940,32	26904,76	43546,95
14	3570,52	10,21%	4519,56	28519,04	47901,64
15	3940,23	11,18%	6163,68	30230,19	52691,81
16	4347,91	12,01%	7875,22	32044,00	57960,99
17	4797,55	12,71%	9656,86	33966,64	63757,09
18	5293,59	13,31%	11511,44	36004,63	70132,80
19	5840,93	13,84%	13441,94	38164,91	77146,08
20	6445,01	14,29%	15451,53	40454,81	84860,68

O *payback* descontado nessa situação passa a ser 11,02 anos, mostrando-se mais viável que o cenário 2. Observa-se ainda, no que diz respeito à taxa interna de retorno, no período analisado, obteve-se TIR de 14,29%, maior que a taxa mínima de atratividade exercida no mercado de 10%. O VPL indicou lucro líquido de R\$ 15.451,53 no final da análise, rendendo menos que a Poupança e a Renda Fixa num mesmo período de aplicação.

De uma forma geral, os cenários sugeridos apresentaram grande variabilidade dos indicadores, conforme Figuras Figura 14 e Figura 15.

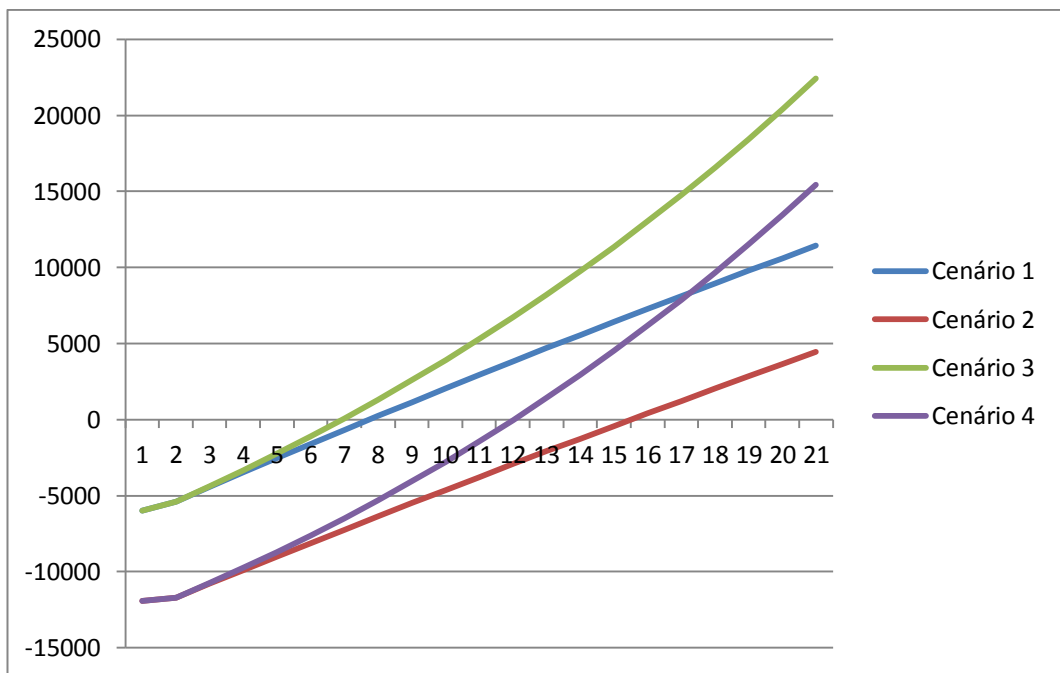


Figura 14 - VPL dos cenários analisados.

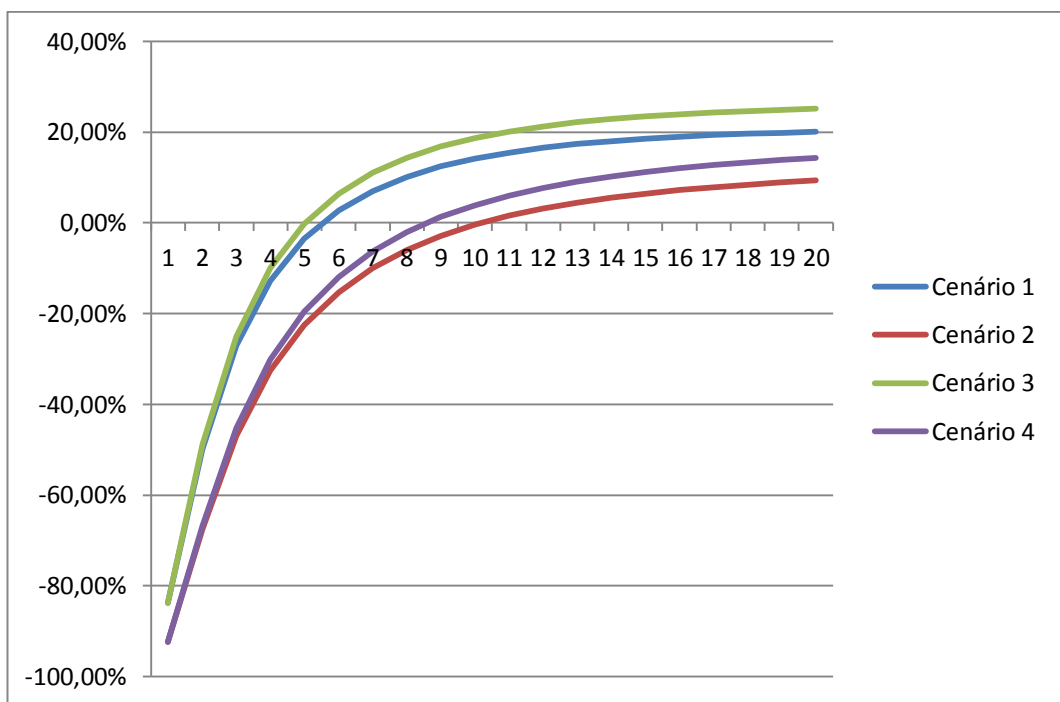


Figura 15 – TIR dos cenários analisados ao longo do tempo.

A Figura 16 mostra que o *payback*, também teve grande variação entre os cenários, porém mostrou valores viáveis em todas as situações, visto que há o retorno do investimento dentro do período analisado.

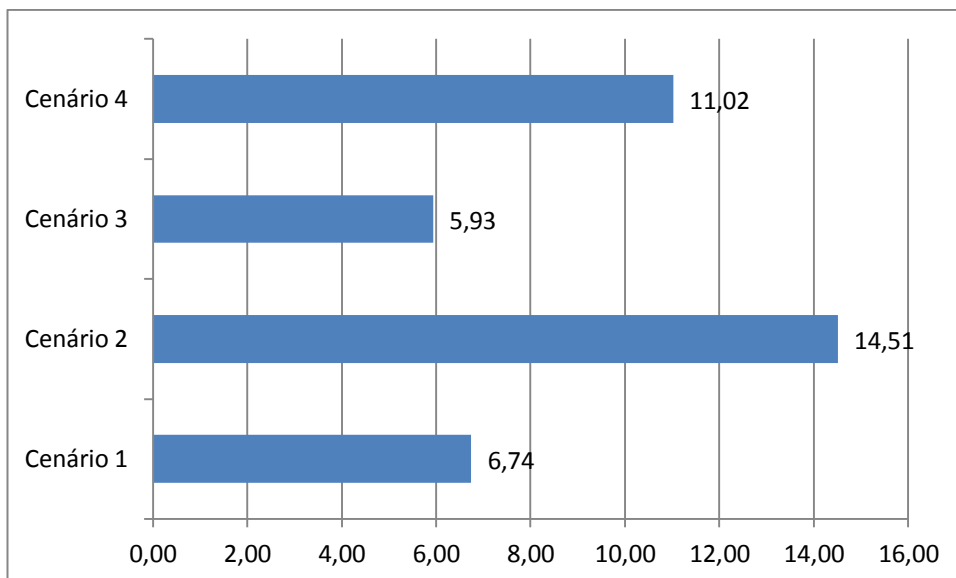


Figura 16 – Payback descontado dos cenários analisados.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho avaliou a viabilidade técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos em escala de microgeração conectados com a rede distribuidora de energia na cidade de João Pessoa- PB, conforme conjuntura legislativa e tarifária brasileira.

A região contém alto potencial de geração fotovoltaica mesmo com a utilização de painéis com alto coeficiente de variação da potencia com temperatura. A microgeração é aplicável na maioria das residências com a classe de consumo verificada, visto que a área dos painéis necessária é de aproximadamente 6m².

Observou-se que a análise de viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica para residências não se mostra viável nos cenários analisados, em comparação com alguns dos atuais investimentos do mercado.

O cenário 3 se mostrou mais viável, visto que possui maior reajuste nas tarifas de energia ao tempo que possui baixo investimento inicial. O tempo de retorno do investimento foi de 5,93 anos e o VPL de R\$22.422,85 ao final de 20 anos, se tornando mais competitivo do que alguns investimentos do mercado, como a Poupança.

O valor presente líquido ao final da análise se mostrou mais atrativo para os cenários com o menor investimento inicial, ao passo que a taxa interna de retorno também foram melhores para os cenários 1 e 3.

Nas análises dos cenários, observou-se uma tendência de melhora no tempo de

retorno do investimento proporcional ao reajuste da tarifa de energia elétrica. Indicando que para reajustes da tarifa acima da inflação vigente, a geração de energia fotovoltaica se torna mais viável. Tomando como base a evolução média das tarifas de energia elétrica dos últimos 20 anos, correspondente a 9,6% ao ano, segundo ABINEE (2015), reflete que existe a tendência de melhoria no atual mercado de microgeração fotovoltaica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Banco de Informações de Geração.** 2017a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: abril de 2017.

_____. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica.** Caderno Temático 2. ed, 31p. Brasília, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em: maio de 2017.

_____. **Ranking de tarifas homologadas.** Informações do site. 2017b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em: abril de 2017.

_____. **Unidades Consumidoras Com Geração Distribuída.** Informações do site. 2017c. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acesso em: abril de 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA - ABINEE. Nota Técnica. **Microgeração Fotovoltaica No Brasil: Viabilidade Econômica.** São Paulo, 2015. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>. Acesso em: abril de 2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Remuneração dos Depósitos de Poupança.** 2017a. Disponível em: < <http://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp> >. Acesso em: abril de 2017.

_____. **Histórico das taxas de juros.** 2017b. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp#notas>. Acesso em: abril de 2017.

BRAGA, R.P. **Energia solar fotovoltaica: Fundamentos e aplicações.** Rio de Janeiro – RJ, 2008. Disponível em:

<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001103.pdf>. Acesso em: abril de 2017.

CANADIAN SOLAR. **Datasheet CS6P-260/265P**. Informações do site. Disponível em: http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.4/Canadian_Solar-Datasheet-CS6PPSD_SmartDC-v5.4en.pdf. Acesso em: abril de 2017.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA A ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO - CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: abril de 2017.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Process**. 4 ed. New Jersey, 2013.

DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS - DIEESE. Nota técnica. **Comportamento das tarifas de energia elétrica no Brasil**. São Paulo: DIEESE, 2015. Disponível em: <http://www.dieese.org.br/notatecnica/2015/notaTec147eletricidade.pdf>. Acesso em: abril de 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanco Energético Nacional**. Publicação Anual. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf. Acesso em: abril de 2017.

_____. Nota Técnica. **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. Acesso em: abril de 2017.

_____. Nota Técnica. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil –**

Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, 2014a. Disponível em [http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20\(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20(Revisada).pdf). Acesso em: abril de 2017.

_____. **Plano Nacional de Energia 2050.** Rio de Janeiro, 2014b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>. Acesso em: abril de 2017.

_____. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica – Dezembro de 2016.** Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Resenha%20Mensal%20do%20Mercado%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%20Dezembro%202016.pdf> Acesso em: abril de 2017.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION - EPIA. **Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019.** 2015. Disponível em: <http://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/global-market-outlook-for-solar-power-2015-2019>. Acesso em: abril de 2017.

EXXONMOBIL. **Panorama Energético: Perspectivas para 2040 — Destaques.** 2012. 20p. Disponível em: [exxonmobil.com/energyoutlook](http://www.exxonmobil.com/energyoutlook) Acesso em: abril de 2017.

FADIGAS, E.A.F.A. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica.** Escola Politécnica, Universidade de São Paulo –SP, 2012. Disponível em: http://disciplinas.stoa.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf. Acesso em: abril de 2017.

FREITAS, B.M.R.D.; HOLLANDA, L. **Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor.** FGV ENERGIA: White Paper nº1. 2015.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - INEE. Informações do Site. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://www.inee.org.br> Acesso em: abril de 2017.

INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA – IDEAL. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica.** 2016. Disponível em: https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2016_final. Acesso em: abril de 2017.

LAMBERTS, R., et al. **Casa eficiente: consumo e geração de energia.** v. 2. 76 p. Florianópolis: UFSC/LabEEE; 2010. Disponível em: http://www.labeee.ufsc.br/sites/default/files/publicacoes/livros/CasaEficiente_vol_II_WEB.pdf Acesso em: maio de 2017.

MARTINS, V.A. **Análise do potencial de políticas públicas na viabilidade de geração distribuída no Brasil.** Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

NAKABAYASHI, R.K. **Microgeração Fotovoltaica No Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras.** 2014. 106 p. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em: http://200.144.182.130/iee/lsf/sites/default/files/Dissertacao_Rennoy_vfinal.pdf. Acesso em: abril de 2017.

PEREIRA, E.B; MARTINS, F.R.; ABREU, S.L. de; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos. INPE, 2006. Disponível em: http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf. Acesso em: abril de 2017.

PUCCINI, E. C. **Matemática financeira e análise de investimentos.** 204p. Florianópolis: Departamento de Ciências da Administração - UFSC, 2011.

RODRIGUEZ, C.R.C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração**

distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Dissertação de mestrado. Universidade Estadual de Campinas, Campinas – SP, 2002.

REVISTA FOCUSOLAR. **Potencial Solar Brasileiro.** Informações do site. Disponível em: <http://focusolar.com.br/potencial-solar-brasileiro/>. Acesso em: maio de 2016.

SANTANA, F. S. **Projeto de um Sistema de Geração Fotovoltaica para a UFRJ.** Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ, 2014.

UDAETA, M.E.M. **Planejamento Integrado De Recursos Energéticos –PIR- Para O Setor Elétrico (Pensando O Desenvolvimento Sustentável).** Tese de Doutorado. 330p. Escola Politécnica Universidade De São Paulo, São Paulo. 1997. Disponível em <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-09082001-113018/publico/Udaeta.pdf>. Acesso em: abril de 2017.

VILLALVA, M.G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 2. ed. rev. e atual. – Erica: São Paulo, 2015.