

ANÁLISE COMPARATIVA DA GERAÇÃO REAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM RELAÇÃO AOS VALORES ESTIMADOS NO SEU DIMENSIONAMENTO

RODRIGO C. DE OLIVEIRA¹, LEONARDO A. DE MEDEIROS², RAFAEL T. DANTAS DE LIMA³

¹*Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Depto de Engenharia Elétrica, UFPB – João Pessoa-PB*

²*FEEC-Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – UNICAMP – Campinas-SP*

³*Universidade Federal da Paraíba, Depto de Engenharia de Produção – João Pessoa – PB*

E-mails: rodrigo.oliveira@cear.ufpb.br, leo.amedeiros@gmail.com, rafaeltarginoeng@gmail.com

Abstract — The number of solar photovoltaic power generation plants has grown significantly in Brazil and worldwide. Brazil has favourable natural characteristics for this energy source development, such as high levels of solar radiation. For the photovoltaic generation plant design, it is fundamental that the designer has an accuracy and assertiveness in the prediction of the energy amount that the projected system will generate. This paper aims to analyse a photovoltaic system in operation for 2 years, comparing the actual generation data to the expectation before the system operation, estimated in two ways: with an equation that is referenced and presented in this work and by a software simulation specific for photovoltaic systems design.

Keywords — Distributed generation, photovoltaics, simulation, design, renewable

Resumo — O número de usinas de geração de energia solar fotovoltaica cresceu significativamente no Brasil e no mundo. O Brasil tem características naturais favoráveis para esse desenvolvimento de fontes de energia como, por exemplo, altos níveis de irradiação solar. Para o dimensionamento de uma usina de geração fotovoltaica é fundamental que o projetista tenha precisão e assertividade na previsão da quantidade de energia que o sistema projetado irá gerar. Este artigo tem como objetivo analisar um sistema fotovoltaico em funcionamento há 2 anos, comparando os dados reais de geração à expectativa anterior ao funcionamento do sistema, estimada de duas formas: com uma equação que é referenciada e apresentada neste trabalho e por uma simulação em software específico para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave — Geração distribuída, fotovoltaico, simulação, dimensionamento, renovável

1 Introdução

A capacidade instalada mundial de energia fotovoltaica cresceu aproximadamente 43% de 2011 a 2012, e 38% de 2012 a 2013 (Nakabayashi, 2014). No final de 2009, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos estava próxima a 23 GW, enquanto que no final de 2016, a capacidade solar fotovoltaica instalada no mundo atingiu 306,5 GW (SolarPower Europe, 2017).

No Brasil, temos disponibilidade de diversas fontes energéticas, sejam as que já estão consolidadas, como também as que despontam no cenário a médio e longo prazo. No caso da geração de energia elétrica a partir da fonte fotovoltaica, o mercado brasileiro é extremamente promissor, já apresentando um cenário de amplo crescimento. Além de possuir condições favoráveis de níveis de irradiação solar por conta de sua localização geográfica, o Brasil também dispõe da matéria prima essencial para a produção do silício utilizado na fabricação das células fotovoltaicas (Abinee, 2012), embora atualmente não exista produção de células fotovoltaicas no País – o que não tem sido impedimento para o rápido desenvolvimento do setor.

Com todas as condições favoráveis à exploração da tecnologia fotovoltaica, somadas aos recentes e frequentes aumentos nas tarifas de energia elétrica, o Brasil tem presenciado um crescimento acelerado do mercado fotovoltaico, tanto na geração distribuída, como na geração centralizada. Ao final do ano de 2016 havia no Brasil 83 MW de potência instalada.

Até o fim de 2018 o país deve atingir uma potência instalada acima de 3,5GW, com uma forte tendência de

expansão ainda maior nos próximos anos, acompanhando uma tendência mundial de utilização dessa fonte de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2017a).

Neste contexto, a geração próxima ao local de consumo, definida como Geração Distribuída, tem assumido papel de destaque, pois sua implementação é facilmente realizada por pequenos consumidores residenciais e comerciais, principalmente após a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – Resolução 482/2012 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2012).

Com base no exposto, os principais objetivos deste trabalho são a apresentação do funcionamento básico do sistema de compensação de energia utilizado no Brasil e a análise de dados da geração de energia elétrica de uma instalação fotovoltaica em um pequeno comércio na cidade João Pessoa-PB, que está em funcionamento há 2 anos.

Os dados estimados em fase de projeto, com e sem um *software* de simulação, serão comparados com os dados obtidos durante um ano de funcionamento.

2 Geração Distribuída

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) define em seu caderno temático (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2016), que a geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte,

normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica.

Em abril de 2012 a ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica – Resolução 482/2012, que estabelece e seu artigo 1º “as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica (geração distribuída) e o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*)” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2012).

O sistema de compensação baseia-se em créditos de energia. Quando a energia gerada com a energia consumida apresentarem um balanço líquido positivo, são gerados créditos de energia que podem ser utilizados para abater o consumo nos meses subsequentes, por um período de até 60 meses. Portanto, é possível que o consumidor de energia elétrica passe a gerar energia para consumo próprio e exportação dos excedentes para a rede elétrica. Essa resolução representou um grande avanço para o mercado fotovoltaico brasileiro, principalmente após sua revisão (Resolução Normativa – REN nº 687/2015), que reduziu os custos e facilitou o acesso do consumidor à rede de distribuição.

Dessa forma, desde a entrada em vigor da resolução 482/2012 e sua revisão pela resolução 687/2015, o número de unidades consumidoras com geração distribuída instalada tem aumentado substancialmente, conforme pode ser observado em relatórios estatísticos da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2017b).

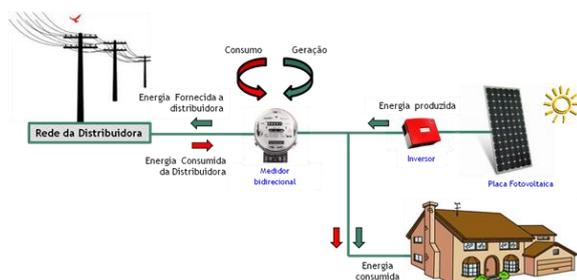


Figura 1. Ilustração simplificada de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica opera em paralelismo com a rede de distribuição, conforme ilustra a Figura 1. Desta forma, este tipo de instalação deve ser realizado em locais já atendidos por energia elétrica (Villalva, 2015). Algumas características deste tipo de sistema:

- Consumidores são alimentados simultaneamente pela rede elétrica e pelo sistema fotovoltaico;

- O excedente de energia gerado é injetado na rede elétrica;
- Este tipo de sistema não emprega baterias;
- Conforme a resolução 687 da ANEEL, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser classificados nas categorias de microgeração (até 75 kW) e Minigeração (entre 75 kW e 5 MW).

4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Para dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede, o primeiro passo é definir quanta energia se deseja produzir. Esta energia pode ser determinada com base no consumo médio mensal ou anual de uma unidade consumidora. Isto é, com base nas informações históricas da conta de energia é possível determinar o consumo médio mensal daquela unidade. Pode-se dimensionar um sistema que irá suprir a demanda total ou parcial de determinado consumidor.

Outra forma de dimensionar um sistema fotovoltaico é considerar o espaço disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos. Com a quantidade de módulos a serem instalados, pode-se calcular a produção diária ou mensal do sistema fotovoltaico.

Conforme descrito em (Pinho, João Tavares; Galdino, 2014), a potência do gerador fotovoltaico pode ser calculada por:

$$P_{FV}(Wp) = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (1)$$

Onde:

$P_{FV}(Wp)$ - Potência pico do arranjo fotovoltaico
 E (Wh/dia) - Geração desejada
 $HSPMA(h)$ - Irradiação solar local (em kWh/m²/ano) no plano de instalação dos painéis
 TD - Taxa de desempenho do sistema

O fator de performance leva em consideração as perdas do sistema: sombreamento, *mismatch*, temperatura, sujeira, cabeamento, inversor, etc. Um valor base pode ser entre 0,7 e 0,8 (Pinho, João Tavares; Galdino, 2014).

Para um correto dimensionamento é necessário conhecer os valores de irradiação solar incidentes no local da instalação e no plano dos módulos. A irradiação solar local pode ser obtida de atlas solarimétricos, como o do CRESESB (Centro de referência de Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito), disponível em (Cresesb, 2018).

Uma outra forma de dimensionar e estimar a energia gerada por um sistema fotovoltaico é através do uso de *software* de simulação específico. Este trabalho utilizará o PVSyst, que é um dos *softwares* mais conhecidos e utilizados para este fim.

5 Caracterização do Sistema

O sistema fotovoltaico a ser analisado neste trabalho foi instalado na cidade de João Pessoa-PB, fazendo parte do sistema de compensação de energia conforme resoluções 482 e 687 da ANEEL desde agosto de 2016.

O consumidor que adquiriu o sistema fotovoltaico, no momento do projeto inicial, apresentava um consumo médio mensal de 1535 kWh/mês.

No momento do projeto foram utilizados dados do CRESESB. Esta ferramenta indica que a cidade de João Pessoa possui média anual de irradiação solar de 5,52 kWh/m²/dia no plano inclinado. Os valores considerados, mês a mês, são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Irradiações consideradas para o projeto analisado.

Mês	Irradiância no plano inclinado (kWh/m ² /dia)
Janeiro	5,66
Fevereiro	5,82
Março	6,03
Abril	5,49
Maiο	5,08
Junho	4,67
Julho	4,73
Agosto	5,46
Setembro	5,77
Outubro	5,90
Novembro	5,89
Dezembro	5,75

Para este projeto, através de uma análise conservadora, devido às sombras existentes e outros tipos de perdas que poderiam surgir, considerou-se uma taxa de desempenho de 0,70, dentro do intervalo de valores previstos em (Pinho, João Tavares; Galdino, 2014).

Com os dados da Equação (1) disponíveis, calculou-se a potência do sistema necessária para gerar a energia média mensal: 13,24 kWp. As placas disponíveis no momento do projeto eram do fabricante Trina Solar, modelo TSM-PD14 de 310 Wp. Para suprir a potência total seriam necessárias pelo menos 45 placas. Entretanto, foi verificado no local que não haveria espaço suficiente para a instalação de todas as placas.

Desta forma, após uma análise do espaço disponível para instalação do sistema, bem como da disponibilidade financeira do proprietário, ficou decidido que seriam instaladas 29 placas, conforme mostra a fotografia da Figura 2. Desta forma, como cada placa possui uma potência de 310 Wp, a potência total do sistema instalado é 8,99 kWp.

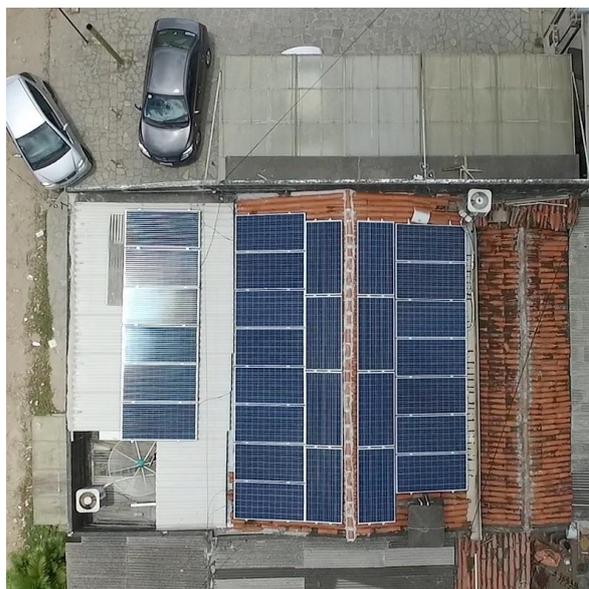


Figura 2. Sistema fotovoltaico de 8,99 kWp em estudo.

Na Figura 2 percebe-se que as placas possuem orientações diferentes, sendo 17 placas numa mesma orientação e 12 placas em outra. Desta forma, foi necessária a instalação de um inversor com dois rastreadores de máxima potência (*MPPT – Maximum Power Point Tracking*) independentes. O inversor selecionado para este projeto foi do fabricante Fronius, modelo PRIMO 8.2-1.

A Tabela 2 resume a composição do sistema fotovoltaico instalado, a potência nominal máxima (em condições ideais de funcionamento), os dispositivos utilizados (com respectivos fabricantes e modelos).

Tabela 2. Composição do sistema instalado.

Potência pico do sistema	8,99 kWp
Fabricante e modelos dos módulos fotovoltaicos	Trina Solar TS-310
Tecnologia dos módulos	Policristalino
Quantidade total de módulos	29
Número de módulos em série por <i>String</i>	MPPT1: 12 MPPT2: 17
Número de <i>Strings</i> por MPPT do inversor	1
Fabricante e Modelo do Inversor	Fronius Primo 8.2-1
Potência Nominal do Inversor	8,2 kW
Quantidade de Inversores	1

6 Avaliação Técnica

6.1 Dimensionamento simples

Desenvolvendo a Equação (1), de forma a se obter uma equação que forneça a geração mensal de energia estimada de acordo com a quantidade de placas instaladas, obtemos a seguinte equação:

$$E = P_{FV}(Wp) \times TD \times HSP_{MA} \quad (2)$$

Onde:

E (Wh/dia) - Geração desejada;

$P_{FV}(Wp)$ - Potência pico do arranjo fotovoltaico – 8,99kWp;

$HSP_{MA}(h)$ - radiação solar local (em kWh/m²/mês) no plano de instalação dos painéis (ver Tabela 1)

TD – Taxa de desempenho do sistema – 0,70 para este projeto.

Aplicando os valores definidos na Equação (1), obtém-se a expectativa de geração mensal, apresentada na Tabela 3.

Tabela 3. Geração mensal de energia estimada, sem *software*.

Mês	Geração mensal (kWh)
Janeiro	1104,2
Fevereiro	1025,5
Março	1176,4
Abril	1036,5
Mai	991,0
Junho	881,6
Julho	922,7
Agosto	1065,2
Setembro	1089,3
Outubro	1151,0
Novembro	1112,0
Dezembro	1121,7
Total	12677,1

6.2 Dimensionamento com *software* PVSyst

O PVSyst foi desenvolvido inicialmente pela Universidade de Genebra (Suíça). Permite ao usuário trabalhar em diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um detalhado sistema de simulação. Também é possível desenvolver um modelo 3D, de tal forma que a simulação do *software* considerará as limitações do horizonte, além de objetos que possam projetar sombra.

O programa permite importar automaticamente dados do programa Meteonorm, além de ser possível inserir manualmente dados de outras bases solarimétricas. Possui uma ampla base de dados de módulos e inversores. O *software* apresenta as perdas do sistema fotovoltaico e a sua taxa de performance, conforme a orientação, inclinação e sombreamento existentes. (Pinho, João Tavares; Galdino, 2014)

Para este trabalho, a simulação com o PVSyst deve trazer uma maior precisão ao resultado obtido, principalmente devido a escolha do fator de performance, que na metodologia anterior é um valor de livre escolha do projetista.

Desta forma, a composição do sistema resumida na Tabela 2 foi inserida no PVSyst. Para os dados solarimétricos, são inseridos os valores da média mensal de irradiação global diária no plano horizontal. Percebe-se que são dados distintos dos apresentados na Tabela

1, que considerava a irradiação para o plano inclinado. A introdução dos dados do plano horizontal é importante, pois o PVSyst corrige estes valores considerando a orientação e inclinação de cada *string*.

A Tabela 4 apresenta os valores de irradiação no plano horizontal conforme base de dados disponível em (Cresesb, 2018)

Tabela 4. Irradiação global diária no plano horizontal.

Mês	Irradiação considerada no plano Horizontal (kWh/m ² /dia)
Janeiro	5,91
Fevereiro	5,97
Março	6,03
Abril	5,35
Mai	4,83
Junho	4,40
Julho	4,48
Agosto	5,27
Setembro	5,71
Outubro	6,00
Novembro	6,13
Dezembro	6,03

Para análise de sombreamento e horizonte, inserimos um modelo 3D simples, inserindo as orientações e inclinações corretas, e os principais objetos de sombra. Também foram inseridas algumas perdas ôhmicas, devido à distância do inversor ao transformador da distribuidora que alimenta a unidade consumidora.

Os resultados simulados pelo PVSyst estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5. Geração mensal de energia estimada pelo PVSyst.

Mês	Geração mensal (kWh)
Janeiro	1227
Fevereiro	1123
Março	1246
Abril	1076
Mai	1002
Junho	892
Julho	935
Agosto	1106
Setembro	1161
Outubro	1251
Novembro	1244
Dezembro	1269
Total	13532

O PVSyst detalha as perdas do sistema projetado. Isto é relevante pois em um sistema real ocorrem diversas perdas devido à temperatura de operação do sistema, possíveis sombreamentos, sujeira, queda de rendimento, eficiência do inversor, queda de tensão no

cabeamento, entre outros, que são inerentes à operação real do sistema. Desta forma, para cada sistema o projetista deve considerar qual é a taxa de desempenho aceitável. Para este projeto, o PVSyst calculou a taxa de desempenho em 75,48%.

A Tabela 6 detalha as perdas consideradas pelo PVSyst para este projeto.

Tabela 6. Perdas do Sistema Fotovoltaico.

Causa da Perda	Percentual de Perda
Sombreamento	-2,7%
Massa de Ar	-2,9%
Níveis de Irradiância	-0,1%
Temperatura	-11,8%
Mismatch	-1%
Perdas ôhmicas	-1,1%
Eficiência do Inversor	-2,8%

6.3 Comparação com a geração real

O inversor Fronius Primo 8.2-1, instalado neste projeto, disponibiliza um sistema gratuito que apresenta as principais variáveis do sistema fotovoltaico, inclusive o gráfico da potência em um dia, além dos valores de geração em períodos mensais e anuais. A Figura 3 apresenta a geração do sistema estudado neste trabalho, no dia 08/01/2017, como exemplo de utilização do sistema de monitoramento online.

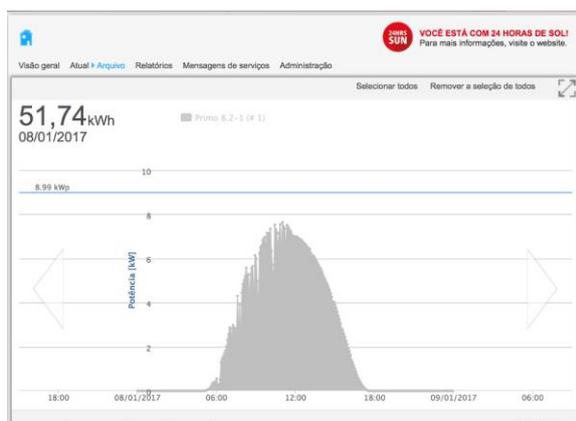


Figura 3. Tela do sistema de monitoramento on-line do inversor.

Através deste sistema foi possível extrair os valores de geração mensal durante o ano de 2017, apresentados na Tabela 7.

Tabela 7. Geração mensal de energia no ano de 2017.

Mês	Geração mensal (kWh)
Janeiro	1252
Fevereiro	1152
Março	1167
Abril	1125
Maió	910
Junho	874
Julho	846

Agosto	1132
Setembro	1207
Outubro	1240
Novembro	1225
Dezembro	1250
Total	13380

Com os valores disponíveis na Tabela 7, pode-se comparar os valores totais de geração anual. A Tabela 8 apresenta os desvios percentuais da energia gerada no ano de 2017, de 13.380 kWh, em comparação com a energia prevista sem a utilização de um *software* (Tabela 3) e com a utilização de um *software* (Tabela 5).

Tabela 8. Comparação dos valores estimados ao valor real.

Forma de simulação	Energia Gerada no ano 2017 (kWh)	Desvio Percentual
Sem software	12677,1	5,55%
PVSyst	13.532	-1,12%

Na Figura 4 é apresentado um gráfico que compara os valores mensais projetados com o valor real de geração de energia no ano de 2017.

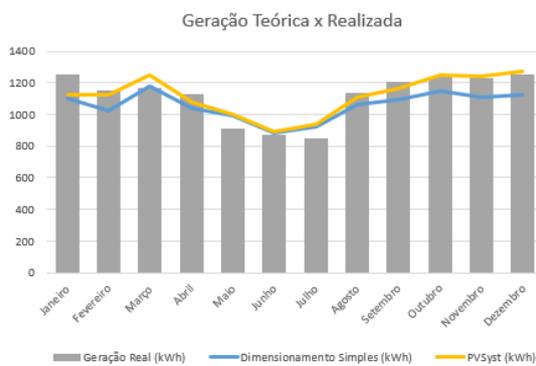


Figura 4. Comparação dos valores projetados e real de geração de energia no ano de 2017

7 Conclusão

No Brasil verifica-se um rápido crescimento do uso da geração fotovoltaica desde a entrada em vigor da Resolução 482/2012, em abril de 2012, quando a ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

O correto dimensionamento do sistema fotovoltaico tem impacto financeiro direto para os proprietários do investimento, além de maior confiabilidade para o sistema. *Softwares* de projeto como o PVSyst auxiliam o projetista a fazer um bom dimensionamento e, desta forma, obter um sistema eficiente e mais adequado à necessidade real do cliente.

Nos resultados deste trabalho percebe-se claramente como o uso de *software* para dimensionamento do projeto aumenta a precisão e o acerto quanto ao que se espera de geração de energia versus o que realmente

foi gerado. É importante destacar também a necessidade de se utilizar uma base dados solarimétricos confiável.

Para o projeto analisado percebe-se isso claramente. Ao se utilizar uma equação simples, com um valor de taxa de desempenho definido livremente pelo projetista, verifica-se um desvio de 5,55% em relação ao que foi gerado. Quando utilizado o PVSyst, que realiza cálculos através da inserção das condições de orientação, inclinação e sombreamento, obtém-se um desvio de apenas 1,12%, que é aceitável pela quantidade de perdas existentes e variáveis estimadas.

Referências Bibliográficas

Abinee (2012) 'Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira', p. 176.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2012) *Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012*. Brasília - DF.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2016) *Micro e minigeração distribuídas - Sistema de Compensação de Energia Elétrica., Cadernos Temáticos ANEEL*. Brasília - DF. Available at: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2017a) *Banco de Informações de Geração - BIG*. Available at: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm> (Accessed: 14 July 2017).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2017b) *Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL*. Brasília - DF.

Cresesb (2018) *Solar Potencial - SunData*. Available at: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&lang=en> (Accessed: 11 April 2018).

Nakabayashi, R. K. (2014) *Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras*. Universidade de São Paulo. doi: 10.11606/D.106.2014.tde-26012015-141237.

Pinho, João Tavares; Galdino, M. A. (2014) *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro-RJ.

Pinto, J. T. M., Amaral, K. J. and Janissek, P. R. (2016) 'Deployment of photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing', *Solar Energy*. Elsevier Ltd, 133, pp. 73–84. doi: 10.1016/j.solener.2016.03.048.

SolarPower Europe (2017) 'Global market outlook for solar power 2017-2021', p. 60. Available at: http://www.solarpowereurope.org/index.php?eID=tx_nawsecured1&u=0&g=0&t=1499969894

&hash=f4c23507226495e60734bf7a4c6e4f3ac426de3c&file=fileadmin/user_upload/documents/GMO/GMO_2017-2021_v2.pdf%0Ahttp://www.solarpowereurope.org/reports/global-market-outlook-2.

Villalva, M. G. (2015) *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*. 2. ed rev. São Paulo: Érica.