

# Energia Solar e Eólica

Paulo Jayme Pereira Abdala  
(Organizador)

 **Atena**  
Editora

Ano 2019

**Paulo Jayme Pereira Abdala**  
(Organizador)

# Energia Solar e Eólica

Atena Editora  
2019

2019 by Atena Editora

Copyright © da Atena Editora

**Editora Chefe:** Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

**Diagramação e Edição de Arte:** Geraldo Alves e Karine de Lima

**Revisão:** Os autores

#### Conselho Editorial

- Prof. Dr. Alan Mario Zuffo – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul  
Prof. Dr. Álvaro Augusto de Borba Barreto – Universidade Federal de Pelotas  
Prof. Dr. Antonio Carlos Frasson – Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Prof. Dr. Antonio Isidro-Filho – Universidade de Brasília  
Profª Drª Cristina Gaio – Universidade de Lisboa  
Prof. Dr. Constantino Ribeiro de Oliveira Junior – Universidade Estadual de Ponta Grossa  
Profª Drª Daiane Garabeli Trojan – Universidade Norte do Paraná  
Prof. Dr. Darllan Collins da Cunha e Silva – Universidade Estadual Paulista  
Profª Drª Deusilene Souza Vieira Dall’Acqua – Universidade Federal de Rondônia  
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Prof. Dr. Fábio Steiner – Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul  
Prof. Dr. Gianfábio Pimentel Franco – Universidade Federal de Santa Maria  
Prof. Dr. Gilmei Fleck – Universidade Estadual do Oeste do Paraná  
Profª Drª Girlene Santos de Souza – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia  
Profª Drª Ivone Goulart Lopes – Istituto Internazionele delle Figlie de Maria Ausiliatrice  
Profª Drª Juliane Sant’Ana Bento – Universidade Federal do Rio Grande do Sul  
Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense  
Prof. Dr. Jorge González Aguilera – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul  
Profª Drª Lina Maria Gonçalves – Universidade Federal do Tocantins  
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte  
Profª Drª Paola Andressa Scortegagna – Universidade Estadual de Ponta Grossa  
Profª Drª Raissa Rachel Salustriano da Silva Matos – Universidade Federal do Maranhão  
Prof. Dr. Ronilson Freitas de Souza – Universidade do Estado do Pará  
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista  
Prof. Dr. Urandi João Rodrigues Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará  
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas  
Profª Drª Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande  
Profª Drª Vanessa Lima Gonçalves – Universidade Estadual de Ponta Grossa  
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme – Universidade Federal do Tocantins

#### Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)

E56 Energia solar e eólica [recurso eletrônico] / Organizador Paulo Jayme Pereira Abdala. – Ponta Grossa (PR): Atena Editora, 2019. – (Energia Solar e Eólica; v. 1)

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: World Wide Web

Inclui bibliografia

ISBN 978-85-7247-066-7

DOI 10.22533/at.ed.667192201

1. Energia – Fontes alternativas. 2. Energia eólica. 3. Energia solar. I. Abdala, Paulo Jayme Pereira.

CDD 621.042

**Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422**

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores.

2019

Permitido o download da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

[www.atenaeditora.com.br](http://www.atenaeditora.com.br)

## APRESENTAÇÃO

As chamadas energias renováveis, também conhecidas como energias alternativas ou ainda energias limpas são três denominações possíveis para qualquer forma de energia obtida por meio de fontes renováveis, e que não produzem grandes impactos ambientais negativos. Atualmente, com a grande preocupação mundial em compensar as emissões de CO<sub>2</sub>, o consumo deste tipo de energia tem sido o foco de governos e empresas em todo globo.

Neste sentido, o Brasil possui uma matriz energética bastante limpa, onde predomina o uso de hidrelétricas, apesar do crescimento do uso de termelétricas, as quais são abastecidas por combustível fóssil. No Brasil, o setor energético é responsável por grande parte das emissões de CO<sub>2</sub>, ficando atrás somente do setor agrícola que reapresenta a maior contribuição para o efeito estufa brasileiro.

A energia proveniente do sol é a alternativa renovável mais promissora para o futuro e, por este motivo tem recebido maior atenção e também mais investimentos. A radiação solar gratuita fornecida pelo sol pode ser captada por placas fotovoltaicas e ser posteriormente convertida em energia elétrica. Esses painéis usualmente estão localizados em construções, como indústrias e casas, o que proporciona impactos ambientais mínimos. Esse tipo de energia é uma das mais fáceis de ser implantada em larga escala. Além de beneficiar os consumidores com a redução na conta de energia elétrica reduzem as emissões de CO<sub>2</sub>.

Com relação à energia eólica, o Brasil faz parte do grupo dos dez países mais importantes do mundo para investimentos no setor. As emissões de CO<sub>2</sub> requeridas para operar esta fonte de energia alternativa são extremamente baixas e é uma opção atrativa para o país não ser dependente apenas das hidrelétricas. Os investimentos em parques eólicos vem se tornando uma ótima opção para neutralização de carbono emitidos por empresas, indústrias e etc.

Neste contexto, este EBOOK apresenta uma importante contribuição no sentido de atualizar os profissionais que trabalham no setor energético com informações extremamente relevantes. Ele está dividido em dois volumes contendo artigos práticos e teóricos importantes para quem deseja informações sobre o estado da arte acerca do assunto.

Paulo Jayme Pereira Abdala

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>10</b>
UMA REVISÃO SOBRE AS TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS ATUAIS	
Alexandre José Bühler Ivan Jorge Gabe Fernando Hoefling dos Santos	
<b>DOI 10.22533/at.ed.6671922011</b>	
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>26</b>
VALIDAÇÃO DE MODELOS DE COMPORTAMENTO TÉRMICO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS PARA O SEMIÁRIDO BRASILEIRO	
Bruna de Oliveira Busson Pedro Henrique Fonteles Dias Ivonne Montero Dupont Pedro Hassan Martins Campos Paulo Cesar Marques de Carvalho Edylla Andressa Queiroz Barroso	
<b>DOI 10.22533/at.ed.6671922012</b>	
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	<b>41</b>
A GERAÇÃO SOLAR DE CALOR DE PROCESSOS INDUSTRIAIS NA PRODUÇÃO DE GESSO BETA DO POLO GESSEIRO DO ARARIPE	
André Vitor de Albuquerque Santos Kenia Carvalho Mendes	
<b>DOI 10.22533/at.ed.6671922013</b>	
<b>CAPÍTULO 4</b> .....	<b>58</b>
A UTILIZAÇÃO DO SILÍCIO NACIONAL PARA A FABRICAÇÃO DE PLACAS SOLARES: UMA REFLEXÃO DAS DIFICULDADES TECNOLÓGICA E FINANCEIRA	
Felipe Souza Davies Gustavo Luiz Frisso Matheus Vinícius Brandão	
<b>DOI 10.22533/at.ed.6671922014</b>	
<b>CAPÍTULO 5</b> .....	<b>72</b>
AEROPORTO DE VITÓRIA/ES: ESTUDO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
Ana Luiza Guimarães Valory Sidney Schaeffer Warley Teixeira Guimarães	
<b>DOI 10.22533/at.ed.6671922015</b>	
<b>CAPÍTULO 6</b> .....	<b>87</b>
ANÁLISE ENERGÉTICA E EXERGÉTICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO E POLICRISTALINO	
Suellen Caroline Silva Costa Janaína de Oliveira Castro Silva Cristiana Brasil Maia Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz	
<b>DOI 10.22533/at.ed.6671922016</b>	

<b>CAPÍTULO 7 .....</b>	<b>1043</b>
ANÁLISE HARMÔNICA NOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS DE UMA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA	
Alessandro Bogila Joel Rocha Pinto Thales Prini Franchi Thiago Prini Franchi	
<b>DOI 10.22533/at.ed.6671922017</b>	
<b>CAPÍTULO 8 .....</b>	<b>120</b>
ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NO MODELO DE UMA ÁRVORE NA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA	
Bárbara de Luca De Franciscis Gouveia	
<b>DOI 10.22533/at.ed.6671922018</b>	
<b>CAPÍTULO 9 .....</b>	<b>139</b>
ANÁLISE FINANCEIRA DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA FINANCIADOS EM PALMAS - TO	
Brunno Henrique Brito Maria Lúcia Feitosa Gomes de Melo	
<b>DOI 10.22533/at.ed.6671922019</b>	
<b>CAPÍTULO 10 .....</b>	<b>152</b>
APLICAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESCOLAS MUNICIPAIS DA CIDADE DE CRUZ ALTA/RS: ANÁLISE DE IMPLANTAÇÃO E POTENCIAL DE ENERGIA GERADA	
Alessandra Haas Franciele Rohr Ísis Portolan dos Santos	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220110</b>	
<b>CAPÍTULO 11 .....</b>	<b>165</b>
APLICAÇÃO DO ALGORITMO DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT) EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Augusto Hafemeister João Batista Dias Leonel Augusto Calliari Poltosi	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220111</b>	
<b>CAPÍTULO 12 .....</b>	<b>181</b>
AR CONDICIONADO SOLAR – CICLO DE ADSORÇÃO	
Rafael de Oliveira Barreto Pollyanne de Oliveira Carvalho Malaquias Matheus de Mendonça Herzog Luciana Carvalho Penha Lucio Cesar de Souza Mesquita Elizabeth Marques Duarte Pereira	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220112</b>	
<b>CAPÍTULO 13 .....</b>	<b>194</b>
AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DO COLETOR SOLAR PLANO ACOPLADO EM SECADOR HÍBRIDO	
Raphaela Soares da Silva Camelo	

Ícaro da Silva Misquita  
Thais Andrade de Paula Lovisi  
Lizandra da Conceição Teixeira Gomes de Oliveira  
Juliana Lobo Paes  
Camila Lucas Guimarães

**DOI 10.22533/at.ed.66719220113**

**CAPÍTULO 14 ..... 212**

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE NOVO PROTÓTIPO DE FOTOBIORREATOR NÃO TRANSPARENTE PARA CULTIVO DE MICROALGAS COM ILUMINAÇÃO INTERNA ATRAVÉS DE POFS QUE RECEBEM A LUZ DE LENTES MONTADAS EM SISTEMA DE RASTREAMENTO SOLAR

Gisel Chenard Díaz  
Yordanka Reyes Cruz  
Rene Gonzalez Carliz  
Fabio Toshio Dino  
Maurílio Novais da Paixão  
Donato A. Gomes Aranda  
Marina Galindo Chenard

**DOI 10.22533/at.ed.66719220114**

**CAPÍTULO 15 ..... 225**

AVALIAÇÃO DE WEBSITES BRASILEIROS PARA SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE: PARÂMETROS DE ENTRADA E RESULTADOS

Marina Calcagnotto Mascarello  
Letícia Jenisch Rodrigues

**DOI 10.22533/at.ed.66719220115**

**CAPÍTULO 16 ..... 241**

AVALIAÇÕES DE CUSTO E DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TIPO SIGFI COM DIFERENTES PERÍODOS DE AUTONOMIA

Marta Maria de Almeida Olivieri  
Leonardo dos Santos Reis Vieira  
Marco Antonio Galdino  
Márcia da Rocha Ramos

**DOI 10.22533/at.ed.66719220116**

**CAPÍTULO 17 ..... 257**

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO CONSIDERANDO O EFEITO DA ESTEIRA AERODINÂMICA DE TURBINAS ATRAVÉS DO MODELO DO DISCO ATUADOR

Luiz Fernando Pezzi  
Adriane Prisco Petry

**DOI 10.22533/at.ed.66719220117**

**CAPÍTULO 18 ..... 272**

COMPARAÇÃO DE RESULTADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DE DIFERENTES BASES DE DADOS DE IRRADIAÇÃO - ESTUDO DE CASO EM CURITIBA

Danilo Carvalho de Gouveia  
Jeanne Moro  
Muza Iwanow  
Rebecca Avença  
Jair Urbanetz Junior

**DOI 10.22533/at.ed.66719220118**

<b>CAPÍTULO 19</b> .....	<b>284</b>
DESENVOLVIMENTO DE SUPERFÍCIES SUPERHIDROFÓBICAS COM EFEITO AUTOLIMPANTE PARA APLICAÇÕES EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Lucélio Oliveira Lemos	
Magnum Augusto Moraes Lopes de Jesus	
Aline Geice Vitor Silva	
Angela de Mello Ferreira	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220119</b>	
<b>CAPÍTULO 20</b> .....	<b>297</b>
DESENVOLVIMENTO DE UM APLICATIVO PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	
Stéphane Rodrigues da Silva	
Érica Tiemi Anabuki	
Luis Cláudio Gambôa Lopes	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220120</b>	
<b>CAPÍTULO 21</b> .....	<b>312</b>
DO PETRÓLEO À ENERGIA FOTOVOLTAICA: A INSERÇÃO DO BRASIL NESTE NOVO MERCADO	
Emilia Ribeiro Gobbo	
Maria Antonia Tavares Fernandes da Silva	
Rosemarie Bröker Bone	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220121</b>	
<b>CAPÍTULO 22</b> .....	<b>330</b>
EFEITO DO SOMBREAMENTO EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
José Rafael Cápua Proveti	
Daniel José Custódio Coura	
Carlos Roberto Coutinho	
Adriano Fazolo Nardoto	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220122</b>	
<b>CAPÍTULO 23</b> .....	<b>342</b>
ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA E DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO AO COMPLEXO AQUÁTICO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA	
Helena Flávia Napolini	
Gustavo Xavier de Andrade Pinto	
Julio Boing Neto	
Ricardo Rütther	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220123</b>	
<b>CAPÍTULO 24</b> .....	<b>354</b>
ESTUDO DA SECAGEM INTERMITENTE DA MANGA UTILIZANDO SECADOR HÍBRIDO SOLAR-ELÉTRICO	
Camila Lucas Guimarães	
Juliana Lobo Paes	
Raphaela Soares da Silva Camelo	
Madelon Rodrigues Sá Braz	
Ícaro da Silva Misquita	
Lizandra da Conceição Teixeira Gomes de Oliveira	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220124</b>	

<b>CAPÍTULO 25</b> .....	<b>367</b>
ANÁLISE PRÉVIA DO VALOR DA DEPENDÊNCIA DO SOLO PARA AS ATIVIDADES AGRÍCOLAS COM A POSSÍVEL IMPLANTAÇÃO DO PARQUE EÓLICO DA SERRA, EM SÃO FRANCISCO DE PAULA, RS	
Antonio Robson Oliveira da Rosa Leonardo Beroldt Rafael Haag	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220125</b>	
<b>CAPÍTULO 26</b> .....	<b>379</b>
APLICAÇÃO DE UM DVR EM AEROGERADORES SCIG E DFIG PARA AUMENTO DE SUORTABILIDADE FRENTE A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	
Edmar Ferreira Cota Renato Amorim Torres Victor Flores Mendes	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220126</b>	
<b>CAPÍTULO 27</b> .....	<b>398</b>
AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO DE UMA REGIÃO COM TOPOGRAFIA COMPLEXA UTILIZANDO DINÂMICA DOS FLUIDOS COMPUTACIONAL	
William Corrêa Radünz Alexandre Vagtinski de Paula Adriane Prisco Petry	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220127</b>	
<b>CAPÍTULO 28</b> .....	<b>410</b>
EDIFICAÇÃO DE ENERGIA POSITIVA: ANÁLISE DE GERAÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESCRITÓRIO VERDE DA UTFPR EM CURITIBA	
Larissa Barbosa Krasnhak Elis Almeida Medeiros de Mello Jair Urbanetz Junior Eloy Casagrande Junior	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220128</b>	
<b>CAPÍTULO 29</b> .....	<b>422</b>
ESTAÇÃO METEOROLÓGICA WIFI DE BAIXO CUSTO BASEADO EM THINGSPEAK	
Renan Tavares Figueiredo Odélsia Leonor Sanchez de Alsina Diego Lopes Coriolano Eurípes Lopes de Almeida Neto Ladjane Coelho dos Santos Iraí Tadeu Ferreira de Resende Ana Claudia de Melo Oliveira	
<b>DOI 10.22533/at.ed.66719220129</b>	
<b>SOBRE O ORGANIZADOR</b> .....	<b>431</b>

## UMA REVISÃO SOBRE AS TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS ATUAIS

### Alexandre José Bühler

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul, IFRS - Campus Farroupilha

Grupo de Pesquisa Aplicada em Energias Renováveis – GPAER  
Farroupilha-RS

### Ivan Jorge Gabe

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul, IFRS - Campus Farroupilha

Grupo de Pesquisa Aplicada em Energias Renováveis – GPAER  
Farroupilha-RS

### Fernando Hoefling dos Santos

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul, IFRS - Campus Farroupilha

Grupo de Pesquisa Aplicada em Energias Renováveis – GPAER  
Farroupilha-RS

**RESUMO:** Este documento apresenta uma revisão sobre as principais tecnologias fotovoltaicas existentes hoje no mercado ou a nível de pesquisa. São apresentados os recordes de eficiência de conversão para células e módulos, bem como as eficiências típicas encontradas no mercado. Também é realizada uma análise sobre a participação no

mercado por tecnologia.

**PALAVRAS-CHAVE:** Silício amorfo, CdTe, Tecnologias fotovoltaicas.

**ABSTRACT:** This paper presents a review on the main photovoltaic technologies existing in the market or at a research level. The conversion efficiency records for cells and modules are presented, as well as the typical efficiencies found in the market. An analysis of market share by technology is also carried out.

**KEYWORDS:** Amorphous silicon, CdTe, Photovoltaic technologies.

## 1 | INTRODUÇÃO

Nenhuma outra fonte de energia apresentou um crescimento como a energia solar fotovoltaica no passado recente. Entre os anos de 2010 e 2016 esta fonte de energia apresentou um crescimento anual médio de 40%, saltando de uma potência instalada de menos de 50GW em 2010 para mais de 320 GW no final de 2016 (Fraunhofer, 2017). Somente no ano de 2016 foram instalados cerca de 76 GW em todo o mundo (IEA, 2017). Considerando módulos de 250 W, que é uma potência bastante usual para módulos no mercado fotovoltaico, isso significa que foram

instalados, somente em 2016, mais de 34 mil módulos por hora.

Este crescimento da fotovoltaica se deve a vários fatores, entre os quais se podem citar a diminuição nos custos de fabricação, aumento na eficiência dos módulos e facilidade na implementação de sistemas de pequeno e grande porte. Também é interessante notar que muitos dos fatores que contribuem para o crescimento da energia solar fotovoltaica são retroalimentados. Um exemplo interessante disso é apontado em um relatório deste ano do Fraunhofer Institute. Nos últimos 36 anos, a cada vez que a produção de módulos dobra, o preço cai em 24%, ou seja, quanto mais cresce a potência instalada, mais cai o preço e mais se instala.

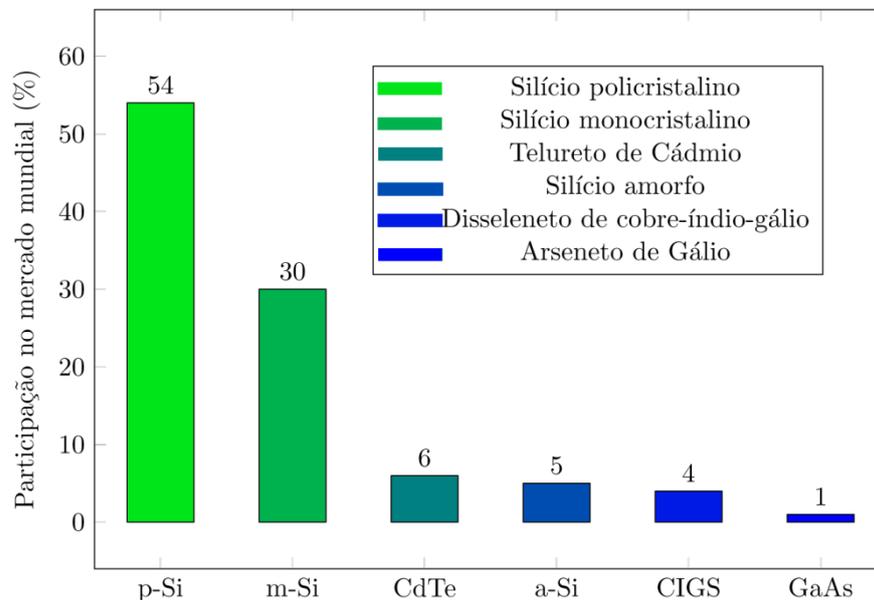
Dentre as varias possibilidades de uso da energia fotovoltaica, está a utilização no ambiente construído, do inglês *Built Integrated Photovoltaics* (BIPV). Sistemas baseados em BIPV apresentam diversas vantagens, não somente a geração de energia no local de consumo, mas também relativo à melhoria do conforto térmico e das condições de iluminação interna, além é claro de agregar valor estético à construção.

Na Europa, o Plano de Eficiência Energética identificou o setor da construção como a área onde está a maior possibilidade de economia de energia e de emissão de gases do efeito estufa. O plano exige que 3% de todos os edifícios públicos sejam renovados por ano, até 2020. Depois de 2020, todos os edifícios construídos devem ser virtualmente isentos de carbono, ou seja, devem ser capazes de gerar a energia para seu consumo (European Commission, 2011). Não somente por esta razão, mas fortemente apoiada por ela, o mercado fotovoltaico tem voltado esforços nos últimos anos para desenvolver produtos que, além de gerar energia com eficiências não muito distantes dos módulos fotovoltaicos tradicionais, também tenham uma aparência diferenciada. Neste ponto, as tecnologias da chamada primeira geração não apresentam um atrativo tão interessante. Por outro lado, outras tecnologias tem ganhado cada vez mais espaço no ambiente construído, notadamente as de segunda geração. Ainda, as chamadas tecnologias de terceira geração, as células de Perovskita, representam uma grande expectativa para o futuro, no sentido de aumento de eficiência e diminuição de custos.

Este artigo faz uma breve revisão sobre as principais tecnologias de células fotovoltaicas existentes hoje no mercado mundial e aborda algumas tendências para o futuro.

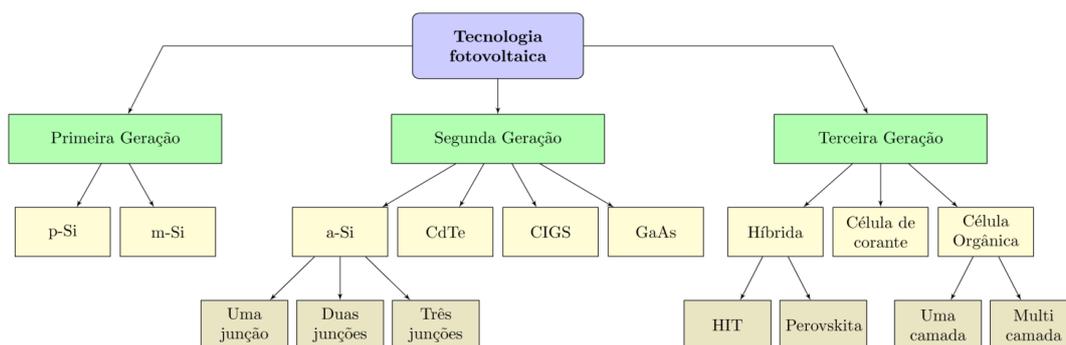
## 2 | PRINCIPAIS TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS

Existem atualmente muitas tecnologias fotovoltaicas em desenvolvimento, algumas com grande expectativa de oferecer uma revolução em termos de relação preço/eficiência. Entretanto, existem apenas seis tecnologias com representatividade no mercado fotovoltaico mundial hoje, tal qual apresentado na Figura 1.



**Figura 1** - Participação no mercado mundial de cada tecnologia fotovoltaica. Adaptado de Osarumen, O. et al (2016).

De forma geral, pode-se dividir as tecnologias que existem atualmente em três categorias, denominadas gerações, tal como apresentado na Figura 2.



**Figura 2** - Diagrama para as principais tecnologias de células fotovoltaicas existentes atualmente. Adaptado de Kumar, M., Kumar, A. (2017).

## 2.1 Primeira geração

A primeira geração é constituída pelo silício cristalino e o arseneto de gálio. Recebe este nome porque correspondem as primeiras tecnologias de células fotovoltaicas que obtiveram uso comercial em meados de 1950. Atualmente as células de silício cristalino são produzidas a partir de discos muito finos, entre 100 e 200  $\mu\text{m}$  (Goodrich, A, et al, 2013). A primeira geração, além de ser a que possui maior representatividade no mercado mundial, cerca de 84%, é também a que apresenta as maiores eficiências de conversão (excluindo células com mais de uma camada). Além disso, apresenta os preços mais baixos no mercado mundial. Como exemplo, no caso da Europa, é fácil encontrar módulos custando menos de 0,40 €/W e é possível encontrar módulos chineses custando menos de 0,30 €/W (PV Europe, 2017).

A primeira geração é constituída de dois representantes:

**Silício monocristalino (m-Si).** Basicamente é o silício obtido a partir do crescimento de um único cristal com alto grau de pureza (impurezas representam apenas algumas partes por milhão). Devido ao processo e natureza do crescimento do cristal, método Czochralski (Honsberg e Bowden, 2017), o produto obtido é um cilindro. Do cilindro são laminados discos finos (da ordem de 100  $\mu\text{m}$ ). Como a eficiência de conversão de um dispositivo fotovoltaico é definida pela Eq. (1), no caso de um módulo, quanto maior for a área preenchida com material fotovoltaico, maior será a eficiência. Por essa razão, os discos obtidos da laminação do tarugo de m-Si são cortados em quatro lados de forma a dar um aspecto quadrado. Isto é feito para minimizar a área do módulo que não esta preenchida com material fotovoltaico.

$$\eta = \frac{E_{out}}{E_{in}} = \frac{P_m}{G_{std}A_m} \quad (1)$$

Onde:  $\eta$  é a eficiência do módulo,  $E_{out}$  é a energia de saída do módulo,  $E_{in}$  é a energia de entrada do módulo,  $P_m$  é a máxima potência do módulo,  $G_{std}$  é a irradiância na condição padrão de ensaio (1000  $\text{W/m}^2$  com distribuição espectral AM1.5) e  $A_m$  é a área do módulo, medida desde a moldura do mesmo, caso esta exista.

O custo de fabricação de um módulo de m-Si é mais elevado em comparação com boa parte das tecnologias fotovoltaicas existentes. Isso ocorre devido ao processo de fabricação das células de silício monocristalino ser complexo, sofisticado e caro (Kumar, M., Kumar, A., 2017).

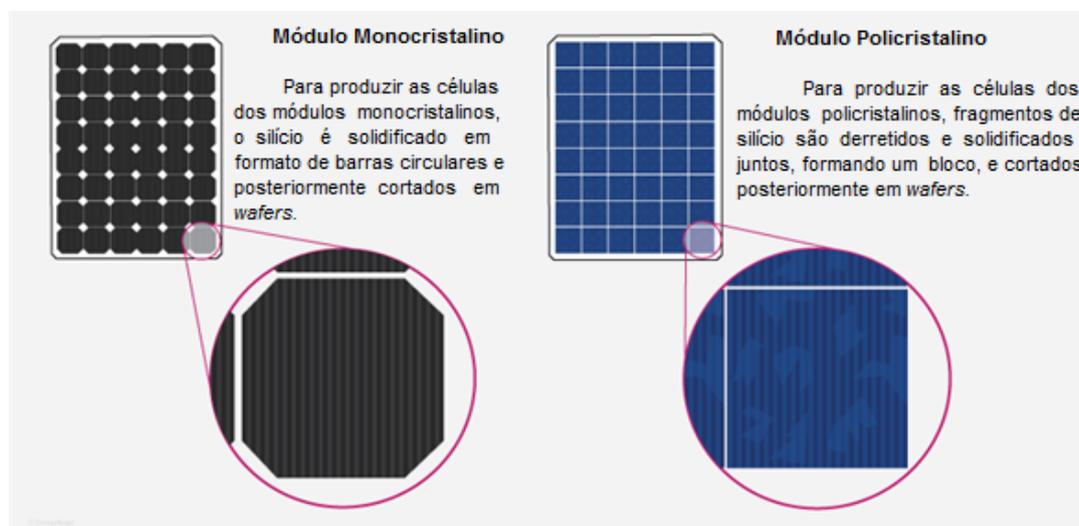
Excluindo células compostas por mais de uma camada, que tem a propriedade de aproveitar uma faixa ampla do espectro solar, o silício monocristalino apresenta a maior eficiência de conversão para módulos comerciais. Considerando também módulos para aplicações especiais, o arseneto de gálio possui eficiência mais alta. O módulo disponível hoje no mercado com a maior eficiência de conversão é o SPR-X21-345, fabricado pela empresa Sun Power com 21,5% de eficiência, embora o recorde de eficiência para um módulo seja um pouco maior, 24,1% (Smith, D.D., 2016). Em geral módulos de silício monocristalino apresentam eficiências entre 16 e 18%.

**Silício policristalino (p-Si).** Devido ao processo de produção, o custo do p-Si é consideravelmente menor que o m-Si. As células policristalina são obtidas a partir da solidificação do silício, formando um cubo que pode então ser cortado em células quadradas. Por esse processo ocorre a formação de inúmeros cristais. A eficiência de uma célula de p-Si é menor que uma célula de m-Si. Esta eficiência é tanto menor quanto menores forem os cristais que a formam, o que justifica as eficiências mais altas dos módulos mais recentes que apresentam cristais com tamanhos da ordem

de centímetros. Por outro lado, como as células podem ser cortadas em quadrados, a área de um módulo efetivamente preenchida com material fotovoltaico é maior no caso do p-Si em comparação ao m-Si. Por essa razão, em geral, a eficiência de um módulo de silício policristalino é próxima a de um módulo de silício monocristalino. A Fig. 3 apresenta uma comparação entre um módulo típico de m-Si e p-Si e a relação de quadratura das células.

A eficiência de módulos de p-Si atualmente se encontra entre 14 % e 16 % embora seja possível encontrar módulos dessa tecnologia com eficiências superiores a 17%. Os módulos da família Tallmax da empresa Trina Solar possuem eficiências de até 17,3%.

Atualmente, o p-Si é a tecnologia com a maior representatividade no mercado mundial. Isto se deve a vários fatores, mas principalmente ao baixo custo de produção e eficiência comparável ao m-Si.



**Figura 3** – Comparação entre células de p-Si e m-Si e sua disposição em módulos fotovoltaicos. Se observa que quanto maior a quadratura da célula, maior a eficiência do módulo. Adaptado de Energysage (2017).

## 2.2 Segunda geração

A segunda geração corresponde aos filmes finos. Filme fino é uma denominação dada a tecnologias fotovoltaicas que empregam materiais com espessuras da ordem de apenas 1  $\mu\text{m}$  (aproximadamente 100 vezes menos espessa do que lâminas de silício cristalino). O processo de fabricação é muito diferente do silício cristalino, consistindo basicamente na deposição de uma ou mais camadas de filme fotossensível em um substrato, como o vidro, plástico, cerâmico ou metal (Fthenakis, V.M., 2004). Esta deposição pode se dar por meio de diversos processos, tais como pulverização catódica, eletrodeposição, CBD (deposição por banho químico), CSS (sublimação em espaço reduzido) e LPCVD (deposição química a vapor em baixas pressões).

Uma vez que módulos de filmes finos empregam muito menos material na

sua fabricação, essa tecnologia apresenta um alto potencial de redução de custos. Entretanto, até o presente momento, apesar dos custos terem baixado muito nos últimos anos, não se observou um crescimento percentual significativo dos filmes finos no mercado. Isso ocorre, principalmente, pela significativa redução de preço de módulos de primeira geração, aliados a sua maturidade no mercado e razoável eficiência de conversão.

Basicamente os filmes finos se dividem em três materiais a seguir descritos:

**Silício amorfo (a-Si).** A absorvidade da radiação solar do a-Si é 40 vezes mais eficiente do que o silício monocristalino, o que permite que uma lâmina de apenas 1  $\mu\text{m}$  seja capaz de absorver 90% da energia solar útil ( Lasnier, F. e Ang, T. G., 1990). Sendo utilizado pela primeira vez em células solares no ano de 1974, o a-Si é o material entre os filmes finos mais estudado até o presente momento. Este material apresenta uma resposta espectral mais voltada para a região do azul do espectro eletromagnético, o que aumenta a sua eficiência sob irradiação difusa.

Um detalhe importante a favor do a-Si é que sua potência diminui com o aumento da temperatura, mas em uma taxa relativa menor do que ocorre com a tecnologia cristalina como pode ser observado em Virtuani, A., Strepparava, D. (2017). Um aspecto negativo importante do silício amorfo é que nos primeiros meses de utilização seu desempenho elétrico diminui muito devido ao chamado efeito Staebler-Wronski. A empresa Unisolar, por exemplo, especifica que seus módulos têm uma redução na máxima potência da ordem de 15 % nas primeiras oito a dez semanas de uso, entretanto, de acordo com um trabalho publicado por Rütter et al. (2003) essa diminuição pode chegar a 35 % em módulos desta tecnologia. Ainda neste trabalho constata-se que o tempo de estabilização da potência gerada por um módulo de silício amorfo é da ordem de cinco meses. Existe, porém outro efeito importante que ocorre com o a-Si chamado de *thermal annealing* (recozimento térmico). Basicamente, o que ocorre é que uma vez exposto a altas temperaturas, que podem ser atingidas durante a exposição dos módulos a irradiação solar, parte da degradação causada pelo efeito Staebler-Wronski é revertida, fazendo assim com que a eficiência dos módulos aumente. Essa é a principal razão pela qual diversos autores afirmam que o a-Si é mais apropriado para regiões de climas quentes. Maiores detalhes sobre o efeito de *thermal annealing* podem ser encontrados em Makrides, G., et al. (2011).

Existem diversas configurações de módulos de a-Si, incluindo módulos flexíveis onde as caixas de conexão ficam na parte frontal do módulo, permitindo assim que esses módulos sejam instalados diretamente sobre o telhado de uma residência ou fábrica, o que elimina custos com estruturas de fixação. A eficiência de módulos comerciais de silício amorfo encontra-se na faixa de 5% a 8%, sendo o recorde mundial para uma célula de 10,2% (Green, M. A., et al., 2017).

Apesar de baixa, a eficiência do a-Si experimenta um aumento de até 20 % nos meses mais quentes do ano, como comentado por Notton, G. (2010). Esse aumento

se deve principalmente ao efeito de *thermal annealing*. Além disso, embora a eficiência de conversão seja considerada baixa se comparada a outras tecnologias, módulos para BIPV de silício amorfo podem apresentar incríveis razões de performance de até 1,245 como apresentado em Myong, S. Y. (2016).



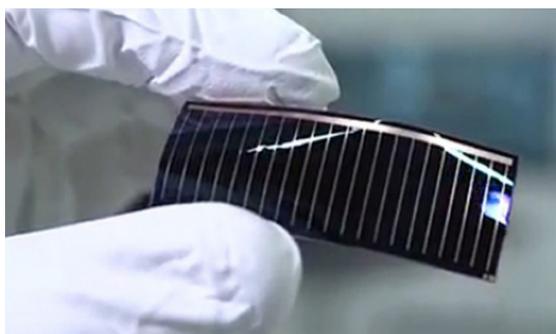
**Figura 4** – Exemplos de módulo de silício amorfo de uma junção rígido (a) e de tripla junção flexível (b).

**Arseniato de Gálio (GaAs).** As células fotovoltaicas baseadas em GaAs correspondem a uma combinação de gálio (Ga) e arsênio (As) e também possuem estrutura cristalina podendo ser depositado na forma de filmes finos (Akinyele, D. O., 2015). Possui uma propriedade única de resistência ao calor, e isso torna uma opção adequada para sistemas fotovoltaicos com concentração e aplicações espaciais.

O GaAs possui alto nível de absorção. Exige apenas alguns  $\mu\text{m}$  de espessura para absorver a luz solar e possui também uma eficiência de conversão de 29%, que é a mais alta para qualquer célula de junção única (Kapusta, R., 2014).

Células de GaAs possuem maior eficiência e menor peso se comparadas ao silício cristalino, porém o custo de fabricação também é muito mais elevado. Devido ao seu alto custo, o GaAs é usado apenas em casos especiais de alto índice de radiação e temperatura. As principais utilizações deste material incluem células de multi-junção, sistemas com concentração, satélites e carros solares (Kapusta, R., 2014).

A Fig. 5 apresenta uma célula de GaAs de filme fino depositada sobre um substrato de Ge.



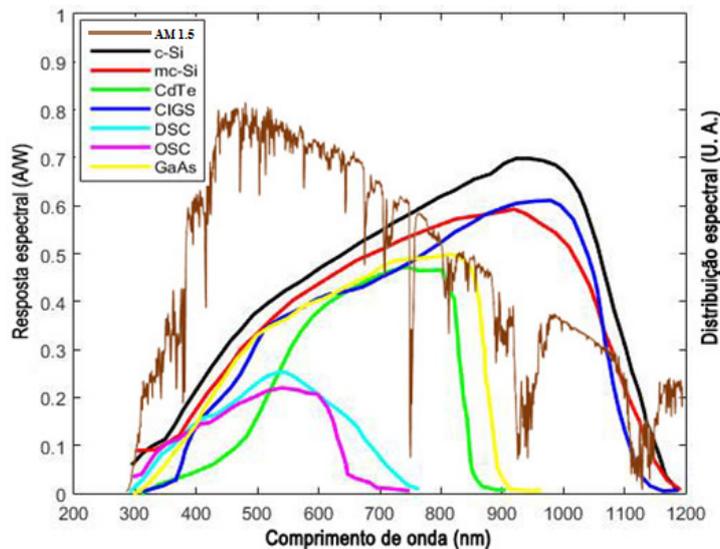
**Figura 5** - Célula de GaAs de filme fino depositada sobre um substrato de Ge  
(Alta Devices, 2017).

***Disseleneto de cobre-índio e cobre-índio-gálio (CIS e CIGS)***. Os materiais CIS e CIGS correspondem a uma forma multicristalina de filmes finos cujas propriedades vêm sendo estudadas desde 1980. Assim como o a-Si o CIGS também possui um elevado coeficiente de absorção, o que permite absorver cerca de 90 % dos fótons incidentes com energia superior a 1 eV para uma espessura de 1  $\mu\text{m}$  a 3  $\mu\text{m}$ . Outro fator favorável a esta tecnologia é a boa resistência ao aquecimento que ela possui, propriedade fundamental para aplicações espaciais. Também, tal qual o a-Si ou o CdTe estes materiais apresentam uma excelente aparência estética o que possibilita seu uso em telhados e fachadas, constituindo instalações incorporadas à construção.

Existem diversas empresas que comercializam módulos da família do CIGS, tais como a inglesa BIPV, a Tailandesa Eterbright Solar e a norte americana Solartech Power. O recorde de eficiência para módulos, entretanto, pertence à empresa Japonesa Solar Frontier com 19,2% para um submódulo de 30 x 30 cm (Green, M. A., 2017), embora esse módulo não esteja comercialmente disponível. Valores de eficiência entre 13 e 14% são mais comumente encontrados em módulos da família CIGS. Valores acima de 14% podem ser encontrados no modelo STL-155A da empresa Stion (14,5%) ou no modelo TS-160C1 da empresa TSMC (14,7%).

Tal como o CdTe, os materiais da família CIS e CIGS apresentam o chamado efeito de *light soaking* e, portanto, uma margem de segurança com relação à tensão de circuito aberto também deve ser levada em conta no dimensionamento de um sistema que utilize módulos dessa tecnologia. Com relação à variação da eficiência desses módulos em função da temperatura, os mesmos apresentam variações similares a de módulos de silício cristalino.

***Telureto de Cádmio (CdTe)***. Graças ao seu alto nível de absorvidade ótica, células de CdTe podem ser fabricadas com eficiências de conversão próximas ao p-Si, mas utilizando apenas 1 % a 2 % do material requerido para essa tecnologia. A eficiência de conversão do CdTe, assim como do a-Si, apresenta uma variação mais intensa do que o m-Si e p-Si ao longo do dia e ao longo do ano. Isso ocorre porque, sendo a curva de resposta espectral mais estreita, variações na distribuição espectral da radiação solar podem afetar significativamente a parcela do espectro que se encontrara dentro da resposta espectral do CdTe. A Fig. 6 apresenta algumas curvas de resposta espectral típicas para sete diferentes tecnologias fotovoltaicas. Pode-se observar como a largura das curvas do silício cristalino e do CIGS são maiores do que a dos outros materiais.



**Figura 6** – Curvas de resposta espectral de algumas tecnologias fotovoltaicas e espectro solar padrão para radiação global AM 1.5. Adaptado de Sandia National Laboratories (2017).

O recorde de eficiência para uma célula depositada em vidro de CdTe esta hoje em 21% e pertence à empresa *First Solar*. No caso dos módulos comerciais, a maior eficiência de conversão pertence ao modelo FS 4122-3 da empresa *First Solar* com 17% de eficiência.

Existem diversas empresas que fabricam módulos de CdTe atualmente das quais se podem citar a chinesa *Advanced Solar Power*, a alemã *Antec Solar* e a empresa de Singapura *Microsys International*. Entretanto, a maior fabricante de módulos de CdTe no mundo é a empresa americana *First Solar*, capaz de produzir módulos com um valor de apenas U\$ 0,46/Wp (Rix, A., 2015). Entretanto, o preço dos módulos para compras em quantidades reduzidas, para instalações residenciais, por exemplo, é consideravelmente maior.

Módulos baseados em CdTe apresentam importantes efeitos ativados por exposição à luz, denominado em inglês por *light soaking*. Esses efeitos metaestáveis consistem basicamente em um aumento na eficiência de conversão do dispositivo fotovoltaico após horas de exposição à radiação solar. O tempo necessário para que os efeitos metaestáveis se pronunciem varia muito com a técnica de fabricação e com outros diversos aspectos, de forma que esse tema ainda é objeto de estudo pertinente na comunidade científica. Para ter uma ideia da importância que esse efeito no dimensionamento de um sistema com módulos de CdTe, em um trabalho publicado por Del Cueto e Von Roedern (2006) os autores chamam a atenção de que a tensão de circuito aberto de cada módulo pode aumentar em até 6% após algumas centenas de horas de exposição à irradiação solar.

Atualmente o CdTe é a tecnologia de filmes finos com maior importância no cenário mundial. Isto se deve, por exemplo, ao fato de que desde 2007, a cada ano a

maior fatia do mercado fotovoltaico entre os filmes finos pertence ao CdTe. Em 2016 foram produzidos 3,1 GW de CdTe contra 1,3 de Cl(G)S e apenas 0,5 GW de a-Si. Grandes centrais fotovoltaicas compostas por módulos de CdTe também representam uma parcela expressiva do potencial instalado no mundo. Um exemplo é a Topaz Solar Farm, usina instalada na Califórnia, EUA que conta com 550 MW de potência fornecida por 9 milhões de módulos de CdTe.

### 2.3 Terceira geração

As células solares de terceira geração usam materiais orgânicos, como pequenas moléculas ou polímeros, são representantes da terceira geração as solares orgânicas (OSC) e as células solares sensibilizadas por corante (CSSC), também conhecidas como células de Grätzel. A terceira geração também abrange as células solares de múltiplas junções, que por absorverem uma faixa ampla do espectro solar correspondem às células com as maiores eficiências entre todos os dispositivos fotovoltaicos.

As tecnologias que pertencem à terceira geração possuem como principal objetivo o aumento da eficiência de conversão, redução no custo de fabricação e adesão de características diferenciadas nas células e módulos para usos específicos, como em BIPV. Pode-se considerar que células solares de terceira geração ainda estão em seus estágios iniciais de desenvolvimento (Grossiord, N., 2012).

**Células de corante (CSSC).** Uma CSSC é um dispositivo composto, em geral, por um material semicondutor, duas faces de vidro condutor, um eletrólito, um contra eletrodo e o corante (sensibilizador). Em uma das faces do vidro condutor é depositado um filme de óxido semicondutor mesoporoso. Essa camada de óxido é sensibilizada por um corante. Na outra face de vidro condutor é depositada uma fina camada de platina, que atua como contra-eletrodo da célula. As duas partes são unidas e o eletrólito é inserido (Fernandes, S. L., 2016). Já existem dispositivos desta tecnologia em comercialização por empresas como a israelense 3Gsolar que comercializa módulos como o da fotografia da Fig. 7.

O recorde de eficiência para uma CSSC pertence à empresa Sharp e é de 11,9%. Para minimódulos, o recorde é também da empresa Sharp, 10,7%.



**Figura 7** – Módulo comercial de CSSC par aplicação em ambiente construído (3GSolar, 2017).

**Células orgânicas (OSC).** As células solares orgânicas correspondem a uma tecnologia que vem se desenvolvendo e ganhando popularidade como um material alternativo para células solares. Algumas propriedades interessantes das OSC são flexibilidade mecânica, baixo custo de material e produção, leves e semitransparentes. Também chamadas de células solares plásticas, são compostas por materiais orgânicos com espessura da ordem de 100 nm, como polímeros e pentaceno, ftalocianina de cobre, polifenileno vinileno e fulereno de carbono (Pandey, A., et al., 2016).

O recorde de eficiência para uma célula orgânica pertence à empresa Toshiba, 11.2%. Para mini-módulos, o recorde é também da empresa Toshiba, com 9,7%.

O princípio de funcionamento das OSC é semelhante aos materiais inorgânicos, pois também envolve a formação de pares elétron-lacuna, porém envolve um nível de complexidade maior.

Baseia-se no par de buracos elétrico (doador / aceitador). Quando são iluminados, os fótons de energia da luz estimulam o doador e fornecem força suficiente para transferir o elétron para o aceitante, criando um buraco no lado do doador, esse processo continua indefinidamente, o par elétron é então transportado e coletado antes que ocorra uma recombinação dentro da rede cristalina do semiconductor. As células solares orgânicas são particularmente atraentes para a construção de energia fotovoltaica integrada devido à sua flexibilidade mecânica e semi-transparência, mas a eficiência de conversão e a confiabilidade em longo prazo são barreiras significativas para sua implementação em grande escala.

O maior problema enfrentado atualmente pelas OSC é a baixa estabilidade *outdoor*. Isto ocorre principalmente devido a penetração de oxigênio e água nas camadas da célula com consequente diminuição na eficiência de conversão (Kim, S.H., et al., 2016). A participação das OSC no mercado mundial é ainda muito pequena. Uma das poucas empresas que produzem dispositivos baseados nesta tecnologia é a inglesa Eight19 (Eight19, 2017).

**Tecnologias híbridas.** Essas tecnologias correspondem a materiais que se

obtem unindo silício em diferentes formas cristalinas com filmes finos.

Como representantes desse grupo estão as células produzidas pela empresa Panasonic de tecnologia HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin layer*) (hetero união com camada fina intrínseca) que correspondem a uma célula de silício monocristalino envolta por duas camadas ultrafinas de silício amorfo.

Outro exemplo de tecnologia híbrida que tem conquistado espaço nos últimos anos são as células de silício microcristalino/amorfo ( $\mu\text{c-Si/a-Si}$ ) e nanocristalino/amorfo ( $\text{nc-Si/a-Si}$ ) também chamadas simplesmente de silício micromorfo ou nanomorfo. No caso das células HIT, eficiências consideravelmente altas são obtidas, tendo a melhor célula uma eficiência de 26,6% e o módulo mais eficiente 19,5 % (Panasonic, 2017). Os módulos de silício micromorfo apresentam eficiências bem abaixo dos módulos HIT. Valores entre 7 % e 10 % são normalmente encontrados, sendo o recorde para um módulo de  $\text{nc-Si/a-Si}$  de 12,3%.

Também pode ser considerada uma tecnologia mista as células solares de Perovskita (CSP). Essa tecnologia talvez seja a mais promissora dos últimos anos, já que em 2009 apresentava uma eficiência de apenas 3,81% e apenas 7 anos depois, em 2017 superava os 19% (Toshniwal, A., et al., 2017). O recorde atual de eficiência é de 19,7% para uma célula e 16% para um minimódulo.

A estrutura perovskita teve origem através da descoberta do  $\text{CaTiO}_3$  pelo mineralogista Russo Lev Perovski. Após o primeiro registro, surgiram diversos novos materiais com a mesma estrutura. Cristais de Perovskita possuem a fórmula geral  $\text{ABX}_3$ . Quando são utilizados em células solares, A é tipicamente um pequeno cátion molecular orgânico-inorgânico, B é um íon metálico tal como chumbo, estanho ou germânio e X é um halogênio tal como o iodo, bromo ou cloro.

Estes materiais híbridos orgânico-inorgânico são particularmente promissores devido as suas excelentes propriedades físicas. Outra vantagem é que estes materiais podem ser preparados facilmente por meio de processos químicos, os quais possuem potencial para aplicação em larga escala devido ao baixo custo e baixa temperatura utilizada (Toshniwal, A., et al., 2017). Por outro lado, até o presente momento, essa tecnologia ainda não se encontra em comercialização. Ocorre que algumas desvantagens das CSP precisam ser superadas, em especial a instabilidade das células.

O Brasil possui alguns grupos trabalhando na elaboração de células de Perovskita. Como exemplo citam-se a Universidade de Campinas (Szostak, R., et al., 2017) e a UNESP (Fernandes, S. L., 2016).

Tecnologia	Tempo de retorno de energia	Taxa de degradação	Recorde de eficiência para uma célula	Recorde de eficiência para um módulo
<b>m-Si</b>	1,74 – 2,12	0,36	26,7	24,4
<b>p-Si</b>	1,02 – 1,23	0,64	21,9	19,9
<b>a-Si</b>	1,04	0,87	10,2*	12,3**

<b>CIGS</b>	0,78 – 0,79	0,96	21,7	19,2
<b>CdTe</b>	0,42	0,40	21,0	18,6
<b>GaAs</b>	4,6 – 5,0	?	28,8	24,8

**Tab.1:** Tempo de retorno de energia (anos), taxa de degradação (% por ano) e recorde de eficiência de conversão (%) para as principais tecnologias fotovoltaicas presentes no mercado mundial.

Fontes: Green et al. (2017), Wild-Scholten, (2013), Jordan et al. (2013) e Mohr, (2007).

\*Célula de uma camada de a-Si

\*\*Módulo de dupla camada (silício amorfo/microcristalino)

### 3 | CONCLUSÕES

A energia solar fotovoltaica ainda está em seus passos iniciais no Brasil. Da pouca potência instalada que o país possui, a imensa maioria é constituída por módulos de silício cristalino. Entretanto, como este trabalho apontou, existem outras várias tecnologias disponíveis no mercado mundial com características peculiares, que podem definir a escolha do tipo de módulo em uma determinada instalação.

Módulos de silício cristalino possuem uma confiabilidade do mercado mundial, primeiramente por ser utilizado comercialmente a mais de 65 anos, e por consequência, seu valor de fabricação diminui muito com o aumento da produção dos mesmos. Este fato, além de consolidar seu espaço no mercado mundial, aproximadamente 84%, fez com que pesquisadores se dedicassem ao aprimoramento desta tecnologia, visando aumento de eficiência e melhora nos processos de fabricação.

As tecnologias de segunda geração ainda são vistas com certa desconfiança pelo mercado, pois embora já apresentem eficiências significativas, também possuem custos elevados, principalmente para pequenos sistemas fotovoltaicos. Já as tecnologias de terceira geração, notadamente as células orgânicas e de corante, apresentam uma grande expectativa para o futuro, porém, ainda carecem de muito estudo, principalmente na questão de estabilidade a longo prazo. Dentre as tecnologias de filmes finos de segunda geração destacam-se as células de GaAs com a maior eficiência de todas as células monojunção, de 29%, e as células de CdTe com um recorde de conversão de 21%. Os módulos de CIGS apresentaram um recorde de produção em um módulo de 0,06 m<sup>2</sup>, porém sobre com o abastecimento de I (Índio), pois de toda a extração deste material 75% é destinado à fabricação de monitores de tela plana. Para os filmes finos de terceira geração, desçam-se as células HIT e de Perovskita com eficiências de 26,6% e 19,7% respectivamente.

## 4 | AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao apoio financeiro do Instituto Federal do Rio Grande do Sul para a realização deste trabalho.

## 5 | REFERÊNCIAS

3GSolar – **solar energy modules**, 2017. Disponível em <http://www.3gsolar.com>. Acessado em 22 de agosto de 2017.

Alta Devices. **Technology**. Disponível em : <https://www.altadevices.com/technology>. Acessado em 21 de agosto de 2017.

Akinyele, D. O., Rayudu, R. K., Nair, N. K. C. Global progress in photovoltaic technologies and the scenario of development of solar panel plant and module performance estimation – Application in Nigeria, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Volume 48, 2015, Pages 112-139. DOI: [dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.021](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.021).

Del Cueto, J. A. and von Roedern, B. ,2006. Long-term Transient and Metastable Effects in Cadmium Telluride Photovoltaic Modules. **Progress in Photovoltaics**, 14 , pp. 615–628.

Eight19, 2017. Disponível em: <http://www.eight19.com/products/>. Acessado em 22 de agosto de 2017.

Energysage. Mono vs. Poly solar panels explained. Disponível em: <https://www.energysage.com/solar/101/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels/>. Acessado em 22 de agosto de 2017.

European Commission. **Plano de eficiência energética de 2011**. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1407839592178&uri=CELEX:52011DC0109>.

Fernandes, S. L., **Desenvolvimento de Células Solares de Perovskita Baseadas em Filmes de Óxidos Nanoestruturados**. Tese (Doutorado em Ciência e Tecnologia dos Materiais), UNESP, Instituto de Química, Araraquara, 2016.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. **Photovoltaics Report. Relatório técnico**. Disponível em: [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de). Acessado em 10 de agosto de 2017.

Fthenakis VM. Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 8, pp. 303-334, 2004.

Goodrich A, Hacke P, Wang Q, Sopori B, Margolis R, James TL, Woodhouse M. A wafer-based monocrystalline silicon photovoltaics road map: utilizing known technology improvement opportunities for further reductions in manufacturing costs, [Jul.]. **Solar Energy Materials and Solar Cells** v.114, pp.110–35, 2013.

Green, M. A., Hishikawa, Y., Warta, W., et al. Solar cell efficiency tables (version 50). **Progress in Photovoltaics Res. Appl.**;v. 25 pp. 668–676, 2017. <https://doi.org/10.1002/pip.2909>.

Grossiord, N., Kroon, J. M., Andriessen, R., Blom, P. W. M. **Degradation mechanisms in organic photovoltaic devices**. *Organic Electronics*, 13 (3), pp. 432-456., 2012. DOI: 10.1016/j.orgel.2011.11.027.

Honsberg e Bowden. **PVeducation.org, czochralski silicon**, 2017. Disponível em: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/manufacturing/czochralski-silicon>. Acessado em 21 de agosto de 2017.

International Energy Agency (IEA). **Snapshot of global photovoltaic market. Relatório anual.** Disponível em <http://www.iea-pvps.org>. Acessado em 10 de agosto de 2017.

Jordan, D. C. and Kurtz, S. R. Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. **Progress in Photovoltaics Res. Appl.**, v. 21, pp. 12–29, 2013. doi:10.1002/pip.1182.

Kim SH, Son HJ, Park SH, Hahn JS, Kim DH. A study for degradation of flexible organic photovoltaic modules via damp-heat test: by accessing individual layers of the module. **Sol Energy Mater Sol Cells**, v. 144, pp.187–93, 2016.

Kumar, M., Kumar, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.78, pp. 554-587, 2017. DOI: [dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.083](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.083).

Lasnier, F. e Ang, T. G. (1990). **Photovoltaic Engineering Handbook**, Adam Hilger, New York. 568p.

M. J. (Mariska) de Wild-Scholten. Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 119, pp. 296-305, 2013. DOI: [dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.037](https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.037).

Makrides, G., Zinsser B., Phinikarides, A., Schubert, M. e Georghiou, G. E. Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. **Renewable Energy**, v. 43, pp. 407-417, 2012. DOI:10.1016/j.renene.2011.11.046.

Mohr, N. J., Schermer, J. J., Huijbregts, M. A. J., Meijer, A. and Reijnders, L. Life cycle assessment of thin-film GaAs and GaInP/GaAs solar modules. **Prog. Photovolt: Res. Appl.**, v.15, pp.163–179, 2007.

Myong, S. Y., Jeon, S.W. Efficient outdoor performance of esthetic bifacial a-Si:H semi-transparent PV modules, **Applied Energy**, v. 164, pp. 312-320, 2016. DOI: [dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.063](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.063).

Notton, G., Lazarov, V. e Stoyanov, L. Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module Technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. **Renewable Energy**, v. 35, pp. 541-554, 2010. DOI: 10.1016/j.renene.2009.07.013.

Osarumen O. Ogbomo, Emeka H. Amalu, N.N. Ekere, P.O. Olagbegi, A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, pp. 1225-1238, 2017. DOI: [dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.109](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.109).

Panasonic. **Technology and Design**. Disponível em: <http://www.panasonic.com/global/corporate/technology-design/technology/hit.html>. Acessado em 21 de agosto de 2017.

Pandey A, Tyagi V, Jeyraj A, Selvaraj L, Rahim N, Tyagi S. Recent advances in solar photovoltaic systems for emerging trends and advanced applications. **Renew.Sustain Energy Rev.** v.53, pp. 859–84, 2016.

PV Europe. Solar panel price: Further drop expected in 2017.

Disponível em <http://www.pveurope.eu/News/Markets-Money/Solar-panel-price-Further-drop-expected-in-2017>. Acessado em 21 de agosto de 2017.

Rich Kapusta C. Vice President, marketing, **Alta devices** (Sunnyvale, “silicon vs.gallium arsenide which photovoltaic material Performs Best,”. NASA Tech Briefs, 2014.

Rix, A., Steyl, J.D.T., Rudman, J., Terblanche, U. e van Niekerk, J.L. **First Solar’s CdTe module technology – Performance, life cycle, health and safety impact assessment**. Technical Report, 2015.

Rüther, R; Tamizh-Mani, G., Del Cueto, J., Adelstein, J., Montenegro, A. A. e von Roedern, B. (2003). Performance test of amorphous silicon modules in different climates: higher minimum operating temperatures lead to higher performance levels, **3<sup>rd</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, pp 11-18, Osaka, Japan.

Sandia National Laboratories – **PV Performance Modeling Collaborative**. Disponível em: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/effective-irradiance/spectral-response/>. Acessado em 22 de agosto de 2017.

Smith, D.D., Reich, G., Baldrias, M., Reich, M., Boitnott, N., Bunea, G., S. Corporation, S. Jose, Silicon Solar Cells with total area efficiency above 25%, in: **43rd IEEE Phot. Spec. Conf.**, 2016.

Szostak, R., Castro, J. A. P, Marques, A. S. e Nogueira, A. F. Understanding perovskite formation through the intramolecular exchange method in ambient conditions. **Journal of Photonics for Energy** 7(2), 2017. DOI: [dx.doi.org/10.1117/1.JPE.7.022002](https://doi.org/10.1117/1.JPE.7.022002).

Toshniwal, A., Kheraj, V. Development of organic-inorganic tin halide perovskites: A review, **Solar Energy**, v. 149, pp. 54-59, 2017. DOI: [dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.077](https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.077).

Virtuani, A., Strepparava, D. Modelling the performance of amorphous and crystalline silicon in different typologies of building-integrated photovoltaic (BIPV) conditions, **Solar Energy**, v. 146, pp. 113-118, 2017. DOI: [dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.035](https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.035).

# VALIDAÇÃO DE MODELOS DE COMPORTAMENTO TÉRMICO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS PARA O SEMIÁRIDO BRASILEIRO

### **Bruna de Oliveira Busson**

Universidade Federal do Ceará, Departamento de  
Engenharia Mecânica  
Fortaleza- Ceará

### **Pedro Henrique Fonteles Dias**

Universidade Federal do Ceará, Departamento de  
Engenharia Mecânica  
Fortaleza- Ceará

### **Ivonne Montero Dupont**

Universidade Federal do Ceará, Departamento de  
Engenharia Elétrica  
Fortaleza- Ceará

### **Pedro Hassan Martins Campos**

Universidade Federal do Ceará, Departamento de  
Engenharia Elétrica  
Fortaleza- Ceará

### **Paulo Cesar Marques de Carvalho**

Universidade Federal do Ceará, Departamento de  
Engenharia Elétrica  
Fortaleza- Ceará

### **Edylla Andressa Queiroz Barroso**

Universidade Federal do Ceará, Departamento de  
Engenharia Elétrica  
Fortaleza- Ceará

**RESUMO:** A temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos (FV) compromete o desempenho, pois quanto maior esta temperatura menor a tensão de circuito aberto e

menor a potência máxima da célula. O objetivo do presente artigo é avaliar a adequação das equações desenvolvidas por Duffie e Beckman (2013), Ross (1976) e Chenni et al. (2007) para descrever o comportamento térmico de células FV nas condições climáticas do semiárido brasileiro. Os parâmetros utilizados nas três metodologias são captados pelo sistema de aquisição de dados (Sistema de Monitoramento Online - REMS) que realiza medições por meio de sensores a cada minuto. Os gráficos são construídos com base nas medições feitas e nas equações propostas, para as quinzenas de Agosto e Setembro de 2017. A visualização das curvas de temperatura de operação do painel FV mostram uma diferença acentuada entre a temperatura de operação real e a estimada pelos métodos em estudo, principalmente, nos horários de maior incidência de irradiação e temperatura ambiente entre 10:00 e 14:00 horas. Dentro da limitação de nossos resultados e para este caso, apesar de nenhum dos três métodos analisados ser adequado para a o diagnóstico da temperatura, percebe-se que o comportamento térmico é melhor descrito por Duffie e Beckman (2013). Este método apresenta menor diferença média (aproximadamente 13%) e menor erro máximo em Agosto (9,2°C) entre as temperaturas de operação estimada e medida dentre as metodologias investigadas.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia solar fotovoltaica, Comportamento térmico, Temperatura de operação.

**ABSTRACT:** The operating temperature of photovoltaic modules (PV) influences the performance, because as temperature increases, the open circuit voltage and theoretical maximum power decreases. The main goal of the present article is evaluating the adequacy of equations developed for Duffie and Beckman (2013), Ross (1976) and Chenni et al. (2007) to describe thermal behavior of PV cells in Brazilian semiarid region's climatic conditions. The parameters utilized in those methodology are obtained for data acquisition system (Online Monitoring System - REMS) which acquires sensors measured data every minute. The graphs are built based on measurements and proposed equations, in two weeks of August and September 2017. The curves visualization of PV cells operating temperature show a large variation between real and estimated operating temperature by methods analyzed, mainly, in hours of large irradiation incidence and ambient temperature between 10:00 a.m. and 2:00 p.m. Within the limitation of our results and for this case, although any method analyzed be appropriated to temperature analysis, the thermal behavior is better described for Duffie and Beckman (2013). This method shows smaller average variation (approximately 13%) and smaller maximum error in August (9,2 °C) between estimated and measured operating temperatures given by investigated methodologies.

**KEYWORDS:** Photovoltaic solar energy, Thermal behavior, Operating temperature

## 1 | INTRODUÇÃO

O artigo será publicado como Apesar das diferenças climáticas e ambientais do território brasileiro, a irradiação solar global é razoavelmente uniforme, apresentando um valor máximo diário de 7 kWh/m<sup>2</sup> no clima semiárido da região Nordeste, onde há a menor média anual de cobertura de nuvens do país (Martins *et al.*, 2008; Pereira *et al.*, 2006), apresentando grande potencial produtivo de geração fotovoltaica (FV). A fonte solar tem grandes possibilidades de crescimento no mercado de energia elétrica, principalmente, após o advento da Resolução Normativa N° 482/2012 alterada pela N° 687/2015 que estabelece as condições gerais para uso de micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2012). Porém, o conjunto de critérios para medições, cálculo e operação do sistema de compensação limita o uso dos créditos gerados (Pinto *et al.*, 2016). Contudo, as altas temperaturas que as placas FV podem alcançar, muito por influência da temperatura ambiente, que no Nordeste tem uma média elevada, podem comprometer o desempenho desta geração.

A temperatura de operação de módulos FV é um dos parâmetros mais importantes na avaliação da performance a longo prazo de um painel (Jackrani *et al.*, 2011). Os típicos valores máximos de eficiência são alcançados entre 14% e 17% no caso de

células solares de silício monocristalino (Popovici *et al.*, 2015). A temperatura de operação é determinada por um balanço de energia, em que a energia solar absorvida é convertida em energia elétrica e energia térmica que deve ser dissipada por uma combinação de mecanismos de transferência de calor (Pinho e Galdino, 2014). Para maximizar a saída elétrica, o módulo FV deve estar em temperaturas de operação mais baixas sob certas condições de irradiação solar incidente, temperatura do ambiente e velocidade do vento (Tripanagnostopoulos, 2002). Acima de 25°C, cada grau de elevação na temperatura reduz a eficiência, em média, 0,45% (Popovici *et al.*, 2015).

O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento na temperatura da célula. Consequentemente, a curva de potência é deslocada para a esquerda (Pinho e Galdino, 2014; Duffie e Beckman, 2013). A relação entre a potência máxima e a tensão de saída é avaliada mantendo-se a irradiância solar e a temperatura do módulo constantes. Se um dos fatores muda, todas as outras características mudam. Em suma, a potência máxima da célula diminui com o aumento da temperatura (Moharram *et al.*, 2013).

A avaliação da operação e do design de sistemas FV deve ser baseada na relação tensão-corrente das células sob vários níveis de irradiação e temperatura da célula (Duffie e Beckman, 2013). As células FV operam em algum ponto da Curva I-V (ou curva característica), que mostra a relação da corrente em função da tensão no dispositivo (Duffie e Beckman, 2013; Pinho e Galdino, 2014). A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de diodo semicondutor com a corrente resultante da absorção de fótons. A corrente resultante em função da tensão no dispositivo é derivada da Equação de Shockley que pode ser visualizada na curva I-V (Pinho e Galdino, 2014). O efeito da temperatura na característica I-V da carga de um módulo pode ser visualizado na Fig. 1, em que o aumento da temperatura conduz à redução da tensão de circuito-aberto e leve aumento da corrente de curto-circuito (Duffie e Beckman, 2013), para um mesmo nível de irradiância.

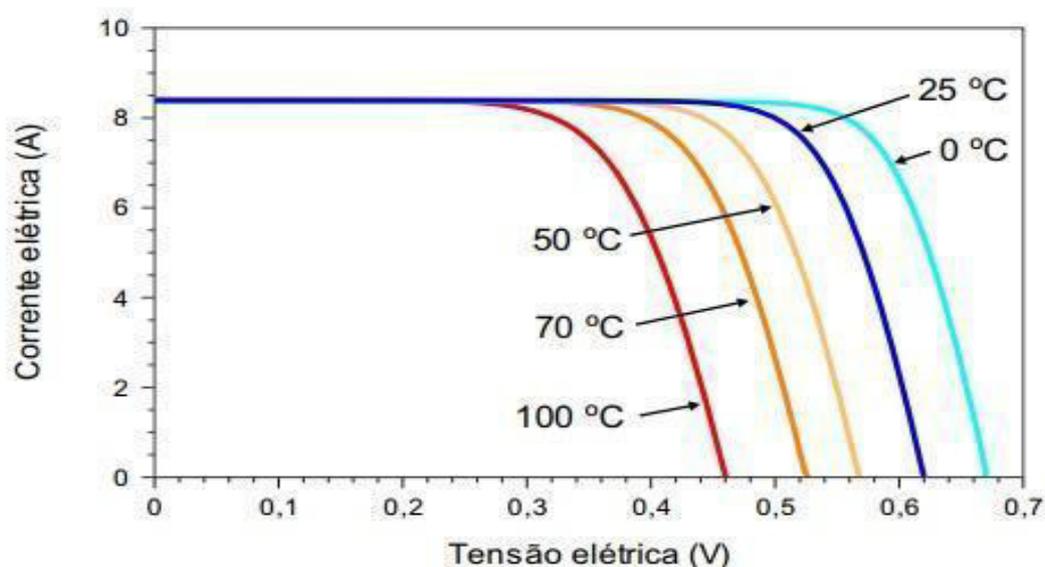


Figura 1 - Influência da temperatura da célula FV na curva I-V para uma irradiância de 1.000 W/

## 1.1 Modelos para predição de temperatura do módulo FV

Existem duas abordagens de classificação de modelos para predição de temperatura. A primeira é o regime permanente em que a intensidade da irradiação solar incidente e outros parâmetros não variam no tempo. Além disso, a taxa de transferência de calor do módulo FV para o ambiente é permanente e a temperatura em cada ponto do módulo é constante. O balanço de energia que conduz à determinação da temperatura de operação da célula FV leva em consideração as propriedades físicas e térmicas, os dados solarimétricos e do clima e o coeficiente de transferência de calor devido ao vento (Jackrani, et al., 2011; Skoplaki e Palyvos, 2008). A segunda, o regime transiente, mostra parâmetros que afetam a temperatura do módulo dependentes do tempo. É também uma abordagem baseada no balanço de energia (Jackrani, et al., 2011).

Outra abordagem comum é a divisão em equações implícitas e explícitas que serve para expressar o efeito da temperatura de operação na eficiência dos painéis existentes. As correlações explícitas dão a temperatura de operação da célula (TC em °C) diretamente, enquanto que as implícitas envolvem variáveis que dependem de TC. Essas últimas são adequadas, principalmente, para situações em que os módulos são montados em posição livre. Sendo assim, deve ser evitado o uso em BIPV (building-integrated photovoltaics ou sistema fotovoltaico integrado a edificações), pois os lados do módulo estão sujeitos a condições ambientais um pouco diferentes (Skoplaki e Palyvos, 2008).

Quando os mecanismos de transferência de calor, como radiação e convecção, afetam ambas as faces superior e inferior do módulo, em instalações típicas, medidas são tomadas para facilitar a remoção do calor rejeitado de modo que o módulo possa operar da forma mais eficiente possível (Skoplaki e Palyvos, 2008). É difícil determinar com exatidão a temperatura da célula, porque as células são protegidas; assim, na maioria dos casos, a temperatura do lado posterior de um módulo FV é comumente medida e assumida como semelhante às temperaturas das junções. A diferença de temperatura entre o vidro frontal e o lado posterior chega a 0,4°C a 2,8°C (Coskun, 2017).

O balanço de energia de um módulo FV resfriado por perdas para as vizinhanças pode ser escrito como uma relação entre o produto efetivo transmitância-absortância ( $\tau\alpha$ ), que quando multiplicado pela irradiação incidente produz a energia absorvida, a eficiência do módulo em converter irradiação em energia elétrica, o coeficiente de perda de calor e a diferença entre TC e a temperatura ambiente ( $T_a$  em °C). O coeficiente de troca de calor ( $UL$  em W/m<sup>2</sup>K) envolve perdas por convecção e radiação e, também, por condução através da estrutura de montagem (Duffie e Beckman, 2013).

O procedimento mais comum para determinar a temperatura da célula a partir

da equação implícita consiste em usar a condição de referência de temperatura de operação nominal da célula (NOCT) cujos parâmetros são fornecidos por um Padrão de Referência do Ambiente (SRE - Standard Reference Environment) definido como o nível de irradiância total ( $G_T$ ) de  $800 \text{ W/m}^2$ ,  $T_a$  igual a  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , velocidade do vento ( $V_W$ ) de  $1 \text{ m/s}$  e carga elétrica nula (Coskun, 2017). Neste trabalho, o NOCT utilizado é fornecido pelo fabricante dos painéis considerando os testes a que foram submetidos. Além disso, a formulação da equação implícita, que envolve  $T_c$  igual a  $0,9$  e aproxima  $UL$  considerado constante por uma razão que envolve  $V_W$ , quando este for maior do que  $1 \text{ m/s}$ , é apresentada por Duffie e Beckman (2013) como:

$$T_c = T_a + \left[ \left( \frac{G_T}{G_{T_{NOCT}}} \right) \left( \frac{9,5}{5,7 + 3,8 * V_W} \right) (T_{c_{NOCT}} - T_{a_{NOCT}}) (1 - \eta_m) \right]$$

onde  $\eta_m$  é a razão entre a eficiência de conversão do módulo ( $\eta_C$ ) e  $T_a$ .

Modelos explícitos são baseados em simples expressões analíticas que são convenientes e necessárias em muitas aplicações práticas, que habilitam designers e engenheiros a determinarem os parâmetros-chave de uma célula ou módulo solar sem usar cálculos numéricos iterativos. A equação explícita mais simples é definida pela equação de Ross (1976):

$$T_c = T_a + kG_T$$

em que o parâmetro  $k$  conhecido como Coeficiente de Ross pode ter valores entre  $0,02$  e  $0,04 \text{ Km}^2/\text{W}$  ou ainda outros, dependendo do nível de integração e tamanho do gap de ar entre os módulos (Skoplaki e Palyvos, 2008). Apesar da variedade de valores, principalmente devido às variações na velocidade do vento, a aproximação linear para  $k$  igual a  $0,03 \text{ (W/m}^2\text{)-1K}$ , como uma razão da diferença entre a temperatura de módulos FV multicristalinos convencionais em Sistemas Solares Residenciais (SHS - Solar Home Systems), a temperatura ambiente e a irradiância global (Krauter, 2004). Existe também outra equação explícita proposta por Chenni et al. (2007) cuja modelagem é baseada nos dados fornecidos pelos fabricantes. O modelo utilizado é denominado de diodo único ou também de modelo de quatro parâmetros que leva em consideração a velocidade do vento, a temperatura ambiente e a irradiância solar (Jackrani, et al., 2011):

$$T_c = 0,943T_a + 0,028G_T - 1,528V_W + 4,3$$

O objetivo do presente artigo é comparar os dados de temperatura de operação de um módulo FV colhidos na região do semiárido brasileiro com os modelos propostos na literatura para determinação dessa mesma temperatura a partir de alguns parâmetros. A coleta de dados foi realizada no Laboratório de Energias Alternativas da Universidade Federal do Ceará (LEA – UFC).

## 2 | MATERIAIS E MÉTODOS

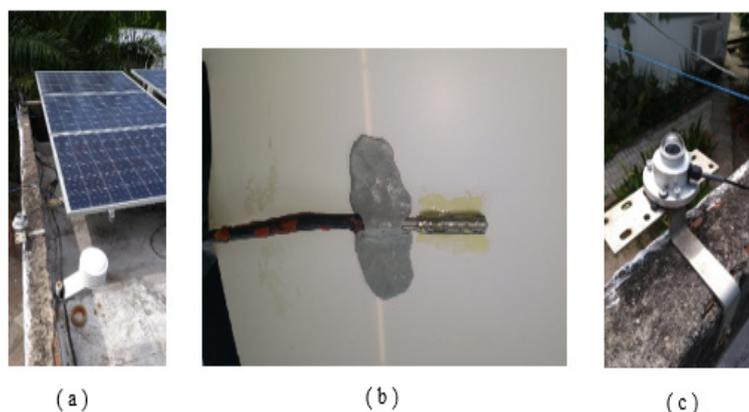
Os dados utilizados foram coletados por um sistema de aquisição e supervisão de dados aplicável a plantas de micro e minigeração FV instaladas no semiárido brasileiro. A análise do comportamento térmico e comparação com metodologias consagradas na literatura foram feitas com base na temperatura dos módulos FV. As medições de temperatura utilizadas são das duas últimas quinzenas dos meses de Agosto e Setembro de 2017, que são meses com baixo índice pluviométrico e altas médias de temperatura na região de estudo.

O sistema de monitoramento é composto basicamente por um microcontrolador PIC conectado a um Raspberry para medição de velocidade do vento, irradiância solar, temperaturas de operação do painel e ambiente, permitindo a visualização de gráficos. O sistema, que se comunica com servidor online para armazenamento dos dados, é autônomo e alimentado por painel FV. A visualização dos logs de monitoramento é feita a partir de um banco de dados estruturado MySQL, que pode ser consultado por qualquer dispositivo computacional, conectado à Internet (Dupont, 2016).

O sistema é programado para funcionar de forma descentralizada e distribuída, permitindo que múltiplos usuários e Sistemas Embarcados de Monitoramento Online (REMS) se comuniquem ao mesmo tempo pelo uso do mesmo servidor na nuvem. A Tab. 1 e a Fig. 2 mostram os sensores implantados na planta FV. O sensor de temperatura Pt-100 possui acurácia de  $\pm 1^{\circ}\text{C}$  e é utilizado para medir a temperatura ambiente e de trabalho do painel FV. Este sensor é fixado no painel pelo uso de cola térmica para evitar bolhas de ar que isolem o contato entre as duas superfícies.

<b>SENSORES</b>	<b>MEDIÇÃO</b>
Divisor Resistivo por 4,6	Tensão
ACS712 - 5 A	Corrente
Pt-100	Temperatura ambiente e do painel FV
Piranômetro Hukseflux LP02	Irradiância solar

**Tabela 1** – Componentes utilizados para aferição de dados



**Figura 2**—Planta FV instalada no LEA-UFC composta por (a) Painel FV com sensor de temperatura ambiente, (b) sensor de temperatura instalado sob o painel e (c) piranômetro.

Os dados são coletados pelo REMS, alimentado por uma placa FV de 250 W de silício multicristalino modelo YL250P-29b, a cada 1 minuto e registrados por meio de uma média a cada período de 10 minutos durante 24 horas do dia. Porém, para o presente artigo interessam apenas os dados registrados entre 05:00 e 18:00 horas, período entre o nascer e pôr-do-sol. A análise dos dados é realizada por uma média de cada parâmetro nas quinzena dos respectivos meses. Este procedimento foi feito para todas as medições, exceto a velocidade média dos ventos nos meses de Agosto (4,0 m/s) e Setembro (1,3 m/s) de 2017, obtidas no site da FUNCEME.

A partir dos logs de monitoramento da planta FV são obtidos dados diários de irradiância solar horizontal, de temperatura ambiente e de operação do painel. A média desses dados para cada quinzena dos meses de Agosto e Setembro de 2017 permite a montagem dos gráficos que servirão de parâmetro para as curvas de temperatura de operação do painel segundo os três métodos em estudo neste trabalho.

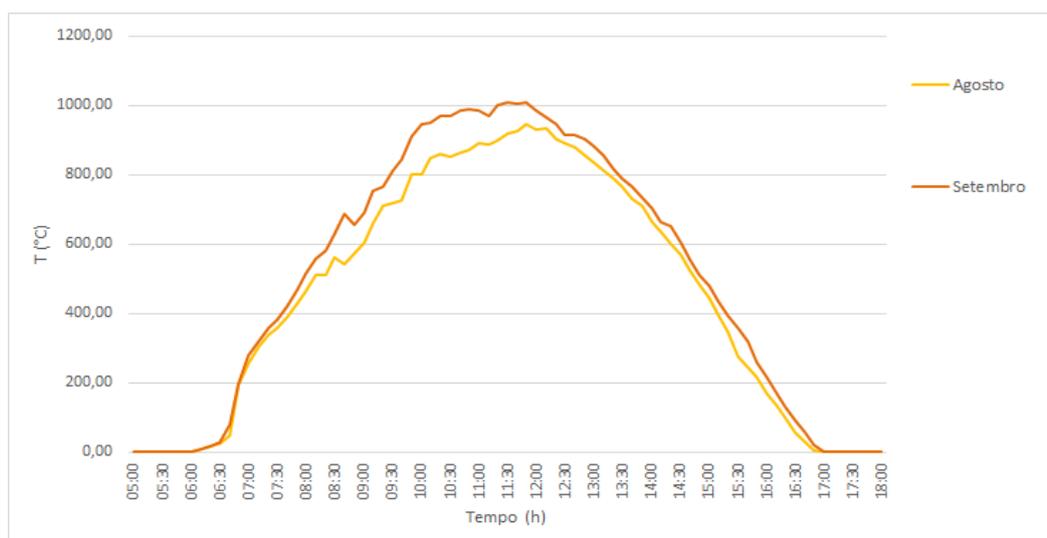
As médias de temperatura de operação do painel são registradas em gráficos juntamente com as curvas obtidas da aplicação de cada uma das equações propostas na literatura. A curva obtida com as medidas feitas da temperatura do painel é confrontada com os resultados fornecidos de temperatura do painel dos modelos, sendo que as equações buscam a média de seus parâmetros nos outros dados coletados pelo REMS. A intenção é validar ou invalidar os modelos propostos na literatura e apresentados na seção Introdução de equações implícitas e explícitas. Nos gráficos os dados são representados a cada dez minutos.

### 3 | RESULTADOS E DISCUSSÕES

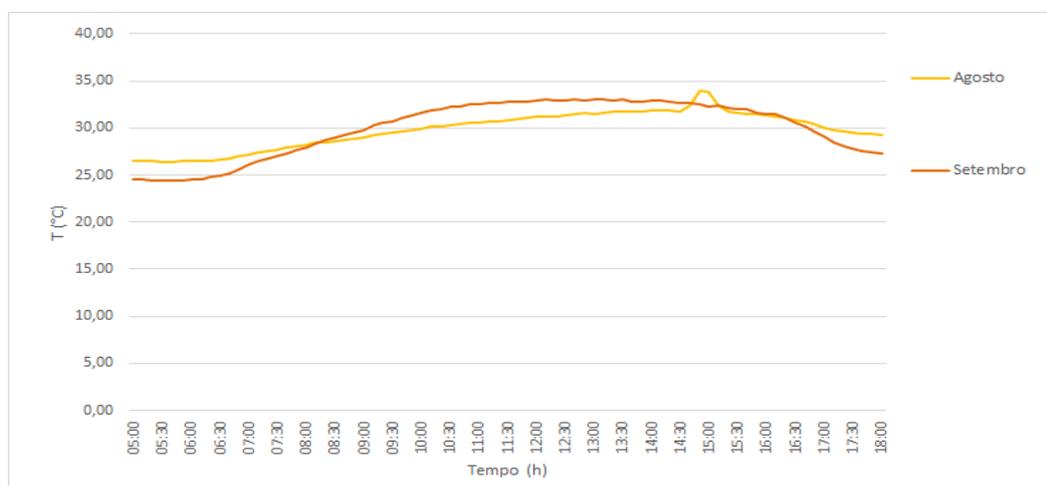
Nos períodos de ausência de irradiação apresentados na Fig. 3, até cerca de

06:30 horas e após 17:00 horas, a temperatura do painel é menor do que a temperatura ambiente (ver Fig. 4). Esse fenômeno conhecido como resfriamento por irradiação noturna ocorre porque diferentemente do que acontece durante o

dia (ou período de constante irradiação), no período noturno, o céu está a uma temperatura menor que a superfície terrestre. Por consequência o calor é liberado na forma de comprimento de onda da superfície para o céu (Sikula et al., 2015). Em vista disso, os dados durante os períodos de ausência de irradiação serão desconsiderados apesar de estarem presentes nos gráficos, pois fazem parte de uma outra discussão.



**Figura 3** – Curvas de irradiação solar horizontal média nos meses de Agosto e Setembro de 2017

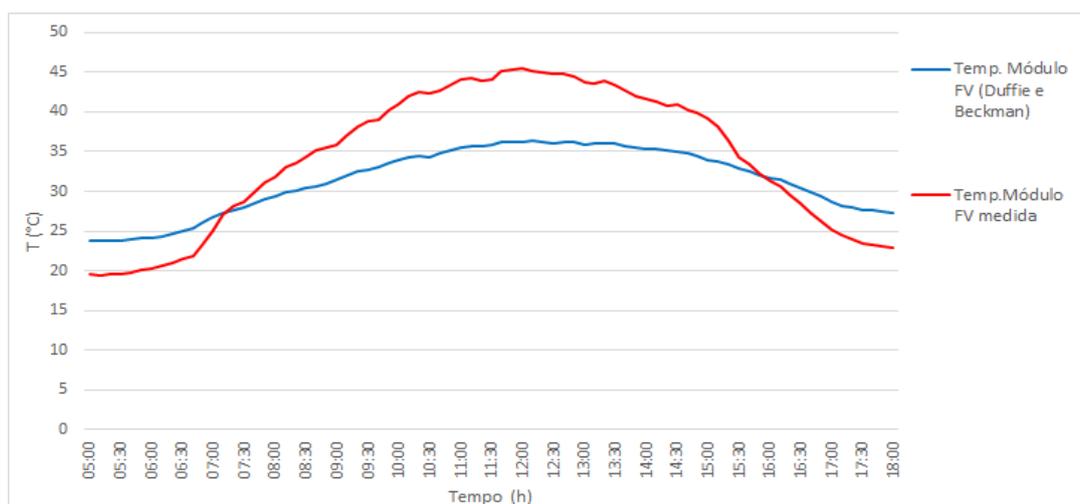


**Figura 4** – Curvas de temperatura ambiente média nos meses de Agosto e Setembro de 2017

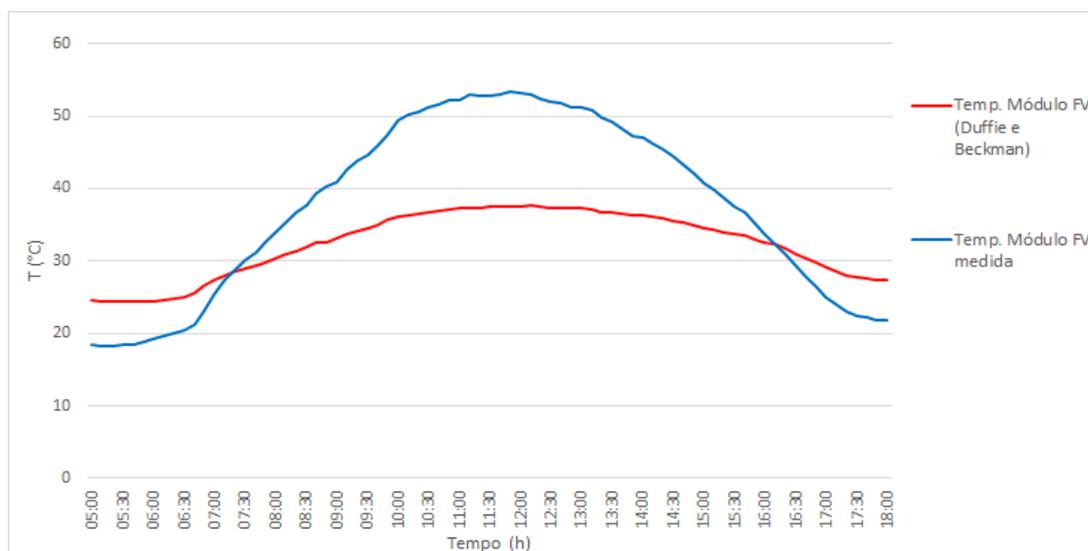
Os gráficos de comportamento da temperatura de operação do painel coletada pelo sensor de temperatura comparada com a previsão de comportamento dada pela Eq. (1) são apresentados na Fig. 5. Durante os horários de início da manhã e ao entardecer, antes de 07:00 horas e depois de 15:40 horas, TC estimada pela Eq. (1) é superior a temperatura medida. Entre 07:00 e 15:40 horas acontece o inverso, pois a razão entre a irradiação em Fortaleza/CE neste período é, em média, superior à

irradiância NOCT da placa solar, principalmente, nos períodos entre 10:00 e 14:00 horas.

Ao meio-dia em Agosto de 2017, o sensor de temperatura mediu  $45,5^{\circ}\text{C}$  e o método estimava  $36,2^{\circ}\text{C}$ , isto é, 25,7% abaixo da temperatura de operação real. Em Setembro, o comportamento da curva de temperaturas se mantém, registrando  $37,5^{\circ}\text{C}$  ao meio-dia, enquanto para o mesmo horário a temperatura medida estava  $15,7^{\circ}\text{C}$  acima. O maior problema dessa metodologia é o comportamento definido nos horários de maior incidência de irradiação e temperatura de operação.



(a)



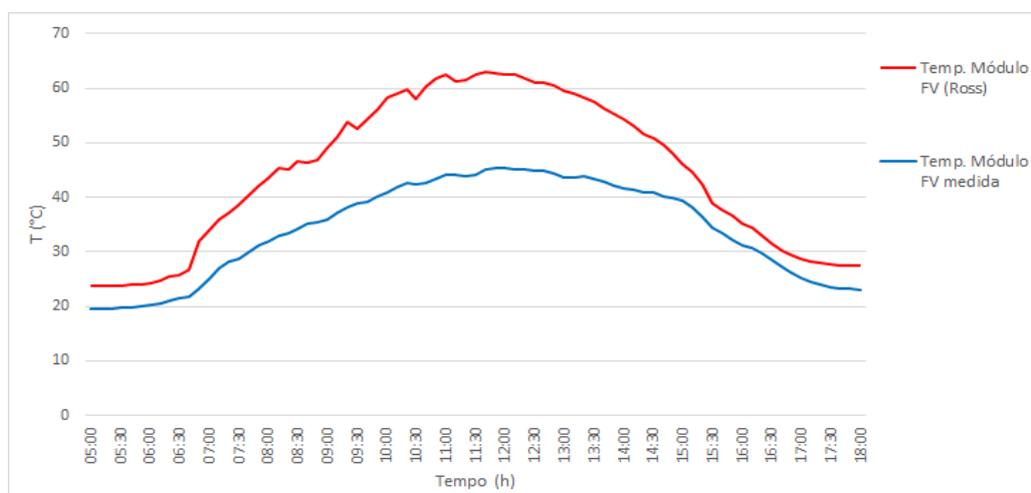
(b)

**Figura 5** - Curvas de temperatura de operação do módulo FV segundo metodologia de Duffie e Beckman (2013) em (a) Agosto e (b) Setembro de 2017.

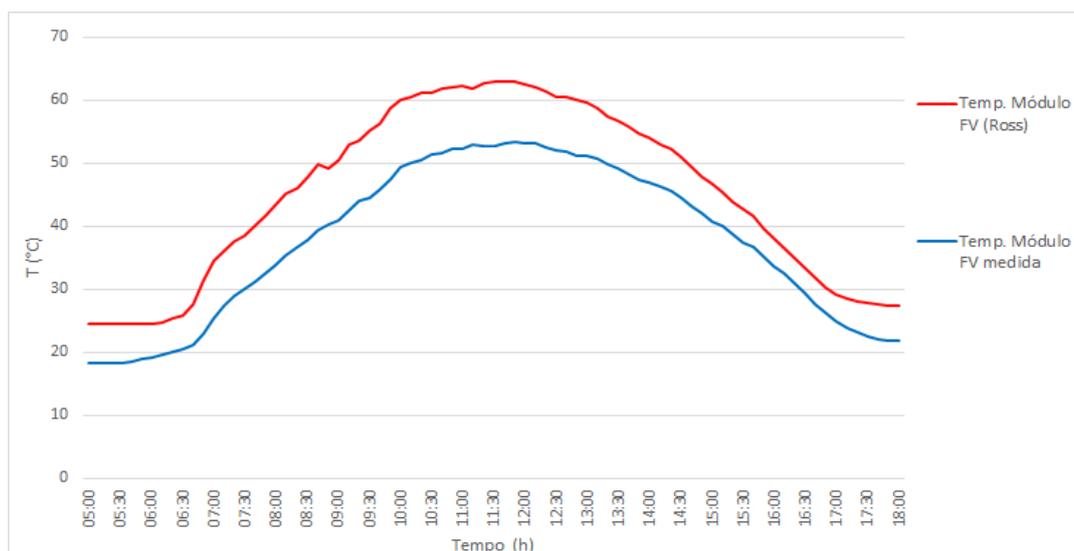
Quando observados os gráficos de comportamento da temperatura de operação do módulo FV comparado com a previsão de comportamento dada pela Eq. (2), na Fig. 6, é possível observar que a metodologia de Ross (1976) superestima o comportamento térmico. Entre 10:00 e 14:00 horas, quando a curva de comportamento térmico atinge

os valores máximos, a diferença entre a estimativa dada pela Eq. (2) e os valores medidos pelo sistema de aquisição de dados torna-se ainda mais acentuada. Por exemplo, no mês de Agosto ao meio-dia, as temperaturas são, respectivamente, 45,5°C (registrada) e 62,8°C (medida). A diferença de temperatura, portanto, passa a ser de 38%. No mês de Setembro, ao meio-dia a diferença entre TC e a temperatura estimada foi de 9,3°C.

O modelo da Eq. (2) se mostrou pouco adequado para regiões de clima quente e com grande incidência de ventos que aumenta a perda de calor para a atmosfera. Isso é comprovado pelo fato do método de Ross (1976) no mês de Agosto, com velocidade média de ventos igual a 4 m/s, que influencia na redução da temperatura de operação, ter mantido altos valores de estimativa de TC.



(a)

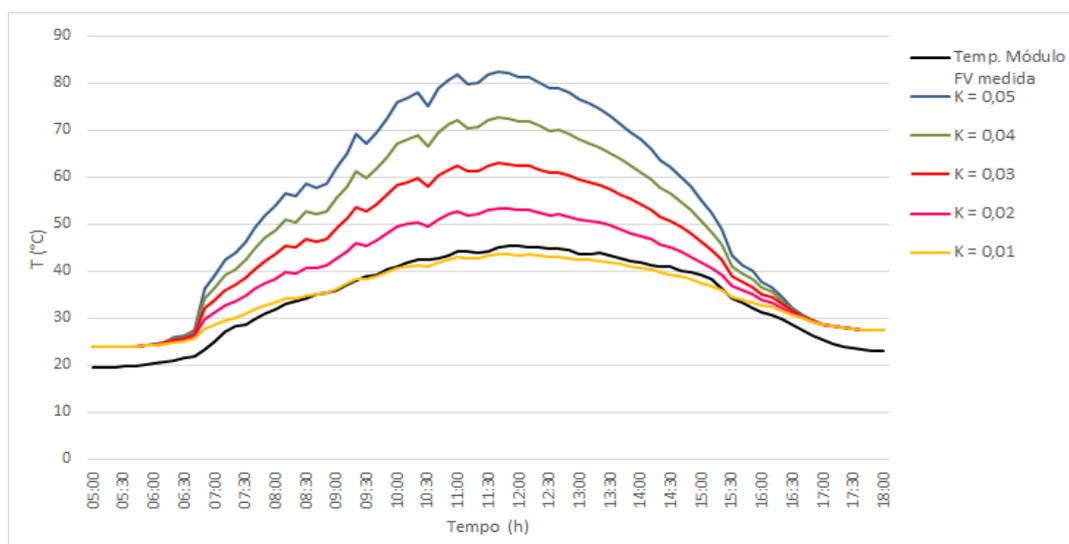


(b)

**Figura 6** - Curvas de temperatura de operação do módulo FV segundo metodologia de Ross (1976) em (a) Agosto e (b) Setembro de 2017.

A equação de Ross (1976) apresenta o parâmetro  $k$  que, como mencionado

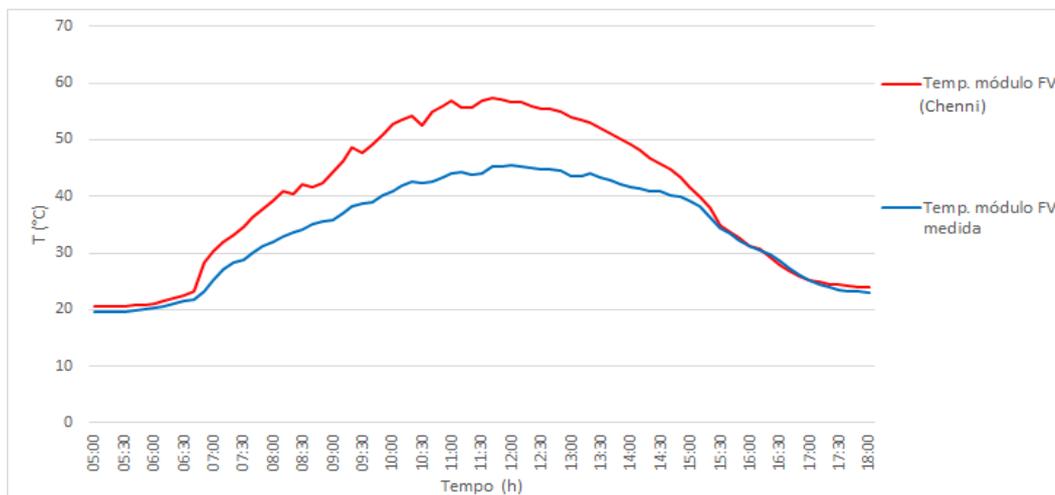
anteriormente, geralmente, apresenta valores entre 0,02 e 0,04  $\text{Km}^2/\text{W}$ . A Fig. 7 mostra uma simulação para diferentes valores do parâmetro  $k$  na qual é possível perceber que quanto menor o valor de  $k$  mais a curva de temperatura estimada se aproxima da real curva de comportamento térmico. Ao comparar o gráfico da Fig. 7 com a Eq. (2), nota-se que uma redução no valor do parâmetro  $k$  leva a uma atenuação na influência da irradiância sobre a temperatura da célula e, conseqüente, maior participação da temperatura ambiente (o outro termo presente na Eq. (2)). Uma demonstração de como o clima local é capaz de influenciar na temperatura de operação do painel. Contudo, a atuação da temperatura ambiente não diminui a importância da irradiância no aumento da temperatura da célula, apenas demonstra a capacidade do Clima Semiárido Brasileiro de afetar a temperatura de operação do painel.



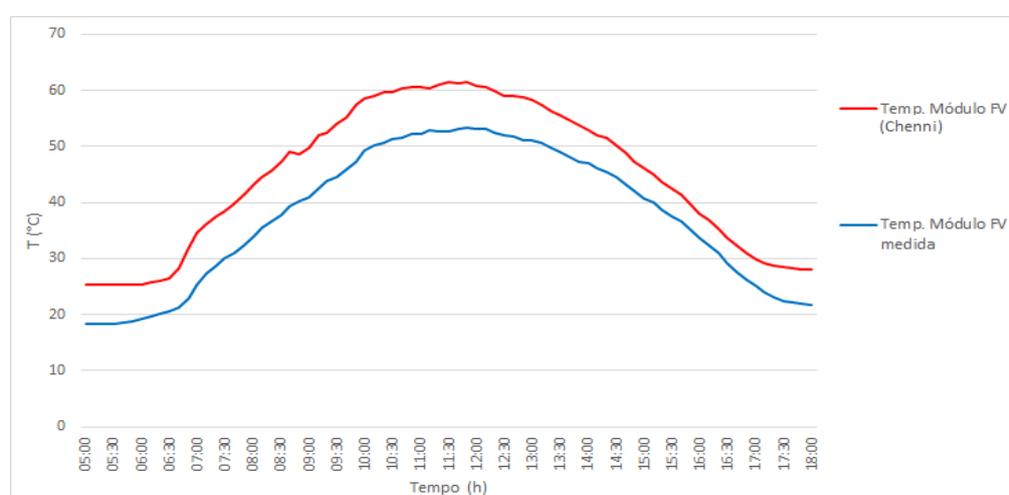
**Figura 7** –Influência do parâmetro  $k$  da Equação de Ross (1976) na resposta da curva de tendência da temperatura da célula

As curvas de comportamento térmico obtidas por meio da coleta de dados do sensor de temperatura e da metodologia desenvolvida por Chenni et. al. (2007) podem ser vistas na Fig. 8. Na curva (a) da Fig. 8 é possível notar uma boa aproximação entre a estimativa e a medição nos horários antes das 07:00 horas e depois das 15:00 horas. Contudo, as temperaturas de operação fornecidas pela Eq. (3) estão quase sempre acima de TC medida.

Na primeira quinzena às 12:00 horas, a metodologia de Chenni et. al. (2007) estima a temperatura de  $56,8^{\circ}\text{C}$  que está  $11,3^{\circ}\text{C}$  acima da temperatura real. Na segunda, o comportamento para esse horário se mantém, com a Eq. (3) mostrando uma temperatura de  $60,9^{\circ}\text{C}$  que é  $7,8^{\circ}\text{C}$  acima da temperatura real da célula. Essa diferença tão perceptível pode ser atribuída ao fato da velocidade do vento ter sido maior no mês de Agosto, causando maior perda de calor o que conseqüentemente reduz TC.



(a)



(b)

**Figura 7** - Curvas de temperatura de operação do módulo FV segundo metodologia de Chenni et. al. (2007) em (a) Agosto e (b) Setembro de 2017.

Portanto, dentro da limitação dos resultados nenhum dos métodos consegue prever adequadamente o comportamento da temperatura de operação de um painel FV operando em regiões de clima quente e constância de ventos, como a região estudada. Para corroborar, a Tab. 2 mostra os valores de erro máximo e mínimo associados a cada uma das três estimativas apresentadas nas Eqs. (1) a (3) em relação às temperaturas de operação medidas e os seus respectivos horários. Os erros são medidos pela comparação da temperatura de operação estimada no que se refere à temperatura real.

A Tab. 2 mostra uma tendência dos métodos de se aproximarem da temperatura de operação real em horários mais próximos ao pôr-do-sol quando a temperatura ambiente e o nível de irradiância estão mais próximos aos valores definidos no NOCT do desenvolvimento das metodologias. Nos horários de elevado índice de irradiação (Fig. 3), as diferenças entre as temperaturas estimada e medida atingem seu pico nas três metodologias analisadas. As metodologias de Ross (1976) e Chenni et al. (2007)

acabam superestimando TC por levarem em consideração as altas irradiância e Ta, desconsiderando outros fatores que mantêm a temperatura real mais baixa do que a estimativa. Diferente dos outros dois métodos, Duffie e Beckman (2013) subestima a temperatura de operação.

Quando observado o comportamento ao longo do dia, as medições têm seu comportamento descrito de forma mais apropriada pela metodologia de Duffie e Beckman (2013), entre as três consideradas. Isso se deve ao fato de apresentar uma diferença média na estimativa em relação às medições de cerca de 13%, um valor menor do que o encontrado para Ross (1976) e Chenni et al. (2007), respectivamente, iguais a 31% e 18%. No entanto nenhuma das três metodologias do estudo consegue descrever adequadamente o comportamento térmico de um painel FV operando sob as condições climáticas da região do semiárido brasileiro visto que, em média, a irradiância é superior àquela definida pelo NOCT do painel solar, principalmente, nos períodos entre 10:00 e 14:00 horas.

Mês	Metodologia	Erro mínimo (°C)	Horário de erro mín. (em horas)	Erro máximo (°C)	Horário de erro máx. (em horas)
Agosto	Duffie e Beckman (2013)	+2,1	07:50	-9,2	12:00
	Ross (1976)	+2,3	16:30	+18,4	11:30
	Chenni (2007)	+2,4	15:00	+12,8	11:30
Setembro	Duffie e Beckman (2013)	-2,2	15:50	-15,7	11:50
	Ross (1976)	+4,0	16:30	+11,3	09:50
	Chenni (2007)	+4,3	16:10	+10,0	09:50

**Tabela 2** - Erros relativos às temperaturas medida e estimada pelas metodologias de Duffie e Beckman (2013), Ross (1976) e Chenni et al. (2007).

#### 4 | CONCLUSÃO

Dentro das limitações dos resultados, nenhum dos três métodos (Duffie e Beckman (2013), Ross (1976) e Chenni et al. (2007)) é suficientemente adequado para descrever o comportamento térmico de módulos FV instalados na região do semiárido brasileiro, que possui grande potencial para instalação desse tipo de energia sustentável. Nos horários de elevado índice de irradiação, as diferenças entre a temperatura de operação real e a dada pelos métodos atingem seus maiores valores

visto que, em média, a irradiância é superior aquela definida pelo NOCT do painel solar, principalmente, nos períodos entre 10:00 e 14:00 horas.

Porém, do ponto de vista da diferença entre a temperatura de operação medida e estimada, o método desenvolvido por Duffie e Beckman (2013), entre os três métodos analisados, é o que descreve de forma mais próxima o comportamento medido. Isso se deve ao fato de apresentar durante todo o período de operação do painel FV uma diferença nas medições de temperatura com cerca de 13% e erro máximo de 15,7°C. Se a observação for voltada para a existência de erros máximo e mínimo, a metodologia de Duffie e Beckman (2013) também torna-se mais apropriada entre as três analisadas. Essa metodologia, assim como a metodologia de Chenni et al. (2007), trata da relevância da perda de calor causada pela ação dos ventos constantes na região onde o painel está em operação. Os ventos representam a principal forma de troca de calor e contribuem para a redução de TC e, conseqüentemente, para o aumento da potência máxima da célula, tornando esses modelos mais representativos.

## 5 | REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2012. **Resolução Normativa N° 482**.

Coskun, C., Toygar, U., Sarpdag, O., Oktay, Z., 2017. **Sensitivity analysis of implicit correlations for photovoltaic module temperature: A Review**, Journal of Cleaner Production, vol. 17, pp. 31508-1.

Chenni R., M. Makhlouf, T. Kerbache e A. Bouzid, 2007. **A detailed modeling method for photovoltaic cells**, Energy, vol. 32, pp. 1724-1730.

Duffie, J. A., Beckman, W. A., 2013. **Solar Engineering of Thermal Processes**. Quarta edição. Editora Wiley. 910 p.

Dupont, I. M., Pereira, R. I. S., Carvalho, P. C. M. de, Jucá, S. C. S., 2016. **Sistema embarcado Linux aplicado ao monitoramento em nuvem de planta de microgeração fotovoltaica**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte.

FUNCEME. PCD - Plataforma de Coleta de Dados. Disponível em: <<http://www.funceme.br/app/pcd/mapa/sensor/vento/ce/2m?>>. Acesso em: 16 de Outubro de 2017.

Jakhrani, A. Q., Othman, A. K., Rigit, A. R. H., Samo, S. R., 2011. **Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models**, World Applied Science Journal, vol. 14, pp. 01-08.

Krauter, S. C. W., 2004. **Development of an integrated solar home system**, Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 82, pp. 119-30.

Martins, F. R., Pereira, E. B., Silva, S. A. B., Abreu, S. L., Colle, S., 2008. **Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment**, Energy Policy, v. 36, pp. 2853-2864.

Moharram, K. A., Abd-Elhady, M. S., Kandil, H. A., El-Sherif, H., 2013. **Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling**, Ain Shams Engineering Journal, vol. 4, pp. 869 - 877.

- Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas fotovoltaicos**. Grupo de Energia solar - GTES - CEPEL - DTE - CRESESB. Rio de Janeiro. 529 páginas.
- Pinto, J. T. M., Amaral, K. J., Janissek, P. R., 2016. **Deployment of photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing**, *Solar Energy*, vol. 133, pp. 73-84.
- Popovici, C. G., Hudisteanu, S. V., Mateescu, T. D., Chereches, N.-C., 2015. **Efficiency improvement of photovoltaic panels by using air cooled heat sinks**, *Energy Procedia*, vol. 85, pp. 425-432.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L. de, Rüther, R., 2006. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Editora Swera. São José dos Campos: INPE. 60 páginas. Disponível em: <[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil\\_solar\\_atlas\\_R1.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf)>. Acesso em: 08 de Maio de 2017.
- Ross, R.G, 1976. **Interface design considerations for terrestrial solar cell modules**. Proceedings of 12th IEEE photovoltaic specialists conference, Baton Rouge, LA. pp. 801-6.
- Sikula, O., Vojkuvková, P., Sima, J., Plasek, J., Gebauer, G., 2015. **Hybrid roof panels for night cooling and solar energy utilization in buildings**. *Energy Procedia*, vol. 74, pp. 177–183.
- Skoplaki, E., Palyvos, J. A., 2008. **Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations**, *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 23-29.
- Tripanagnostopoulos, Y., Nousia, TH., Souliotis, M., Yianoulis, P., 2002. **Hybrid photovoltaic/thermal solar systems**, *Solar Energy*, vol. 72, n. 3, pp. 217 - 234.

## A GERAÇÃO SOLAR DE CALOR DE PROCESSOS INDUSTRIAIS NA PRODUÇÃO DE GESSO BETA DO POLO GESSEIRO DO ARARIPE

**André Vitor de Albuquerque Santos**

Mekatronik Indústria e Comércio de Automação  
LTDA

Recife – Pernambuco

**Kenia Carvalho Mendes**

Universidade de Pernambuco

Recife – Pernambuco

**RESUMO:** O Polo Gesseiro do Araripe é o principal produtor nacional de gesso. Os problemas da sua matriz energética são considerados como questões chave para a continuidade das operações de produção e beneficiamento do gesso na região. Com condições de insolação favoráveis, estudos anteriores apontam a possibilidade de uso da radiação como fonte da energia necessária à produção de gesso. No entanto, falta uma avaliação mais consistente da questão, seguindo aspectos metodológicos condizentes com as especificidades da geração solar de calor de processos industriais, em que questões relativas à integração do sistema de geração solar ao processo industrial e a uma análise termoeconômica são analisadas. Tais questões foram tratadas de acordo com o proposto pela Agência Internacional de Energia, principalmente no que concerne aos aspectos de integração. O cálculo dos ganhos energéticos foi realizado com o auxílio de correlações que

forneem a energia útil anual em função das condições de radiação e de parâmetros técnicos de desempenho da tecnologia de coletor. De acordo com os estudos realizados, não há possibilidade de integração entre o sistema de geração solar e o atual processo produtivo empregado no Polo. As condições de geração, transporte e transferência de calor ao processo não permitem a elaboração de propostas de integração entre o sistema de geração solar e o processo produtivo. Do lado termoeconômico, a melhor condição analisada chega a reduzir o consumo de lenha em 26% e traz um retorno de investimento em mais de 9 (nove) anos. Por fim, ficou evidente que algumas medidas de eficiência energética, levantadas em investigações anteriores sobre o setor gesseiro do Araripe, se apresentam como investimentos de maior atratividade.

**PALAVRAS-CHAVE:** Polo Gesseiro do Araripe, produção de gesso beta, geração solar de calor de processos industriais.

**ABSTRACT:** The Araripe Gypsum Pole is the greatest plaster producer in Brazil. The problem involved in its energy matrix is considered as a key issue for the continuity of the plaster's production and processing operations in the region. With very favorable conditions, previous studies indicate the possibility of using solar radiation to produce the energy required for the

process production. However, a more consistent assessment study is lacking, following methodological aspects consistent with the specificities of solar heat in industrial processes, in which issues related to the integration of the solar generation system into the industrial process and to a thermoeconomic analysis are analyzed. These issues were investigated with in accordance with the proposal of the International Energy Agency, particularly as regards the integration aspects. The calculation of the energy yields was carried out with the aid of correlations that provide the annual useful energy in function of the radiation conditions and technical parameters of performance of the considered collector technology. According to the studies carried out, there is no possibility of integration between the solar generation system and the current process employed in the Pole. The conditions of generation, transportation and heat transfer to the process do not allow elaboration of integration proposals between the solar generation system and the production process. From the thermoeconomic perspective, the best condition analyzed reduces the firewood consumption by 26% and brings a return on investment of more than nine (9) years. Finally, it became clear that some energy efficiency projects, analyzed in previous researches on the Araripe gypsum sector, are investments that are more attractive.

**KEYWORDS:** Araripe Gypsum Pole, plaster production, solar heat for industrial processes.

## 1 | INTRODUÇÃO

O gesso beta, ou simplesmente gesso, é um dos principais materiais de construção civil utilizados no Brasil. Mais de 95% de sua produção nacional, assim como as principais reservas de sua matéria-prima, a gipsita, está concentrada no chamado Polo Gesseiro do Araripe (PGA) (HENRIQUES JR, 2013; SINDUSGESSO, 2014).

Atualmente, as principais problemáticas da cadeia produtiva do gesso se concentram nas especificidades da sua matriz energética, onde a lenha é, praticamente, a única fonte de energia térmica utilizada (SINDUSGESSO, 2014). Entretanto, estudos apontam que a vegetação local não possui capacidade energética para dar suporte à indústria do gesso, pois a quantidade de lenha produzida em áreas de manejo sustentável é de apenas 3% da demanda, levando à exploração da mata nativa, a Caatinga, sem qualquer controle e fiscalização (CAMPELLO, 2013; SILVA, 2009).

As exigências legais e sociais sobre as questões ambientais envolvendo o setor gesseiro, incompatíveis com o paradigma de exploração descontrolada da Caatinga, e a preocupação com a segurança do fornecimento da lenha, cada vez mais difícil de ser adquirida, produzem um ambiente de incertezas no setor, que vê, a partir das operações da ferrovia Transnordestina, a possibilidade de transferência de grande parte da cadeia produtiva para regiões com maiores perspectivas de segurança energética (ANDRADE; FARIAS; MOUTINHO, 2013; SINDUSGESSO, 2014).

Na busca de alternativas à lenha, os altos níveis de insolação da região do Polo Gesseiro do Araripe trouxeram à tona a possibilidade do uso da energia solar como fonte do calor necessário (ROLIM; FRAIDENRAICH; VILELA, 2012). No entanto, aspectos sobre a integração do sistema de geração solar ao atual processo produtivo utilizado na região e o seu desempenho termoeconômico são lacunas que evidenciam a necessidade de estudos de avaliação mais específicos sobre essa alternativa energética.

Quando um sistema de geração solar de calor de processo industrial é instalado em uma planta industrial já existente, o principal desafio consiste em definir a situação mais adequada para a integração entre os dois sistemas, o que torna as condições existentes de organização da geração, do fornecimento e do consumo de energia térmica essenciais para as possibilidades de integração (MURPHY, 2015; MUSTER; SCHMITT; SCHNITZER, 2015).

De acordo com a metodologia de avaliação da Agência Internacional de Energia (IEA) (MUSTER *et al.*, 2015), o primeiro passo consiste em determinar os pontos que demandam calor dentro do processo produtivo, os chamados pontos de integração. Para cada ponto de integração devem ser estimadas as respectivas temperaturas de fornecimento de calor, assim como o perfil de demanda térmica (diário, semanal e mensal), ou seja, a curva que apresenta o comportamento temporal da carga térmica fornecida (MUSTER, 2015), de forma a permitir o cálculo do total anual de energia térmica consumida; sendo, então, os pontos de integração identificados, devem ser classificados de acordo com uma matriz de indicadores, proposta pela IEA (HASSINE, 2015). Por fim, os melhores pontos devem ser selecionados e estudados mais profundamente a partir de uma análise termoeconômica (SCHMITT, 2015a), onde, de acordo com os conceitos de integração passíveis de utilização (Schmitt, 2015b), são determinados os ganhos energéticos e econômicos advindos do uso do recurso solar. O resultado desta análise serve de base para a tomada de decisão sobre a estratégia de integração a ser utilizada (HELMKE; HEß, 2015), caso os indicadores de desempenho (PLATZER, 2016) acenem para um horizonte de viabilidade do uso do recurso solar.

## **2 | A PRODUÇÃO DE GESSO BETA NO POLO GESSEIRO DO ARARIPE**

A produção de gesso no PGA ocorre de modo muito uniforme em todas as empresas, basicamente em duas etapas sucessivas: (i) cominuição; e (ii) calcinação. Na primeira, a gipsita extraída das minas tem sua dimensão reduzida em britadores de mandíbula e moinhos de martelos, acionados por motores elétricos, de forma a conferir a granulometria adequada às partículas minerais.

Na calcinação ocorre a decomposição térmica da gipsita, cujo objetivo é a eliminação de parte da água de cristalização combinada a sua estrutura, para a

formação do gesso, com a coprodução de vapor d'água. Esse processo ocorre em fornos industriais, onde a gipsita é introduzida em condições ambiente e, ao receber energia térmica, experimenta uma elevação em sua temperatura até alcançar o patamar característico da transição de fase (transformação de gipsita em gesso), em torno dos 130 °C (PERES; BENACHOUR; SANTOS, 2008). Toda essa demanda térmica (sensível e latente) é, teoricamente, de 597,20 kJ/kg de gesso produzido (KUNTZE, 2009).

Atualmente, praticamente todas as empresas do Araripe utilizam o mesmo equipamento de calcinação: o forno marmitta rotativo de queima indireta (SINDUSGESSO, 2014), cuja ilustração pode ser visualizada na Figura 1.

A energia térmica necessária ao processo é obtida a partir da combustão de lenha, principalmente na forma de toras. Esta tecnologia de calcinação apresenta um regime de produção intermitente, em bateladas, com tempo de ciclos de produção de cerca de 60 minutos (URBANO, 2013).

No centro da Figura 1 pode-se visualizar um corpo cilíndrico metálico, o forno propriamente dito. No seu interior é que fica contido o leito de gipsita em calcinação. A lenha é alimentada pelo lado esquerdo da figura, caindo sobre o conjunto de grelhas inclinadas no lado esquerdo inferior, por onde é soprado o ar de combustão. Os gases quentes gerados escoam pela lateral direita (caminho de menor perda de carga), percorrendo o contorno da câmara de combustão e saindo pelo sistema de exaustão do lado esquerdo superior. Durante esse percurso, esses gases trocam calor com o cilindro metálico, que por sua vez transfere energia para o leito de gipsita. Este corpo cilíndrico é rotativo, no sentido anti-horário, promovendo uma homogeneização do leito e um empuxo adicional que favorece o escoamento dos gases de combustão.

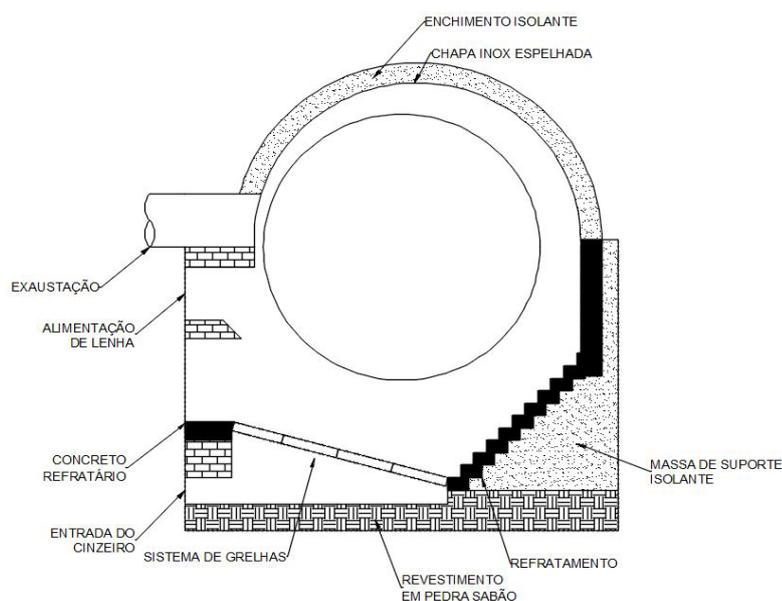


Figura 1 – Seção transversal do forno marmitta rotativo utilizado no PGA.

O modo de alimentação da lenha é manual, condicionando o fornecimento de energia a sensibilidade e experiência do operador do forno. A alimentação do ar de combustão é realizada por um soprador que capta o ar atmosférico e o injeta na fornalha. Não há nenhuma forma de controle sobre a vazão do ar utilizado para a combustão.

De modo geral, o nível de instrumentação e controle adotado nas empresas de calcinação do Araripe é extremamente baixo. Poucas, entre maiores calcinadoras, utilizam sistemas de supervisão e controle para garantir condições padronizadas das variáveis de processo e, dessa forma, obter o controle de performance do equipamento.

Outro conceito pouco utilizado pelas empresas calcinadoras da região é o de recuperação do calor. Não há aproveitamento de parte da energia térmica contida nos gases quentes expelidos pelo sistema de exaustão para o pré-aquecimento do ar de combustão, o que contribui para a diminuição da quantidade de lenha consumida.

O baixo nível tecnológico do Araripe levou ao desenvolvimento e utilização de fornos onde o consumo energético é, normalmente, bastante superior ao necessário. Como consequência, o forno marmita rotativo utilizado no Polo apresenta eficiência média de apenas 14% (PERES; BENACHOUR; SANTOS, 2008). Em alguns casos específicos, onde há utilização dos avanços citados mais acima, os equipamentos alcançam 45% de eficiência (SINDUSGESSO, 2014). A Tabela 1 apresenta alguns projetos relacionados com medidas de eficiência energética para o processo produtivo do PGA, analisados em um estudo do Banco Interamericano de Desenvolvimento (HENRIQUES JR, 2013).

Projeto	Redução do consumo de lenha	Investimento [R\$]	Vida útil [anos]	Retorno do Investimento [meses]
Instalação de picador de lenha	15,0%	90.000,00	20	7,3
Instalação de sistema de controle da calcinação	3,0%	20.000,00	20	9,5
Instalação de sistema de recuperação de calor	5,0%	25.000,00	15	6,1
Isolamento térmico das paredes da câmara de combustão	5,0%	36.000,00	15	8,8

**Tabela 1** – Projetos de eficiência energética para o PGA.

Por fim, a Figura 2 apresenta um fluxograma do processo produtivo empregado no PGA.

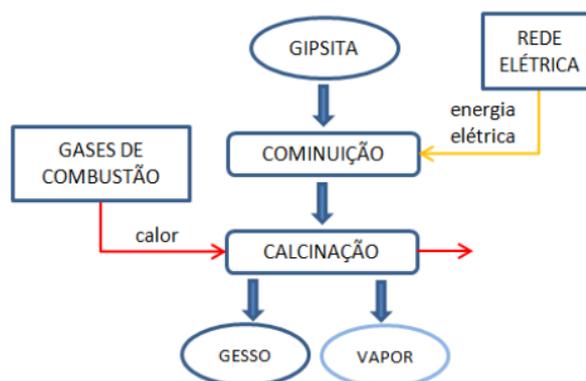


Figura 2 – Fluxograma de produção de gesso no PGA.

### 3 | ASPECTOS DE INTEGRAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO SOLAR À PRODUÇÃO DE GESSO

#### 3.1 Pontos de Integração e temperatura de fornecimento de calor

Um ponto de integração determina uma demanda de energia térmica dentro da rede de geração e distribuição de calor do complexo produtivo, caracterizado pela especificação de um perfil de consumo.

Na produção de gesso, o único ponto de integração é o sistema de grelhas da câmara de combustão, onde ocorre a queima da lenha. As empresas do Araripe não realizam medições sobre as condições de combustão nos fornos, de forma que a temperatura alcançada pela chama é desconhecida. Apenas, em alguns poucos casos, ocorre a medição dos gases quentes na saída do sistema de exaustão, que, logicamente, indica uma temperatura menor que a alcançada na combustão.

Por não utilizarem sistemas de recuperação de calor para o pré-aquecimento do ar de combustão, essa temperatura ainda é alta, de cerca de 600 °C, conforme pôde ser visualizado nos sistemas supervisórios durante visitas as empresas de calcinação.

#### 3.2 Perfil de demanda térmica

A evolução temporal da carga térmica consumida no processo de calcinação pode ser determinada a partir do acompanhamento do consumo de lenha. Entretanto, a alimentação manual de toras dificulta essa abordagem.

Assim, outra abordagem foi utilizada, em que foi considerada uma carga térmica média constante, determinada a partir do volume de produção e da eficiência dos equipamentos de calcinação; com uma evolução temporal baseada no perfil anual de operação.

Com relação à operação, a produção de gesso não possui sazonalidade diária,

semanal ou anual. Os baixos índices pluviométricos da região favorecem à exploração mineral e à produção contínuas, interrompidas apenas por pequenas paradas de manutenção (PROJETEC, 2010). Dessa forma, é bastante razoável a modelagem anual do processo como contínua, sem intermitências temporais.

A carga térmica é uma função direta da capacidade de produção do forno: quanto maior o volume de produção, maior a quantidade de energia que deve ser fornecida. Portanto, a carga térmica foi estimada a partir da capacidade de produção média das empresas, da energia teórica de calcinação e da eficiência do forno, conforme aponta a Tabela 2. Optou-se por utilizar o melhor caso de eficiência térmica da região, de forma a tomar um cenário otimista. Neste sentido, o perfil de demanda térmica consiste em uma carga térmica constante, contínua ao longo do período anual de análise.

Total de empresas*	Produção Mensal [ton]*	Produção média [ton/h]**	Energia Teórica [kJ/kg]***	Eficiência Térmica	Carga Térmica [kW]	Energia Anual Consumida [GJ]	Custo da energia térmica [R\$/GJ]†
140	375.000	3,72	597,20	45,0%	1.371,44	43.249,60	33,49

**Tabela 2** – Dados das empresas produtoras de gesso e estimativa da carga térmica a ser atendida.

\* (HENRIQUES JR, 2013); \*\*mês: 30 dias de 24 horas; \*\*\* (KUNTZE, 2009);

† baseado em R\$ 20,00 por tonelada de gesso (SINDUSGESSO, 2014).

### 3.3 Condições de transferência da energia térmica ao processo e conceitos de integração

Como mencionado anteriormente, a energia térmica é fornecida pela troca térmica dos gases quentes com a superfície do cilindro metálico, em condições de temperatura superiores a 600 °C. Após a troca, esses gases são, então, expelidos para a atmosfera, caracterizando um sistema aberto para essa fase gasosa.

Nesta situação, a geração e transporte de calor ocorrem localmente, junto com a transferência de calor ao processo; não há uma rede de distribuição de calor e, por isso, não há distinção entre as operações no âmbito do processo e no âmbito da geração e transporte, impossibilitando a utilização dos conceitos propostos pela literatura para a integração entre os sistemas (HELMKE; HEß, 2015; SCHMITT, 2015b).

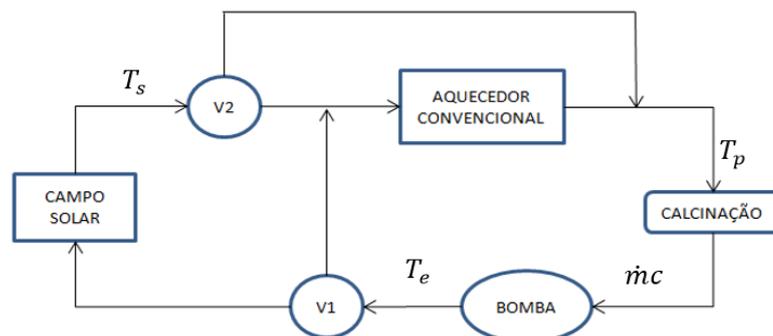
### 3.4 Estratégia de integração e modelagem do processo de calcinação

Diante do exposto, duas barreiras são evidentes. Primeiro, a temperatura de fornecimento de calor, mesmo considerando os 600 °C na saída do sistema de

exaustão está muito além do limite alcançado pelas atuais tecnologias de coletores solar disponíveis comercialmente, de até 400 °C (HORTA, 2016). Em segundo, a simultaneidade espacial entre a geração, transporte e fornecimento do calor necessário ao processo de calcinação travam as possibilidades de integração ao processo produtivo utilizado no Polo Gesseiro do Araripe.

A partir desse impasse, e da necessidade de avaliar o sistema de geração solar como uma alternativa de investimento industrial, cujo objetivo é a redução do consumo de lenha, tornou-se necessário considerar uma situação hipotética, em que essas barreiras possam ser superadas, ou seja, com uma temperatura de fornecimento de calor dentro dos limites alcançados pelas tecnologias comerciais de coletores solar; e onde as operações e geração, transporte e fornecimento de calor sejam separadas, permitindo a consideração de conceitos de integração.

Para este fim, foi considerada a estratégia de integração mais simples e favorável para geração solar, ou seja, quando esta atua como um pré-aquecedor em série com um sistema convencional de geração de calor e com o processo industrial, sem armazenamento térmico, conforme apresentado na Figura 3.



**Figura 3** – Configuração de integração proposta.

Nesta situação, a calcinação é um processo hipotético, de aquecimento indireto, como o forno rotativo de casco duplo proposto por Urbano (2013), onde a energia térmica necessária é retirada de um fluido líquido com temperatura  $T_p$ . A temperatura desse fluido na saída da calcinação, ou seja, na entrada do campo solar é  $T_e$ , de forma que a queda na temperatura do fluido seja capaz de fornecer carga térmica necessária à calcinação. Esse fluido escoar forçadamente pelo sistema com uma taxa de capacidade calorífica  $\dot{m}c$  constante, de acordo com a Eq. (1):

$$\dot{m}c = \frac{L}{(T_p - T_e)} \quad (1)$$

em que  $L$  é a carga térmica, definida na Tabela 2. Como consequência, a temperatura de saída do campo solar,  $T_s$ , é variável. O ganho energético adicional,

necessário para que o fluido alcance  $T_p$  é dado pelo sistema de aquecimento convencional. Nesta modelagem de integração, entende-se o sistema de aquecimento convencional utilizando lenha em toras como combustível; ainda, é considerado como ideal, sem perdas, uma vez que as ineficiências do processo produtivo do Araripe foram representadas na determinação da carga térmica na Tabela 2 e, por isso, já estão incluídas no processo de calcinação hipotético.

A válvula V1 direciona o fluido para o sistema de aquecimento convencional, sem passar pelo campo solar, em momentos que a radiação incidente é insuficiente para a produção de energia útil. Já a válvula V2 direciona o fluido para o processo, sem passar pelo sistema de aquecimento convencional, quando a energia útil gerada pelo campo solar é suficiente para que a temperatura de saída do campo seja igual a  $T_p$ .

## 4 | ANÁLISE TERMOECONÔMICA

### 4.1 Tecnologias de conversão e temperaturas de processo

Para que seja possível ocorrer o processo calcinação, a gipsita deve alcançar, no mínimo, uma temperatura de 130 °C. Entretanto, a transferência de calor do fluido para o processo ocorre apenas quando  $T_p$  é superior a esse valor.

Dentre as alternativas comerciais de conversão da radiação solar em energia térmica, os chamados coletores, e indicadas para a aplicação em calor de processo, apenas as tecnologias de concentração linear, como o coletor parabólico linear e o coletor linear Fresnel, conseguem alcançar temperaturas acima dos 130 °C (HORTA, 2016). Nesse nicho, duas faixas de temperatura de trabalho foram identificadas: média, de até 250 °C; e alta, de até 400 °C.

A partir desses níveis de temperatura, duas situações de temperatura para o hipotético processo de calcinação foram consideradas, conforme apresenta a Tabela 3.

Temperatura de Trabalho	Carga Térmica [kW]	$T_p$ [°C]	$T_e$ [°C]	$\dot{m}c$ [kW/K]
Média	1.371,44	200,00	150,00	27,43
Alta	1.371,44	350,00	300,00	27,43

**Tabela 3** – Dados do processo de calcinação hipotético considerado.

Nessas situações, alguns coletores comerciais foram identificados na literatura (HORTA, 2016, 2017; SILVA *et al.*, 2014). Optou-se por considerar valores médios para os coeficientes do modelo quadrático de eficiência instantânea e para o custo específico, conforme apresentado na Tabela 4.

Temperatura de Trabalho	$\eta_0$	$a_1$ [W/ m <sup>2</sup> K]	$a_2$ [W/ m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> ]	Custo [€/m <sup>2</sup> ]
Média (até 250 °C)	0,6870	0,4428	0,0023	370,00
Alta (até 400 °C)	0,6960	0,0228	0,0002	600,00

**Tabela 4** – Dados dos coletores comerciais considerados.

#### 4.2 Modelagem e dimensionamento do campo solar

O sistema de geração solar foi modelado sem considerar as questões relativas às configurações em série e paralelo dos coletores, mas compreendendo o campo solar como um todo, e representando-o pela área total de abertura dos coletores,  $A_{ab}$  [m<sup>2</sup>]. Assim, as perdas térmicas em tubulações não absorvedoras são desconsideradas.

Ainda, utilizou-se o modelo estático de primeira ordem de eficiência instantânea para modelar o desempenho do campo solar, conforme apresentado na Eq. (2) (RABL, 1985):

$$\eta = F_R \left[ \eta_o - \frac{U \cdot (T_e - T_{amb})}{I} \right] \quad (2)$$

Na Eq. (2),  $\eta_o$  representa a eficiência óptica;  $U$  é o coeficiente global de perdas térmicas, em kW/K;  $T_e$  é a temperatura de entrada do fluido no campo solar, em °C;  $T_{amb}$  é a temperatura ambiente, em °C;  $I$  é a radiação incidente; e  $F_R$  é um fator de transferência de calor, representado pela Eq. (3):

$$F_R = \left\{ \frac{\dot{m}c}{A_{ab}U_{eq}} \left[ 1 - \exp\left(\frac{-A_{ab}U_{eq}}{\dot{m}c}\right) \right] \right\} \quad (3)$$

Como consequência, a potência útil instantânea gerada pelo sistema de geração solar é dada pela Eq. (4):

$$P = \eta A_{ab} I \quad (4)$$

#### 4.3 Critério de dimensionamento do campo solar

A área de abertura do campo solar foi determinada considerando que no instante de máxima radiação incidente a potência fornecida é igual a carga térmica necessária,  $L$ , de acordo com a Eq. (5), em que  $I_{máx}$  é a radiação máxima incidente no campo solar e  $I_x$  é o limiar de radiação, Eq. (6), ambos em kW/m<sup>2</sup>.

$$A_{ab} = - \left( \frac{\dot{m}c}{U} \right) \cdot \ln \left[ 1 - \frac{L \cdot U}{\eta_o \dot{m}c \cdot (I_{máx} - I_x)} \right] \quad (5)$$

#### 4.4 Ganhos energéticos anuais

A partir do conceito de limiar de radiação,  $I_x$  [kW/m<sup>2</sup>], um valor no qual a eficiência instantânea é nula e sob o qual não há produção de energia útil, conforme Eq. (6),

os ganhos energéticos anuais,  $Q$  [GJ], foram determinados partir de correlações polinomiais quadráticas para a energia anual coletável,  $q(I_x)$ [GJ/m<sup>2</sup>].

$$I_x = \frac{U \cdot (T_e - T_{amb})}{\eta_o} \quad (6)$$

em que  $\bar{T}_{amb}$  representa a média anual de temperatura, em °C. Para coletores de concentração linear, com seguimento solar na direção leste-oeste, a correlação tem a forma da Eq. (7) (RABL, 1981; REDDY, 2007):

$$q(I_x) = q_0 + q_1 I_x + q_2 I_x^2 \quad (7)$$

em que os coeficientes  $q_0$ ,  $q_1$  e  $q_2$  são apenas funções da média anual de radiação direta,  $\bar{I}_b$  [kW/m<sup>2</sup>], obedecendo as relações apresentadas na Eq. (8) (RABL, 1985):

$$\begin{aligned} q_0 &= -0,098 + 11,944\bar{I}_b - 0,657\bar{I}_b^2 \\ q_1 &= -0,599 - 30,363\bar{I}_b + 17,788\bar{I}_b^2 \\ q_2 &= 1,093 + 17,606\bar{I}_b - 17,290\bar{I}_b^2 \end{aligned} \quad (8)$$

Neste sentido a energia anual entregue pelo campo solar, em GJ, é definida de acordo com a Eq. (9) (RABL, 1985):

$$Q = A_{ab}\eta_o F_R q(I_x) \quad (9)$$

#### 4.5 Condições de análise

Com relação aos dados técnicos apresentados na Tabela 4, há uma necessidade de linearização do modelo quadrático para a obtenção da eficiência óptica e do coeficiente global de perdas térmicas do modelo linear da Eq. (2). Esta linearização foi realizada em torno das respectivas temperaturas de entrada no campo solar,  $T_e$ , tendo como resultado os dados apresentados na Tabela 5. Foi considerada uma taxa de câmbio de R\$ 4,00/€ para a composição do custo específico dos coletores, sem levar em conta os impostos de importação.

Temperatura de Trabalho	$\eta_o$	U [W/m <sup>2</sup> K]	Custo [R\$/m <sup>2</sup> ]
Média (até 250 °C)	0,7335	1,0224	1.480,00
Alta (até 400 °C)	0,7154	0,1332	2.400,00

**Tabela 5** – Dados técnico dos coletores considerados para os cálculos.

Os dados meteorológicos considerados na análise são apresentados na Tabela

6.

Descrição	Símbolo	Valor	Unidade
Média anual de radiação direta*	$\bar{I}_b$	0,822	kW/m <sup>2</sup>
Média anual de temperatura ambiente	$\bar{T}_{amb}$	24	°C
Radiação direta máxima**	$I_{máx}$	1,00	kW/m <sup>2</sup>

**Tabela 6** – Dados meteorológicos considerados para os cálculos.

\* 5,5 kWh/m<sup>2</sup>-dia (PEREIRA *et al.*, 2017) para 7 horas de insolação diária (TIBA; FRAIDENRAICH, 2000). \*\* (MULLER; RAU; SCHRUFER, 2014).

## 5 | RESULTADOS

### 5.1 Integração ao processo industrial

A uniformidade de processo produtivo utilizado nas empresas do Polo Gesseiro do Araripe (PGA) permitiu a análise de todo o setor por um único estudo de caso. Na cadeia produtiva, apenas o processo de calcinação, que ocorre no forno marmitta rotativo de queima indireta, consome energia térmica.

Observou-se que a único ponto de integração é o sistema de grelhas da fornalha, onde ocorre a combustão da lenha para a produção da energia térmica necessária à produção de gesso.

A falta de medições sobre as condições reais de combustão não permitiu a determinação da temperatura de fornecimento de calor. Entretanto, medições da temperatura dos gases de combustão na saída do sistema de exaustão indicam 600 °C.

A alimentação manual de lenha na forma de toras impossibilita a determinação da evolução temporal do consumo de lenha. Assim, o perfil de demanda térmica foi determinado por outra abordagem, tomando como base uma carga térmica constante e contínua ao longo do ano, e calculada de acordo com o volume de produção médio das 140 empresas produtoras de gesso.

Por fim, verificou-se que a alta temperatura de fornecimento de calor, maior que 600 °C; e a simultaneidade espacial e temporal da geração, transporte e transferência de energia térmica necessária à calcinação, sem a distinção entre as operações de processo e de geração e distribuição de calor, são os dois fatores que impossibilitam a integração entre o sistema de geração solar e o processo produtivo.

### 5.2 Análise termoeconômica

A partir da estratégia de integração considerada para o hipotético processo de

calcinação detalhado na Seção 3.4, foi possível analisar o sistema de geração solar como um investimento industrial. Dadas as impossibilidades de integração, optou-se por uma abordagem simples para a determinação dos ganhos energéticos do campo solar e sua avaliação como uma alternativa de investimento industrial, cujo objetivo é a redução do consumo de lenha.

De acordo com o critério de dimensionamento definido na Eq. (5), e considerando os dados da Tabela 3 e da Tabela 5, as áreas de abertura do campo solar para as duas condições hipotéticas de calcinação, em m<sup>2</sup>, seguem conforme apresenta a Tabela 7. No âmbito econômico, o custo do investimento solar foi calculado a partir de um valor médio específico, apresentado na Tabela 5. Os respectivos valores dos custos são apresentados na Tabela 7.

	Área de Abertura [m <sup>2</sup> ]	Custo Investimento	Ganho energético anual [GJ]	Fração Solar
<b>Média Temp.</b>	2.369,87	R\$ 3.507.400,71	11.060,62	26,00%
<b>Alta Temp.</b>	2.030,90	R\$ 4.874.162,00	11.859,11	27,00%

**Tabela 7** - Área de abertura e custo do investimento para as duas classes de coletores.

Com as áreas de abertura definidas, os respectivos ganhos energéticos anuais, definidos pela Eq. (9), são apresentados na Tabela 7. Esses ganhos energéticos constituem uma fração da energia anual consumida pelo processo de calcinação, representando uma redução do consumo de lenha. Tal conceito é definido como a fração solar, cujos valores são apresentados na Tabela 7.

O sistema de geração solar não produz uma receita direta, mas a gera indiretamente por uma redução no consumo de lenha. Numa definição simples, utilizada para caracterizar os investimentos da Tabela 1, o tempo de retorno do investimento é definido como a razão entre o custo do investimento e sua receita anual gerada; nesse sentido, para as duas condições de campo solar consideradas, o tempo de retorno é apresentado na Figura 4.

As diferenças observadas na área de abertura, de cerca de 300 m<sup>2</sup>, justificam-se no menor coeficiente de perdas térmicas para a condição de alta temperatura. No entanto, essas diferenças se equilibram no desempenho anual e os ganhos energéticos anuais são bastante próximos, evidenciados ainda mais pela quase igualdade na fração solar.

No entanto, os custos do investimento, apresentam uma significativa diferença, que pode ser mais bem visualizada no tempo de retorno dos investimentos. O alto custo específico do campo solar na condição de alta temperatura provoca um custo de investimento que, devido a pequena diferença nos ganhos energéticos, não consegue trazer um retorno em um tempo mais curto que a condição de campo de média temperatura. Portanto, a condição de média temperatura se apresenta como a

melhor alternativa.

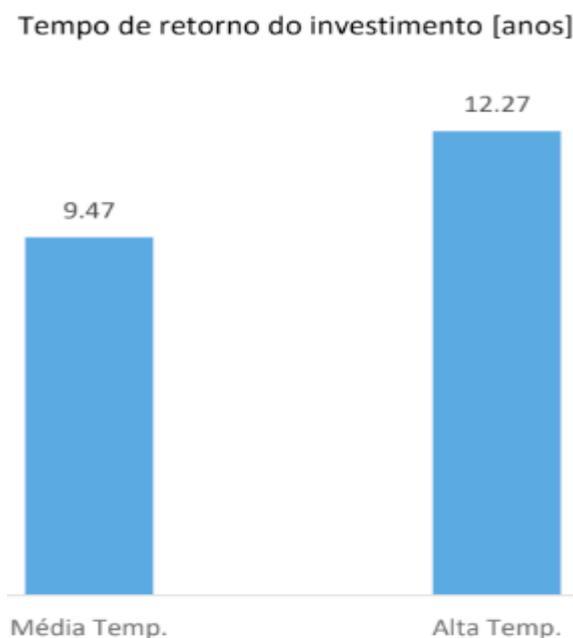


Figura 4 – Tempo de retorno do investimento para as condições de campo solar consideradas.

No entanto, é importante destacar que com uma redução no consumo de lenha de 26%, um investimento de R\$ 3,5 milhões e um tempo de retorno de mais de 9 (nove) anos, o investimento solar não apresenta uma boa atratividade.

De acordo com a Tabela 1, onde são listadas algumas oportunidades de eficiência energética que contribuem na redução do consumo de lenha, essas medidas possuem um tempo de retorno de apenas poucos meses. Ainda, com apenas 4,8% do investimento solar (R\$ 171.000,00), é possível implantar todas as medidas listadas na Tabela 1, que resultariam em uma redução do consumo de lenha de 28%, contribuindo mais para a redução do consumo de lenha e com um dispêndio financeiro significativamente menor.

## 6 | CONCLUSÕES

O atual processo de produção de gesso beta no Polo Gesseiro do Araripe (PGA) não permite a integração do sistema de geração solar ao processo produtivo. A incompatibilidade de integração observada, evidenciada principalmente na temperatura de fornecimento de calor, traz à luz a necessidade de elaboração de pesquisas sobre o desenvolvimento de uma nova concepção do processo de calcinação, de forma a torná-lo compatível com o modo de operação dos sistemas de geração solar de calor de processos industriais.

Esta atual incompatibilidade inviabiliza a utilização do recurso solar como uma solução de curto prazo para a problemática do consumo de lenha nas empresas

calcinadoras do Pólo Gesseiro do Araripe (PGA), uma vez que novas concepções de calcinação, favoráveis às condições do recurso solar, devem passar por todas as etapas de pesquisa e desenvolvimento até serem aceitas no ambiente industrial.

Do lado energético, o investimento solar não apresenta uma boa atratividade. Mesmo com uma análise bastante simplificada, onde os seus ganhos energéticos são superestimados e os custos subestimados, apresenta, na melhor situação, um tempo de retorno de pouco mais de 9 (nove) anos.

Outros investimentos concorrentes na redução do consumo de lenha, como os apresentados na Tabela 1, se apresentam como alternativas mais viáveis, já que possuem simplicidade técnica, custo de investimento e tempo de retorno significativamente mais favoráveis que a proposta solar. De fato, o processo produtivo do Araripe é, em geral, bastante precário, fato caricaturado na baixa eficiência média dos fornos da região, de apenas 14%.

Corroborando as afirmativas citadas acima, recomendações da Agência Internacional de Energia indicam que a utilização da geração solar em um processo produtivo deve ser encarada como a inserção de uma nova fonte de geração de calor e, assim, sua utilização deve ser considerada apenas quando não há mais possibilidade de ações de eficiência energética e de aproveitamento de calor residual.

Complementando o já exposto, é importante enfatizar a realidade local do PGA. Distante cerca de 700 km das principais áreas metropolitanas da região Nordeste, o Pólo não possui disponibilidade de mão de obra qualificada, principalmente no que concerne à manutenção de novas tecnologias, como a solar.

## 7 | REFERÊNCIAS

ANDRADE, C. A. L.; FARIAS, C. J. L.; MOUTINHO, L. M. G. **O arranjo produtivo local do gesso do Araripe e a sua relação com a Ferrovia Transnordestina**, Parnaíba – Piauí, VII SOBER Nordeste, 2013.

CAMPELLO, F. C. B. **O consumo específico de lenha como índice técnico para o ordenamento florestal no Araripe em Pernambuco**, Revista dos Mestrados Profissionais, vol. 2, n. 1, pp. 23–43, 2013.

HASSINE, I. B. Identification of Suitable Integration Points, In: Muster, B. (Org.). **Solar Process Heat for Production and Advanced Applications: Integration Guideline**, International Energy Agency, Solar Heating & Cooling Programme, task 49: Solar Heat Integration in Industrial Processes, Deliverable B2, pp. 77–85, 2015.

HELMKE, A., HEß, S. Classification of Solar Process Heat System Concepts, In: Muster, B. (Org.). **Solar Process Heat for Production and Advanced Applications: Integration Guideline**, International Energy Agency, Solar Heating & Cooling Programme, task 49: Solar Heat Integration in Industrial Processes, Deliverable B2, pp. 61–76, 2015.

HENRIQUES JR, M. F. **Potencial de financiamento de eficiência energética nos setores de cerâmica e gesso no Nordeste**, Banco Interamericano de Desenvolvimento, 2013.

HORTA, P. **Process heat collectors: state of the art and available medium temperature**

**collectors**, International Energy Agency, Solar Heating & Cooling Programme, task 49: Solar Heat Integration in Industrial Processes, Deliverable A1.3, 2016

\_\_\_\_\_. Comunicação pessoal, 2017.

KUNTZE, R. A. **Gypsum: Connecting Science and Technology**, American Society for Testing Materials - ASTM International, 2009.

MÜLLER, C.; RAU, C.; SCHRÜFER, J. **CSP in non-electrical applications**, Projeto Energia Heliotérmica, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, Brasília, 2014.

MURPHY, P. **Guidelines Developed for Process Heat Integration**, International Energy Agency, Solar Heat & Cooling Programme, task 49: Solar Heat Integration in Industrial Processes, 2015.

MUSTER, B.; *et al.* **Integration Guideline**, International Energy Agency, Solar Heating & Cooling Programme, task 49: Solar Heat Integration in Industrial Processes, Deliverable B2, 2015.

\_\_\_\_\_. (Org.). Definitions and Nomenclatures, **Solar Process Heat for Production and Advanced Applications: Integration Guideline**, International Energy Agency, Solar Heating & Cooling Programme, task 49: Solar Heating Integration in Industrial Processes, Deliverable B2, pp. 4–7, 2015.

\_\_\_\_\_.; SCHMITT, B.; SCHNITZE, H. Thermal Processes and Heat Distribution Networks in Industry. In: MUSTER, B. (Org.). **Solar Process Heat for Production and Advanced Applications: Integration Guideline**, International Energy Agency, Solar Heating & Cooling Programme, task 49: Solar Heat Integration in Industrial Processes, Deliverable B2, pp. 11–30, 2015.

PEREIRA, E. B.; *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, São José dos Campos, 2017.

PERES, L.; BENACHOUR, M.; SANTOS, V. A. **Gesso: Produção e utilização na construção civil**, Sebrae, Recife, 2008.

PLATZER, W. **Performance assessment methodology and simulation case studies**, International Energy Agency, Solar Heat & Cooling Programme, task 49: Solar Heat Integration in Industrial Processes, Deliverable C3, 2016.

PROJETEC. **Estudo de viabilidade técnicoeconômica do processo de produção e logística do gesso fabricado a partir da gipsita do Araripe Pernambuco**, Relatório Final, 2010.

RABL, A. **Yearly average performance of the principal solar collector types**, Solar Energy, vol. 27, n. 3, pp. 215–233, 1981.

\_\_\_\_\_. **Active Solar Collectors and Their Applications**, Oxford University Press, 1985.

REDDY, T. A. Active Solar Heating Systems. In: KREITH, F.; GOSWAMI, D. Y. (Org.). **Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy**, CRC Press, pp. 916–964, 2007.

ROLIM, M. M.; FRAIDENRAICH, N.; VILELA, O. C. **Energia solar na produção de gesso – renovando definições**, IV Congresso Brasileiro de Energia Solar, V Conferência Latino-Americana da ISES, São Paulo, 2012.

SCHMITT, B. Assessment Methodology for Solar Heat Integration. In: MUSTER, B. (Org.). **Solar Process Heat for Production and Advanced Applications: Integration Guideline**, International Energy Agency, Solar Heating & Cooling Programme, task 49: Solar Heat Integration in Industrial Processes, Deliverable B2, pp. 31–33, 2015a.

\_\_\_\_\_. Classification of Integration Concepts. In: MUSTER, B. (Org.). **Solar Process Heat for Production and Advanced Applications: Integration Guideline**, International Energy Agency, Solar Heating & Cooling Programme, task 49: Solar Heat Integration in Industrial Processes, pp. 46–60, 2015b.

SILVA, J. A. A. **Potencialidades de florestas energéticas de Eucalyptus no pólo gesseiro do Araripe-PE**, Academia Pernambucana de Ciência Agrônômica, vol. 5 e 6, pp. 301–319, 2009.

SILVA, R.; *et al.* **Thermo-economic design optimization of parabolic trough solar plants for industrial process heat applications with memetic algorithms**, Applied Energy, vol. 113, pp. 603–614, 2014.

SINDUSGESSO. **Potencialidades do Pólo Gesseiro do Araripe, Simpósio Pólo Gesseiro do Araripe: Potencialidades, Problemas e Soluções**, Universidade Federal Rural de Pernambuco, Recife, 2014.

TIBA, C.; FRAIDENRAICH, N. **Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados terrestres**, Editora Universitária da UFPE, 2000.

URBANO, J. J. **Estudo numérico do processo de calcinação da gipsita em fornos rotativos com aquecimento indireto a óleo**, Tese (Doutorado), Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco, 2013.

## A UTILIZAÇÃO DO SILÍCIO NACIONAL PARA A FABRICAÇÃO DE PLACAS SOLARES: UMA REFLEXÃO DAS DIFICULDADES TECNOLÓGICA E FINANCEIRA

### Felipe Souza Davies

Universidade Federal da Integração Latino  
Americana  
Foz do Iguaçu – Paraná

### Gustavo Luiz Frisso

Universidade Federal da Integração Latino  
Americana  
Foz do Iguaçu – Paraná

### Matheus Vinícius Brandão

Universidade Federal da Integração Latino  
Americana  
Foz do Iguaçu – Paraná

**RESUMO:** O presente artigo aborda a energia solar, especificadamente a fotovoltaica, de uma perspectiva nacional, visando considerar os desafios que a indústria do país encontra para dominar a tecnologia das placas solares, já que o uso desta fonte aumenta notoriamente no Brasil em muito devido à grande incidência de radiação solar presente no país, possibilitando um potencial para permitir a diminuição de milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas por outras fontes não renováveis. O subdesenvolvimento do Brasil no setor industrial eletrônico é uma das barreiras para a indústria fotovoltaica em função dos processos de purificação e transformação do silício. Aos exemplos de desenvolvimento na área estão China e Alemanha que, graças ao alto nível de desenvolvimento tecnológico que

possuem, são responsáveis por grande parte da energia solar fotovoltaica convertida em elétrica no mundo, conseguindo fazer a cadeia de manufatura fotovoltaica inteira desde a extração do silício, até o fim na montagem das placas. O Brasil devido ao seu desenvolvimento industrial, consegue fazer apenas os extremos dessa cadeia de manufatura, sendo a coleta da matéria prima, transformação em silício metalúrgico e a montagem das placas fotovoltaicas, ocasionando um “oco” no centro da cadeia que obriga o país a importar a tecnologia fotovoltaica, como as células solares, para a montagem e instalação dos sistemas fotovoltaicos, afetando a implantação em maior escala da energia solar fotovoltaica. Ainda que como um complemento das fontes principais no Brasil, essa fonte poderia reduzir custos e impactos ambientais com linhas de transmissão, além de levar energia a locais que não a recebem pela distância em que se encontram de uma central de distribuição.

**PALAVRAS-CHAVE:** Fotovoltaica, Silício, Indústria.

**ABSTRACT:** This paper approaches the solar energy thematic, specifically the photovoltaic, from a national view, considering the challenges of the national industry have to dominate the technology of solar panels, once the use of this source notably increases in Brazil due to the great solar radiation in the country. It permits

the possibility to reduce millions tons of CO<sub>2</sub> emitted by other non-renewable sources. The underdevelopment of Brazil in the electronic industrial sector is one of the barriers to the photovoltaic industry because it's difficulty to manage the purification process and silicon transformation. China and Germany are examples of development in the area because they have a high level of technological development; They are also responsible for a big parcel of the photovoltaic solar energy converted into electric energy in the world, it permits them to manage the entire photovoltaic manufacturing chain, since silicon extraction until the end, in the assembly of the plates. Due the low industrial development, Brazil is only able to make the extremes of the manufacturing chain, being the collection of the raw material, the transformation into metallurgical silicon and the assembly of the photovoltaic plates. This causes a "hollow" in the center of the national chain, which forces the country to import photovoltaic technology, for example, the solar cells, which are necessary to the assembly and installation of photovoltaic system, affecting the larger scale deployment of the photovoltaic solar energy. Although as a complement to the main sources in Brazil, this source could reduce costs and environmental impacts with transmission lines, in addition to bringing energy to locations that don't receive it because of the distance that they are from a distribution center.

**KEYWORDS:** Photovoltaic, Silicon, Industry.

## 1 | INTRODUÇÃO

Desde os primórdios da civilização, o uso dos recursos energéticos são a força motriz da sobrevivência da raça humana, passando pela era da madeira, do carvão e chegando até este milênio na era do petróleo, onde em suas respectivas épocas, cada um destes recursos fora, e ainda são, de extrema importância para o cenário político e econômico das nações. É notório que o petróleo tornou-se um dos principais recursos energéticos disputados pelas grandes potências do mundo contemporâneo, principalmente por possuir um alto potencial energético e pelo fato de que, com as tecnologias atuais, é possível aproveitar a maior parte deste. Contudo, uma vez que esta fonte gera um imenso impacto ambiental degradando consecutivamente o planeta Terra, além disso é notório que o petróleo sozinho não é capaz de suprir a demanda energética à nível mundial, surge, então, a necessidade de geração de energia com o mínimo de impacto ambiental possível, com maior grau de diversificação (GRIPPI, 2009). Dentre as alternativas para que isso ocorra, a energia solar apresenta-se como uma excelente opção para abrandar o estrago causado pelas emissões de gases e compostos poluentes oriundos do uso maciço de combustíveis fósseis, além de ser um recurso renovável e disponível na maior parte do ano, permite dessa forma promover certa diversificação na matriz energética mundial.

O Sol emite uma energia de magnitudes imensuráveis na forma de radiação solar, onde anualmente é fornecido à Terra cerca de  $1,5 \cdot 10^{18}$  KWh (CRESESB, 2006). Os

efeitos das reações de fusão nuclear do hidrogênio que ocorrem sucessivamente no Sol fazem com que uma enorme energia seja irradiada por este, expandindo-se até o sistema Terra Atmosfera que está dentro da faixa espectrométrica dessa irradiação. O total de energia que chega ao planeta compara-se à energia de 10 bilhões da potência instalada da usina de ITAIPU, onde está operando a uma capacidade de 14.000 MW (DIEGUEZ, 2016). Desta energia, 80%, aproximadamente, está na faixa do visível e/ou infravermelho, sendo responsável pelo mantimento dos processos naturais e artificiais que ocorrem internamente no planeta. se à energia de 10 bilhões da potência instalada da usina de ITAIPU, onde está operando a uma capacidade de 14.000 MW (DIEGUEZ, 2016). Desta energia, 80%, aproximadamente, está na faixa do visível e/ou infravermelho, sendo responsável pelo mantimento dos processos naturais e artificiais que ocorrem internamente no planeta.

Uma alternativa para aproveitar essa imensa energia é a conversão desta em energia elétrica através das placas fotovoltaicas. Essa antiga tecnologia é utilizada mundialmente em larga escala, sobretudo em países como China, Alemanha e Japão que figuram entre os três países que mais participam do mercado mundial de energia fotovoltaica (EPIA, 2016). O alto desenvolvimento destes países, sobretudo na indústria eletrônica, lhes possibilitou um incrível salto na utilização da energia solar fotovoltaica intrinsecamente relacionado com o domínio dos processos que envolvem a transformação do silício, material predominante na composição da maioria das placas fotovoltaicas.

O fato de ser o silício o material mais utilizado na fabricação de placas fotovoltaicas proporciona mais um ponto em favor da utilização em larga escala da energia solar fotovoltaica, visto que esse é um dos materiais mais abundantes no planeta. Essa disponibilidade material só não é ainda mais benéfica porque o silício utilizado indústria tanto eletrônica quanto fotovoltaica deve ser processada para obtenção de altos graus de pureza que determinam para qual sistema cada tipo de silício purificado irá ser utilizado. Essa purificação, por sua vez, exige alto nível tecnológico característico de países desenvolvidos o que acaba excluindo certa parte de países do mercado fotovoltaico.

## **2 | ENERGIA SOLAR: PROCESSOS E HISTÓRIA**

De acordo com (COMETTA, 1978), a energia solar traz consigo três principais processos de conversão de energia, sendo eles: elétricos, térmicos e químicos, onde os processos elétricos estão relacionados diretamente com a conversão desta energia irradiada pelo Sol em energia elétrica, dos quais os principais efeitos são: o fotovoltaico e o termelétrico. No que cabe aos processos térmicos, o princípio fundamental dá-se por meio de sistemas que utilizam a diferença de temperatura. Aquecedores de água e de ambientes apresentam-se como os principais meios de aplicação deste processo.

Os processos químicos estão interligados principalmente aos meios de conversão natural desta energia, como por exemplo, a fotólise e a fotossíntese.

Os processos artificiais aqui apresentados estão implicitamente relacionados à utilização eletromecânica de conversão de energia, seja para fins termo solares, termoelétricos, ou ainda para a destinação da climatização de ambientes com uso de tecnologias apropriadas. A energia solar, apresenta-se como uma alternativa bastante proeminente para a solução de um dos impetuosos desafios a serem solucionados no que tange à discussão sobre a escassez dos recursos energéticos não renováveis. Ao considerar todos os fatores, sabe-se que a energia provinda do Sol não é renovável, porém é inesgotável levando em conta o tempo útil de vida do planeta Terra em relação a ele (ABES, 2017).

Após décadas de estudos e avanços, fora possível, pela primeira vez, observar de forma analítica o efeito fotovoltaico. Datado em 1839, Edmond Becquerel verificou que placas metálicas, de platina ou prata, submersas em um eletrólito, eram capazes de gerar uma fração de potencial assim que as mesmas estivessem expostas à luz solar. Em 1883 surgiu a primeira célula solar, com uma pequena eficiência de conversão de aproximadamente 1% (VALLÊRA; BRITO, 2006). Desde então, a energia solar fotovoltaica está ganhando seu reconhecimento e, apresenta-se confiante nas últimas décadas com crescimentos cada vez mais significativos na produção energética a nível mundial. Considerando apenas as contribuições da energia irradiada pelo Sol para a conversão de energia elétrica, tem-se valores incríveis onde está chega a 1.37 W/m<sup>2</sup> (NREL *et al.*, 2017).

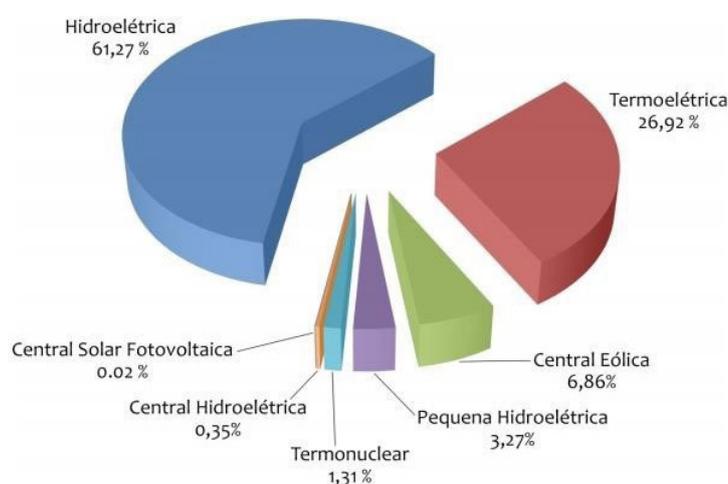
Como mencionado, o efeito fotovoltaico provém do estímulo dos elétrons de certos elementos quando estão sob presença da irradiação solar (luz solar). Os materiais que melhor convertem essa radiação em energia elétrica, são utilizados nas chamadas células solares, como por exemplo, o Silício e o Gálio que são os principais materiais utilizados para tal fim, não obstante, as reservas do segundo são escassas, tornando inviável a utilização do mesmo. A eficiência de conversão destas células é calculada pelos índices de radiação solar que incide na Terra sobre a quantidade de energia que é transformada em energia elétrica, chegando a patamares onde a eficiência obtida fora de 25% (GREEN *et al.*, 2000).

### 3 | ENERGIA SOLAR E SUA ATUAÇÃO NA ECONOMIA BRASILEIRA

Em conformidade com (GIRÃO, 2016) o consumo de energia no Brasil tem crescido gradualmente nas últimas décadas, resultando uma média anual de crescimento de aproximadamente 4%. No período de 2011 a 2012, houve uma vaga mudança no caráter dos meios de obtenção da demanda de energia no país, onde o aumento das fontes renováveis, que correspondiam a 44% do consumo em 2002, passou a 49% em 2011. Nesse período (2002-2011), o Brasil cresceu em termos de produção

energética aumentando consideravelmente o seu PIB (Produto Interno Bruto). Tal informação demonstra que o país vem aprendendo a crescer na medida em que eleva o fornecimento energético, substituindo combustíveis fósseis por fontes renováveis. No entanto, ainda que o país apresente tal índice, observa-se que os preços da energia elétrica, que chega ao consumidor final, crescem a passos largos, levando a situação da matriz energética a ser repensada com cautela.

Por isso, a implementação de fontes de energia renovável tem sido cada vez mais indispensável para a diminuição destes custos elevados, assim como para a redução dos problemas socioambientais gerados pelas fontes não renováveis que compreendem a grande maioria da matriz energética mundial. Portanto, a economia do país está intimamente ligada com a forma de obtenção dos recursos energéticos. É imprescindível ressaltar que a energia elétrica está entre as principais formas da conversão final de tais recursos. Esta, por sua vez, consiste basicamente da diferença de potencial entre dois pontos. Em consequência disto, elétrons conseguem manter um fluxo através deste potencial gerado, permitindo dessa forma que esta corrente seja utilizada para diferentes destinos. O sistema elétrico brasileiro é essencialmente hidrotérmico de grande porte e com grande predominância de usinas hidroelétricas (ABES, 2017). No gráfico da Fig. 1, observa-se que as usinas hidrelétricas são responsáveis por mais de 60% da energia elétrica gerada no Brasil.



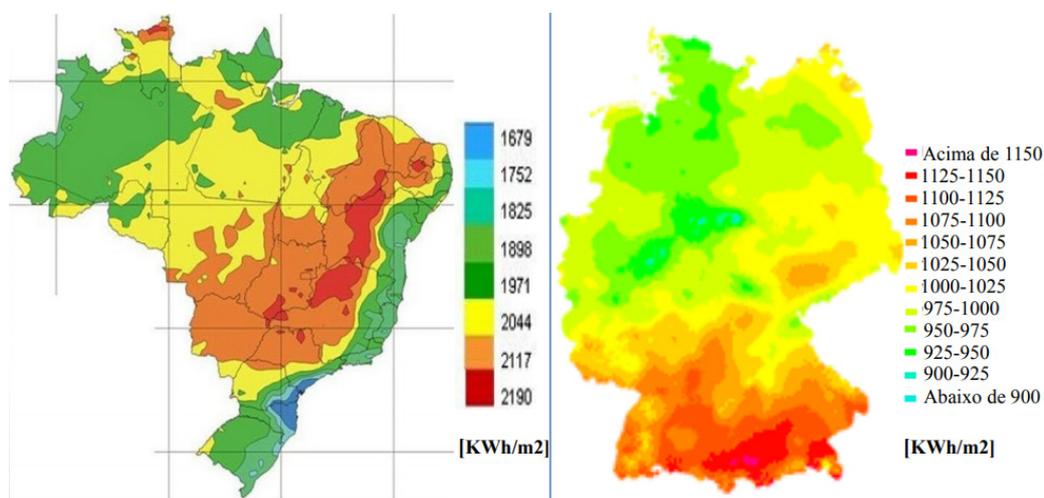
**Figura 1-** Gráfico da matriz elétrica brasileira conforme o Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Fonte: ABES apud ANEEL, 2017.

Como apresentado na Fig. 1, o Brasil tem em sua matriz elétrica, para fins de abastecimento dessa rede, uma soberania da fonte hidrelétrica como a principal fornecedora de energia para o país. Percebe-se ainda, que há uma vasta gama de possibilidades para obtenção da energia elétrica. A lógica, para um melhor desenvolvimento dos meios de aquisição da mesma, seria haver um equilíbrio entre as centrais de geração de energia. Este fato da variedade e disponibilidade de distintas

fontes de obtenção de energia é assegurado pela Resolução Normativa N° 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012, e esta, por sua vez, instaura a obtenção de energia por meio das placas fotovoltaicas (ANEEL, 2012). Porém, um dos problemas mais complicados de tentar mudar a matriz elétrica do país dá-se pelo custo de fabricação que, em suma, torna-se praticamente inviável, uma vez que o processo da fabricação do produto final (células solares) é extremamente caro, além do fato que o Brasil não possui plena dominação da tecnologia necessária para tal processo.

Para fins de análise comparativa, temos que na Alemanha, - país mais desenvolvido da Europa - sua região de maior insolação, apresenta um índice de aproximadamente 40% menos radiação solar que a região de menor insolação no Brasil (CABRAL, TORRES e SENNA, 2013). Em vista disso, é notadamente explícito que a Alemanha, por meio de tecnologia de ponta, assim como eficiência de suas políticas de estado, apresente um maior aproveitamento desta energia. A Fig. 2 exhibe mapas da irradiação solar média anual do Brasil (à esquerda) e da Alemanha (à direita).



**Figura 2-** Mapa de irradiação solar média anual do Brasil para o plano inclinado à esquerda e Mapa de irradiação solar média anual da Alemanha à direita.

Fonte: Adaptação própria do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006); Adaptação própria de Solar Server.

Como demonstrado na Fig. 2, vê-se que a região menos ensolarada do Brasil apresenta índices solares em torno de 1642 kWh/m<sup>2</sup>, que estão acima dos valores apresentados na área de maior incidência solar da Alemanha aproximadamente 1300 kWh/m<sup>2</sup> (SALAMONI E RÜTHER, 2007). Mesmo que falem investimentos e incentivos fiscais para uma possível transição do sistema energético nacional, de meios não renováveis para meios renováveis, um dos grandes motivos pelo qual a energia fotovoltaica cresce cada vez mais e acima de tudo a elevadas taxas de crescimentos anuais dos sistemas instalados, é a grande incidência de radiação solar presente no território brasileiro. A empresa alemã German Solar Industry Association (2015), enunciou que o contexto global da energia solar pode atingir cerca de 100 GW, permitindo a diminuição de 70 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>. Tal fonte de energia

possui, como exposto anteriormente, um enorme potencial no Brasil e, portanto, tem-se a importância em reunir táticas políticas e econômicas de melhor manuseio desta fonte energética.

#### 4 | CADEIA PRODUTIVA

A produção das placas fotovoltaicas, necessárias para a implementação de sistemas de geração de energia solar, necessitam de desenvolvimento tecnológico. Como ressaltam Esposito e Fuchs (2013, p. 4), o processo de purificação e dopagem de silício esteve intimamente associado ao desenvolvimento da indústria eletrônica, com o advento de componentes eletrônicos tais como diodos e transistores e, depois, com a miniaturização desses componentes, que possibilitou a fabricação dos circuitos integrados. A relação da fabricação da tecnologia usada nas placas fotovoltaicas, como se observou, está integrada com a indústria eletrônica, exemplificando as indústrias alemãs, chinesas e estadunidenses nesse processo. O domínio tecnológico, de produção agregada, diferencia-se do domínio tecnológico da pequena indústria brasileira, fator relevante para a análise da cadeia produtiva das placas fotovoltaicas.

Conecta-se ao começo dos anos 2000 a consolidação da indústria fotovoltaica nos mercados desenvolvidos pelo aumento da demanda e da escala de produção. A instrumentalização da produção de geradores de energia solar através dos mercados desenvolvidos é relevante no que tange a viabilização da redução de preços e a consequente penetração maior no mercado, como observado por Esposito e Fuchs (2013, p. 5). Depreende-se a partir dessa análise a ligação entre indústrias de produção massiva com agregado tecnológico com as indústrias de produção de produtos não tão tecnológicos, em outras palavras, a diferença nas relações de custos entre Estados dominantes de uma indústria de produção tecnológica, produtos com valor agregado, de Estados com inserção internacional majoritária através de produtos primários. A distinção de Custos de produção nos Estados desenvolvidos diferencia-se com a mesma produção de Estados “em desenvolvimento”. O domínio tecnológico, como fator relevante na produção de sistema de geração energética por via solar, é fator chave para entender porque alguns Estados produzem mais placas fotovoltaicas do que outros. Esse desenvolvimento tecnológico sucedeu-se principalmente na Alemanha, nos Estados Unidos da América (EUA) e no Japão, com participação secundária de Itália, Espanha e Noruega (ESPOSITO; FUCHS, 2013, p.5). Percebe-se que hoje, os esforços de desenvolvimento tecnológico na indústria fotovoltaica estão concentrados na China, líder atual na produção de painéis fotovoltaicos (ESPOSITO; FUCHS, 2013, p. 5). Nessa pesquisa e produção da energia solar, observa-se que:

“Os EUA e a Espanha concentram as pesquisas tecnológicas e as plantas-piloto termossolares, muito por conta de suas vocações naturais, oriundas das altas irradiações solares nas regiões semiáridas de seus territórios. A Alemanha participa

como principal desenvolvedora de tecnologia e fornecedora de materiais e bens de capital para o segmento termossolar, sobretudo com a instalação de plantas na Europa, África e Oriente Médio” (ESPOSITO; FUCHS, 2013, p. 6)

Dentro do contexto brasileiro, referindo-se à política energética, a energia solar é mais uma entre as diversas opções que o país detém (ESPOSITO; FUCHS, 2013, p. 6)

Referindo-se a cadeias tecnológicas de energia solar, percebe-se que as tecnologias fotovoltaicas, de acordo com Esposito e Fuchs (2013, p.8), têm uma cadeia de valor mais verticalizada, na qual há etapas de beneficiamento industrial de alto valor agregado, além dos serviços de instalação e montagem. Compreender esse tipo de cadeia tecnológica pela qual o sistema de geração de energia solar está integrado é fundamental para entender que esses processos representam parte substancial do preço final dos sistemas fotovoltaicos.

A cadeia de produção desse sistema, quando analisada a situação brasileira, constata-se que há empresas nas etapas iniciais da cadeia de silício cristalino (como Minas Ligas e Rima) e na última etapa, de montagem de painéis (como Dya, antiga Tecnomental) (ESPOSITO; FUCHS, 2013, p. 10). Além disso, ressalta-se que as etapas intermediárias desse processo se encontram ainda pouco desenvolvidas. O Brasil, e as empresas brasileiras, não conseguem manter toda a cadeia de produção desse sistema. Diferentemente da maior produtora de painéis fotovoltaicos do mundo: a China, que, de acordo com Esposito e Fuchs (2013, p. 13):

“já dispõe de fabricação própria desde o silício purificado até a fabricação de células e painéis fotovoltaicos. Ou seja, o país caminhou para etapas de maior escala e concentração industrial por meio de um processo de *catching-up* tecnológico que pode ser sintetizado em duas formas (não necessariamente sequenciais): engenharia reversa e aprendizado por meio das tecnologias importadas da Europa, dos EUA e do Japão, bem como pela aquisição de empresas, mais recentemente” (ESPOSITO; FUCHS, 2013, p. 13).

Percebe-se também que existe um potencial a ser aproveitado, como já foi discorrido, no entanto, são necessários investimentos em tecnologia para redução dos custos de implantação e geração (BRONZATTI; NETO, 2008, p. 2), além disso, a articulação de redução dos custos com o aumento da efetividade das células fotovoltaicas na captação de luz solar e transformação em energia é algo a ser elaborado em conjunto. Bronzatti e Neto (2008, p. 13) ainda levantam algumas questões a serem implementadas como o investimento em tecnologia local e inovação para produção de células solares e regulamentação e incentivos a empresas privadas para produção de energia utilizada fontes renováveis. Tanto o interesse estatal em modificar a matriz energética nacional como o incentivo às empresas privadas para investirem na produção de energia solar estão no mesmo debate acerca da produção de energia solar como um todo no Brasil, considerando os fatores benéficos que esse sistema

de geração de energia impacta no Brasil. Dentro dessas vantagens, ressalta-se a sua possibilidade de utilização de forma distribuída, promovendo o desenvolvimento social e econômico em todas as regiões e evitando gastos e impacto ambiental com linhas de transmissão (CAMARGO *et al*, 2006, p. 6).

## 5 | SILÍCIO PARA INDÚSTRIA FOTOVOLTAICA

Não há como tratar de energia solar fotovoltaica desconsiderando os materiais utilizados na manufatura de células fotovoltaicas. Como já exposto, o silício é um dos principais compostos utilizados na fabricação de células solares fotovoltaicas, sendo altamente responsável pelo preço final dessa célula. Decorre que, de acordo com o tipo de silício utilizado na fabricação bem como os processos de fabricação há uma alteração notória no custo da célula, além de uma modificação em sua eficiência energética.

Seguindo os conceitos da ciência dos materiais, existem, basicamente, três tipos de silício usados em aplicações tecnológicas, o silício monocristalino, o policristalino e o silício amorfo. No monocristalino há uma estrutura majoritariamente definida por uma célula unitária que representa toda a estrutura do material, por consequência, este silício é mais puro e a célula solar dele proveniente alcança maiores eficiências, porém seu custo de manufatura é elevado. O silício policristalino possui uma estrutura menos homogênea, podendo apresentar várias formações em sua estrutura, em consequência, ocorre o contrário do caso monocristalino, ou seja, a eficiência da célula solar é menor e custo também. O menos apropriado para uma célula solar é o silício amorfo cuja estrutura interna não segue uma regra estrutural (característica dos materiais amorfos), em função disso, a eficiência de uma placa com este material chega a ser somente de 5% a 7% (ROSANA, 2013).

Uma das aplicações desses três tipos de silício em células solares é na tecnologia de filmes finos que consiste na utilização de finíssimas camadas de material, cuja espessura não ultrapassa 0.1mm (MARKVART, CASTANER, 2005), em placas solares. O objetivo é, portanto, é reduzir a quantidade de material utilizada e, também, a energia consumida reduzindo a complexidade dos processos de manufatura (SANTANA, 2011).

### 5.1 AS TECNOLOGIAS DE TRANSFORMAÇÃO DO SILÍCIO

O silício encontrado na natureza, ou melhor, os materiais dos quais se extraem o silício, necessitam de uma cadeia de tratamento que pode ser demasiada longa dependendo do objetivo pretendido. O silício para a indústria microeletrônica, por exemplo, necessita de uma pureza de 99,999999999%, e, portanto, uma grande cadeia de processamento. No entanto, o silício utilizado na indústria fotovoltaica é o silício de grau solar (SiGS) que possui uma pureza de 99,9999%. A Fig. 3, abaixo

ilustra a cadeia de purificação do silício para a fabricação de módulos fotovoltaicos:



**Figura 3** – Cadeia de processamento do silício para sistemas fotovoltaicos.

Fonte: Modificado de (CARVALHO, MESQUITA, ROCIO, 2014).

Basicamente, o “silício bruto” pode ser obtido a partir da sílica ( $\text{SiO}_2$ ) que é encontrada no quartzo (que, por sua vez, é abundante no Brasil). Esta sílica necessita de um tratamento de redução (processo químico) à temperaturas que ultrapassam 1500 graus célsius. O resultado desse processamento é o silício metalúrgico que ainda possui pouca aplicação na indústria tecnológica.

Após essa primeira parte do tratamento, é necessária mais uma etapa para a obtenção do silício de grau solar que já pode ser utilizado na fabricação de células solares. Essa etapa é a de maior complexidade e pode ser feita através de três processos amplamente conhecidos na indústria fotovoltaica: processo Siemens, processo Du Pont e processo Czochralski.

O processo Du Pont é o menos utilizado em função de suas dificuldades de realização. Este utiliza um composto chamado tetracloreto de silício ( $\text{SiCl}_4$ ) reagindo com outro gás a uma temperatura inferior à 1000 graus célsius. O método Czochralski é o mais utilizado para a obtenção do silício monocristalino cuja pureza é superior à do silício resultante do processo Siemens. Por consequência disso, este método é empregado para a produção de silício para a indústria microeletrônica, sendo, também, utilizado para células fotovoltaicas de alta eficiência.

Por fim, o processo Siemens consiste, basicamente, no aquecimento do silício metalúrgico juntamente com um gás chamado triclorosilano. O resultado do processo é um silício de pureza 99,9999999%, ou seja, de uma pureza até superior à que era requerida para a célula fotovoltaica.

Desse modo, dentre os três processos, o de Siemens e o Czochralski são os mais utilizados na indústria fotovoltaica sendo amplamente usados em países desenvolvidos como China, Alemanha e Japão que apresentaram um alto crescimento de sua capacidade fotovoltaica, alcançando juntos mais da metade do mercado fotovoltaico em 2015 segundo os dados da EPIA(2016), sendo que, retomando o que já foi mencionado, a China além fabricar células solares de alta eficiência ainda domina amplamente a cadeia ilustrada na Fig. 3, já que produz e purifica o próprio silício.

## 5.2 O SILÍCIO NACIONAL: BREVES PERSPECTIVAS DE UMA AUTONOMIA

## FOTOVOLTAICA

Contudo, um país extremamente rico em recursos naturais como o Brasil, é claro, não fica tão deslocado no cenário mundial em relação à produção de silício, ainda que de baixa aplicação tecnológica, este país possui uma das maiores reservas de quartzo do mundo, e ainda melhor, quartzo de alta qualidade, o que o tornou responsável por 8% da produção mundial de silício metalúrgico (CARVALHO, MESQUITA, ROCIO, 2014). O quartzo, como já mencionado, pode ser empregado na produção de silício metalúrgico através da sílica contida neste material. Esta sílica, por consequência do quartzo, também é de alta qualidade o que implica um silício metalúrgico de alta qualidade. No entanto, como apresentado, o silício metalúrgico não possui aplicação considerável na indústria tecnológica tendo que ser processado para ganhar alta pureza. Isso, é claro, exige certa tecnologia. Por consequência disso, o Brasil exporta o silício ainda em nível metalúrgico ao preço que gira em torno de U\$ 2/kg (FARIAS, 2013) para importar células fotovoltaicas a preços, obviamente, muito mais elevados, ainda que existam ao menos as duas indústrias no país já citadas (Dya e Tecnomental) que fazem a montagem dos módulos fotovoltaicos. Ou seja, o país domina apenas os extremos da cadeia de manufatura fotovoltaica da Fig. 3, (a extração e transformação em silício metalúrgico e a montagem das placas de conversão fotovoltaica). Decorre disso um “oco” industrial, tecnológico e econômico. Atualmente, a indústria brasileira não domina nenhum dos processos de purificação de silício mencionados na seção 5.1. Desse modo, há um maior gasto econômico para a implantação dos sistemas fotovoltaicos em solo nacional devido à importação de células e, sobretudo, módulos fotovoltaicos.

A pesar disso, o penúltimo nível da cadeia representada na Fig. 3, ou seja, a célula de grau solar já esteve e ainda está figurando como objetivo de testes e desenvolvimento em vários institutos nacionais, a exemplo das células de silício monocristalino desenvolvidas pela Universidade de São Paulo, cuja eficiência alcançou 12,5%, já nos anos 50 (PINHO, GALDINO, 2014). Infelizmente, nos anos seguintes observou-se um decréscimo na eficiência das novas células produzidas, cujo valor figurou entre 2 – 7%. Recentemente, integrantes da Universidade Católica do Rio Grande do Sul em parceria com a Eletrosul, desenvolveram uma célula fotovoltaica cuja eficiência é de 17,3%, sendo o maior valor já alcançado por produções brasileiras. Ainda que este valor esteja abaixo da eficiência das placas solares estrangeiras, o resultado serve de estímulo para a evolução das tecnologias voltadas às células solares no Brasil, podendo acarretar em novas descobertas e evoluções na área.

Desse modo, nota-se que a indústria brasileira do setor ainda se encontra quase inexistente (a não ser nos extremos da cadeia), em contraponto, pesquisas são desenvolvidas na área buscando um aprimoramento tecnológico, como notado no parágrafo acima. Decorre disso que há uma atenção voltada ao tema em vista do desenvolvimento de novas células no país, no entanto, para uma - considerando o atual

momento econômico do país - chamada aqui de semi utópica autonomia fotovoltaica, não há o acompanhamento da indústria no setor acarretando um esbarramento do processo.

## 6 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como demonstrado, a principal fonte de energia elétrica brasileira é a hídrica, dominando mais de 60% da matriz elétrica. Contudo, esta fonte não é completamente independente das condições climáticas. A seca por exemplo, pode reduzir drasticamente a geração de energia de uma hidrelétrica, porém, coincidentemente, a seca aumenta a geração de energia solar, ou seja, a energia fotovoltaica pode ser uma estratégia para uma mudança de fonte urgencial que possa ser necessária em algum momento crítico da fonte hídrica. Ademais, a energia solar, principalmente a fotovoltaica, tem a vantagem de fácil instalação e disponibilidade territorial o que facilita a distribuição à locais eletricamente isolados. Desse modo, ainda que a energia solar não ocupe um grande espaço na matriz elétrica, essa fonte tem um papel fundamental no cenário energético do país.

O pressuposto de que um país tem sua matriz energética baseada na disponibilidade de seus recursos naturais é evidente no Brasil, mas, pode não ser inteiramente aplicável a outros países, ao exemplo da Alemanha cuja incidência solar é menor à brasileira e a utilização da energia solar é maior. Desse modo, é necessário considerar que cada fonte tem suas especificidades tecnológicas que podem não condizer com o nível de desenvolvimento em que se encontra um país, como ocorre com a questão da abundante fonte de silício brasileiro que não pode ser processada pela indústria local.

A exemplos discorridos, países que possuem grande participação mundial no mercado da energia fotovoltaica - como China, Alemanha e Japão – são, não coincidentemente, os que dominam inteiramente a cadeia de produção dos módulos fotovoltaicos, o que é muito diferente do caso brasileiro. Sucede aqui que, há, como foi apresentado na seção 5.2, atenção por parte do desenvolvimento científico na área que não é acompanhado por um desenvolvimento industrial que, por sua vez, deveria ser consequente. Isso ocasiona um esbarramento no processo já que não são encontrados os meios para fazê-lo. Assim, há uma relação desproporcional tendo em vista que países com baixa ou média incidência solar possuem alto desenvolvimento na indústria fotovoltaica e países de alta incidência se encontram minimamente desenvolvidos na área.

## 7 | REFERÊNCIAS

ABES., 2017. Atlas brasileiro de energias solar. Disponível em: <<http://ftp.cpt.ec.inpe.br/labren/pub/>>

livros/Atlas\_Brasileiro\_Energia\_Solar\_2a\_Edicao.pdf>. Acesso em: 24 out. 2017.

Bronzatti, F. L., Neto, A. I., 2008. Matrizes energéticas no Brasil: cenário 2010-2030, XXVIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção, a Integração de cadeias produtivas com a abordagem da manufatura sustentável, Rio de Janeiro – RJ.

Cabral, I. S; Torres, A. C; Senna, P. R, 2013. Energia Solar – Análise Comparativa entre Brasil e Alemanha. Disponível em:<<http://www.ibeas.org.br/congresso/Trabalhos2013/X-009.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2017.

Camargo, I. M. T., Oliveira, M. A. G., Shayani, R. A., 2006. Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais, Políticas públicas para a Energia: Desafios para o próximo quadriênio, Brasília - DF.

Carvalho, P.S.L, Mesquita, P.P.D.M, Rocio, M.A.M., 2014. A rota metalúrgica de produção de silício grau solar: uma oportunidade para a indústria brasileira?. Rio de Janeiro, n.40, p. 205-233.

Cometta, Emilio., 1978. Energia Solar: utilização e empregos práticos. Tradução: Norberto de Paula Lima. São Paulo: Hemus Livraria Editora Limitada.

CRESESB., 2006. Energia Solar: princípios e aplicações. Rio de Janeiro,. Disponível em:<[http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial\\_solar\\_2006.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf)> . Acesso em 20 out. 2017.

Dieguez, Flávio., 2016. Rei Sol. Disponível em: <<https://super.abril.com.br/tecnologia/rei-sol/>>. Acesso em: 23 out. 2017.

Esposito, A. S., Fuchs, P. G., 2013. Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no Brasil, Revista do BNDES, vol. 40, pp. 85-114.

Farias, David Berto, 2013. Estudo do Processo de Purificação do Silício Grau Metalúrgico na Fabricação de Células Fotovoltaicas, Santo André, Vol.1, pg. 8 – 11.

Girão, M. S., 2015. Economia Verde e a Matriz Energética Brasileira. In: Energia e Meio Ambiente: Contribuições para o necessário diálogo. Editora Universitária Leopoldianum. cap. 7, pp. 129-138.

Green, M. A., 2003 Estimates of Te and In prices from direct mining of known ores. Progress in Photochemistry Reviews, v. 4., pp. 145-153.

Grippi, Sidney., 2009. O gás natural e a matriz energética nacional. Rio de Janeiro :Editora Interciência.

Markvart, T., e Castaner, L., 2005. Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation. 2.ed. Kidlington: Elsevier Science.

Nrel., 2017. Glossary of solar radiation resource terms: National Renewable Energy Laboratory. Disponível em <[http://rredc.nrel.gov/solar/glossary/gloss\\_s.html](http://rredc.nrel.gov/solar/glossary/gloss_s.html)> . Acesso em: 19 out. 2017.

Pinho, J.T., Galdino, M.A., 2014. Manual da Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, vol. 1, p. 47-499. Rosana, K.N, 2013. Desempenho de Painéis Solares Mono e Policristalinos em um Sistema de Bombeamento de Água, 44 f. Dissertação (Mestrado em Energia na Agricultura) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel.

Salamoni, I.; Rüther, R., 2007 Potencial Brasileiro da Geração Solar Fotovoltaica conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede. IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Ouro Preto. Disponível em:<<http://www.ibeas.org.br/congresso/Trabalhos2013/X-009.pdf>> . Acesso em: 26 out. 2017.

Santana, R.J., 2011. Desenvolvimento de filme fino de a-Si:H por pulverização catódica para aplicações fotovoltaicas, 86 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais) – REDEMAT (Rede Temática em Engenharia de Materiais – UFOP, CETEC, UEMG), Ouro Preto.

Schmela, Michael, Solar Power Europe (EPIA), 2016 Global Market Outlook 2016-2020 For Solar Power, Disponível em <[http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user\\_upload/documents/Events/SolarPower\\_Webinar\\_Global\\_Market\\_Outlook.pdf](http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Events/SolarPower_Webinar_Global_Market_Outlook.pdf)> Acesso em: 21 de outubro de 2017.

Solar Radiation. Disponível em: <<https://www.solarserver.com/knowledge/lexicon/solar-radiation.html>>. Acesso em: 24 jan . 2018.

Vallêra, A. M; Brito, M. C., 2006. Meio século de história Fotovoltaica. Disponível em: <<http://solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2017.

## AEROPORTO DE VITÓRIA/ES: ESTUDO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

### **Ana Luiza Guimarães Valory**

Centro Universitário FAESA – Unidade das  
Engenharias  
Vitória - ES

### **Sidney Schaeffer**

Centro Universitário FAESA – Unidade das  
Engenharias  
Vitória - ES

### **Warley Teixeira Guimarães**

Centro Universitário FAESA – Unidade das  
Engenharias  
Vitória - ES

**RESUMO:** Devido à consciencialização mundial da possível escassez dos recursos fósseis (como o petróleo) e à necessidade de redução das emissões de gases nocivos para a atmosfera, como os causadores do efeito estufa, surgiu a preocupação com a utilização de energias renováveis. Uma alternativa que tem se tornado cada vez mais viável é a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. O presente trabalho apresenta a análise da viabilidade e do potencial de geração fotovoltaica das novas instalações do aeroporto de Vitória-ES. O sistema fotovoltaico proposto foi dimensionado para ocupação das coberturas de duas edificações: o terminal de passageiros e a central de utilidades. Com base em uma pesquisa no mercado brasileiro,

analisando-se parâmetros como custo e eficiência dos equipamentos, foram definidos os modelos dos módulos fotovoltaicos e inversores de corrente a serem utilizados. Para o sistema proposto, obteve-se um potencial de geração de aproximadamente 2,0 MWp, com a utilização de 7494 módulos fotovoltaicos e 97 inversores de corrente. Os valores estimados para os índices de mérito do SFCR foram satisfatórios, apresentando valores médios para Produtividade de 121,95 kWh/kWp, Taxa de Desempenho de aproximadamente 83,38% e Fator de Capacidade igual a 16,73%. A economia estimada para a utilização do sistema proposto, quando comparado a utilização de energia elétrica integralmente fornecida pela concessionária de energia, é em torno de R\$ 1.135.326,84 ao ano, com tempo de retorno do investimento de aproximadamente 6 (seis) anos. O tempo de retorno é relativamente curto quando comparado ao tempo previsto para atendimento da demanda do aeroporto de Vitória pelas novas instalações. Diante do exposto, considerando-se o bom desempenho do sistema fotovoltaico proposto, torna-se atrativa a possibilidade de utilização dessa fonte de energia renovável.

**PALAVRAS-CHAVE:** Aeroporto de Vitória, Energia Solar, Módulo Fotovoltaico.

**ABSTRACT:** Due to worldwide awareness of

the possible scarcity of fossil resources (such as oil) and the need to reduce emissions of greenhouse gases such as those responsible for the greenhouse effect, concern has been expressed about the use of renewable energy sources. An alternative that has become increasingly feasible is the use of grid-connected photovoltaic systems. The present work presents the feasibility analysis and the photovoltaic generation potential of the new facilities at the Vitória-ES airport. The proposed photovoltaic system was designed to occupy the roofs of two buildings: the passenger terminal and the utility center. Based on a research in the Brazilian market, analyzing parameters such as cost and efficiency of the equipment, the models of photovoltaic modules and current inverters to be used were defined. For the proposed system, a generation potential of approximately 2.0 MWp was obtained, using 7494 photovoltaic modules and 97 current inverters. The estimated values for SFCR merit index were satisfactory, with average values for Productivity of 121.95 kWh / kWp, Performance Rate of approximately 83.38% and Capacity Factor of 16.73%. The estimated savings for the use of the proposed system, when compared to the use of electric energy fully supplied by the energy concessionaire, is around R\$ 1,135,326.84 per year, with an investment return time of approximately 6 (six) years. The return time is relatively short compared to the expected time to meet demand from Vitória airport for the new facilities. Considering the above, considering the good performance of the proposed photovoltaic system, the possibility of using this renewable energy source becomes attractive.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Module, Solar Energy, Vitória Airport.

## 1 | INTRODUÇÃO

A eletricidade vem sendo estudada no mundo desde o século XVII, e com o passar dos anos e o aumento da necessidade da utilização da energia elétrica, foram surgindo novos métodos de produção. Atualmente, a maior parcela da energia elétrica produzida mundialmente é obtida a partir de fontes de energia não renováveis, como o carvão mineral e derivados do petróleo.

Tais métodos de geração de energia elétrica causam grande impacto ao meio ambiente, sobretudo as termoelétricas a carvão, responsáveis por elevada emissão de gases do efeito estufa. Além disso, a escassez dos recursos naturais é também motivo para preocupação com a utilização de recursos não renováveis na produção de energia elétrica. No Brasil, a geração de energia elétrica teve início no século XIX, por meio de hidroelétricas, sendo esse o mais consolidado entre os métodos de produção utilizados no País. Essa consolidação ocorreu devido às condições favoráveis aqui existentes, como o elevado volume de água dos diversos rios, tornando-se, assim, a produção por hidroelétricas um método economicamente viável e que corresponde, atualmente, de acordo com o Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico – nov/2017 (Ministério de Minas e Energia, 2017), a cerca de 61% da energia elétrica produzida no país.

No entanto, apesar de as hidroelétricas serem fontes renováveis, esse método

de geração de energia causa grande impacto na região de sua instalação, impondo o deslocamento da população humana, além de afetar a fauna e flora local. Além disso, por vezes o nível pluviométrico é inferior ao necessário, de modo que as usinas não são capazes de atender à demanda energética, sendo necessários métodos alternativos de geração de energia que encarecem a conta do consumidor.

Diante da problemática de escassez de recursos naturais, efeitos danosos ao meio ambiente e até mesmo os efeitos causados à sociedade pelos métodos de produção de energia utilizados em grande escala atualmente, acredita-se que a solução mais adequada seja a utilização de energias renováveis, ou seja, energias produzidas através de fontes inesgotáveis obtidas da natureza, como o sol.

Há pouco tempo, a despeito da disponibilidade inesgotável de matéria prima, a produção de energias renováveis era economicamente inviável devido ao alto custo de implantação e manutenção e à baixa produtividade. No entanto, nota-se que este cenário vem sendo modificado. Um exemplo é o setor de energia solar, no qual se tem observado acentuadas quedas de preços dos equipamentos o que, juntamente com os incentivos ofertados pelo governo, leva ao aumento do número de adeptos à produção de energia solar.

De acordo com Paolo Frankl, chefe da divisão de energia renovável da AIE, citado pela revista Exame (2017), atualmente a China, além de líder mundial na fabricação de módulos fotovoltaicos, é o maior produtor de energia solar do mundo e, juntamente com EUA e Índia, irá liderar a expansão solar pelos próximos anos.

Segundo dados da Irena (Agência Internacional de Energia Renovável), publicados pela revista Carta Capital (2017), a China assumiu a liderança em potência instalada no ano de 2016.

No Brasil, apesar do grande potencial, a energia solar ainda não atingiu elevados níveis de aproveitamento, ao contrário de países como Alemanha e Itália, que apesar de receberem níveis de radiação solar inferiores ao Brasil, estão entre os líderes mundiais no setor fotovoltaico. Entretanto, já é possível perceber a utilização dessa fonte de energia limpa para diversas finalidades como residencial, hoteleira, industrial e até mesmo para atender aeroportos.

Atualmente, o Aeroporto Internacional de Viracopos, em Campinas (SP), é o único aeroporto a utilizar a energia solar fotovoltaica para autoprodução de energia elétrica e, segundo o presidente do conselho administrativo do aeroporto, João Santana, Viracopos será pioneiro no mundo em sustentabilidade. O Consórcio Construtor de Viracopos (CCV) justificou o uso da tecnologia como uma forma de aumento dos ganhos energéticos, uma vez que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico contribuirá para o abastecimento do novo terminal de passageiros do aeroporto, além de ser uma fonte de energia limpa, reduzindo os danos causados ao meio ambiente. A justificativa é plausível e a iniciativa merece ser disseminada para que outros aeroportos, assim como outros setores, pratiquem a produção de energia

limpa no País.

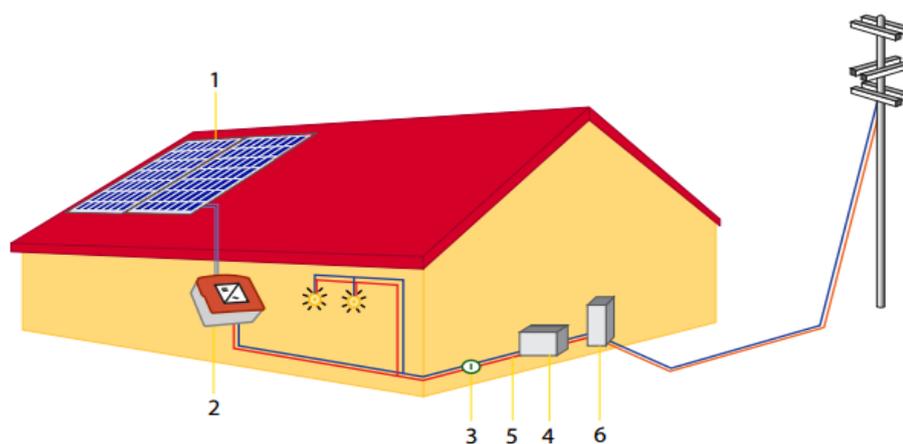
Diante do exposto, o presente trabalho tem como objetivo avaliar o potencial de geração de energia solar fotovoltaica e apresentar uma proposta de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) para o novo aeroporto de Vitória-ES.

### 1.1 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

A energia fotovoltaica pode ser produzida e aproveitada de duas formas: a descentralizada, em que se utilizam os sistemas isolados, predominantemente empregados em locais distantes dos centros urbanos ou de difícil acesso, em que o uso da energia elétrica fornecida pelas concessionárias se torna inviável; ou a geração a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR), método de produção de energia solar mais comumente utilizado.

Já os sistemas conectados à rede (*on-grid*) geram energia complementar às redes de distribuição, não formando reservas de energia, uma vez que toda a energia gerada é diretamente injetada na rede. Caso a energia produzida exceda o consumo, a parcela de energia excedente ficará como crédito com a concessionária de energia, podendo ser utilizada pelo proprietário em até sessenta meses. Este tipo de sistema conta basicamente com módulos fotovoltaicos e inversores.

Por não utilizarem acumuladores de energia, como baterias, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede fornecem parte ou toda a energia produzida à rede de distribuição. A Fig. 1 exemplifica o funcionamento do sistema, desde a captação da radiação solar, até a injeção da energia produzida na rede de distribuição.



**Figura 1** - Funcionamento de um sistema conectado à rede.

Fonte: Souza, 2016.

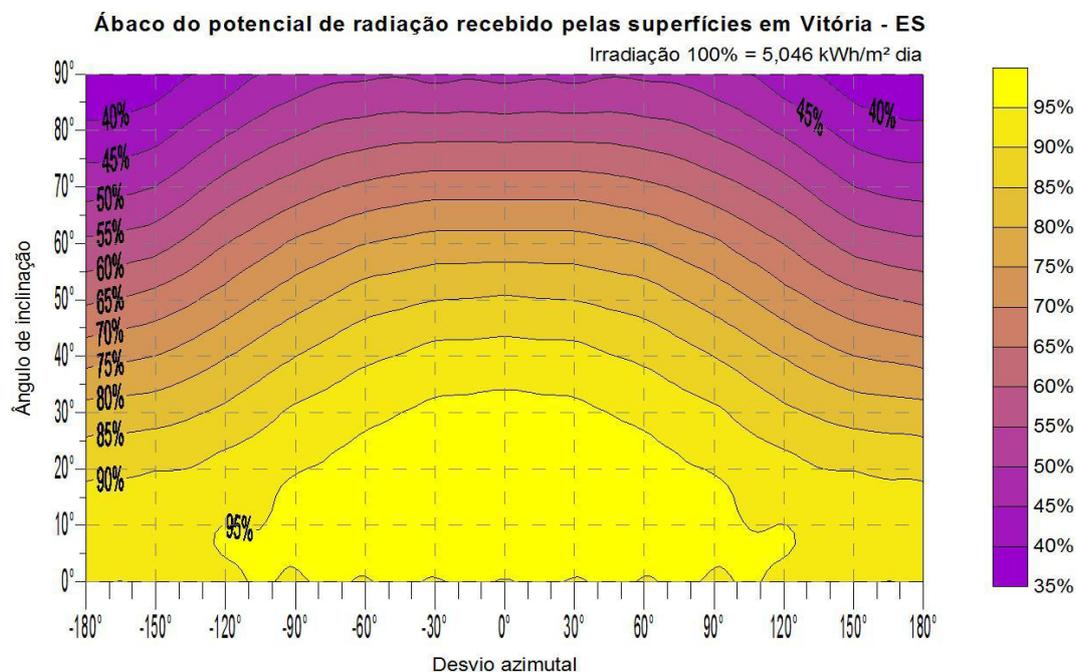
A produção de energia ocorre a partir da incidência da radiação solar sobre as células que compõem os módulos fotovoltaicos (1). O inversor (2) recebe a energia gerada pelos módulos em corrente contínua e então faz a conversão em energia elétrica de corrente alternada, de forma que seja compatibilizada com a energia fornecida pela

rede de distribuição. O quadro de distribuição (4) recebe a energia convertida pelo inversor e a distribui para a demanda solicitada pelos circuitos, alimentando utensílios e eletrodomésticos. Porém, caso a potência gerada seja superior àquela demandada no momento da geração, a energia excedente passa pelo medidor de energia (6) e então é injetada na rede de distribuição. A medição da energia injetada na rede e da energia consumida deve ocorrer separadamente, podendo-se utilizar um medidor bidirecional ou dois medidores, sendo um para cada sentido (PINHO; GALDINO, 2014).

Uma grande vantagem deste método de produção de energia é que, com o acúmulo de créditos gerados em períodos de maior insolação, estes podem ser utilizados em épocas em que os níveis de insolação são menores, como inverno, dias nublados ou chuvosos, podendo assim reduzir ou até eliminar o uso da energia fornecida pela concessionária durante esses períodos. Entretanto, para que haja um maior aproveitamento da radiação solar pelo sistema fotovoltaico, alguns quesitos devem ser estudados de forma a reduzir as perdas do sistema. A orientação dos módulos fotovoltaicos, por exemplo, é de extrema importância, pois afeta diretamente o nível de radiação que o sistema receberá e, conseqüentemente, a quantidade de energia que será produzida.

Segundo Brogren e Green, citados por Santos (2013), “os maiores níveis de irradiação são absorvidos por uma superfície que esteja em um azimute orientado ao Norte (para o hemisfério sul) ou sul (no caso do hemisfério Norte), e que esteja inclinado em ângulo igual à latitude local”.

Dessa forma, Santos (2013) desenvolveu ábacos específicos para as capitais brasileiras, a partir de gráficos de manchas em que as diferenças de cores apresentam os percentuais de irradiação recebidos pelas superfícies. O ábaco de Vitória-ES está representado na Fig. 2 e relaciona o ângulo de inclinação dos módulos ao seu posicionamento geográfico, em função de uma irradiação média de aproximadamente 5 kWh/m<sup>2</sup>.dia.



**Figura 2** - Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Vitória-ES.

Fonte: Santos, 2013.

É possível observar que sistemas que utilizam módulos fotovoltaicos voltados de leste à oeste, passando pelo norte, podem ter sua perda em função da irradiação reduzida ao valor mínimo de 5%, para ângulos de inclinação entre 0° e aproximadamente 34°, variando em função do desvio azimutal. Dessa forma, para que haja o maior aproveitamento da irradiação, o sistema fotovoltaico deve se enquadrar na mancha central do ábaco, que representa 95% de aproveitamento. Nesse sentido, em Vitória-ES, a maior abrangência ocorre por módulos inclinados na faixa dos 20°, ou seja, módulos com ângulo de inclinação próximo à latitude local.

Outros fatores importantes que acarretam a perda de eficiência dos sistemas fotovoltaicos são o acúmulo de sujeira, intensificado em áreas industriais, com grande tráfego de automóveis ou com clima seco, além do sombreamento parcial, que ocorre devido à objetos próximos aos módulos fotovoltaicos (ARAÚJO *et. al.*, 2016).

Segundo Pinho e Galdino (2014), quando uma ou mais células recebem quantidade de radiação inferior às demais, sua corrente limita a corrente do conjunto inteiro e esse efeito acaba sendo propagado para todos os módulos conectados em série. O sombreamento de uma ou mais células impede que a potência gerada pelas outras seja entregue ao consumo, ocasionando assim a sua dissipação e consequente elevação da temperatura. Isso propicia o aparecimento de pontos quentes ou “*hot spot*” e pode causar danos irreversíveis.

## 2 | MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho foi desenvolvido a partir da análise do projeto arquitetônico do

novo aeroporto de Vitória-ES, mais especificamente através do levantamento da área de cobertura das edificações, assim como seus respectivos ângulos de inclinação e orientações geográficas.

O ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Vitória-ES, elaborado por Santos (2013) e representado na Fig. 3, foi empregado para estimar as perdas de irradiação referentes à orientação e inclinação de cada cobertura.

Verificou-se também a redução do desempenho dos módulos fotovoltaicos provocada pela deposição de material particulado sobre os suas superfícies na cidade de Vitória-ES, adotando-se como referência o estudo realizado por Guimarães *et. al.* (2013).

Para a definição do módulo fotovoltaico a ser utilizado, realizou-se uma análise comparativa entre o custo do módulo (R\$) e a quantidade de energia produzida em Vitória-ES (kWh) para os modelos disponíveis no mercado, prevalecendo aquele com a menor relação possível.

A partir das dimensões das coberturas, obtidas através de plantas arquitetônicas, foi realizado o cálculo do número de módulos que cada cobertura comporta, considerando-se um espaçamento de no mínimo 50 cm no entorno das coberturas e entre fileiras (a cada duas fileiras) para eventuais manutenções. Em seguida, foi calculada a potência instalada por cobertura.

O dimensionamento dos inversores baseou-se no fato de que a tensão da fileira de módulos associados em série não pode exceder a tensão máxima na entrada do inversor. Segundo Pinho e Galdino (2014), o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) é a relação entre a potência nominal (CA) do inversor e a potência de pico do módulo fotovoltaico, geralmente situado na faixa de 0,75 a 0,85, em que seu limite superior é de 1,05. Dessa forma, calculou-se o FDI utilizando a Eq. (1).

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} \quad (1)$$

sendo: FDI = Fator de dimensionamento do inversor;  $P_{Nca}$  = Potência nominal em corrente alternada do inversor [W];  $P_{FV}$  = Potência de pico dos módulos fotovoltaicos [Wp].

A análise de desempenho do sistema fotovoltaico, essencial para a definição das expectativas do retorno econômico, foi realizada a partir de três índices de mérito, a Produtividade (*Yield*), calculada através da Eq. (2), a Taxa de Desempenho (*Performance Ratio*), calculada através da Eq. (3) e o Fator de Capacidade (FC), calculado através da Eq. (4).

$$Y = \frac{E}{P} \quad (2)$$

em que: Y = Produtividade (kWh/kWp); E = Energia gerada pelo sistema (kWh); P = Potência nominal instalada (kWp). Considerando que o sistema não encontra-se instalado, considerou-se valores estimados para E e P.

$$PR = \frac{Y}{I/Q} \quad (3)$$

sendo: PR = Taxa de Desempenho (%); Y = Produtividade (kWh/kWp); I = Irradiação sobre os módulos (Wh/m<sup>2</sup>); Q = Quantidade de horas de sol (representada pelo valor de 1.000 W/m<sup>2</sup>).

$$FC = \frac{E}{P \cdot 24 \cdot D} \quad (4)$$

onde: FC = Fator de Capacidade (%); E = Energia estimada gerada (kWh); P = Potência estimada gerada dos módulos (kWp); D = Número de dias no mês (dias).

O cálculo do abatimento na fatura mensal de energia foi realizado através da Eq. (6), em função do custo total da energia elétrica, calculado através da Eq. (5).

$$C_e = TUSD + T_e + T \quad (5)$$

em que: C<sub>e</sub> = Custo energia elétrica [R\$/kWh]; TUSD = Tarifa de uso do sistema de distribuição [R\$/kW]; T<sub>e</sub> = Tarifa de energia elétrica [R\$/kWh]; T = Tributos [%].

$$A = E \times C_e \quad (6)$$

sendo: A = Abatimento na fatura mensal de energia [R\$]; E = Energia estimada gerada pelo sistema [kWh/mês]; C<sub>e</sub> = Custo energia elétrica [R\$/kWh].

### 3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

O sistema fotovoltaico proposto foi destinado a cinco coberturas, sendo quatro delas componentes de uma mesma edificação, o terminal de passageiros (TPS) e a quinta cobertura componente da central de utilidades (CUT). As respectivas coberturas foram representadas e identificadas na Fig. 3 e na Fig. 4.



**Figura 3** - Identificação das coberturas 01 a 04 - TPS

Fonte: Imagem fornecida pela INFRAERO (adaptada pelos autores).



**Figura 4** - Identificação da cobertura 05 - CUT

Fonte: Imagem fornecida pela INFRAERO (adaptada pelos autores).

As informações obtidas preliminarmente para o estudo do potencial de geração de energia fotovoltaica do novo aeroporto de Vitória-ES estão descritas na Tab. 1.

Identificação	Área (m <sup>2</sup> )	Orientação geográfica	Inclinação (°)
Cobertura 01	3.228,92	Leste	6
Cobertura 02	7.059,52	Oeste	5
Cobertura 03	1.790,61	Leste / Oeste	3
Cobertura 04	309,67	Leste	5
Cobertura 05	2.103,44	Norte	3

**Tabela 1** – Informações das coberturas das edificações do aeroporto.

As áreas consideradas na Tab. 1 são referentes às áreas de insolação plena apresentadas por cada cobertura, uma vez que a arquitetura do terminal de passageiros do novo aeroporto de Vitória favorece o sombreamento dos módulos fotovoltaicos instalados sobre as coberturas 01, 02 e 04 ao longo do dia. Dessa forma, desconsiderou-se aproximadamente 3.574,93 m<sup>2</sup> da área de cobertura disponível no dimensionamento do sistema fotovoltaico.

A orientação geográfica e o ângulo de inclinação das coberturas foram utilizados na detecção das perdas de irradiação, através do ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Vitória, conforme Fig. 2. Dessa forma, foi estimada em 5% a perda média por inclinação das coberturas.

Além das perdas relacionadas à irradiação, também foram consideradas aquelas relacionadas ao sombreamento causado pela deposição de material particulado sobre as superfícies dos módulos. Segundo Guimarães et. al. (2013), a redução de desempenho dos módulos, decorrente da poluição atmosférica em Vitória, é cerca de 10% para sistemas cuja limpeza ocorre a cada sessenta dias. Dessa forma, as perdas acumuladas para um sistema fotovoltaico instalado no novo aeroporto de Vitória-ES

foram estimadas em 15% sobre o desempenho dos módulos fotovoltaicos.

### 3.1 Dimensionamento do potencial de geração fotovoltaica

Apartir da análise comparativa realizada entre os modelos de módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado durante o mês de abril de 2017, cujos parâmetros foram o custo do módulo (R\$) e a quantidade de energia produzida em Vitória-ES (kWh), de forma a obter a melhor relação custo-benefício foi definida a utilização dos módulos Canadian Solar CS6K – 265P para o dimensionamento do sistema. A Tab. 2 apresenta as características desses módulos.

Parâmetro	Especificação
Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS6K - 265P
Tipo de célula	Silício policristalino
Dimensões (mm)	1650 x 992 x 40 mm
Eficiência	16,19 %
Máxima potência	265 W
Tensão de máxima potência (Vmpp)	36,6 V
Corrente de máxima potência (Impp)	8,61 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	37,7 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,23 A
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,31 % / °C

**Tabela 2** – Características dos módulos fotovoltaicos Canadian Solar CS6K – 265P

A área total disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos, dada pela soma das áreas de insolação plena das coberturas 01, 02, 03, 04 e 05 é de aproximadamente 14.492,16 m<sup>2</sup>. Assim, o número de módulos e a potência instalada que cada cobertura comporta estão expressos na Tab. 3.

Identificação	Número de módulos fotovoltaicos	Potência (kWp)
Coberturas 01,02,03 e 04	6.438	1.706.,07
Cobertura 05	1.056	279,84
<b>TOTAL</b>	<b>7.494</b>	<b>1.985,91</b>

**Tabela 3** – Quantidade de módulos fotovoltaicos por cobertura

O resultado obtido na Tab. 3 indica que a capacidade de potência total proposta para o novo aeroporto de Vitória-ES é de aproximadamente 2,0 MWp, enquadrando-se na classe de minigeração, conforme definido pela Resolução Normativa nº 482/2012, atualizada pela Resolução Normativa nº 687/2015, ambas da ANEEL. Para

o dimensionamento, foi empregado o valor médio de radiação solar no plano horizontal em Vitória-ES de aproximadamente 5,046 kWh/m<sup>2</sup>.dia (SANTOS, 2013. Considerando-se a área de aproximadamente 1,64m<sup>2</sup> do módulo selecionado, a eficiência dos módulos de 16,19% e a eficiência dos inversores de 98,1%, descontando-se ainda as perdas por orientação e inclinação de cada cobertura, além da perda de desempenho do sistema devido à poluição atmosférica, obteve-se, para a totalidade de módulos fotovoltaicos, um potencial de geração de energia de aproximadamente 250,7 MWh/mês para o novo aeroporto de Vitória-ES.

O inversor que melhor se adequou ao sistema em estudo foi o Fronius Symo 20.0-3-M, cujas especificações encontram-se descritas na Tab. 4.

Parâmetro	Especificação
Fabricante	Fronius
Modelo	Symo 20.0-3-M
Voltagem máxima CC	1000 Vcc
Corrente máxima CC	33 A
Potência máxima	20 kW
Eficiência	98,1 %

**Tabela 4** – Características do inversor Fronius Symo 20.0-3-M.

Além do inversor de 20 kW, fez-se necessária a utilização de um inversor de menor potência para complementação dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que a utilização apenas de inversores de 20 kW acarretaria na subutilização de um inversor do sistema, pois a ele seria conectado um número de módulos inferior à sua capacidade. Decidiu-se pela utilização do inversor Fronius Symo 12.5-3-M, cujas especificações encontram-se descritas na Tab. 5.

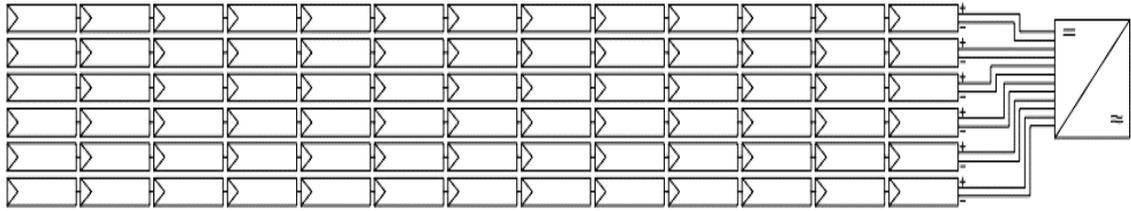
Parâmetro	Especificação
Fabricante	Fronius
Modelo	Symo 12.5-3-M
Voltagem máxima CC	1000 Vcc
Corrente máxima CC	27 A
Potência máxima	12,5 kW
Eficiência	98 %

**Tabela 5** – Característica do inversor Fronius Symo 12.5-3-M.

Para a determinação do número de módulos por inversor, foi considerada a correção da tensão de circuito aberto (Voc) em função da temperatura ambiente, obtendo-se um valor para tensão total igual 40,04 V. Dessa forma, foram estabelecidos 78 módulos para cada inversor de 20 kW e 42 módulos para cada inversor de 12,5 kW.

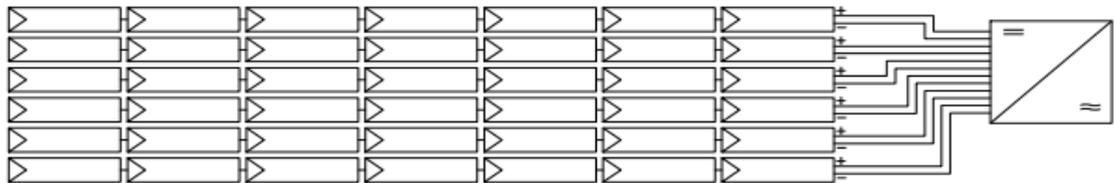
Para os sistemas cuja potência máxima do inversor é de 20 kW, cada inversor

receberá a conexão de 6 fileiras de módulos, sendo que cada uma delas será composta por 13 módulos interligados em série, conforme Fig. 5.



**Figura 5** - Representação do arranjo do sistema para inversores de 20 kW

Para o inversor cuja potência máxima é de 12,5 kW, cada inversor receberá a conexão de 6 fileiras, cada uma delas composta por 7 módulos interligados em série, conforme Fig. 6.



**Figura 6** - Representação do arranjo em série do sistema para inversores de 12,5 kW

Em seguida, foi determinado o número de inversores necessários para atender o projeto, considerando a união entre os sistemas das coberturas 01, 02, 03 e 04, por estarem presentes em um única edificação, conforme resultado expresso na Tab. 6.

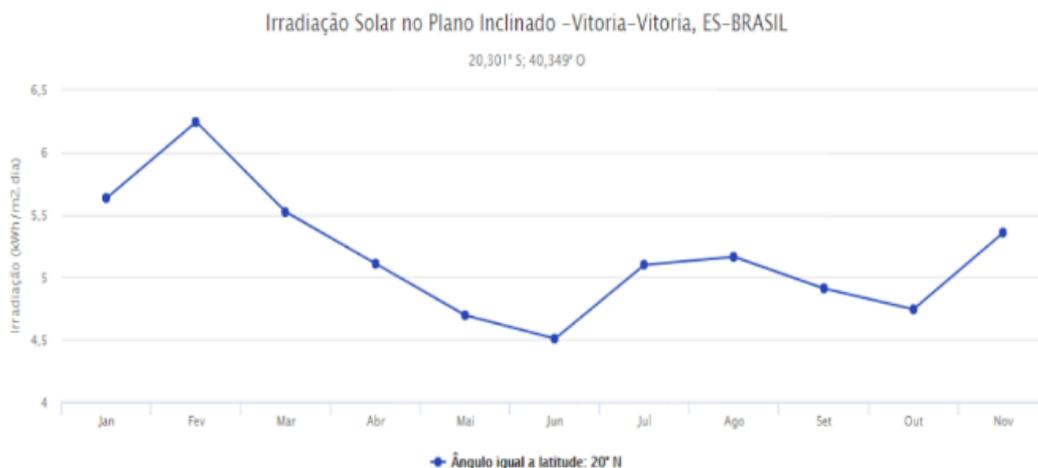
Identificação	Inversor 20 kW	Inversor 12,5 kW
Coberturas 01, 02, 03 e 04	82	1
Cobertura 05	13	1
<b>TOTAL</b>	<b>95</b>	<b>2</b>

**Tabela 6** – Número de inversores destinados a cada cobertura.

Com o intuito de comparar o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com outro sistema de características distintas ou que esteja instalado em outra localidade, foram empregados os índices de mérito: produtividade ou *Yield* (Y), taxa de desempenho ou *Performance Ratio* (PR) e fator de capacidade (FC). Os índices de mérito foram calculados com base na irradiação estimada diária média mensal sobre os módulos para o plano inclinado (20°) fornecida pelo CRESESB (2017), conforme apresentado na Fig. 7, obtendo-se um valor médio para cada índice estudado.

Estação: Vitória  
 Município: Vitória, ES - BRASIL  
 Latitude: 20,301° S  
 Longitude: 40,349° O  
 Distância do ponto de ref. (20,3° S; 40,337777° O): 1,2 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal (kWh/m <sup>2</sup> .dia)													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☐	Plano Horizontal	0° N	6,20	6,54	5,40	4,61	3,93	3,63	3,72	4,45	4,90	5,03	5,12	5,96	4,96	2,92
☑	Ângulo igual a latitude	20° N	5,64	6,25	5,52	5,11	4,69	4,51	4,54	5,10	5,16	4,91	4,74	5,36	5,13	1,74
☐	Maior média anual	18° N	5,71	6,30	5,53	5,08	4,64	4,44	4,48	5,05	5,16	4,84	4,80	5,44	5,13	1,86
☐	Maior mínimo mensal	24° N	5,47	6,12	5,48	5,15	4,80	4,63	4,66	5,18	5,16	4,84	4,62	5,19	5,11	1,50



**Figura 7** – Irradiação solar no plano inclinado para Vitória/ES

Considerando-se um período de um ano, obteve-se um valor médio de 127,93 kWh/kWp para o índice Produtividade, que é a relação entre a energia gerada pelo sistema mensalmente (kWh) e a potência nominal instalada (kWp). Já para a Taxa de Desempenho, determinada através da relação entre a Produtividade e a quantidade de horas de sol a 1.000 W/m<sup>2</sup> incidentes no módulo fotovoltaico ao longo de um ano de operação, obteve-se um valor médio de 83,38%. Para o Fator de Capacidade, razão entre a energia real entregue pelo sistema e a energia que o sistema entregaria se operasse 24 horas por dia na sua potência nominal, obteve-se um valor médio de 17,56%. Os valores encontrados são similares aos encontrados nas referências bibliográficas.

O custo total estimado para módulos, inversores e kit's de estruturas de montagem dos módulos é em torno de R\$ 6.767.113,52. Considerando-se o valor da energia estimada gerada pelo sistema, juntamente com o custo da energia elétrica na modalidade tarifária a qual se enquadra o empreendimento (verde), acrescido das alíquotas referentes aos tributos PIS (1,32%), COFINS (6,10%) e ICMS (25,00%), obteve-se um abatimento na fatura mensal de energia na ordem de R\$ 94.610,57, o que equivale a cerca de R\$ 1.135.326,84 ao ano. Sendo assim, o retorno do investimento realizado em módulos fotovoltaicos, inversores de corrente e kits de montagem acontecerá em aproximadamente 6 anos.

## 4 | CONCLUSÃO

Diante do bom desempenho estimado para o sistema fotovoltaico proposto, comprovado pelos índices de mérito, mostra-se atrativa a possibilidade de utilização da fonte solar para a minigeração própria de energia elétrica no novo aeroporto de Vitória-ES, uma vez que é vasta a área disponível para a implantação do sistema, além de não interferir no seu adequado funcionamento.

Estima-se que o novo terminal de passageiros do aeroporto de Vitória atenderá a demanda até o ano 2035, sem a necessidade de ampliações neste período. Dessa forma, é possível inferir que o sistema fotovoltaico de 2,0 MWp proposto atenderá satisfatoriamente a demanda de energia, em virtude do baixo custo de manutenção e da elevada vida útil dos equipamentos selecionados, com tempo de retorno do investimento relativamente curto, uma vez que foi estimado em cerca de 6 anos para o sistema proposto.

Sendo assim, pode-se concluir que a instalação do sistema fotovoltaico no novo aeroporto de Vitória-ES afetará de forma significativa na redução dos custos de energia elétrica ao longo da vida útil do sistema, além de contribuir para a redução dos impactos socioambientais da geração de energia.

## 5 | REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa N° 482**, de 17 de Abril de 2012; Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 687**, de 24 de Novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

Araújo, A. J. N.; Rank, N. I.; Bueno, T. B. A. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. 2016. 85 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016. Disponível em: <[http://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2015\\_2\\_27/2015\\_2\\_27\\_final.pdf](http://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2015_2_27/2015_2_27_final.pdf)>. Acesso em: 25 abr. 2017.

CRESESB. **Centro de referência para energia solar e eólica Sérgio Brito**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&2016>>. Acesso em: 15 jan. 2018.

Guimarães, W. T. *et. al.* **Influência da poluição atmosférica sobre o desempenho de módulos fotovoltaicos em Vitória, ES**. Revista Científica da FAESA, v. 9, p. 19-25, 2013.

Hirtenstein, A. **Geração solar cresce mais que todas as demais formas de energia**. Revista Exame, 2017. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/economia/geracao-solar-cresce-mais-que-todas-as-demais-formas-de-energia/#>>. Acesso em: 21 jan. 2018.

Ministério de Minas e Energia. **Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico – nov/2017**. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico++Novembro++2017\\_1.pdf/25f64f4a-ecdf-463f-ba58-968166bf7ab](http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico++Novembro++2017_1.pdf/25f64f4a-ecdf-463f-ba58-968166bf7ab)>. Acesso em: 17 jan. 2018.

Pinho, T. J.; Galdino, A. M. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro:

CEPEL-CRESESB, 2014. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 10 abr. 2017.

Rueter, G. **Produção de energia renovável bateu recorde em 2016**. Revista Carta Capital, 2017. Disponível em: <<https://www.cartacapital.com.br/sustentabilidade/producao-de-energia-renovavel-bateu-recorde-em-2016>>. Acesso em: 21 jan. 2018.

Santos, I. P. dos. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura**. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. Disponível em: <[http://fotovoltaica.ufsc.br/Teses/Tese\\_IsisPortolanDosSantos.pdf](http://fotovoltaica.ufsc.br/Teses/Tese_IsisPortolanDosSantos.pdf)>. Acesso em: 13 abr. 2017.

Souza, R. di. 2016. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica**. Disponível em: <<http://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>>. Acesso em: 19 abr. 2017.

## ANÁLISE ENERGÉTICA E EXERGÉTICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO E POLICRISTALINO

**Suellen Caroline Silva Costa**

**Janaína de Oliveira Castro Silva**

**Cristiana Brasil Maia**

**Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz**

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas)/Pós-Graduação Engenharia Mecânica/Grupo de Estudos em Energia (GREEN-IPUC)

Belo Horizonte – Minas Gerais

**RESUMO:** Neste trabalho, os conceitos de energia e exergia são usados para estimar e comparar os desempenhos de módulos fotovoltaicos de silício monocristalino (m-Si) e policristalino (p-Si). A eficiência energética é a relação entre a potência de saída do módulo e o produto da radiação solar e da área de incidência (área do módulo). A eficiência exergética é derivada dos parâmetros elétricos, da temperatura de operação dos módulos e das condições específicas do clima. Os parâmetros elétricos dos módulos foram estimados através do ajuste das especificações do módulo (*datasheet*) às variáveis climáticas obtidas para a cidade de Belo Horizonte, Brasil. Para isso, a radiação solar incidente sobre o módulo fotovoltaico inclinado, a temperatura ambiente e a temperatura de operação do fotovoltaico foram estimadas. O módulo de

silício monocristalino (190W) apresentou eficiências energética e exergética em torno de 20% e 14%, respectivamente. Em comparação, o módulo de silício policristalino (210W) indicou uma eficiência energética menor de aproximadamente 18% e uma eficiência exergética de cerca de 13%, resultados estes já esperados, devido a diferença de pureza do silício para as duas tecnologias analisadas.

**PALAVRAS-CHAVE:** Módulos Fotovoltaicos, Desempenho, Eficiência Energética, Eficiência Exergética.

**ABSTRACT:** In this work the concepts of energy and exergy are used to estimate and compare the performances of monocrystalline (m-Si) and polycrystalline silicon modules. The energetic efficiency is the ratio of the power output of module to the product of solar radiation and the area of incidence or area of the module. The exergetic efficiency is derived from the electrical parameters, the operating temperature of the modules, and the specific weather conditions. The electrical parameters of the modules were estimated by adjusting module (nameplate) specifications to the climate variables obtained for the city of Belo Horizonte, Brazil. The monocrystalline silicon module (190W) presented energetic and exergetic efficiencies around 20% and 14%, respectively. In comparison, the polycrystalline

silicon module (210W) has an expected lower energetic efficiency was approximately 18% and exergetic efficiency, of about 13%.

**KEYWORDS:** Photovoltaic modules, Performance, Energetic efficiency, Exergetic efficiency.

## 1 | INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica e a hipótese de esgotamento de combustíveis fósseis são alguns dos fatores preponderantes para alavancar pesquisas e incentivos referentes à utilização de fontes renováveis. De acordo com Dincer et al. (2010) o declínio do fornecimento de energia fóssil do mundo associado ao aumento do consumo de energia e a tendência contínua de aquecimento global causado pelas emissões de gases de efeito estufa, têm motivado os esforços de inovação e pesquisa para a implementação de uma economia global baseada em energia renovável. Este tipo de energia vem de três fontes „fundamentais“, ou seja, solar, gravitação combinado com o movimento do planeta, e geotérmica. A energia solar pode ser utilizada para diversos fins, entre os quais a geração de energia elétrica, pois oferece a possibilidade de fornecer uma parte cada vez mais importante da demanda mundial de energia.

A maioria dos sistemas de conversão de energia, especialmente, as usinas de geração de energia elétrica, não operam em condições nominais ao longo da sua vida útil, mudanças semi-periódicas, periódicas e estocásticas na disponibilidade do recurso afetam o desempenho dos sistemas que utilizam energias renováveis, fazendo com que estes funcionem em condições *off-project* a maior parte de sua vida útil. Uma forma de amenizar os impactos das mudanças na disponibilidade dos recursos é a utilização de um ano meteorológico típico que represente o comportamento das variáveis meteorológicas ao longo de um determinado período de dados, sendo de crucial importância para o setor energético. O ano padrão é um conjunto de dados experimentais que tem como função representar um ano típico para uma determinada localidade, tornando-se representativo para diversos outros anos. O ano meteorológico típico ou ano padrão permite aplicar o conhecimento da meteorologia local nos procedimentos para avaliação, projeto, planejamento e operação de plantas de geração a partir de fontes renováveis.

Os sistemas fotovoltaicos estão entre os sistemas de conversão de energia que são influenciados por condições adversas, capazes de afetar o desempenho destes. Os principais fatores que contribuem para a não operação em condições nominais em sistemas fotovoltaicos são as variáveis meteorológicas, como a temperatura ambiente e a radiação solar, que afetam consideravelmente o funcionamento dos módulos fotovoltaicos. Os módulos fotovoltaicos são os responsáveis por converter a radiação solar que incide sobre estes em energia elétrica. A avaliação do desempenho de módulos fotovoltaicos pode ser realizada através da aplicação da Primeira e da

Segunda Lei da Termodinâmica, denominada eficiência energética e exergética, respectivamente. De acordo com Dincer (2002) a análise exergética é uma ferramenta que permite a avaliação do impacto ambiental da utilização do recurso energético. A técnica de análise exergética possui aplicação na previsão dos objetivos de uso de fontes de energia mais eficientes, permitindo a determinação de localizações, tipos, e magnitudes reais de perdas e gastos. Pode ainda ser uma ferramenta de grande valia no estudo da possibilidade de redução da ineficiência em sistemas já existentes. Associadas a todas estas funcionalidades, a análise exergética constitui um componente chave na obtenção de um desenvolvimento sustentável. Segundo Sarhaddi et al. (2010), a eficiência energética de módulos fotovoltaicos é a razão entre a energia gerada e a radiação solar, desprezando a influência direta de alguns fatores, como as propriedades térmicas. Já a exergia considera parâmetros climáticos, geométricos e de operação dos módulos, incluindo as propriedades térmicas, fornecendo resultados mais realistas do processo de conversão de energia por módulos fotovoltaicos. Joshi et al. (2009) citam que a energia de um sistema fotovoltaico depende principalmente de duas componentes denominadas energia elétrica e energia térmica. A energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico é também denominada como a exergia elétrica, uma vez que ela está completamente disponível para ser convertida em trabalho. Uma vez que a energia térmica disponível na superfície das células fotovoltaicas não pode ser utilizada para gerar trabalho útil no caso dos sistemas fotovoltaicos, ela passa a constituir perda de calor para o ambiente. A eficiência energética de um sistema fotovoltaico pode ser definida então como uma relação entre a energia elétrica gerada e a energia solar total incidente na superfície da célula fotovoltaica. Para Pandey et al. (2013) a análise energética é mais apropriada quando uma análise global é necessária, já a análise exergética é mais apropriada quando o sistema ou um componente individual devem ser analisados qualitativamente.

Dentre os trabalhos realizados envolvendo análise exergética em módulos fotovoltaicos, destacam-se os trabalhos de Sahin et al. (2007) que investigaram as características termodinâmicas das células fotovoltaicas, com base nas eficiências energéticas e exergéticas. Os resultados indicaram que a eficiência energética variou entre 7 e 12 % durante a hora do dia, enquanto que a eficiência exergética variou entre 2 e 8 %. De acordo com Xydis (2013) as perdas de exergia, estão relacionadas ao fator de correção da temperatura, devido ao aumento da temperatura do módulo, representando perdas de 1,3% no desempenho do sistema. O desempenho de um módulo fotovoltaico depende de variáveis como a temperatura ambiente, radiação solar, ângulo de incidência, acúmulo de sujidades e o tipo de célula fotovoltaica utilizada. A temperatura exerce uma importante influência na eficiência dos módulos e conseqüentemente de todo o gerador fotovoltaico. Colombo et al. (2014) apresentaram uma análise termoeconômica geral para avaliar os efeitos econômicos e ambientais do sistema de integração energética, tendo em conta as preocupações com o ciclo de vida e o efeito das ineficiências devido a operação off-design dos sistemas. O

método é aplicado a um estudo de caso real entre uma usina de energia fotovoltaica e uma usina de energia padrão comercial à turbina a gás (sem cogeração) sobre o custo final do kWh. A avaliação do custo econômico foi realizada por meio de técnicas termoeconômicas, enquanto os custos de exergia são avaliados utilizando os métodos *Extended Exergy Accounting* (EEA) e *Thermo-Ecological Cost* (TEC). Os resultados mostraram que uma avaliação puramente monetária pode levar a resultados contrastantes, e que os indicadores de custos EEA e TEC podem gerar rankings diferentes entre as alternativas estudadas.

Muitos estudos referentes à avaliação do desempenho utilizando a Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica foram aplicados em sistemas fotovoltaicos/térmicos (PV/T), em que um único sistema gera energia elétrica e térmica. Ceylan e Gürel (2015) avaliaram experimentalmente um novo sistema de design PV/T para o arrefecimento dos módulos fotovoltaicos, ao mesmo tempo em que se aquecia água. O sistema PV/T é um sistema de circulação forçada sem bomba. A análise exérgica dos sistemas PV/T foram contabilizadas para a exergia térmica do módulo PV e do coletor solar, assim como as variações da exergia elétrica. Os autores concluíram que para a temperatura de 45°C a eficiência exérgica obtida foi de cerca de 17%, enquanto que para a temperatura de 55°C a eficiência exérgica apresentada foi de 21%. Yazdanpanahiet al. (2015) investigaram a eficiência exérgica de um PV/T experimentalmente e numericamente. Através da montagem experimental os seus parâmetros de funcionamento foram obtidos, e também medidos dados da intensidade da radiação solar, velocidade do vento, temperatura ambiente, temperatura de células fotovoltaicas, a entrada de fluido e a temperatura de saída do fluido, tensão circuito aberto, curto-circuito, a tensão máxima potência e a corrente de máxima potência. A simulação numérica utilizou um modelo tridimensional com carga térmica constante e quatro parâmetros modelos corrente-tensão. Equações modificadas foram introduzidas para obter a eficiência exérgica e as perdas de exergia nos componentes do sistema PV/T. Os resultados da simulação numérica se mostraram de acordo com as medições experimentais. A comparação entre a eficiência exérgica modificada utilizada no estudo e aquela proveniente da literatura mostraram que a eficiência exérgica modificada obtido neste trabalho não tem as deficiências da eficiência exérgica proveniente da literatura, sendo capaz de indicar as perdas de exergia no sistema PV/T diretamente.

Considerando o cenário atual caracterizado pelo aumento da instalação de sistemas fotovoltaicos, o que indica uma maior participação desses sistemas de conversão de energia na matriz elétrica mundial, vem incentivando pesquisas relacionadas ao desempenho das tecnologias de módulos. A Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica possibilitam avaliar as eficiências de diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos, porém essa metodologia ainda não é largamente utilizada nesses equipamentos, aplicando normalmente em tecnologias PV/T. Esse trabalho tem o objetivo de analisar o desempenho de módulos fotovoltaicos de tecnologias:

silício monocristalino (m-Si) e de silício policristalino (p-Si), aplicando os conceitos da Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica através da estimativa das eficiências energéticas e exergéticas, e da influência das variáveis meteorológicas previstas em modelos matemáticos de Duffie e Beckman (2006) e Lorenzo (1994) para a cidade de Belo Horizonte, Brasil.

## 2 | METODOLOGIA

Os módulos fotovoltaicos são compostos por várias células solares ligadas em série e/ou em paralelo que transformam a energia solar em eletricidade a partir do efeito fotovoltaico. Atualmente existem vários tipos de células constituídas por diferentes materiais, porém a mais utilizada é a de silício por apresentar maior relação eficiência/custo sobre as outras tecnologias de células. As células de silício podem ser de silício cristalino – monocristalino e policristalino – ou de filme fino – silício amorfo. Os módulos fotovoltaicos podem ser distinguidos de acordo com o grau de pureza do semicondutor, sendo que quanto maior a pureza, maior será a eficiência do módulo. Segundo Green e outros (2015), os módulos de silício monocristalino podem atingir eficiências de até 22,9%, devido ao elevado grau de pureza do silício, possibilitando alcançar um maior desempenho em relação às outras tecnologias de células. Os módulos de silício policristalino possuem eficiências em torno de 18,5%, enquanto as células de silício amorfo de filme fino podem chegar a eficiências de aproximadamente 12,2%.

Este trabalho visa analisar o desempenho de duas tecnologias de módulos fotovoltaicos, através da modelagem e simulação das eficiências energética e exergética, considerando dados meteorológicos horários estimados utilizando os modelos de Duffie e Beckman (2006) e Lorenzo (1994). A estimativa das condições meteorológicas foi feita para a cidade de Belo Horizonte que está localizada geograficamente a uma latitude de 19,93° S e longitude de 43,93° S. No modelo foi considerada a inclinação dos módulos fotovoltaicos igual a 20°, o índice de refletividade do solo para área urbana (de 18% , os índices de transparência atmosférica médio mensal ( ) conforme indicados na Tabela 1. Também foram utilizados dados de temperatura mínima e máxima diária e da velocidade do vento para a localidade, disponibilizados pelo projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA). A estimativa das condições meteorológicas para Belo Horizonte foram comparadas e validadas com dados disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e com o ano padrão obtido do SWERA.

Mês	$\overline{K_T}$	Mês	$\overline{K_T}$	Mês	$\overline{K_T}$
<b>Janeiro</b>	0,46	<b>Maio</b>	0,55	<b>Setembro</b>	0,48
<b>Fevereiro</b>	0,45	<b>Junho</b>	0,60	<b>Outubro</b>	0,50
<b>Março</b>	0,64	<b>Jullho</b>	0,64	<b>Novembro</b>	0,45

<b>Abril</b>	0,53	<b>Agosto</b>	0,53	<b>Dezembro</b>	0,41
--------------	------	---------------	------	-----------------	------

**Tabela 1:** Índice de claridade atmosférica media mensal  
Guimarães (1995)

As eficiências energéticas e exergéticas foram estimadas para todas as horas e dias do ano, considerando a variação dos parâmetros meteorológicos e dos parâmetros dos módulos fotovoltaicos. As simulações foram realizadas no software Engineering Equation Solver (EES), no qual foram gerados os gráficos utilizados na análise.

Para estimar os parâmetros elétricos e térmicos dos módulos fotovoltaicos para diferentes condições de operação foi necessário definir os parâmetros em condição de referência, possibilitando estimar a variação destes em relação à temperatura ambiente e a radiação solar. Para isso, foram considerados na simulação como parâmetros de referência, os dados em condição padrão de teste (Standard Test Conditions – STC) dos módulos fotovoltaicos, monocristalino de 190 Wp modelo HG190, e policristalino de 210 Wp modelo HG210, fornecidos pelo fabricante SolarTerra. Na Tabela 2 são apresentadas as características elétricas dos módulos fotovoltaicos monocristalino (HG190) e policristalino (HG210).

	<b>HG190</b>	<b>HG210</b>
Tecnologia	Monocristalino	Policristalino
Potência	190 W	210 W
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc.ref}$ )	21,68 V	33,05 V
Corrente de Curto-Circuito ( $I_{sc.ref}$ )	11,80 A	8,23 A
Tensão no Ponto de Máxima Potência ( $V_{m.ref}$ )	18,07 V	27,54 V
Corrente no Ponto de Máxima Potência ( $I_{m.ref}$ )	10,52 A	7,64 A
Coefficiente de Temperatura para Corrente de Curto-Circuito ( $\alpha$ )	0,05%/°C	0,05%/°C
Coefficiente de Temperatura para Tensão de Circuito Aberto ( $\beta$ )	-0,38%/°C	-0,38%/°C
Temperatura Nominal de Operação do Fotovoltaico (NOCT)	47 °C	47 °C
Temperatura em Condições Padrão de Teste (STC)	25 °C	25 °C
Largura do Módulo	1,580 m	1,480 m
Comprimento do Módulo	0,808 m	0,990 m

**Tabela 2:** Características elétricas e térmicas dos módulos fotovoltaicos  
SolarTerra (2015)

### 3 I MODELO METAMÁTICO

O gerador fotovoltaico é constituído por um conjunto de módulos fotovoltaicos, cujo desempenho pode ser influenciado pelas condições meteorológicas, como

a intensidade da radiação solar, a temperatura ambiente e a velocidade do vento. A avaliação do desempenho pode ser realizada aplicando a Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica, na estimativa das eficiências energéticas e exergéticas, respectivamente. A eficiência energética é dada por (PANDEY ET AL, 2013):

$$\eta_{\text{energética}} = \frac{V_{oc} * I_{sc}}{G_T * A} \quad (\text{eq. 1})$$

onde  $A$  é a área do módulo fotovoltaico,  $G_T$  é a radiação solar,  $V_{oc}$  é a tensão de circuito aberto e  $I_{sc}$  é a corrente de curto-circuito. A tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito podem ser estimados através do modelo proposto por Chouder et al. (2012):

$$V_{oc} = V_{oc,ref} - \beta(T_{c,ref} - T_c) + A_f \ln\left(\frac{G_T}{G_{ref}}\right) \quad (\text{eq. 2})$$

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \left(\frac{G_T}{G_{ref}}\right) + \alpha(T_c - T_{c,ref}) \quad (\text{eq. 3})$$

onde  $V_{oc}$  é a tensão de circuito aberto,  $G_T$  é a radiação solar,  $T_c$  é a temperatura do módulo. As variáveis com subscritos  $r$  e  $f$  indicam os parâmetros em condição de referência. Os parâmetros de referência utilizados nesta modelagem foram retirados dos datasheet disponibilizados pelo fabricante dos módulos fotovoltaicos avaliados, considerando a condição padrão de teste (*Standard Test Conditions* –STC). No caso da radiação solar foi utilizado nesse modelo o valor de referência igual a  $1000 \text{ W/m}^2$ . O  $\beta$  e  $\alpha$  são os coeficientes de temperatura para a tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, respectivamente. O  $A_f$  é o fator de idealidade modificado do diodo, definido por (CHOUDER ET AL., 2012):

$$A_f = \frac{n\sigma T_c}{q} \quad (\text{eq. 4})$$

onde  $n$  é o fator de idealidade do diodo, neste trabalho foi considerado o fator de idealidade de um diodo ideal ( $n=1$ ),  $\sigma$  é a constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$ ), e  $q$  é a carga de um elétron ( $1,602 \times 10^{-19} \text{ C}$ ).

A temperatura do módulo ( $T_c$ ) pode ser definida a partir dos dados definidos para a condição de operação nominal do módulo, como proposto por Pandey et al. (2013):

$$T_c = T_a + \left(\frac{\text{NOCT} - 20 \text{ }^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2}\right) G_T \quad (\text{eq. 5})$$

onde NOCT é a temperatura de operação nominal do módulo e  $T_a$  é a temperatura ambiente. A temperatura ambiente ( $T_a$ ) foi estimada segundo modelo proposto por Lorenzo (1994), que depende do ângulo horário ( $\omega$ ) relativo ao deslocamento do sol a partir do meio dia, contabilizando um deslocamento de  $15^\circ$  a cada uma hora, e pelo ângulo do pôr-do-sol ( $\omega_s$ ) quando finaliza o período de brilho solar (DUFFIE E

BECKMAN, 2006):

Para  $-\pi < \omega < \omega_s$ ,  $T_a$  é calculado por:

$$= T_{aM}(i-1) - \frac{T_{aM}(i-1) - T_{am}(i)}{2} \left[ 1 + \cos \left( \left( \frac{\pi}{\left( \frac{\pi}{6} - \omega_s - 2\pi \right)} \omega \right) + \left( -\frac{\pi}{\left( \frac{\pi}{6} - \omega_s - 2\pi \right)} \omega_s \right) \right) \right] \quad (\text{eq. 6})$$

Na Eq. (2),  $T_{aM}$  e  $T_{am}$  são a temperatura ambiente máxima e mínima ao longo de um dia, respectivamente, e  $i$  é o dia do ano.

Para  $\omega_s < \omega < \frac{\pi}{6}$ ,  $T_a$  é calculado por:

$$T_a = T_{am}(i) + \frac{T_{aM}(i) - T_{am}(i)}{2} * \left[ 1 + \cos \left( \left( \frac{\pi}{\left( \omega_s - \frac{\pi}{6} \right)} \omega \right) + \left( -\frac{\pi}{\left( \omega_s - \frac{\pi}{6} \right)} \frac{\pi}{6} \right) \right) \right] \quad (\text{eq. 7})$$

E para  $\frac{\pi}{6} < \omega < \pi$ ,  $T_a$  é calculado por:

$$T_a = T_{aM}(i) - \frac{T_{aM}(i) - T_{am}(i+1)}{2} \left[ 1 + \cos \left( \left( \frac{\pi}{\left( 2\pi + \omega_s - \frac{\pi}{6} \right)} \omega \right) + \left( -\left( \pi + \frac{\pi}{\left( 2\pi + \omega_s - \frac{\pi}{6} \right)} \pi \right) \right) \right) \right] \quad (\text{eq. 8})$$

Para estimar a radiação solar incidente sobre o módulo fotovoltaico inclinado ( $G_T$ ), foi utilizado o modelo de céu isotrópico indicado por Duffie e Beckman (2006), que considera o somatório das componentes direta, difusa isotrópica, e radiação solar difusa refletida pelo solo:

$$G_T = G_b R_b + G_d \frac{(1 + \cos \beta_{in})}{2} + G \rho \frac{(1 - \cos \beta_{in})}{2} \quad (\text{eq. 9})$$

Na Eq. (9),  $G_b$  e  $G_d$  são a radiação solar direta e difusa, respectivamente;  $G$  é a radiação solar total incidente sobre um plano horizontal;  $R_b$  é a razão entre a radiação total incidente sobre uma superfície inclinada e uma superfície horizontal;  $\rho$  é a refletividade do solo e  $\beta_{in}$  é o ângulo de inclinação do módulo.

A eficiência exergética de módulos fotovoltaicos é dada pela razão entre a exergia de saída e a exergia de entrada.

$$\varepsilon = \frac{\text{Exergia de saída}}{\text{Exergia de entrada}} = \frac{Ex_{elet} - Ex_{therm}}{Ex_{solar}} \quad (\text{eq. 10})$$

onde  $Ex_{elet}$  é a exergia elétrica,  $Ex_{therm}$  é a exergia térmica e  $Ex_{solar}$  é a exergia solar.

A exergia de entrada é proveniente da radiação solar:

$$Ex_{solar} = \left( 1 - \frac{T_a}{T_{sol}} \right) G_T * A \quad (\text{eq. 11})$$

A exergia de saída do módulo fotovoltaico é a diferença entre a exergia elétrica e a exergia térmica, definidas por Pandey et al. (2013):

$$Ex_{elet} = V_{oc}I_{sc} - (V_{oc}I_{sc} - V_m I_m) \quad (\text{eq. 12})$$

$$Ex_{term} = \left(1 - \frac{T_a}{T_c}\right) U * A(T_c - T_a) \quad (\text{eq. 13})$$

onde  $V_m$  e  $I_m$  são a tensão e corrente no ponto de máxima potência definidos por (CHOUDER ET AL., 2012):

$$I_m = I_{m,ref} \left(\frac{G_T}{G_{ref}}\right) \quad (\text{eq. 14})$$

$$V_m = V_{m,ref} - \beta(T_{c,ref} - T_c) \quad (\text{eq. 15})$$

Nas Eq. (14) e (15),  $I_{m,ref}$  e  $V_{m,ref}$  são a tensão e corrente no ponto de potência máxima para uma condição de referência. Na Eq. (12), a variável  $U$  representa o coeficiente de transferência de calor:

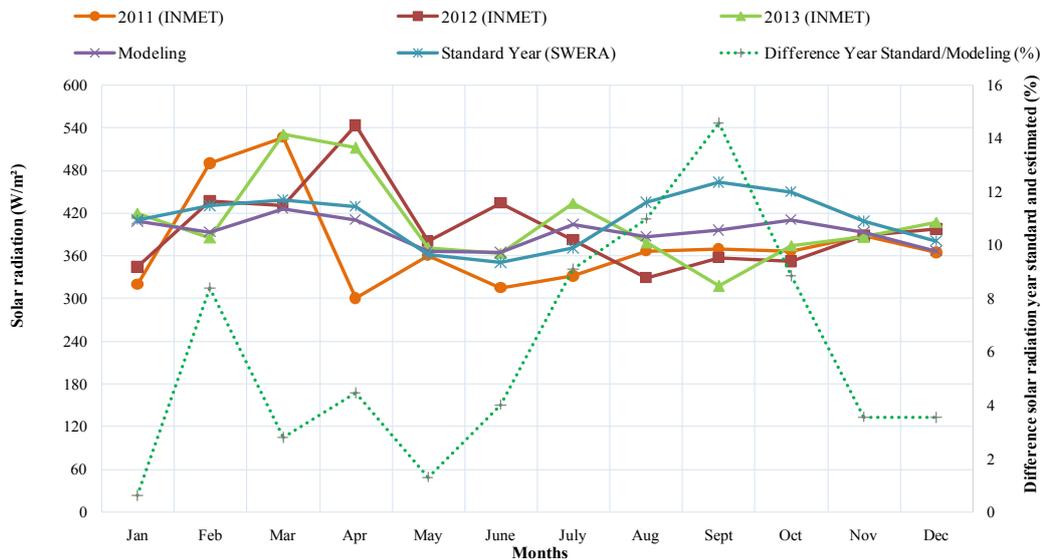
$$U = 5.7 + 3.8 * v \quad (\text{eq. 16})$$

onde  $v$  é a velocidade do vento. Dessa forma, a eficiência exergética é dada pela razão entre a diferença da exergia elétrica e térmica pela exergia solar. A exergia térmica é subtraída da exergia elétrica, pois o calor gerado no processo de conversão da radiação solar em energia elétrica é rejeitado, não sendo utilizado como produto útil:

$$\varepsilon = \frac{\text{Exergia de saída}}{\text{Exergia de entrada}} = \frac{V_m I_m - \left(1 - \frac{T_a}{T_c}\right) U * A(T_c - T_a)}{\left(1 - \frac{T_a}{T_{sol}}\right) G_T * A} \quad (\text{eq. 17})$$

## 4 | RESULTADOS

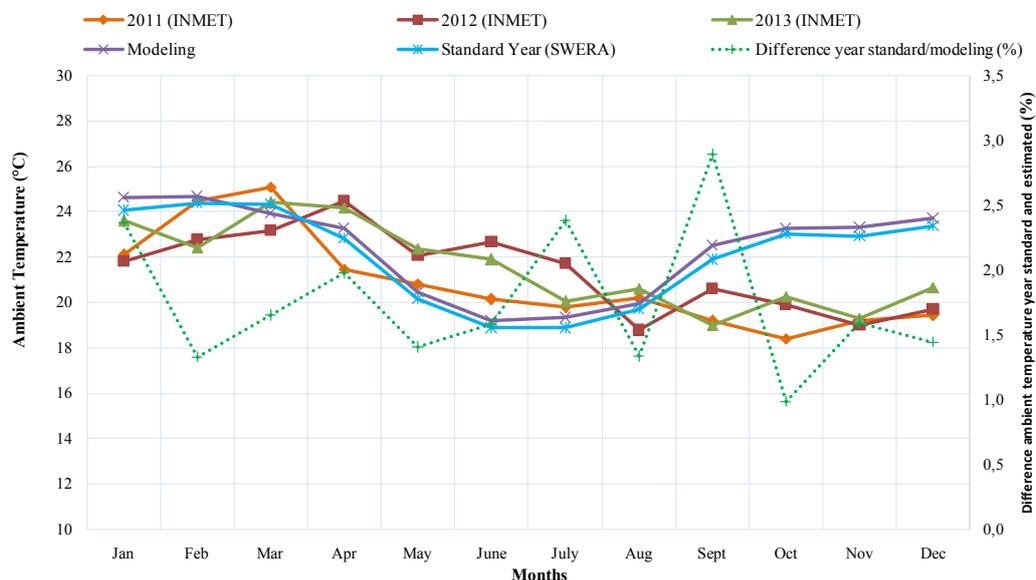
As médias mensais estimadas para a radiação solar incidente sobre uma superfície horizontal foram comparadas com dados médios mensais experimentais referentes aos anos de 2011 a 2013 para a cidade de Belo Horizonte/Brasil, disponibilizados pelo INMET, conforme mostrado na Figura 1.



**Figura 1:** Comparação entre as médias mensais da radiação solar para Belo Horizonte, Brasil

Quando comparados os valores de radiação solar estimados pelo modelo com os valores do ano padrão, pode-se perceber diferenças de até 15%; no entanto, o comportamento global e a média anual são bastante próximos. O ano padrão representa um ano típico para uma determinada localidade, podendo ocorrer variações reais significativas de um ano para outro, como observado nas curvas experimentais obtidas para os anos de 2011, 2012 e 2013.

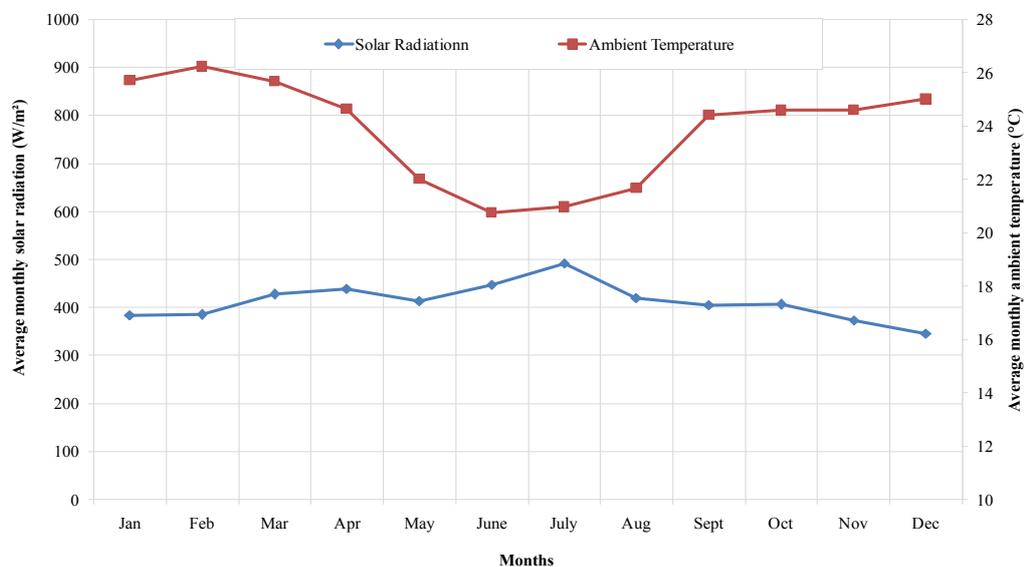
A temperatura ambiente obtida pelo modelo é mostrada na Figura 2, em comparação com a modelada através do ano padrão e os valores experimentais para os anos de 2011 a 2013. Pode ser notado que os valores experimentais variaram significativamente entre os anos analisados. Quando comparados os valores obtidos pelo modelo de Lorenzo (1994) e pelo ano padrão, percebe-se que os valores são bem próximos, com diferenças máximas inferiores a 3%.



**Figura 2:** Comparação entre as médias mensais da temperatura ambiente para Belo Horizonte, Brasil

Após a comparação dos dados obtidos pelo presente modelo com dados experimentais e com dados obtidos pelo ano padrão, conclui-se que os resultados podem ser utilizados para estimar o comportamento da radiação solar incidente e da temperatura ambiente para a cidade de Belo Horizonte, Brasil. Assim, estes resultados foram usados como dados de entrada para se estimar a radiação solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos inclinados ( $20^\circ$ ) e as eficiências energética e exergética.

A Figura 3 apresenta os valores médios mensais da temperatura ambiente e da radiação solar incidente sobre o plano dos módulos fotovoltaicos inclinados para a cidade de Belo Horizonte, Brasil. Pode ser observado que os meses correspondentes ao inverno no hemisfério sul (junho, julho e agosto) apresentam os menores índices de temperatura médias mensais, como já esperado. Já os meses correspondentes ao verão no hemisfério sul (dezembro, janeiro, fevereiro e março) apresentam temperaturas mais elevadas e menores índices de radiação solar. Este comportamento pode ser atribuído tanto aos maiores índices de transparência atmosférica atingidos no inverno e à inclinação dos módulos em  $20^\circ$ . Duffie e Bekman (2006) afirmam que, para maximizar a incidência de radiação solar no inverno, os equipamentos solares devem possuir inclinação igual ao módulo da latitude local.



**Figura 3:** Médias mensais das condições meteorológicas para Belo Horizonte, Brasil

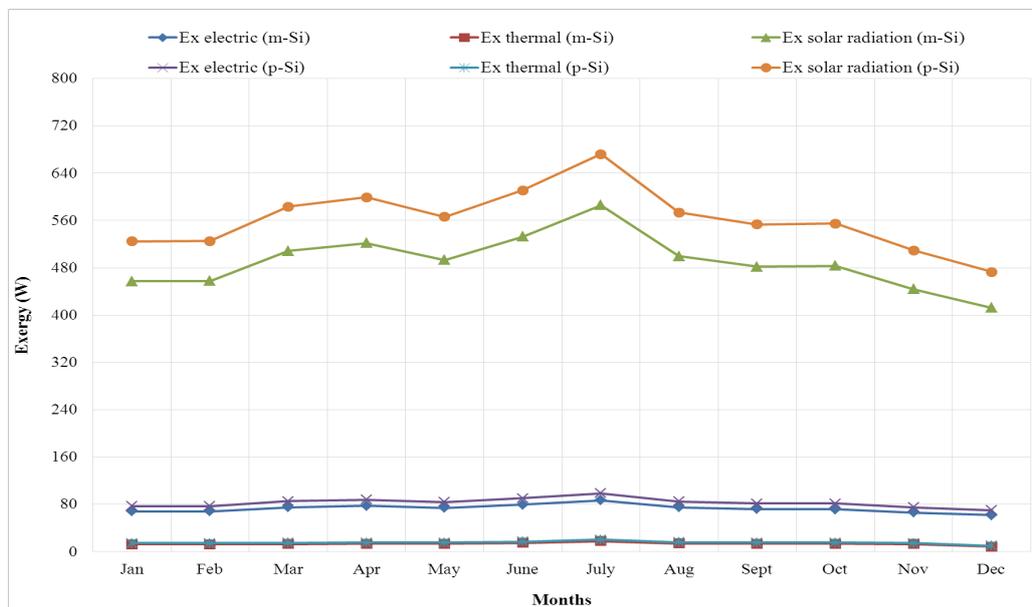
A Figura 4 mostra as taxas de exergia dos módulos fotovoltaicos HG190 (monocristalino) e HG210 (policristalino). A exergia devido à radiação solar representa o máximo trabalho útil que pode ser aproveitado pelo módulo fotovoltaico. Quando comparados os valores obtidos para os módulos HG190 e HG210, para uma determinada data, percebe-se que o HG210 apresenta maiores taxas. A exergia devido à radiação solar depende dos parâmetros ambientais (temperatura ambiente, temperatura do sol e

radiação solar) e da área do módulo. Como os parâmetros ambientais são os mesmos para os dois módulos, os maiores valores obtidos pelo HG210 podem ser atribuídos à sua maior área.

Para um mesmo módulo, a variação temporal das exergias é função somente das condições meteorológicas. A taxa de exergia solar depende apenas da radiação solar e da temperatura ambiente; enquanto as taxas de exergia elétrica e térmica dependem da radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento. Como o mês de julho apresenta maiores índices de radiação solar, as exergias foram maiores neste mês comparadas com as do mês de dezembro ou janeiro.

A exergia térmica, quando não aproveitada, se torna uma perda, reduzindo a eficiência do módulo. Ela pode ser minimizada principalmente pela minimização de dois fatores, a temperatura de operação da célula e o coeficiente de transferência de calor por convecção. A exergia elétrica depende dos parâmetros elétricos de cada célula e da tecnologia em particular. A exergia elétrica dos módulos fotovoltaicos pode ser maximizada através de algumas medidas como a redução das perdas óticas, utilização de células que absorvem diferentes espectros da radiação solar e recobrimentos dos módulos fotovoltaicos com ação antiaderente e antireflectante para aumentar a eficiência da absorção fotônica. De maneira semelhante à taxa de exergia solar, as taxas de exergia elétrica do módulo HG210 foram superiores às do módulo HG190, enquanto as taxas de exergia térmica foram aproximadamente iguais para ambas as tecnologias. Além disso, o comportamento ao longo do ano é semelhante para as três taxas de exergia, com valores maiores no mês de julho.

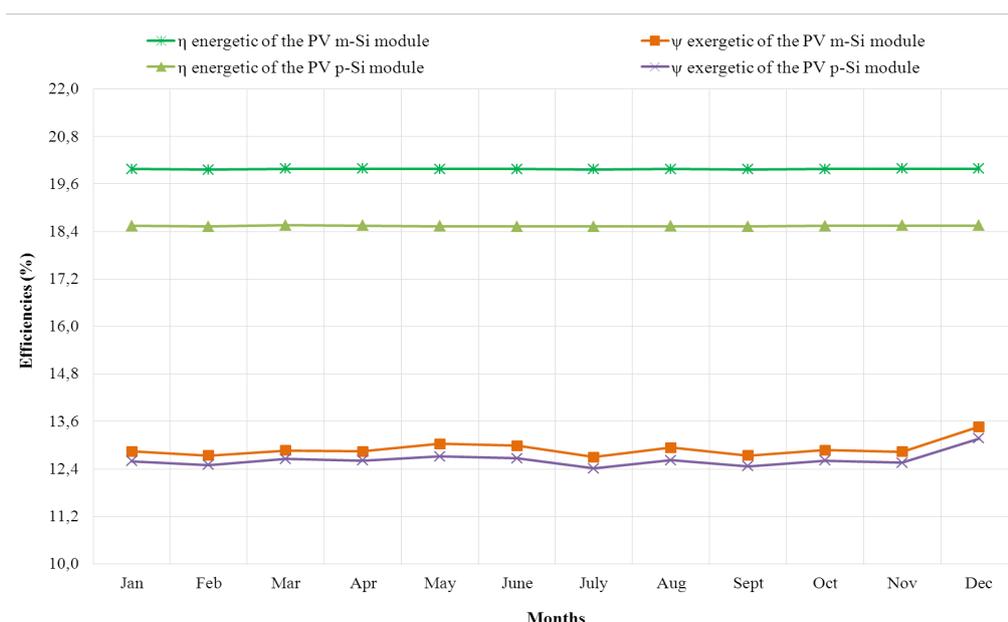
O acúmulo de sujidades e poeira pode afetar consideravelmente o desempenho de módulos fotovoltaicos. Piliouguine et al (2013) avaliaram a produção de energia de módulos policristalinos com e sem revestimento anti-sujidade (antiaderente). Os autores indentificaram perdas de 12% em módulos sem revestimento e 10% em módulos com revestimento. De acordo com a homogeneidade da distribuição da poeira, essas perdas podem ser ainda maiores. Appels et al (2013) desenvolveram um trabalho experimental em módulos fotovoltaicos, observando perdas entre 3 a 4% devido a deposição de sujidades, mesmo havendo chuva no período de análise. O recobrimento de módulos com filmes antiaderentes contribui com a redução do acúmulo de sujidades e minimiza as perdas por reflexão.



**Figura 4:** Médias mensais das exergias elétricas e térmicas para os módulos HG 190 e HG210

Na Figura 5 são apresentadas as médias mensais das eficiências energética e exergetica dos módulos HG 190 (monocristalino) e HG 210 (policristalino). A média mensal das eficiências energéticas do módulo monocristalino variaram entre 19,8% e 20,0% e para o módulo policristalino essa variação foi de 18,3% a 18,6%, apresentando valores aproximados para as duas tecnologias.

Os resultados da análise das eficiências exergeticas indicaram uma média mensal de 13,0 a 13,8% para o módulo PV monocristalino, e entre 12,5 e 13,3% para o PV policristalino, aproximadamente.

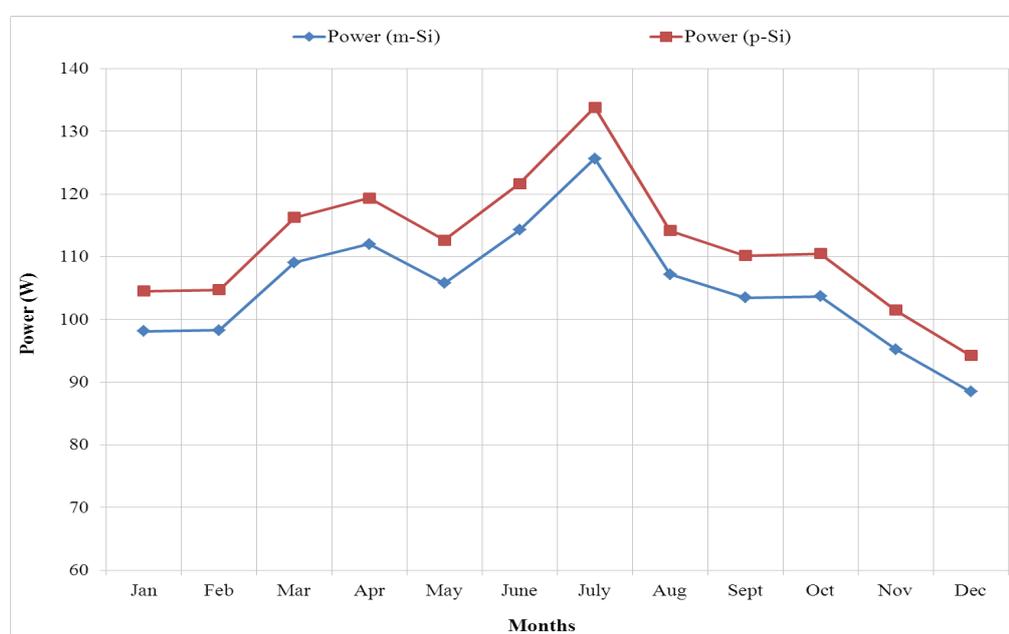


**Figura 5:** Médias mensais das eficiências energéticas e exergeticas para os módulos HG 190 e HG210

O módulo policristalino apresenta maior potência de saída se comparado com o

módulo monocristalino em análise, como pode ser observado na Figura 6. Porém, a área do módulo HG 210 é maior, acarretando em índices de eficiência energética mais baixos do que o HG 190. A potência de saída é dada pelo produto da tensão e corrente do módulo. O comportamento das curvas de potências de saída, mostrado na Figura 6, é um reflexo da influência da variação da radiação solar na corrente de saída dos módulos.

Esses resultados mostram que apesar de a exergia de entrada e a exergia elétrica serem mais elevadas no módulo HG 210 se comparado com o HG 190, consequência da diferença de área e da potência nominal (corrente e tensão), as eficiências energéticas e exergéticas foram maiores para o módulo HG 190 (monocristalino). Esse fato é explicado pela composição da tecnologia do módulo monocristalino, que possui silício de grau de pureza mais elevado se comparado com o policristalino. Ou seja, um módulo policristalino precisa de maior área de semicondutor para gerar o equivalente ao de um módulo monocristalino.



**Figura 6:** Médias mensais da potência de saída dos módulos HG 190 e HG210

## 5 | CONCLUSÕES

Este estudo possibilitou avaliar a resposta de módulos de silício monocristalino e policristalino mediante a variação dos parâmetros meteorológicos para a cidade de Belo Horizonte, Brasil, além de que a identificação das eficiências energéticas e exergéticas destas tecnologias, permite propostas objetivando o aumento desses índices, visando contribuir na redução de possíveis perdas desde o processo de absorção a conversão da energia luminosa em elétrica. As perdas principais relacionadas a tecnologia fotovoltaica estão relacionadas a geração de calor, que nesse caso, é visto como perda já que o calor é rejeitado para o meio ambiente.

O módulo de silício monocristalino, apresentou maior eficiência energética média anual, 19,9%, apesar de mais eficiente energeticamente, é influenciado consideravelmente pela variação das condições meteorológicas, apresentando eficiência exergética média anual de 13,3%, um pouco maior que a eficiência de segunda lei do módulo policristalino, 12,8%. Essa variação é explicada pela pureza do silício monocristalino ser maior em comparação com o policristalino o que resulta em um melhor desempenho.

Como foi possível observar as eficiências de segunda lei foram para todos os módulos menores que 15%, o que representa um campo de grande melhoria, principalmente no que se refere a maior utilização da exergia solar disponível e da redução das perdas térmicas. Espera-se que estes estudos incentivem ainda mais a busca por alternativas para melhorar o desempenho de sistemas fotovoltaicos que cada a cada ano aumenta a sua participação na matriz elétrica mundial, produzindo energia elétrica a partir de fonte renovável, reduzindo a dependência por combustíveis fósseis e podendo reduzir as emissões de gases de efeito estufa, a chamada “energia limpa”.

## 6 | REFERÊNCIAS

Appels, R.; Lefevre, B.; Herteleer, B.; Goverde, H.; Beerten, A.; Paesen, R.; Medts, K.; Driesen, J.; Poortmans, J. **Effect of soiling on photovoltaic modules**. *Solar Energy* 2013; 96:283 – 291.

Ceylan, I.; Gürel, A.E. **Exergetic Analysis of a New Design Photovoltaic and Thermal (PV/T) System**. Published online 22 March 2015 in Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). DOI 10.1002/ep.12108

Chouder, A., et al. **Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters**. *Simulation Modeling Practice and Theory* 2012; 20:46 – 58.

Colombo, E.; Rocco, M.V.; Toro, C.; Sciubba, E. **An exergy-based approach to the joint economic and environmental impact assessment of possible photovoltaic scenarios: A case study at a regional level in Italy**. *Ecological Modelling* 2014

Dincer, I. **The role of exergy in energy policy making**. *Energy Policy* 2002; 30:137–149.

Dincer, I., et al. **Global Warming: Engineering Solutions**, Springer New York Dordrecht Heidelberg, London, 2010.

Duffie, J.A.; Beckman, W.A. **Solar engineering of thermal processes**. 3 ed. New York: John Wiley & Sons, 2006.

Green, M. A., et al. **Solar cell efficiency tables (Version 45)**. *Progress Photovoltaic: Research and Applications* 2015; 23:1 – 9.

Guimarães, A.P.C. **Estudo solarimétrico com base na definição de mês padrão e sequência de radiação diária**. 1995. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Minas Gerais – Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

Joshi, A. S., Dincer, I., Reddy, B. V. **Performance analysis of photovoltaic systems: A review**.

Renewable and Sustainable Energy 2009;13: 1884-1897.

Lorenzo, E. **Electricidad Solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos**. 1 ed. Espanha: Progensa, 1994

Pandey, A. K.; Tyagi, V. V.; Tyagi, S. K. **Exergetic analysis and parametric study of multi-crystalline solar photovoltaic system at a typical climatic zone**. Clean Techn Environ Policy 2013; 15:333 – 342.

Piliouquine, M.; Cañete, C.; Moreno, R.; Carretero, J.; Hirose, J.; Ogawa, S.; Sidrach-De-Cardona, M. **Comparative analysis of energy produced by photovoltaic modules with anti-soiling coated surface in arid climates**. Applied Energy 2013, 112:626 – 634.

Sahin, A.D., Dincer, I., Rosen, M.A. **Thermodynamic analysis of solar photovoltaic cell systems**. Solar Energy Materials & Solar Cells 2007; 91:153-159.

Sarhaddi, F., et al. **Exergetic performance assessment of a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector**. Energy and Buildings 2009; 42:2184–2199.

SolarTerra. **Datasheet – Painel Solar HG 190 e HG 210**. Disponível em:<<http://solarterra.com.br>>. Acessado em: 01 sept. 2015.

Xydis G. **On the exergetic capacity factor of a wind - solar power generation system**. Journal of Cleaner Production 2013, 47:437-445.

Yazdanpanahi, J.; Sarhaddi, F.; Adeli, M.M. **Experimental investigation of exergy efficiency of a solar photovoltaic thermal (PVT) water collector based on exergy losses**. Solar Energy 2015, 118: 197–208

## ANÁLISE HARMÔNICA NOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS DE UMA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

**Alessandro Bogila**

Facens - Faculdade de Engenharia de Sorocaba

Sorocaba – São Paulo

**Joel Rocha Pinto**

Facens - Faculdade de Engenharia de Sorocaba

Sorocaba – São Paulo

**Thales Prini Franchi**

Facens - Faculdade de Engenharia de Sorocaba

Sorocaba – São Paulo

**Thiago Prini Franchi**

Facens - Faculdade de Engenharia de Sorocaba

Sorocaba – São Paulo

**RESUMO:** Este artigo apresenta um estudo sobre qualidade da energia elétrica na micro usina fotovoltaica do Campus da Facens. As análises se concentram nas distorções harmônicas das correntes e tensões no sistema composto por quatro inversores fotovoltaicos (Fronius), com as respectivas potências de 20 kW; 17,5 kW; 15 kW e 12,5 kW, totalizando 64 kW. Estes inversores fotovoltaicos são responsáveis pela transformação da energia em corrente contínua (CC), que é gerada pelos painéis fotovoltaicos, em energia de corrente alternada (CA) para ser acoplada na rede de distribuição do Campus da Facens. Esta micro usina de geração fotovoltaica é on-

grid e é composta por uma parte com sistema fixo e uma parte com sistema móvel, através de um rastreador solar. A potência total do sistema é 64 kWp, sendo 10 kWp do sistema advindo do rastreador solar e o restante do sistema fixo. A energia gerada pelo sistema fotovoltaico representa aproximadamente 15% do consumo total da conta de energia elétrica da Facens. Para o desenvolvimento do estudo, foi instalado um medidor de qualidade da energia elétrica do fabricante Fluke (438-II), permitindo analisar o comportamento harmônico das correntes e tensões de forma individualizada nos inversores fotovoltaicos e no computo total da micro usina. O estudo tem o propósito de verificar se está havendo injeção de correntes e tensões distorcidas na rede de distribuição, além dos valores pré-estabelecidos pelas regulamentações vigentes. Serão apresentadas as análises do conteúdo harmônico total e também das frequências harmônicas individuais que mais se destacaram em termos de amplitude.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Fotovoltaica, Inversor Fotovoltaico, Qualidade da Energia Elétrica.

**ABSTRACT:** This paper presents a research about the quality of electric power in photovoltaic micro power plant at Facens. The analysis focuses on the harmonic distortions of currents

and voltages in the system composed by four photovoltaic inverters (Fronius), with respective powers of 20 kW; 17.5 kW; 15 kW and 12.5 kW, figuring up 64 kW. These inverters are responsible for transforming the energy produced in Direct Current (DC), which was generated by photovoltaic panels, into AC power to be coupled to the distribution network at Facens. This photovoltaic micro power plant is on-grid and is composed by a part in a fixed system and a part in a mobile system known as Tracker. The total power of the system is 64 kWp, from which 10 kWp from the Tracker system and the rest from the fixed system. The energy generated by the photovoltaic system represents approximately 15% of the total electricity consumption invoice of Facens. For the development of the study, an electric power quality meter of Fluke 438-II model was installed, allowing the analyses of the harmonic behavior of the currents and voltages in an individualized way in the inverters and in the total reckoning of the micro power plant. The study aims at verifying if there is an injection of distorted currents and voltages in the distribution network, above the values established by the regulatory norms. The analyses of the total harmonic content are shown and also the individual harmonic frequencies that are the most outstanding in terms of amplitude.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Energy, Photovoltaic Inverter, Electric Power Quality.

## 1 | INTRODUÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos de uma microgeração diretamente conectados à rede elétrica da concessionária permitem que parte da geração de energia elétrica seja disponibilizada para a instalação elétrica em questão e o excedente seja devolvido para a concessionária local. A medição do excedente é feita por um relógio bidirecional (ANEEL – Micro e Minigeração Distribuída, 2016).

O elemento responsável pela conversão da energia elétrica contínua, proveniente dos módulos fotovoltaicos, em energia elétrica alternada, com as características ideais de amplitude e frequência, para ser entregue no ponto de conexão da concessionária, são os inversores fotovoltaicos (Macêdo, 2015). No entanto, com o crescente aumento das instalações fotovoltaicas torna-se necessário verificar a qualidade da energia elétrica que os inversores fotovoltaicos estão produzindo. Uma vez que os mesmos podem gerar índices de harmônicos na rede elétrica e causar grandes impactos na qualidade da energia elétrica (Fortes, 2017). Toda conexão de micro e minigeração distribuída deverá atender os requisitos explicitados nas regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (ANEEL – Resolução 687, 2015; ANEEL – PRODIST- Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2017).

Em relação aos painéis fotovoltaicos integrados, os principais distúrbios causados que serão analisados nesse artigo são:

## ***Distorção harmônica***

A qualidade da energia elétrica pode ser afetada quando suas formas de onda das correntes e tensões em relação à onda senoidal da frequência fundamental apresentam deformações. As distorções harmônicas são fenômenos associados a essas deformações. A Tab. 1 apresenta a terminologia aplicável ao cálculo das distorções harmônicas, segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL – PRODIST- Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2017). O valor de referência para a distorção harmônica total de tensão, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST pode ser visualizado pela Tab. 2 (ANEEL – PRODIST- Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2017).

<b>Identificação da Grandeza</b>	<b>Símbolo</b>
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DTT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTT_p\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DTT_i\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DTT_3\%$
Tensão harmônica de ordem h	$V_h$
Ordem harmônica	h
Ordem harmônica máxima	h <sub>máx</sub>
Ordem harmônica mínima	h <sub>mín</sub>
Tensão fundamental medida	$V_1$
Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$
Valor do indicador $DTT_p\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{p,95\%}$
Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{i,95\%}$
Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{3,95\%}$

**Tabela 1** – Terminologia das distorções harmônicas segundo o Módulo 8 do PRODIST.

Fonte: Módulo 8 – PRODIST.

<b>Indicador</b>	<b>Tensão nominal</b>		
	<b><math>V_n \leq 1,0 \text{ kV}</math></b>	<b><math>1,0 \text{ kV} &lt; V_n &lt; 69 \text{ kV}</math></b>	<b><math>69 \text{ kV} \leq V_n &lt; 230 \text{ kV}</math></b>
$DTT_{95\%}$	10,0%	8,0%	5,0%
$DTT_{p,95\%}$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTT_{i,95\%}$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_{3,95\%}$	6,5%	5,0%	3,0%

**Tabela 2** – Valores de referência para a distorção harmônica total de tensão.

Fonte: Módulo 8 – PRODIST.

## ***Variação de frequência***

A fonte geradora de energia elétrica que será conectada à rede elétrica deverá

operar em condições normais na faixa de frequência de 59,9 a 60,1 Hz. Se ocorrer um distúrbio no sistema de distribuição a fonte geradora poderá operar na faixa de 59,5 a 60,5 Hz para recuperação do equilíbrio carga-geração e terá 30 segundos para deixar esta faixa e também atender os seguintes quesitos conforme o módulo 8 do PRODIST (ANEEL – PRODIST- Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2017):

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos;
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos.

## 2 | EQUIPAMENTOS E METODOLOGIA

Para o desenvolvimento do estudo, foi instalado um medidor de qualidade da energia elétrica do fabricante Fluke, modelo Fluke 438-II, permitindo analisar o comportamento harmônico das correntes e tensões de forma individualizada nos inversores fotovoltaicos e no computo total da micro usina. A Fig. 1 indica no diagrama unifilar os pontos onde o medidor fora instalado. É importante salientar que o medidor utilizado atende os requisitos previstos no módulo 8 do PRODIST no que refere a: possuir classe de exatidão de 0,1% de tensão e de 0,5% para a corrente, taxa amostral de 500 amostras por ciclo e conversor analógico digital de 16 Bits (ANEEL – PRODIST- Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2017; Silva, 2014).

As grandezas principais medidas foram registradas em intervalos de integração de um minuto: frequência, tensão, corrente, distorção harmônica total de tensão (DHT-V), distorções harmônicas individuais de tensão e corrente (pares até 50<sup>a</sup> e ímpares até 49<sup>a</sup>), distorção harmônica total de corrente (DHT-I) com os respectivos ângulos de fase e outros indicadores de qualidade da energia.

O procedimento para efetuar as medições também segue os requisitos definidos no Módulo 8 do PRODIST que compreendem (ANEEL – PRODIST- Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2017):

- O conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada.

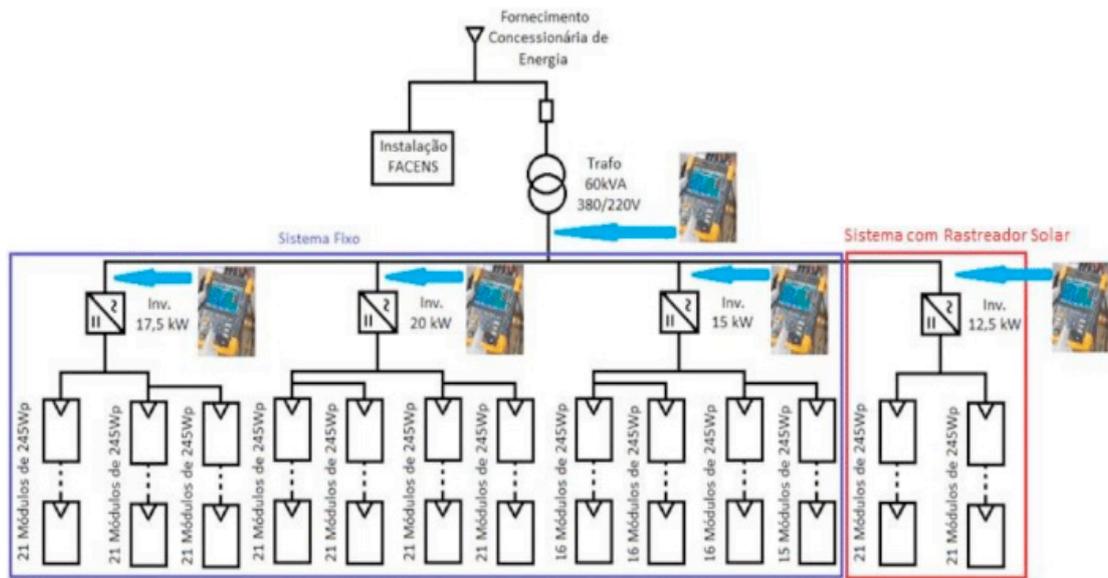


Figura 1 – Diagrama unifilar da micro usina e os pontos de medições.

Através das medições, os estudos das análises se concentraram no perfil de tensão, frequência, distorção harmônica total e individual de tensão e distorção harmônica total e individual de corrente. Tais análises visam a verificação dos índices de qualidade da energia elétrica da micro usina fotovoltaica em conformidade com o Módulo 8 do PRODIST e da norma IEEE Std 519-2014 referente a distorção harmônica de corrente, sendo os valores de referência da distorção de demanda total (TDD) conforme a relação da corrente de curto-circuito pela corrente de demanda da carga, na frequência fundamental no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) da Rede, apresentados na Tab. 3 (IEEE Std 519-2014; IEEE 1159-1992).

A conexão da micro usina fotovoltaica com a rede no Campus da Facens, apresenta uma corrente de curto-circuito de 7,57 kA, com isso a relação  $I_{sc}/I_L$  no PAC é de 78, o que é evidenciado na Tab. 3 (IEEE Std 519-2014).

Maximum harmonic current distortion in percent of $I_L$ Current distortion limits for systems rated 120 V through 69 kV						
Individual harmonic order (odd harmonics) <sup>a, b</sup>						
$I_{sc}/I_L$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20 <sup>c</sup>	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

<sup>a</sup>Even harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

<sup>b</sup>Current distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

<sup>c</sup>All power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual  $I_{sc}/I_L$ .

where

$I_{sc}$  = maximum short-circuit current at PCC

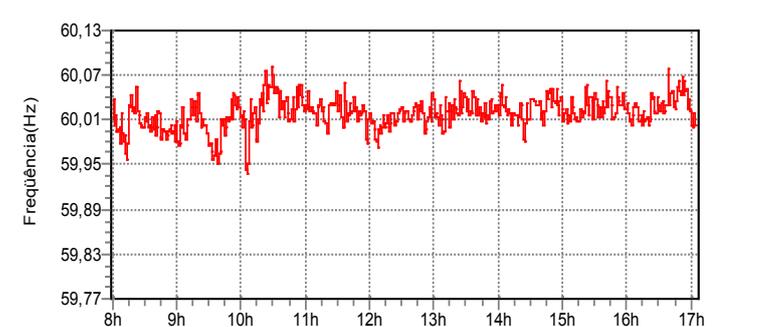
$I_L$  = maximum demand load current (fundamental frequency component)  
at the PCC under normal load operating conditions

### 3 | RESULTADOS OBTIDOS

Através das medições e do software Power Log 5.3 obteve-se as figuras para o norteamento das análises da qualidade da energia elétrica da micro usina fotovoltaica do Campus da Facens (STAROSTA, 2015). Na sequência serão apresentados os resultados obtidos de cada inversor fotovoltaico individualmente e de todos os inversores funcionando ao mesmo tempo.

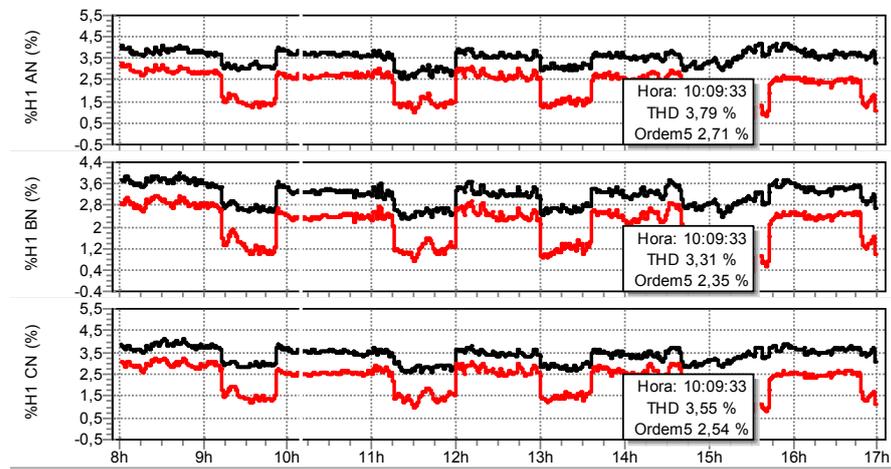
#### 3.1 Análises do inversor fotovoltaico de 20 kW

A Fig. 2 mostra a frequência da rede registrada pelo inversor fotovoltaico de 20 kW. Nota-se que a frequência da rede é praticamente 60 Hz, garantindo o acoplamento desse e dos demais inversores fotovoltaicos na rede.

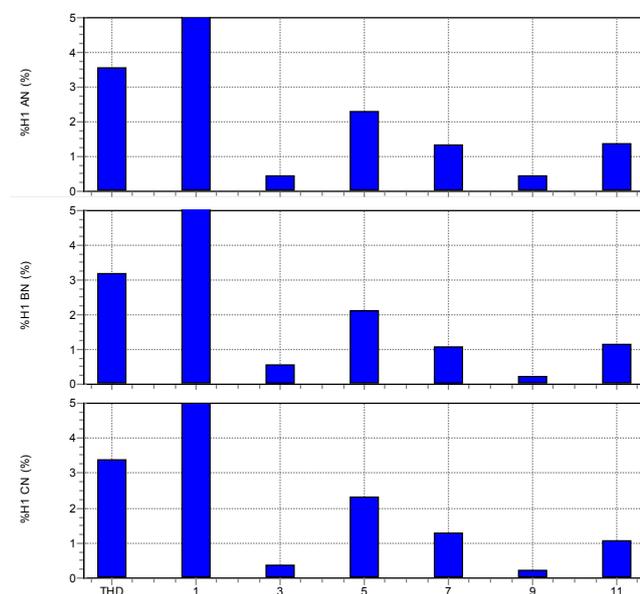


**Figura 2** – Frequência da rede registrada pelo inversor de 20 kW no dia 16/11/2017.

A Fig. 3 apresenta o comportamento temporal da distorção harmônica total de tensão e a distorção harmônica de tensão de 5ª ordem, sendo possível verificar que a maior contribuição da distorção harmônica total de tensão é proveniente em grande parte pela 5ª harmônica. A Fig. 4 mostra o histograma da DHT-V e das distorções harmônicas individuais de tensão, corroborando com a Fig. 3 e atendendo os valores de referência do Módulo 8 do PRODIST.



**Figura 3** – Comportamento temporal da distorção harmônica total de tensão (em preto) e a distorção harmônica de tensão de 5ª ordem (em vermelho) do inversor fotovoltaico de 20 kW obtido no dia 16/11/2017.



**Figura 4** – Histograma da DHT-V e das distorções harmônicas individuais de tensão do inversor fotovoltaico de 20 kW no dia 16/11/2017.

A Fig. 5 e a Fig. 6 evidenciam o atendimento do índice da DHT-V com os valores de referência do Módulo 8 do PRODIST, tanto no horário da geração máxima às 12h15 quanto no horário da mínima geração às 17h05, diferentemente do que se contata na distorção harmônica total de corrente DHT-I, pois no período de menor geração a corrente fundamental é menor, o que traduz o maior índice da DHT-I no horário das 17h05. E mesmo quando o índice DHT-I é menor, na melhor condição de geração, o mesmo não atende na plenitude os limites de valores para distorção de corrente, conforme mostra a Tab. 3.

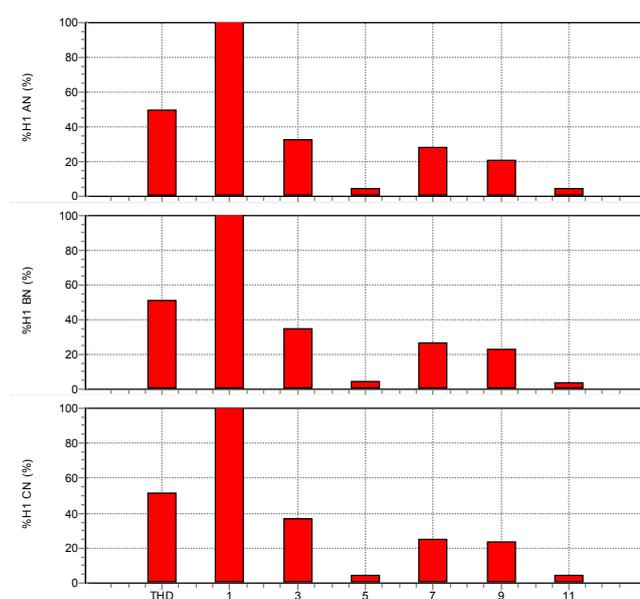
A Fig. 7 mostra o histograma da DHT-I e das distorções harmônicas individuais de corrente com valores acima dos limites de distorção de corrente conforme mostra a Tab. 3, principalmente para a 3ª harmônica de corrente.

Data	Função	AN(V) / A(A) Méd.	BN(V) / B(A) Méd.	CN(V) / C(A) Méd.
16/11/2017 12:15:33 484msec	Tensão Fundamental	229,9 V (f)	229,3 V (f)	230,2 V (f)
16/11/2017 12:15:33 484msec	Corrente Fundamental	25,4 A (f)	25,6 A (f)	25,8 A (f)
16/11/2017 12:15:33 484msec	Tensão Phi	0 °	-119,92 °	-239,98 °
16/11/2017 12:15:33 484msec	Corrente Phi	-180,54 °	-60,86 °	-300,9 °
16/11/2017 12:15:33 484msec	THD V	3,63 % (f)	3,25 % (f)	3,56 % (f)
16/11/2017 12:15:33 484msec	THD A	29,65 % (f)	31,1 % (f)	30,23 % (f)
16/11/2017 12:15:33 484msec	Frequência	59,988 Hz (f)		

**Figura 5** – Distorção harmônica total da tensão e da corrente do inversor fotovoltaico de 20 kW no dia 16/11/2017 às 12h15.

Data	Função	AN(V) / A(A) Méd.	BN(V) / B(A) Méd.	CN(V) / C(A) Méd.
16/11/2017 17:05:33 484msec	Tensão Fundamental	219,4 V (f)	219,3 V (f)	219,9 V (f)
16/11/2017 17:05:33 484msec	Corrente Fundamental	4,4 A (f)	4,8 A (f)	4,4 A (f)
16/11/2017 17:05:33 484msec	Tensão Phi	0 °	-119,76 °	-239,74 °
16/11/2017 17:05:33 484msec	Corrente Phi	-175,24 °	-151,52 °	-210,68 °
16/11/2017 17:05:33 484msec	THD V	3,21 % (f)	2,69 % (f)	3,05 % (f)
16/11/2017 17:05:33 484msec	THD A	327,67 % (f)	157,29 % (f)	327,67 % (f)
16/11/2017 17:05:33 484msec	Frequência	59,991 Hz (f)		

**Figura 6** – Distorção harmônica total da tensão e da corrente do inversor fotovoltaico de 20 kW no dia 16/11/2017 às 17h05.

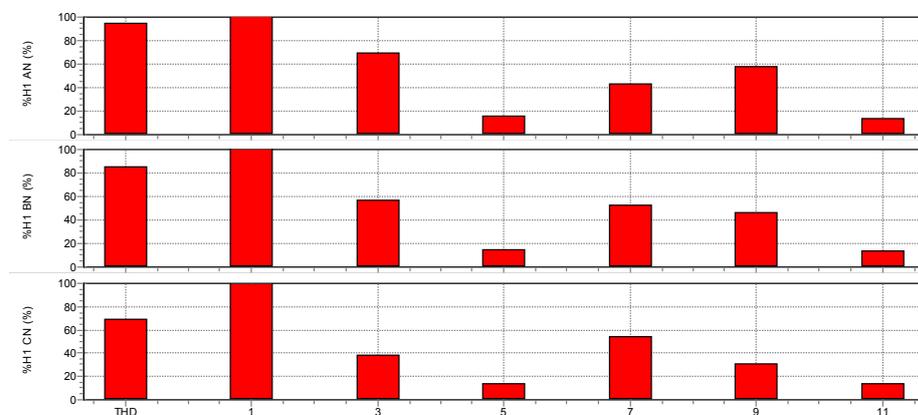


**Figura 7** – Histograma da DHT-I e das distorções harmônicas individuais de corrente do inversor fotovoltaico de 20 kW no dia 16/11/2017.

### 3.2 Análises do inversor fotovoltaico de 17,5 kW

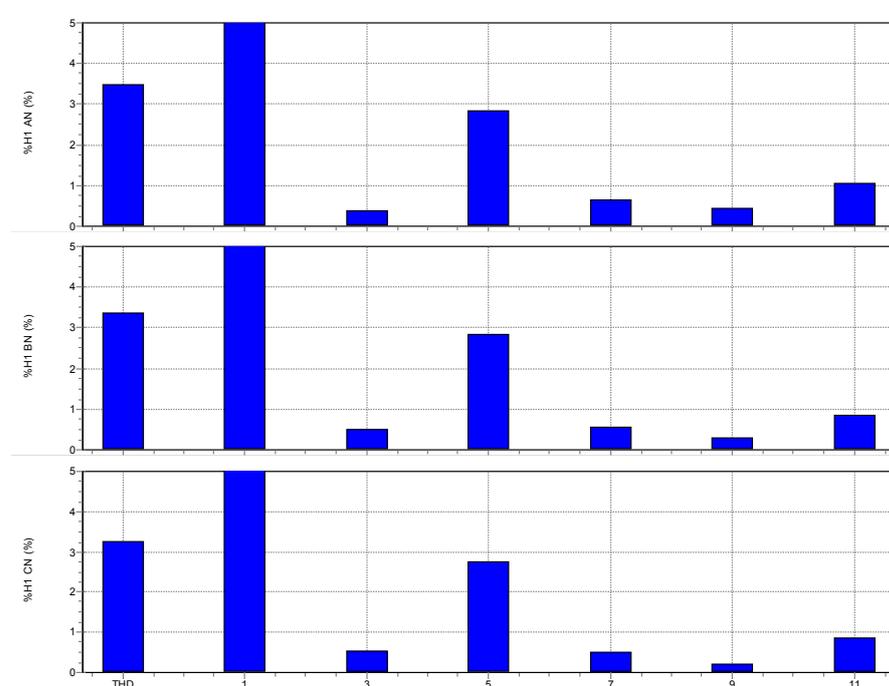
A análise do inversor fotovoltaico de 17,5 kW será feita através de histograma de tensão e corrente para verificar as distorções harmônicas geradas pelo inversor fotovoltaico. Também serão apresentadas na Tab. 4 as medições em alguns instantes de tempo para verificar o comportamento instantâneo da geração de energia elétrica. Da mesma maneira serão feitas as análises para os inversores de 15 kW e 12,5 kW.

A Fig. 8 mostra o histograma das distorções harmônicas de corrente do inversor fotovoltaico de 17,5 kW. Os valores variam de acordo com a seleção da amostragem do período de medições. Este histograma contém valores do dia 01/11/2017, das 7h às 18h. Nota-se através do histograma da DHT-I e das distorções harmônicas individuais de corrente que os valores estão acima dos limites de distorção de corrente, conforme mostra a Tab. 3.



**Figura 8** – Histograma da DHT-I e das distorções harmônicas individuais de corrente do inversor fotovoltaico de 17,5 kW no dia 01/11/2017.

A Fig. 9 mostra o histograma das distorções harmônicas de tensão do inversor fotovoltaico de 17,5 kW. Nota-se que as distorções harmônicas de tensão estão abaixo de 3%.



**Figura 9** – Histograma da DHT-V e das distorções harmônicas individuais de tensão do inversor de 17,5 kW no dia 01/11/2017.

A Tab. 4 apresenta os valores das distorções harmônicas pontuais para verificar o comportamento instantâneo. Os horários escolhidos têm objetivo de mostrar a

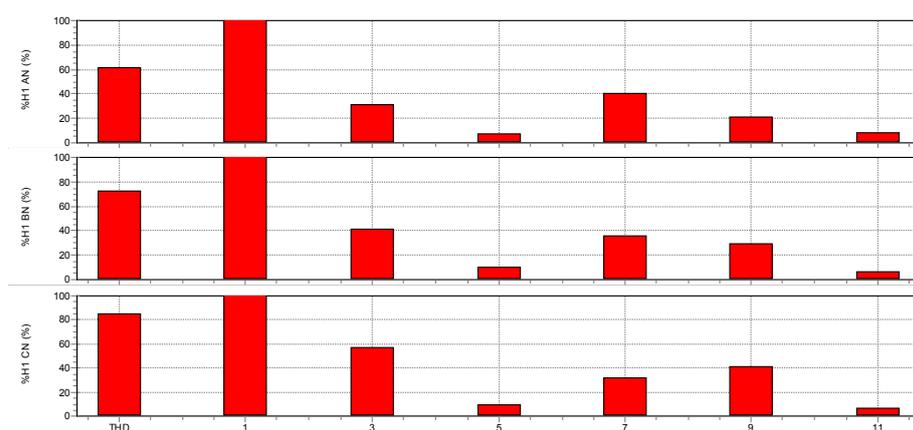
variação da intensidade solar. Nota-se que os valores das DHT-I têm valores bastante elevados. No entanto, a tensão apresenta valores de acordo com as regulamentações vigentes, independente do horário de geração de energia elétrica.

Data	Hora	I (A)	DHT-I – a (%)	DHT-I – b (%)	DHT-I – c (%)	DHT-V-a (%)	DHT-V-b (%)	DHT-V-c (%)
01/11/17	09h00	10,2	167,31	128,83	111,43	3,13	3,38	3,17
01/11/17	12h51	26,2	102,51	88,81	69,17	3,52	3,37	3,21
01/11/17	15h00	18,6	126,25	96,45	72,58	3,62	3,53	3,39
01/11/17	17h01	7,40	78,51	80,04	62,21	4,07	4,08	3,92

**Tabela 4** – Valores de DHT-V e DHT-I em função da corrente fundamental do inversor fotovoltaico de 17,5 kW.

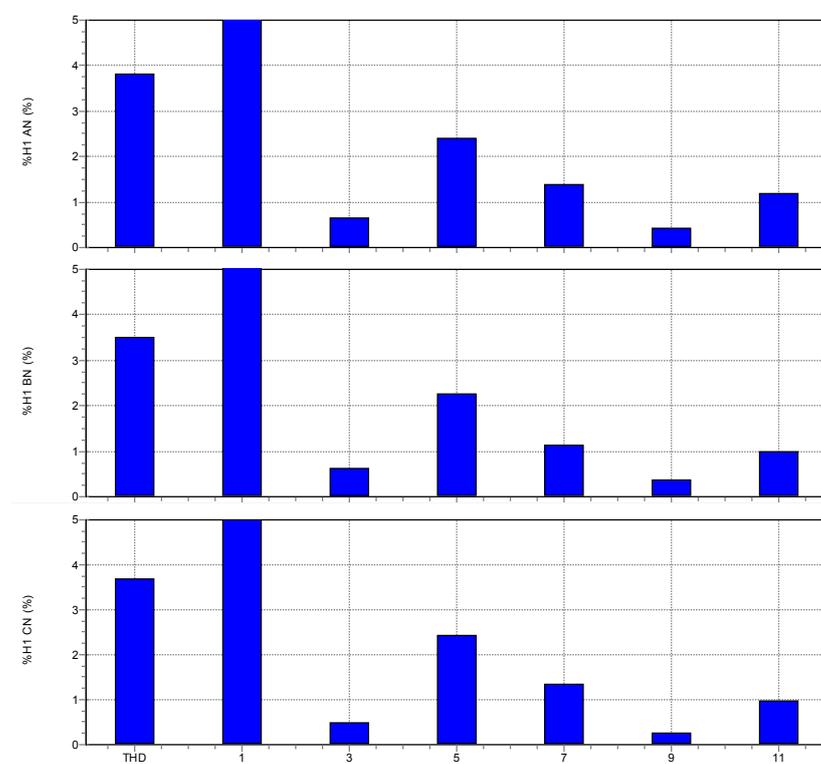
### 3.3 Análises do inversor fotovoltaico de 15 kW

A Fig. 10 mostra o histograma das distorções harmônicas de corrente do inversor fotovoltaico de 15 kW. Nota-se que o resultado obtido é próximo dos valores obtidos no inversor fotovoltaico de 17,5 kW e as distorções harmônicas apresentam valores acima dos limites de distorção de corrente, conforme mostra a Tab. 3.



**Figura 10** – Histograma da DHT-I e das distorções harmônicas individuais de corrente do inversor fotovoltaico de 15 kW no dia 09/11/2017.

A Fig. 11 mostra o histograma das distorções harmônicas de tensão do inversor fotovoltaico de 15 kW. O comportamento harmônico é muito próximo do inversor fotovoltaico de 17,5 kW.



**Figura 11** – Histograma da DHT-V e das distorções harmônicas individuais de tensão do inversor fotovoltaico de 15 kW no dia 09/11/2017.

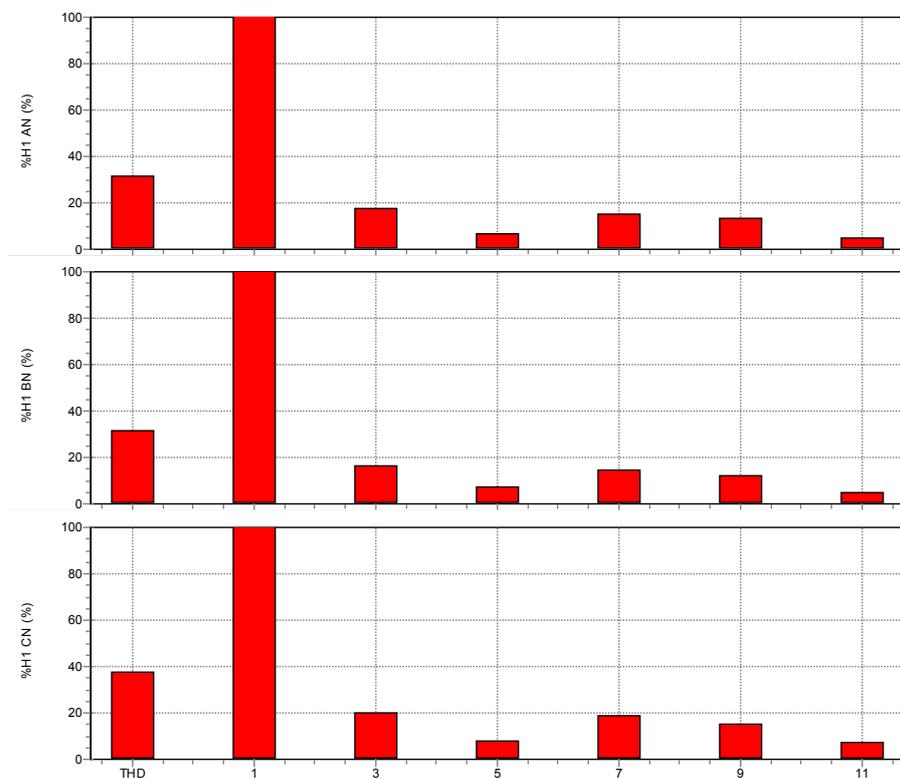
A Tab. 5 mostra que este inversor fotovoltaico apresenta valores de distorções harmônicas de corrente acima dos limites de distorção de corrente recomendado pela IEE-519. As distorções harmônicas da tensão têm valores abaixo de 5%, atendendo os valores de referência do Módulo 8 do PRODIST.

Data	Hora	I (A)	DHT-I -a (%)	DHT-I -b (%)	DHT-I -c (%)	DHT-V-a (%)	DHT-V-b (%)	DHT-V-c (%)
09/11/17	10h29	18,8	134,13	168,22	223,23	3,51	3,32	3,13
09/11/17	12h03	26,0	77,34	97,44	131,03	3,42	3,11	3,22
09/11/17	16h00	21,4	84,71	102,47	123,83	3,70	3,43	3,53
09/11/17	17h58	20,4	116,81	145,87	193,34	4,31	3,92	4,38

**Tabela 5** – Valores de DHT-V e DHT-I em função da corrente fundamental do inversor fotovoltaico de 15 kW.

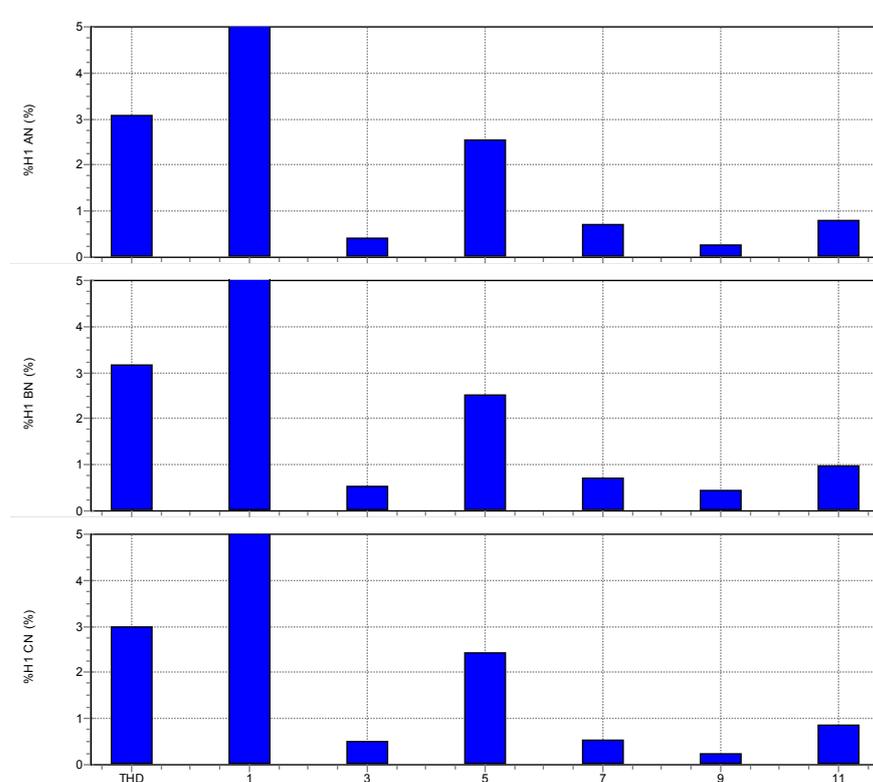
### 3.4 Análises do inversor fotovoltaico de 12,5 kW

A Fig. 12 mostra o histograma das distorções harmônicas de corrente do inversor de 12,5 kW. Nota-se que as distorções harmônicas têm valores melhores do que os inversores de 17,5 kW e 15 kW. Porém, com valores acima do valor máximo desejado.



**Figura 12** – Histograma da DHT-I e das distorções harmônicas individuais de corrente do inversor fotovoltaico de 12,5 kW no dia 14/11/2017.

A Fig. 13 mostra o histograma das distorções harmônicas de tensão do inversor fotovoltaico de 12,5 kW. O comportamento harmônico é muito semelhante dos inversores fotovoltaicos de 17,5 kW e 15 kW, com valores de acordo com o Módulo 8 do PRODIST.



**Figura 13** – Histograma da DHT-V e das distorções harmônicas individuais de tensão do inversor fotovoltaico de 12,5 kW no dia 14/11/2017.

A Tab. 6 mostra que este inversor fotovoltaico apresenta distorções harmônicas de corrente um pouco melhor do que os inversores de 17,5 kW e 15 kW, mas com valores acima dos limites estabelecidos pela IEEE Std 519-2014. As distorções harmônicas da tensão têm valores abaixo de 4%.

Data	Hora	I (A)	DHT-I -a (%)	DHT-I -b (%)	DHT-I -c (%)	DHT-V-a (%)	DHT-V-b (%)	DHT-V-c (%)
14/11/17	08h21	9,8	39,64	37,45	33,99	3,27	3,73	3,48
14/11/17	10h06	12,8	41,74	40,19	38,67	3,04	3,26	3,01
14/11/17	12h00	13	24,96	25,59	24,87	3,47	3,56	3,32
14/11/17	15h00	10,4	25,76	26,43	27,95	3,28	3,16	27,95

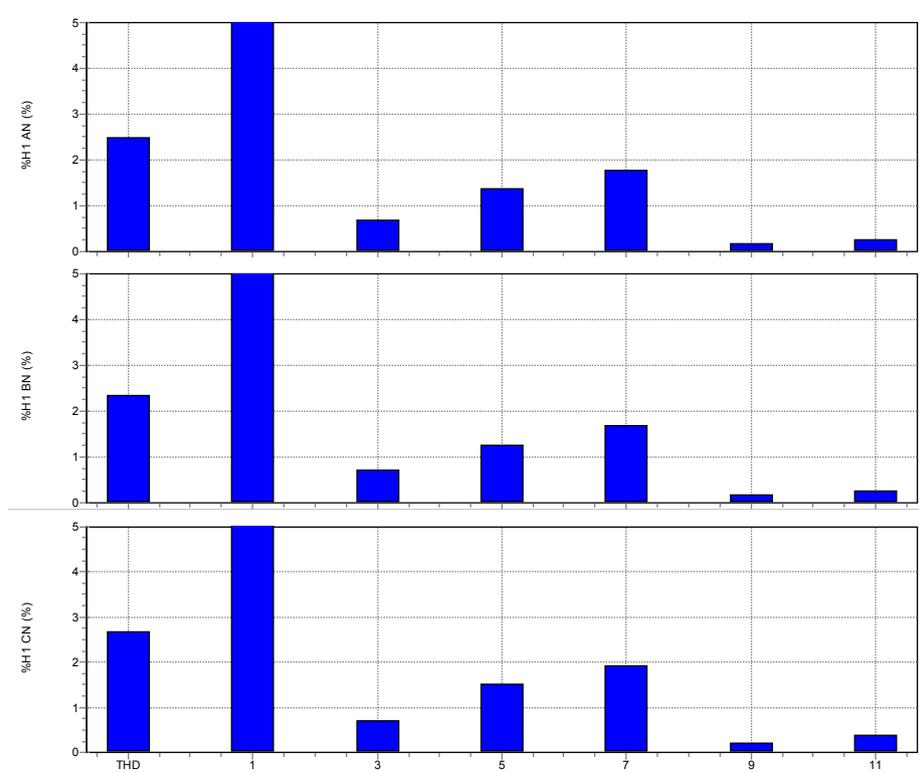
**Tabela 6** – Valores de DHT-V e DHT-I em função da corrente fundamental do inversor fotovoltaico de 12,5 kW.

### 3.5 Análises da geração total da micro usina fotovoltaica da Facens

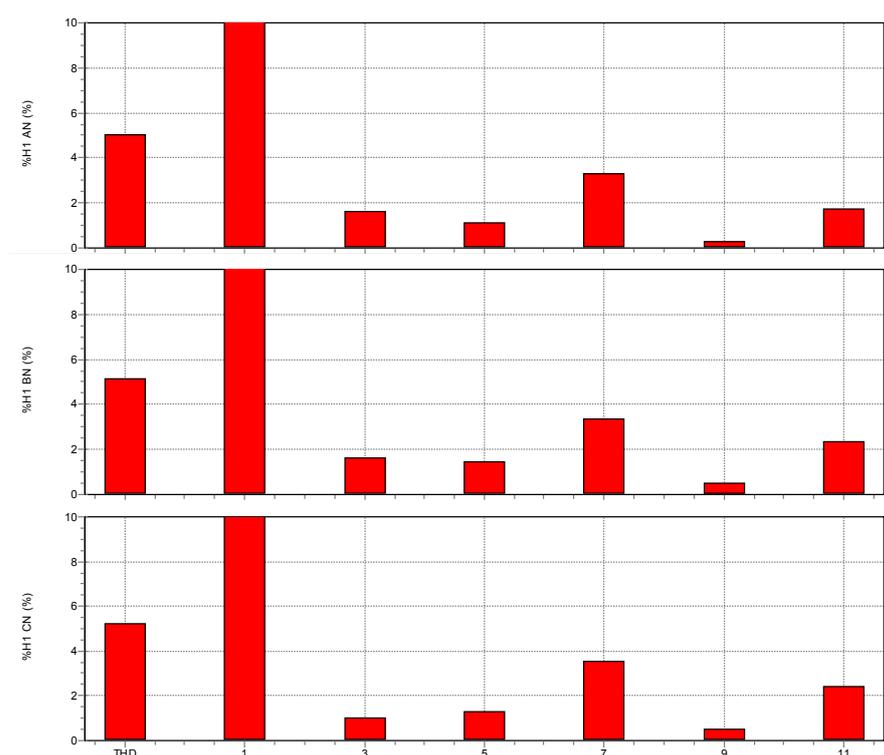
A Fig. 14 mostra o histograma da DHT-V e das distorções harmônicas individuais de tensão no transformador 60 kVA, 380/220V, Y/Y, da geração total advinda dos quatro inversores fotovoltaicos conectados em paralelo no lado de 380 V atendendo os valores de referência do Módulo 8 do PRODIST.

As medições permitem verificar que no período de geração total de energia, normalmente das 8h às 17h, as distorções harmônicas de tensão e de corrente, apresentadas nos histogramas da Fig. 14 e Fig. 15 respectivamente, são baixas e

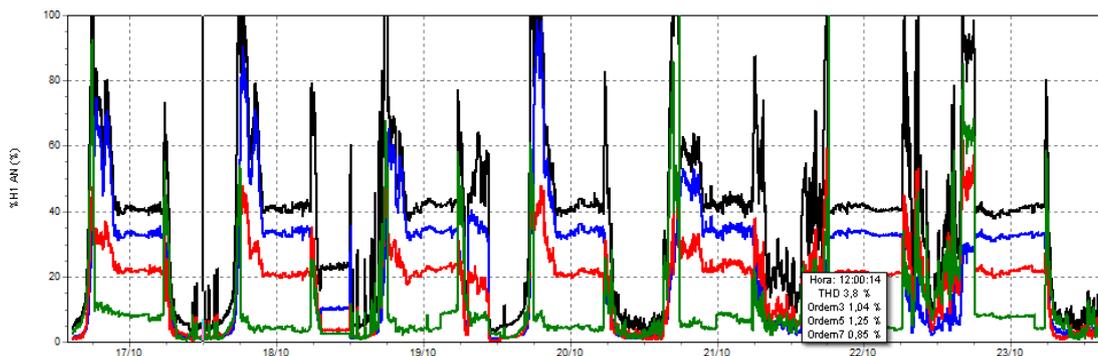
atendem as regulamentações da ANEEL. Porém, as distorções harmônicas de corrente começam a aumentar depois das 17h, no entanto a corrente fundamental fornecida pelo sistema solar é muito baixa, esse comportamento é facilmente constado na Fig. 16.



**Figura 14** – Histograma da DHT-V e das distorções harmônicas individuais de tensão da geração total no período de 16/10/2017 à 23/10/2017.



**Figura 15** – Histograma da DHT-I e das distorções harmônicas individuais de corrente da geração total no período de 16/10/2017 à 23/10/2017.



**Figura 16** – Distorção harmônica total de corrente e distorções harmônicas individuais de corrente da geração total da fase *a* no período de 16/10/2017 às 14:47h até o dia 23/10/2017 às 14:46h.

Nota-se que independentemente do período de medição, a distorção harmônica de tensão está abaixo de 5%. Já a distorção harmônica de corrente depende do nível da geração fornecida pelo sistema fotovoltaico, fato já conhecido e que é possível verificar na Tab. 9.

Data	HORA	CORRENTE FUNDAMENTAL (A)	DHT-V (%)	DHT-I (%)
17/10/2017	8h00	47,9	2,76	7,56
17/10/2017	10h00	83,8	2,03	3,53
17/10/2017	12h10	106,1	2,72	4,06
17/10/2017	15h00	70,8	2,83	6,41
17/10/2017	17h00	27,4	3,57	15,9

**Tabela 9** – Valores de DHT-V, DHT-I e da corrente fundamental da geração total da fase *a* no dia de 17/10/2017.

#### 4 | CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS GERAIS

Este artigo apresenta uma análise das distorções harmônicas de tensão e de corrente em quatro inversores fotovoltaicos de diferentes potências, sendo de 12,5 kW; 15 kW; 17,5 kW e 20 kW e da geração total fornecida pelo sistema fotovoltaico. Estes inversores fotovoltaicos são responsáveis por converter, em corrente alternada, toda a energia em corrente contínua gerada pelo sistema fotovoltaico da micro usina do Campus da Facens. As saídas dos inversores fotovoltaicos estão conectadas em paralelo no transformador de 60 kVA, 380V/220V, Y-Y no lado de 380V.

A maioria dos resultados apresentados no horário próximo das 12h foram obtidos nas condições de geração plena da micro usina, podendo ser constatados em função da proximidade das correntes injetadas pelos inversores fotovoltaicos com as suas respectivas correntes nominais, caracterizando condições plenas de irradiância solar

(Donadon, 2017). Os resultados também mostram que quanto maior for a corrente fundamental na saída dos inversores fotovoltaicos menor serão as distorções harmônicas de corrente, e embora as distorções harmônicas totais de corrente e as distorções harmônicas individuais de corrente apresentem valores acima dos limites de distorção de corrente, conforme a Tab. 3 para as análises dos inversores fotovoltaicos de forma individualizada, na geração total onde a corrente fundamental gerada é maior, os índices de distorções harmônicas de corrente atendem aos limites estabelecidos pela IEEE Std 519-2014 no PAC.

Através dos resultados obtidos na análise da distorção harmônica de tensão é possível verificar que o índice é sempre menor que 5% em todos os casos analisados, tanto para as análises individuais dos inversores fotovoltaicos, quanto para a análise na geração total, independente do horário de geração.

A análise da qualidade da energia elétrica desse caso reforça a necessidade de estudos adicionais dos inversores fotovoltaicos para os sistemas de micro usinas fotovoltaicas considerando principalmente os aspectos de qualidade da corrente injetada e os desenvolvimentos tecnológicos dos inversores. As campanhas de medições e verificações são extremamente importantes por parte do Usuário e da Distribuidora com estabelecimento dos limites a serem seguidos: de corrente (IEEE Std 519-2014) e/ou de tensão pelo Módulo 8 do PRODIST com atenção direcionada ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC) da rede de distribuição de energia elétrica.

## 5 | AGRADECIMENTOS

Queremos agradecer a Facens pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho e a Fluke do Brasil por ceder o Medidor de Qualidade de Energia Fluke 438-II utilizado nas análises dos inversores fotovoltaicos.

## 6 | REFERÊNCIAS

ANEEL – **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2ª ed. Brasília, 2016.

ANEEL – **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST- Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, 2017.

ANEEL – **Resolução 687**, 2015.

Donadon, A. R. et al. **Análise de sistema fotovoltaico de grande porte conectado à rede**. Revista Fotovolt, Ano 3, 2017.

Fortes, Rárisson Roberto Acácio. **Distorções Harmônicas Produzidas por Inversores de Geração Distribuída em Condição de Ressonância Paralela**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho – UNESP, Ilha Solteira, 2016.

IEEE Std 519-2014 **Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**, 2014.

IEEE 1159-1992 **Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**.

Macêdo, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**, 201 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2006.

Silva, Márcio Melquíades et al, 2014. “**A Qualidade da Energia Elétrica Durante os Jogos da Copa do Mundo FIFA 2014 em Belo Horizonte**”, in INDUSCOM 2014, Juiz de Fora, p. 5, 2014.

Starosta, José. **Qualidade de Energia Elétrica**. Anotações das aulas da disciplina de QEEPG1 do curso de pós-graduação em Especialização em Instalações Elétricas Prediais, Comerciais e Industriais – Faculdade de Engenharia de Sorocaba – Facens, 2015.

## ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NO MODELO DE UMA ÁRVORE NA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

**Bárbara de Luca De Franciscis Gouveia**

barbara.defranciscis@gmail.com

Universidade de Brasília, Departamento de Engenharia Elétrica

**RESUMO:** Este trabalho tem por objetivo apresentar um modelo arquitetônico diferenciado para um sistema fotovoltaico, na forma de uma árvore solar a ser instalada na Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília. Espera-se também realizar uma avaliação do projeto a partir dos resultados de uma análise técnica e uma análise econômica. Na metodologia adotada para a análise técnica serão realizadas as seguintes etapas: a) avaliação do recurso solar; b) determinação da localização; c) modelagem 3D; d) estudo de sombreamento; f) definição da configuração; g) dimensionamento do sistema; h) simulação de operação. Ainda para a análise técnica, as principais ferramentas computacionais utilizadas são SketchUp e PVSyst. A metodologia utilizada para a análise econômica foi elaborada visando o registro dos recursos nela empregados e objetivando também servir de base para os gastos de projetos futuros. O primeiro passo dessa análise econômica foi calcular os custos com os componentes do SFV. Foi levado em conta não só do peso que as principais partes (módulos, inversores e baterias, quando for

o caso) têm no custo total, como também o gasto com o Balanço do Sistema (BOS). O custo final da instalação foi então estimado com o somatório dos recursos empregados na aquisição de material e na mão de obra (de serralheria e instalações elétricas).

**PALAVRAS-CHAVE:** Árvore solar fotovoltaica, Arquitetura, Análise técnica e econômica.

**ABSTRACT:** This paper aims to present the idea of and to evaluate a model of solar tree to be installed in the Faculty of Technology of the University of Brasilia. The evaluation will be composed of a technical analysis and an economic analysis of the project. The methodology adopted for the technical analysis will consist of the following steps: a) evaluation of the solar resource; b) location; c) 3D modeling; d) shading study; f) array definition; g) sizing; h) simulation of operation. For the technical analysis will be used the softwares Sketchup and PVSyst. The methodology used for the economic analysis was elaborated aiming to record the resources employed in the tree and to serve as the basis for expenditures of future projects. The first step of this economic analysis was to calculate the costs with the SFV components. It was taken into account not only how much the main parts (modules, inverters and batteries, when applicable) represent in the total cost, but also the expenses with the System

Balance (BOS). The final cost of the installation was estimated adding the resources used in the acquisition of material with the costs of the skilled labors (in locksmithing and electrical installations).

**KEYWORDS:** Solar tree, Architecture, Technical and economic analysis.

## 1 | INTRODUÇÃO

Árvores solares são sistemas de geração fotovoltaica, isolados ou conectados à rede, que apresentam um design diferenciado, com o intuito de imitar o design de uma árvore: postes normalmente altos, com painéis dispostos de forma que, além de funcionar como gerador fotovoltaico, fazem o papel de “copa”. Normalmente são sistemas menores, que se enquadram em microgeração devido à sua capacidade.

O principal objetivo por trás da construção de árvores solares fotovoltaicas é dar visibilidade ao uso de energia solar, além de desenvolver cada vez mais a tecnologia e as formas de integração de sistemas de geração fotovoltaica à paisagem urbana. Com a proposta de um design em formato de árvore, os sistemas, além de serem mais facilmente integrados à área urbana, podem utilizar uma área menor se comparados com instalações tradicionais (em telhados ou fachadas de prédios) de mesma capacidade de geração.

A geração fotovoltaica através de árvores solares não é algo tão recente. Um projeto pioneiro foi instalado na cidade de Gleisdorf na Áustria em 1998, uma época em que a energia solar não era minimamente viável e a tecnologia era menos desenvolvida. Nos anos seguintes, surgiram outras propostas sobre o tema, novas ideias de design, construíram-se protótipos até que as árvores solares se tornaram um produto de mercado. Atualmente, uma maior difusão dessa tecnologia vem trazendo, não apenas uma maior viabilidade para sistemas desse tipo, visibilidade para o uso de energia fotovoltaica e integração arquitetônica, mas também possibilidade de usos que atendem demandas da sociedade moderna. Muitos dos projetos de árvores solares buscam utilidades imediatas para a energia gerada, seja através da instalação de tomadas ou entradas *usb* para carregar aparelhos eletrônicos móveis, do oferecimento de sinal wi-fi, ou mesmo da iluminação de vias públicas.

A sugestão de um modelo arquitetônico que seja capaz de alinhar design e eficiência e que possa ser produzido e implementado em um prédio público de uma universidade federal torna possível uma maior visibilidade para esse tipo de projeto e um desenvolvimento cada vez maior da tecnologia que ele emprega. Assim, espera-se que em um futuro próximo surjam novos protótipos para estudo e que os produtos feitos a partir deles sejam mais acessíveis.

## 2 | DESENVOLVIMENTO

### 2.1 Materiais utilizados

**SketchUp.** É uma ferramenta computacional de modelagem 3D para projetos de arquitetura, *design* e engenharia que necessitem do desenho de uma estrutura ou peça de forma detalhada e que possibilite visualização de diferentes ângulos. Atualmente a licença de uso do programa pertence à Google e ele conta com recursos comuns a outros programas da empresa como, por exemplo, a função de georreferenciamento do modelo 3D a partir de dados do Google Earth Pro, que será mencionada em maiores detalhes mais à frente.

No caso específico deste trabalho, o SketchUp possibilitou a criação de um modelo da estrutura da árvore solar durante a etapa da sua concepção e, posteriormente, a análise do local onde ela seria instalada. Para isso, foi realizado um estudo de sombreamento no jardim interno da Faculdade de Tecnologia, local previsto para a instalação. Com o georreferenciamento do modelo e com o auxílio da ferramenta ‘Shadows’ do SketchUp, é possível visualizar a projeção de sombras em um determinado lugar para qualquer horário e dia do ano.

**PVSyst.** Para a avaliação computacional do sistema da árvore solar, foi usado o PVSyst, uma ferramenta computacional que permite estudar, dimensionar e analisar dados de sistemas fotovoltaicos. Dentre suas funcionalidades, o PVSyst possui uma ampla base de dados de equipamentos (modelos de módulos e de inversores) e das condições meteorológicas de várias localidades no mundo. O *software* pode ser utilizado para realização de qualquer tipo de projeto de sistema fotovoltaico: conectado à rede, isolado, de bombeamento de água, etc. Ele possui ainda níveis de *design* do projeto que correspondem aos diferentes estágios de desenvolvimento de um projeto real de um SFV. Para um sistema conectado à rede, como é o caso da árvore solar neste trabalho, com o ‘*design preliminar*’ (ferramenta ‘*preliminary design*’ no programa) obtém-se uma estimativa para algumas características e alguns parâmetros gerais do projeto. Trata-se de uma etapa mais voltada ao estudo de viabilidade do sistema, relacionando dados sobre a sua arquitetura (área disponível), a potência desejada e os investimentos financeiros necessários.

Com a ferramenta ‘*design de projeto*’, por sua vez, é possível simular mais detalhadamente e com parâmetros obtidos de hora em hora todo o funcionamento do sistema. Nessa etapa, determinam-se aspectos específicos do projeto como a orientação dos módulos, o modelo de painel e de inversor, além do arranjo do gerador fotovoltaico. Para um mesmo projeto, o PVSyst também permite criar diferentes variantes (‘*variants*’) e mudar alguns aspectos do *design*. Dessa forma, pode-se fazer diversas simulações e buscar o arranjo otimizado do sistema.

Como uma segunda etapa do dimensionamento do projeto, especifica-se, caso

necessário, parâmetros mais detalhados como as perdas térmicas e ôhmicas, a qualidade do módulo, *mismatch*, perdas por efeito do ângulo de incidência e resistência dos fios. Para todos esses parâmetros, contudo, o PVSyst apresenta valores ‘*default*’ que, mesmo que não sejam exatamente os valores reais, representam o sistema em questão de forma bastante coerente.

Os resultados obtidos com o PVSyst apresentam valores simulados para cada mês, dia ou hora de diversas variáveis como a irradiação global, a energia na saída do inversor, energia injetada na rede, corrente e tensão do arranjo, perdas e eficiência do sistema, apenas para citar algumas. Finalmente, gera-se um relatório para cada simulação realizada que inclui todos os parâmetros usados no projeto e todos os resultados mais relevantes.

## 2.2 Método utilizado

Na definição do método a ser aplicado na realização deste trabalho, deve-se considerar que objetivo final pode ser resumido em duas etapas: a primeira referente à análise técnica do projeto para sua implementação – a partir de um modelo arquitetônico sugerido – e, a segunda, referente à avaliação econômica da árvore solar a partir da definição do custo da energia por ela produzida. A metodologia seguida para cada uma das etapas será descrita mais detalhadamente a seguir.

**Metodologia da análise técnica.** O presente trabalho considerou-se um modelo arquitetônico previamente concebido de uma árvore solar que pudesse ser instalada na Faculdade de Tecnologia da UnB. Com o intuito de estudar o desempenho de um SFV na forma de uma árvore solar e validar o modelo de projeto, empregaram-se, na metodologia da análise técnica, as etapas apresentadas nos itens que seguem.

**Avaliação do recurso solar.** Para um melhor funcionamento do gerador fotovoltaico é importante buscar conhecer os valores de radiação solar global incidente sobre o arranjo e avaliar fatores como a influência da irradiância e a temperatura nos módulos. Sabe-se que dentre tais fatores, alterações na irradiância é o que mais causa efeitos no SFV pois pode variar de forma significativa em pequenos intervalos de tempo, como por exemplo, durante a passagem de uma nuvem.

O valor da quantidade de energia elétrica que é produzida pelo sistema em questão pode ser obtido considerando os efeitos da variação de irradiância a cada instante. A produção de energia e a irradiação horária relacionam-se de forma linear, o que pode ser traduzido em uma grandeza para representar o valor acumulado de energia em um dia, HSP ou Horas de Sol Pleno. Tal grandeza relaciona a irradiação disponibilizada pelo Sol e a irradiância permanece constante em  $1 \text{ kW/m}^2$ . O resultado é o número de horas em que a energia efetiva sobre o sistema foi igual à energia fornecida pelo Sol no local e ao longo do dia.

Neste trabalho avaliou-se o recurso solar através dos dados meteorológicos e solarimétricos adquiridos através da modelagem computacional do sistema. Com auxílio do software PVSyst, que conta com uma ampla base de dados para diversas localidades no mundo, foi possível selecionar os dados para a cidade de Brasília fornecidos pela ferramenta Meteonorm 7.1. Esta, por sua vez reúne informações de estações meteorológicas e satélites geoestacionários, aplica modelos de interpolação e apresenta resultados bastante relevantes para aplicações em energia solar. Assim, o dimensionamento do SFV no PVSyst possibilitou a obtenção de dados de irradiação solar no local de instalação da árvore e a elaboração de gráficos que serão comparados às curvas de carga e de energia gerada pelo sistema.

**Localização.** Na análise técnica do projeto é fundamental decidir o local onde os painéis fotovoltaicos serão instalados, pois este fator influencia bastante o desempenho do sistema. Há que se considerar questões como a possibilidade de objetos ou prédios nas proximidades do SFV projetarem sombras sobre ele e a integração arquitetônica do projeto com o local de instalação.

Em função das variações do recurso solar de um local para outro e influência de objetos e prédios vizinhos, com o conseqüente sombreamento do gerador fotovoltaico, é importante fazer uso de programas que permitam a análise da incidência da radiação solar sobre o plano considerado. Esses programas são especialmente úteis para sistemas instalados em ambiente urbano e/ou que ocupam áreas extensas (CRESESB, 2014).

A análise feita com o PVSyst na etapa anterior de avaliação do recurso solar e o posterior estudo de sombreamento com o SketchUp foram muito importantes nesse sentido.

Ainda quanto a localização do gerador, no caso deste trabalho, para o posicionamento dos painéis em si não houve muita limitação em termos de superfície disponível pois eles seriam fixados à própria estrutura da árvore que, por sua vez, apresentava uma grande liberdade de posicionamento. Os aspectos mais relevantes para a escolha do local de instalação da árvore solar foram, basicamente, o sombreamento, as dimensões da estrutura como um todo, proximidade com o quadro elétrico, a segurança e a visibilidade do projeto.

**Modelagem 3D.** Nesta etapa, foram usados modelos tridimensionais do protótipo da árvore e da Faculdade de Tecnologia (FT) criados no software SketchUp para uma avaliação ainda mais detalhada do local de instalação escolhido. Com os modelos em escala, foi possível posicionar a árvore no jardim interno da FT, verificar se a área designada possuía as dimensões adequadas para a implementação do projeto e determinar a distância que deveria ser respeitada em relação às construções próximas.

**Estudo de sombreamento.** Ainda a partir dos modelos em 3D da árvore e da

FT, foi realizado um estudo de como as sombras são projetadas sobre os módulos instalados no protótipo. Para isso, o primeiro passo é georreferenciar o modelo do local inserindo as suas coordenadas geográficas no SketchUp. Isso permite observar o movimento do Sol ao longo de um dia na localidade determinada e, conseqüentemente as sombras que geradas por ele. Basta utilizar a ferramenta ‘Shadows’, que permite definir o dia e o horário para o qual se deseja verificar a posição das sombras.

No caso deste estudo, buscou-se determinar o sombreamento das construções e objetos próximos sobre os painéis no protótipo da árvore solar com foco voltado para as datas do solstício de verão e inverno. Tais datas são bastante representativas pois a primeira corresponde ao dia mais longo do ano e a segunda, ao mais curto. Para esses casos é especialmente importante avaliar a projeção e a duração das sombras sobre o modelo.

**Definição da configuração.** De forma geral, define-se o arranjo dos elementos do sistema a partir das características da carga e da disponibilidade de recursos energéticos (CRESESB, 2014). O caso em questão apresenta especificidades pois o sistema não foi projetado com o intuito de suprir uma determinada demanda de energia para uma carga. Avaliou-se então apenas a associação entre os painéis de forma a otimizar a geração e considerando o número de ligações de *strings* e entradas MPPT permitidas pelo modelo de inversor utilizado.

Outras considerações feitas dizem respeito às características de sistemas conectados à rede. É comum para um SFCR ter arranjos com mais de dez módulos em série para operação com tensões mais elevadas. Pode-se também aumentar a potência do sistema associando em paralelo mais de um conjunto de módulos em série.

A definição do arranjo para o modelo utilizado, auxiliada com dados do PVSyst, é simples por considerar os painéis em um mesmo plano horizontal e com orientações iguais, cujos valores de ângulos de inclinação e azimute otimizados também são dados pela ferramenta computacional.

**Dimensionamento do sistema.** O dimensionamento do sistema fotovoltaico permite ao projetista escolher os equipamentos mais adequados e configurá-los da forma mais eficiente possível. Ele pode ser feito com o auxílio de softwares especializados e, conforme mencionado anteriormente, o presente trabalho utilizou o programa PVSyst.

A modelagem computacional auxilia, inclusive, na comparação entre os valores de energia gerada em cada um dos casos de estudo. Por meio dela, tem-se insumos para avaliar a vantagem de ajustar a inclinação de todos os painéis duas vezes por ano.

Para realizar o dimensionamento e determinar os principais resultados do projeto da árvore solar, devem-se realizar todas as etapas da modelagem do sistema

no PVSyst. Definem-se então a localização do projeto, a orientação e inclinação dos módulos, os modelos e potências dos painéis e do inversor, o arranjo e a interligação dos componentes do sistema e os parâmetros de perdas. Ainda conforme mencionado anteriormente, pode ser necessário especificar no dimensionamento parâmetros de perdas (como as perdas térmicas e ôhmicas, a qualidade do módulo, *mismatch*, perdas por efeito do ângulo de incidência e resistência dos fios) ou então realizar a simulação do sistema utilizando os valores *default* apresentados pelo PVSyst para esses parâmetros.

**Simulação de operação.** Com a definição do arranjo e a escolha dos equipamentos, pode-se realizar a simulação da operação do sistema, o que permite ao projetista avaliar o efeito de variações sazonais do recurso solar, por exemplo. A simulação é feita após o dimensionamento e com o auxílio de softwares especializados.

Nesses programas é possível obter uma modelagem bastante realista do projeto, já que eles costumam dispor de recursos para determinar a inclinação e a orientação dos módulos e para descrever a configuração e os equipamentos escolhidos, a partir de um banco de dados com modelos de painéis e inversores de diversos fabricantes. A simulação da operação do sistema pode ainda ser obtida para intervalos de tempo que vão de horas até meses. Assim, os resultados observados nos parâmetros simulados no PVSyst, principalmente no que diz respeito à capacidade de geração, permitem determinar a eficiência modelo.

**Metodologia da análise econômica.** A metodologia adotada para a análise econômica da árvore solar foi elaborada de forma a registrar os recursos nela empregados e, eventualmente, servir de base para os gastos em projetos futuros que sejam semelhantes a este. Para isso, foi realizado o levantamento inicial do custo do projeto com uma avaliação do preço da energia gerada pela árvore solar.

**Levantamento dos preços dos componentes do SFV.** O investimento com um sistema fotovoltaico é determinado, basicamente, pelo seu tamanho, traduzido no valor de sua potência instalada. O primeiro passo da análise econômica é calcular os custos com os componentes do SFV. Além do peso que as principais partes (módulos, inversores e baterias, quando for o caso) têm no custo total, deve-se considerar também o gasto com o Balanço do Sistema (BOS).

Ainda na etapa na etapa de avaliação do pré-projeto da árvore solar, feito em um trabalho acadêmico anterior a este, verificou-se a realização de uma pesquisa de mercado entre diversos modelos e fabricantes, além de revendedores de componentes. Naquela ocasião, determinou-se a utilização de um modelo de painel e de inversor que tivessem um bom preço e atendessem aos requisitos pretendidos no projeto.

Segundo dados de um levantamento do Instituto Ideal, observa-se que atualmente os gastos com os módulos representam a maior parcela do custo total de um SFV,

seguidos pelo gasto com o inversor, que também é bastante relevante. O restante do investimento com o projeto é relativo aos componentes necessários para a instalação como cabos, conectores, estruturas metálicas de suporte para fixação das placas e proteções elétricas.

**Levantamento dos gastos com a instalação.** O projeto de um sistema FV na forma de uma árvore solar apresenta algumas peculiaridades em relação a projetos 'tradicionais' de SFCRs, com a instalação isso também fica evidente. Neste projeto foi necessário considerar gastos com alvenaria na construção de um local mais apropriado para a instalação da árvore. Dessa forma, houve um custo adicional ao do sistema FV referente a material e trabalho dos técnicos nas etapas de preparação da base e de concretagem do piso.

O custo final da instalação foi então estimado com o somatório dos recursos empregados na aquisição de material e na mão de obra (de serralheria e instalações elétricas). Esses últimos foram calculados a partir de tabelas de precificação das atividades de pedreiro e eletricista que prestam serviços para a Universidade de Brasília. A avaliação do investimento inicial do projeto foi realizada considerando principalmente os gastos com a aquisição dos componentes e com a instalação do sistema.

## 3 | RESULTADOS

### 3.1 Avaliação do Recurso Solar

Conforme comentado anteriormente, a avaliação do recurso solar foi feita através de informações disponíveis no software PVSyst. Como o PVSyst já possui um vasto banco de dados meteorológicos e solarimétricos para diversas cidades do mundo, sendo que tais dados são obtidos por ferramentas da NASA e da Meteotest (como o Meteonorm 7.1), bastou selecionar a cidade de Brasília para o programa poder efetuar os cálculos e análises do local em que a árvore solar foi instalada. Sabe-se, no entanto, que apesar de não se ter os dados mais precisos para as coordenadas geográficas exatas do ponto de instalação da árvore na FT, foi possível considerar que os dados gerais para a cidade de Brasília são suficientes e representam de forma fiel a localização do sistema.

Dessa forma, foi possível obter os valores da média diária de irradiação solar para cada mês do ano na cidade de Brasília. Tais valores são apresentados no gráfico da Figura 2.



**Figura 1** – Gráfico dos valores médios da irradiação solar diária para cada mês na cidade de Brasília

Fonte: Dados do software PVSyst obtidos com auxílio da ferramenta Meeonorm 7.1

Da avaliação dos resultados no gráfico, percebe-se que a cidade de Brasília realmente apresenta taxas de irradiação bastante relevantes. Dentre todos os meses, tem-se uma média total de aproximadamente 5,33 kWh/m<sup>2</sup>, com desvio padrão igual a 0,43. Um desvio tão pequeno demonstra que, de fato, a maioria das médias diárias para cada mês apresentam valores bem próximos da média total.

Dados do Atlas de Irradiação Solar (1998) mostram que o Brasil possui taxas de irradiação que vão de 4,5 a 6,1 kWh/m<sup>2</sup>. Relacionando os resultados obtidos pelo PVSyst para Brasília com os do resto do País, é possível ver que o valor de 5,33 kWh/m<sup>2</sup> é igual a média do Brasil (de 5,3 kWh/m<sup>2</sup>) e que o valor máximo, verificado no mês de setembro, é muito próximo do máximo total do País.

A análise do recurso solar na cidade de Brasília comprova que a localização do projeto da árvore solar é bastante adequada para se atingir bons resultados na geração fotovoltaica.

### 3.2 Localização

No estudo ‘Especificação Técnica para Implementação de Árvore Solar na Faculdade de Tecnologia’, que antecedeu esse trabalho, também foi feita uma avaliação preliminar de possíveis locais de instalação, mas tal estudo indicou a necessidade de verificar o sombreamento de forma mais detalhada.

Dessa forma, a localização definida para a instalação da árvore solar fotovoltaica levou em consideração, principalmente, os seguintes aspectos: o possível sombreamento causado objetos próximos, a logística do posicionamento do inversor, a chance de trazer visibilidade para o uso de energia fotovoltaica por parte da comunidade e a segurança da estrutura e dos seus componentes.

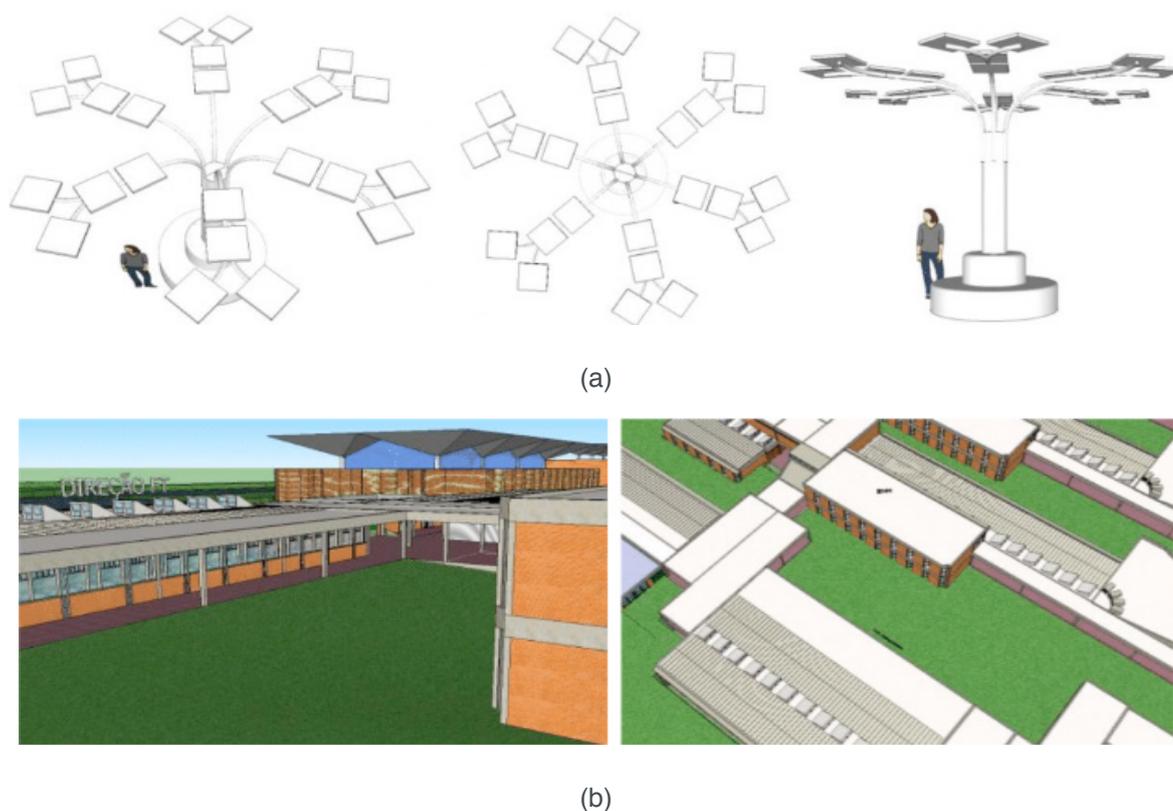
O local escolhido foi o jardim interno da Faculdade de Tecnologia por ele apresentar uma boa área descoberta livre de sombras, relativa proximidade com a

guarita (onde está um dos quadros elétricos do prédio e local onde será colocado o inversor), por oferecer certa segurança e por ser um ponto com grande circulação de pessoas.

### 3.3 Modelo 3D

Para auxiliar na escolha do local de instalação do projeto e em sua análise técnica, principalmente no que diz respeito ao estudo de sombreamento, utilizaram-se modelos tridimensionais do protótipo da árvore e da Faculdade de Tecnologia (FT) elaborados no software SketchUp.

A seguir é possível observar algumas vistas do desenho tridimensional da árvore solar fotovoltaica e do modelo da FT mostrando o seu jardim interno, local previsto para a implementação do projeto na Figura 3.



**Figura 2** – Vistas dos modelos 3D da (a) árvore solar e (b) Faculdade de Tecnologia (FT)

A partir dos desenhos em escala, foi feito o posicionamento da árvore no local escolhido dentro da Faculdade de Tecnologia, para checar as dimensões do protótipo em relação à área designada e permitir a verificação das sombras projetadas sobre ele.

### 3.4 Estudo de sombreamento

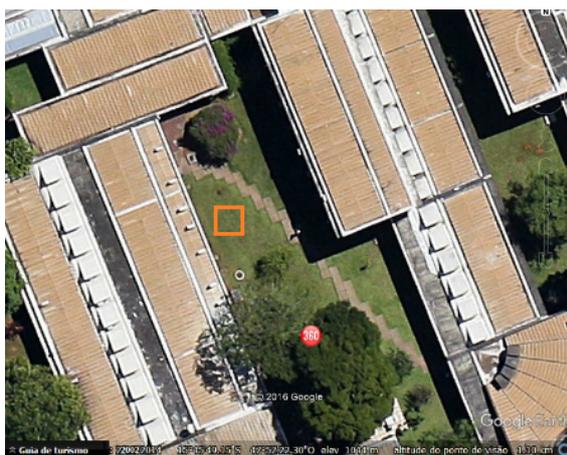
Nesta etapa do trabalho, foi feita uma análise mais detalhada do local indicado

para instalação da árvore solar. Levando-se em consideração, principalmente, o objetivo de posicionar o protótipo de modo a obter uma maior exposição ao Sol, realizou-se um estudo de sombreamento do jardim interno da FT.

Neste estudo foram utilizados o software SketchUp e modelos computacionais em 3D que representassem a árvore e a Faculdade de Tecnologia da UnB. O primeiro passo foi realizar o georreferenciamento do modelo, isto é, determinar as coordenadas geográficas do local de instalação e inseri-las no software. Esta etapa é feita para que o SketchUp possa indicar o comportamento do sol e das sombras que ele projeta no exato ponto geográfico que se deseja avaliar. As coordenadas do ponto em questão e a representação gráfica do local definido (Figura 4) foram obtidas com auxílio da ferramenta Google Earth Pro e podem ser verificadas a seguir.

Georreferência do Modelo (obtida com o Google Earth Pro):

- Latitude: 15°45'49.15" S
- Longitude: 47°52'22.30" O

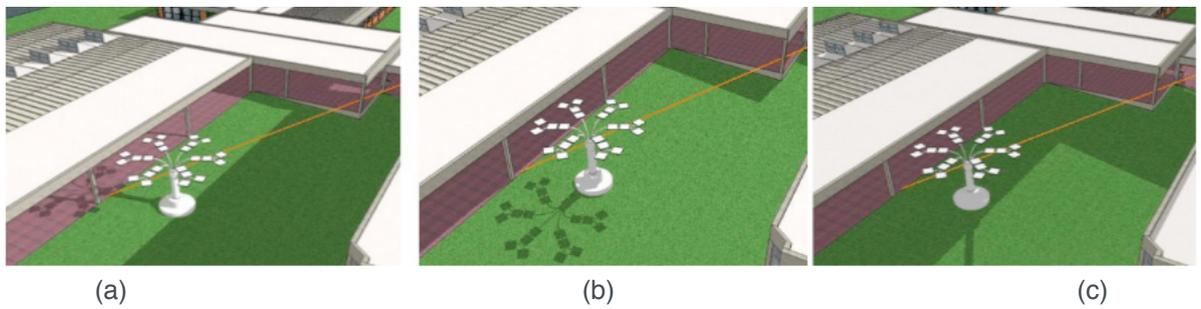


**Figura 3** – Fotografia aérea da Faculdade de Tecnologia da UnB com destaque para o local de instalação da árvore solar (editada pela autora)

Fonte: Google Earth Pro

Em seguida, com o modelo georreferenciado no SketchUp, foi utilizada a ferramenta *Shadows*, que faz parte do pacote do programa e que possibilita a verificação das sombras projetadas sobre um local para qualquer data do ano e em qualquer horário.

No estudo de sombreamento, observaram-se especialmente as datas dos solstícios de verão e de inverno e em três horários distintos ao longo do dia. Sabendo que o dia mais crítico é 21 de junho (solstício de inverno), por apresentar menos tempo de luz solar, seguem as figuras referentes ao sombreamento neste dia.



**Figura 4** – Sombreamento no dia 21 de junho às (a) 9h, (b) 13h e (c) 16h

### 3.5 Dimensionamento

No dimensionamento da árvore solar fotovoltaica os critérios adotados foram:

- Sistema solar FV conectado à rede e sem baterias, com potência de pico de cerca de 1kW;
- Sistema de monitoramento de dados para acompanhamento do desempenho da geração de energia elétrica, para divulgação ao público e utilização em pesquisas;
- Estrutura em formato abstrato de “árvore” (com painéis simulando as folhas que formariam a copa da árvore);
- Localizado dentro da FT, em local de grande movimentação para que seja bastante visualizado e divulgado ao público;
- Escolha de fornecedores nacionais, com equipamentos disponíveis para pronta entrega (Barbosa, 2014);
- Decidiu-se então que o sistema teria 24 painéis solares da marca Yinlgi Solar com potência de pico igual a 55 Wp. Dessa forma, a árvore solar apresentaria, como capacidade de geração, uma potência nominal de 1320 Wp. As principais características dos módulos podem ser verificadas na Tabela 1.

CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS	
Potência nominal dos módulos (Wp)	55
Quantidade de módulos	24
Voc módulo (V)	22,07
Vmpp módulo (V)	17,83
Isc módulo (A)	3,28
Impp módulo (A)	3,08
Potência nominal do arranjo (kWp)	1,32

**Tabela 1** – Características técnicas dos módulos fotovoltaicos

Algo comum em inversores para conexão como a rede elétrica é o fato de possuir uma ou mais entradas MPPT. Isso é feito para que haja a maximização da potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos, pois assim eles são capazes de operar constantemente em seu ponto de máxima potência, independentemente das condições que afetam o desempenho e alteram a curva característica de corrente e tensão do conjunto de módulos (Villalva, 2015).

O inversor central escolhido foi o modelo 1.5-1 de 1,5 kW, da marca Fronius Galvo. Segundo suas especificações técnicas este modelo de inversor apresenta uma entrada MPPT, o que já permite um melhor desempenho do SFV. Observam-se as principais características do inversor na Tabela 2.

CARACTERÍSTICAS DO INVERSOR	
Potência nominal do inversor (kW)	1,5
Quantidade de inversores	1
Tensão de entrada máxima (V)	420
Corrente máxima de entrada (A)	13,3A
Quantidade de rastreadores MPPT	1
Faixa de tensão MPPT (V)	120-335

**Tabela 2** – Características técnicas do inversor

Finalmente, os parâmetros de perdas para os dois sistemas dimensionados também apresentam os mesmos valores e estão definidos na Tabela 3.

PARÂMETROS DE PERDAS	
Térmicas	$U_c=19W/m^2.K$ (*)
Ôhmicas	1,5% (**)
Qualidade do módulo	2,5% (**)
Mismatch	1% (**)
Degradação pela Luz	2% (**)
Acúmulo de sujeira nos módulos	3% (**)

**Tabela 3** – Parâmetros de perdas utilizados na simulação

(\*) painéis instalados sobre bases vazadas com livre circulação de ar / (\*\*) valor sugerido pelo PVSyst

### 3.6 Definição da configuração

A definição da configuração do sistema da árvore solar foi feita de forma a buscar a eficiência do sistema e respeitando as limitações do projeto e da ferramenta computacional utilizada na análise.

Como o modelo arquitetônico sugerido apresenta os “galhos” em um mesmo plano, sem curvatura e os módulos em uma mesma orientação, foi utilizada a análise do PVSyst para a otimização dos ângulos de inclinação e azimute. Assim, foi possível definir a configuração a partir das recomendações do software para os ângulos de orientação otimizados e para a quantidade de módulos por *string* que fosse adequada considerando as especificações técnicas dos modelos de inversor e módulos.

### 3.7 Simulação

De acordo com o que foi mencionado anteriormente, para auxiliar com o dimensionamento, permitir a simulação do sistema e determinar seus principais resultados no PVSyst, foi necessário definir a localização do projeto, a orientação e inclinação dos módulos, os modelos e potências dos painéis e do inversor, a interligação dos componentes do sistema e os parâmetros de perdas.

A partir de tais definições e do dimensionamento do projeto, é possível realizar a simulação da operação do sistema e obter resultados que permitem avaliar o efeito de variações sazonais da irradiação, a energia gerada (e no caso deste trabalho, injetada na rede elétrica), eficiência do sistema, entre outros parâmetros, e em intervalos de tempo que vão de horas até meses. A simulação auxiliou ainda na verificação de arranjos mais eficientes para cada caso. Nela foi necessário considerar as limitações do PVSyst e do projeto. Assim, verificou-se que o arranjo mais eficiente é o que divide os módulos em 2 strings com 12 painéis cada e com a orientação otimizada de 23° de inclinação e 0° de azimute.

Dessa forma, os resultados obtidos para a simulações do sistema da árvore solar, principalmente no que diz respeito à capacidade de geração podem ser observados nas Tabela 4.

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO SISTEMA	
Potência nominal dos módulos (Wp)	55
Quantidade de módulos	24
Orientação dos módulos (inclinação/azimute)	23°/0°
Quantidade de módulos série (string)	12
Número de Strings	2
Potência nominal do arranjo (kWp)	1,32
Potência em condições de operação – 50°C (kWp)	1,188
V <sub>mpp</sub> (V)	193
I <sub>mpp</sub> (A)	6,2
Área ocupada (m <sup>2</sup> )	10
Potência nominal do inversor (kW)	1,5
Quantidade de inversores	1
Tensão de operação (V)	120-335
Performance (%)	79,95
Geração anual de energia (kWh/ano)	2168,0

**Tabela 4** – Resultados da simulação do sistema fotovoltaico

Conforme observado dos resultados anteriores, o modelo proposto para implementação de uma árvore solar na Faculdade de Tecnologia é consideravelmente eficiente em termos de geração de energia durante o ano, apresentando um valor de 2168,0 kWh/ano.

### 3.8 Levantamento do Investimento Inicial

Com os valores dos componentes do sistema, do material utilizado na construção do protótipo e dos serviços realizados para a confecção e a implementação da árvore é possível estimar o custo inicial do projeto. A tabela a seguir representa a divisão dos custos em equipamentos do SFV e serviços realizados na construção e na instalação do projeto, bem como o preço da energia gerada pela árvore (Tabela 5).

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	TOTAL
Módulos	24	R\$ 6.000,00
Inversor	1	R\$ 6.500,00
Cabos (100m)	4	R\$ 440,00
BOS (Conectores, dispositivos de proteção, etc.)	-	R\$ 500,00
Serviço de construção do protótipo (serralheria)	-	R\$ 3.312,00
Serviço de instalação elétrica	-	R\$ 960,00
TOTAL		R\$ 17.712,00
Custo (R\$/kWp)		R\$ 13,42

**Tabela 5** – Custos dos componentes do SFV

### 3.9 Concepção, construção e instalação da árvore solar na FT

Diante do que foi apresentado neste trabalho com a proposta de implementação de uma árvore solar fotovoltaica na Faculdade de Tecnologia da UnB e a partir dos resultados das análises técnica e econômica do projeto, teve início a instalação de fato de um protótipo de árvore solar no local determinado no estudo no final de 2017. Trata-se de um modelo arquitetônico com design mais orgânico e estrutura construída com o reaproveitamento de antigos postes de iluminação pública. Além de reduzir os gastos com o projeto, isso ainda chama a atenção para atitudes ecologicamente sustentáveis e que diminuam os danos ao meio ambiente, o que também é o foco deste projeto.

É importante mencionar que atualmente, no entanto, apesar de última etapa, de instalação da parte elétrica estar encaminhada, com os equipamentos comprados e o projeto elétrico feito, ela ainda está pendente devido algumas questões burocráticas relativas ao andamento de processos de contratação de serviços e compra de componentes.

O arranjo final do modelo pode ser observado na Figura 6.



**Figura 5** – Arranjo final da estrutura montada da árvore solar da FT visto de direções distintas.

Fonte: Fotografias feitas pela autora em visita ao local

Uma vez que a implementação for concluída, com o gerador fotovoltaico devidamente instalado e em funcionamento, será possível coletar dados de medições do protótipo da árvore solar da FT e realizar análises de desempenho e eficiência do modelo. Assim, será possível avaliar, na prática, os aspectos que foram considerados previamente nas etapas de projeto do presente sistema fotovoltaico. Os futuros resultados práticos da geração fotovoltaica deste arranjo possibilitarão, ainda, análises sobre o impacto da economia do consumo energético do prédio da FT e os valores finais dos gastos com o projeto permitirão avaliar de que formas as árvores solares podem ser mais viáveis economicamente. Todas as conclusões sobre a implementação do referido protótipo serão de grande utilidade para embasar novos modelos de árvore solar pois, estando dentro da universidade, pode também incentivar os estudos necessários para desenvolver o próprio modelo instalado, as tecnologias nele envolvidas e promover o uso de energia solar.

#### **4 | CONCLUSÃO**

O principal objetivo deste trabalho foi avaliar técnica e economicamente a realização de um projeto de um sistema fotovoltaico na forma de uma árvore solar na Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília.

A elaboração e a execução de um projeto de aproveitamento de uma fonte de

energia renovável como a solar vem ao encontro de propostas que têm tomado um espaço cada vez maior na sociedade, não apenas em termos de protótipos para estudo do emprego das tecnologias nestes projetos, mas também em termos do lançamento de produtos derivados do desenvolvimento delas. Isso quer dizer que a realização de um projeto como o SFV, proposto neste trabalho, é uma forma de incentivar que sejam feitos cada vez mais trabalhos e estudos no sentido de melhorar a tecnologia do aproveitamento das fontes renováveis, de apresentar propostas de integração de sistemas de micro e minigeração a áreas urbanas, de tornar a energia gerada por esses sistemas mais acessível e viável, além de promover os objetivos do desenvolvimento sustentável.

Com a possibilidade de projetar SFVs com arquiteturas diferentes do que é feito tradicionalmente na paisagem urbana, em que se costumam utilizar telhados e fachadas de prédios, verificam-se algumas das vantagens que se obtêm com inovações no design de um sistema de geração solar, como a riqueza estética e a economia de espaço.

A modelagem em 3D permitiu verificar com precisão o arranjo arquitetônico do modelo e o local de instalação de modo a avaliar as dimensões do protótipo em relação à área designada e permitir a verificação das sombras projetadas sobre ele. A análise do recurso solar na cidade de Brasília conclui que a localização do projeto da árvore solar é bastante adequada para se atingir bons resultados na geração fotovoltaica. Além de o Brasil possuir altas taxas de irradiação (entre 4,5 e 6,1 kWh/m<sup>2</sup>) a cidade de Brasília apresenta uma taxa de irradiação de 5,33 kWh/m<sup>2</sup>, que é igual a média brasileira (dados obtidos pelo PVSyst para Brasília).

Através da análise técnica concluiu-se que o modelo proposto é consideravelmente eficiente em termos de geração de energia durante o ano, apresentando um valor de 2168,0 kWh/ano. De fato, uma das principais conclusões foi que o investimento em sistemas de geração conectados à rede elétrica, sendo o caso deste trabalho um SFV, representa uma vantagem em termos de ações para reduzir os gastos energéticos de um prédio público e também do ponto de vista ecológico, ao utilizar energia limpa e renovável de fácil exploração.

Quanto ao ponto de vista econômico, entende-se que um projeto, como o realizado neste estudo, ainda pode ser melhor desenvolvido e alguns gastos podem ser minimizados para que a energia gerada por ele se torne ainda mais competitiva.

## 5 | REFERÊNCIAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. ABNT NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro, 2004. 209p.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica. Cadernos Temáticos da Aneel: Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, 2016. 31p. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).

Barbosa, L., 2014. Especificação Técnica para implementação de Árvore Solar na Faculdade de Tecnologia, Trabalho de Iniciação Científica, UnB, Brasília.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: [www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br).  
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos, 2006. Disponível em: <ftp.cptec.inpe.br>.

Instituto Ideal. O mercado brasileiro da geração distribuída - Edição 2017. Florianópolis, 2017. 68p. Disponível em: [www.issuu.com](http://www.issuu.com).

ONU – Organização das Nações Unidas. Objetivos de Desenvolvimento sustentável - Agenda 2030. 2015. Disponível em: [www.nacoesunidas.org](http://www.nacoesunidas.org).

PV Upscale – Urban Scale Photovoltaic Systems. Solar City Gleisdorf. 2007. Disponível em: [www.pvupscale.org](http://www.pvupscale.org).

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco. Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados solarimétricos. 2000. 111p. Disponível em: [www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br).

Villalva, M. G., 2015. Energia solar fotovoltaica, Conceitos e Aplicações, Sistemas Isolados e Conectados à Rede 2a edição. Ed. Érica.

## ANÁLISE FINANCEIRA DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA FINANCIADOS EM PALMAS - TO

**Brunno Henrique Brito**

Instituto Federal do Tocantins – Campus Palmas  
Palmas - Tocantins

**Maria Lúcia Feitosa Gomes de Melo**

Instituto Federal do Tocantins – Campus Palmas  
Palmas - Tocantins

**RESUMO:** Com a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que regulamenta os sistemas de geração distribuída, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) têm se destacado entre os sistemas mais instalados devido às quedas frequentes nos custos dos sistemas e às altas periódicas nas tarifas de energia. Ainda assim os SFCR's ainda são relativamente caros e inacessíveis à boa parte da população, o que faz com que muitos procurem linhas de crédito para financiar a instalação de um sistema como esse. Por isso, este artigo realiza uma análise do tempo de retorno financeiro para diversos sistemas de microgeração considerando diferentes prazos e taxas de financiamento no município de Palmas - TO. Os resultados aqui apresentados mostram que o tempo para o sistema se pagar pode variar entre 33 e 183 meses, sendo os piores resultados provenientes de financiamentos de **sistemas menores com taxas e prazos maiores**.

**PALAVRAS-CHAVE:** Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Financiamento, Retorno Financeiro.

**ABSTRACT:** With the publication of Normative Resolution No. 482/2012 of ANEEL (National Agency for Electric Energy), which regulates distributed generation systems, grid-tie photovoltaic systems (SFCR) have stood out among the most installed systems due to frequent system costs and periodic increases in energy tariffs. Still SFCRs are still relatively expensive and inaccessible to the majority of the population, which causes many to seek credit lines to finance the installation of such a system. Therefore, this article analyzes the payback for several microgeneration systems considering different timing and financing rates in the municipality of Palmas. The results presented here show that the time for the system to pay can vary between 33 and 183 months, with the worst results coming from financing of smaller systems with higher rates and deadlines.

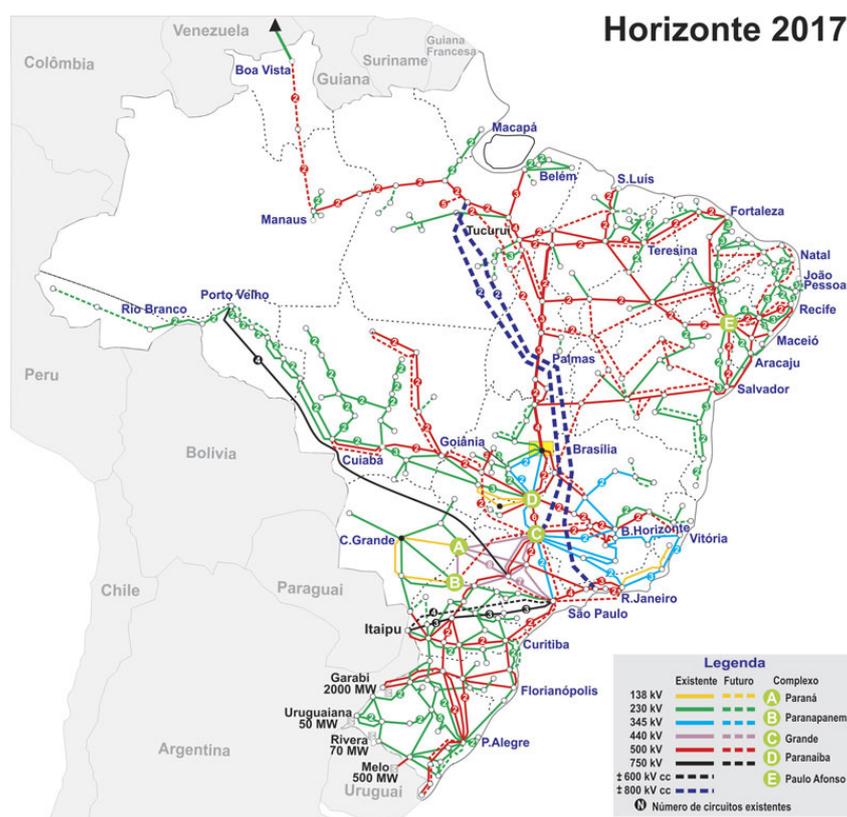
**KEYWORDS:** Grid-Tie Photovoltaic Systems, Financing, Payback.

### 1 | INTRODUÇÃO

A matriz elétrica atual no Brasil é caracterizada por ser predominantemente

hidrelétrica (64%) e com boas participações de usinas termelétricas (28%). Nos últimos anos, as usinas eólicas têm ganhado espaço na matriz elétrica e já conta com mais de 7% da matriz elétrica total. Por isso, o ONS classifica o sistema elétrico brasileiro como hidro-termo-eólico (ONS, 2017).

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS), toda a energia gerada no Brasil é transportada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), composto por uma malha de linhas de transmissão que cortam o país de Norte a Sul e de Leste a Oeste, como pode ser observado na Fig. 1.



**Figura 1:** SIN (ONS, 2017)

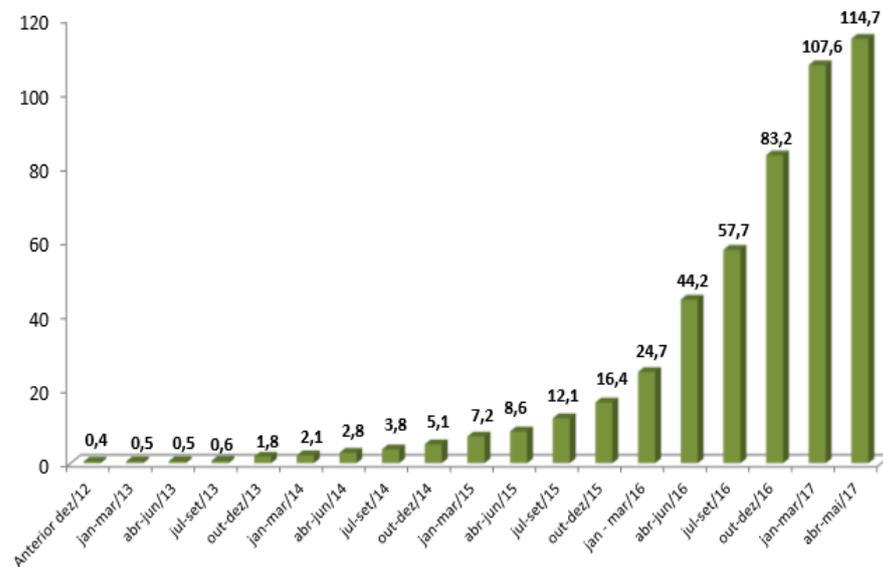
Segundo o ONS, a interconexão dos chamados subsistemas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte) propicia transferência de energia e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos nas diversas regiões do Brasil, proporcionando mais segurança e economicidade. No entanto, essas longas linhas de transmissão também proporcionam perdas acentuadas quando é necessário transmitir grandes níveis de energia elétrica para grandes centros de carga distantes da fonte geradora. Essas perdas tendem a aumentar quando a possibilidade e viabilidade de construção das grandes usinas hidrelétricas vão tendendo para localidades cada vez mais distantes dos grandes centros de carga.

Tais cenários demonstram a necessidade de diversificar as fontes de geração de energia elétrica no país no sentido de ficar menos dependente das usinas hidrelétricas e, conseqüentemente, dos cenários hidrológicos imprevisíveis. Além disso, para reduzir as grandes perdas nas longas linhas de transmissão e, conseqüentemente, a

necessidade de construção de novas linhas e fontes de geração distantes dos centros de carga, faz-se necessário investir e/ou incentivar também a geração distribuída, caracterizada por ser a geração de energia elétrica próxima à carga (Tolmasquim *et al.*, 2007).

Para incentivar a geração distribuída de fontes renováveis de energia elétrica no Brasil, a ANEEL lançou em 2012 a resolução normativa nº 482 (ANEEL, 2012). Esta resolução, que foi em 2015 atualizada pela resolução nº 687, regulamenta a micro e a minigeração distribuída (ANEEL, 2015). A microgeração distribuída é caracterizada por ser uma geração própria e conectada à rede elétrica da concessionária de até 75kW de potência. Já a minigeração distribuída é caracterizada por ser uma geração própria maior que 75 kW e menor que 5 MW de potência instalada. Além disso, a resolução nº 687 também regulamenta a forma de compensação da energia gerada e injetada na rede elétrica da concessionária local.

Com a regulamentação da geração distribuída, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) têm se destacado por serem de fácil instalação e manutenção. Além disso, as frequentes diminuições nos custos dos sistemas, os ótimos índices de radiação no Brasil e os frequentes aumentos nas tarifas de energia têm proporcionado um crescimento exponencial destes sistemas, como pode ser visto na Fig. 2 (ANEEL, 2017).



**Figura 2:** Evolução da potência instalada (em MWh) dos SFCR's no Brasil (ANEEL, 2017)

Além das vantagens citadas até então, o Estado do Tocantins publicou, em 20 de novembro de 2015, o Decreto 5.338 oficializando a adesão ao Convênio ICMS 16/15, isentando em 25% a energia gerada por um micro ou minigerador próprio que utiliza uma fonte renovável de energia. Outro incentivo estadual incluso neste decreto é a isenção de 18% para a compra de equipamento e componentes necessários para a instalação do sistema renovável de geração de energia elétrica conectada à rede

(Tocantins, 2015).

Na cidade de Palmas-TO, ainda existem incentivos fiscais proporcionados pela Lei Complementar nº 327, de 24 de novembro de 2015, que instaurou o Programa Palmas Solar. Dentre os incentivos concedidos por esta lei para quem instalar um sistema solar fotovoltaico conectado à rede, pode-se destacar: desconto de até 80% do Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) limitado em 5 anos, porém o desconto será proporcional ao índice de aproveitamento do sistema de energia solar; desconto de até 80% do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISSQN), desde que incida em projetos, obras e instalações de empresas atuantes no ramo da energia solar, por um prazo de 10 anos para serviços de operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos; e desconto de até 80% do Imposto de Transferência de Bens Imóveis (ITBI), proporcional ao índice de aproveitamento de energia solar (Palmas, 2015).

Apesar de todos esses cenários favoráveis, os SFCR ainda têm um custo relativamente alto e, por isso, ainda é inacessível a grande parte da população. Com isso, muitos têm buscado linhas de financiamento para bancar a instalação de um sistema como esse. No entanto, fazem-se necessárias informações que auxiliem os candidatos a microgeradores a concluir se realmente vale a pena utilizar determinada linha de crédito para financiar a instalação do SFCR em sua unidade consumidora. Nesse sentido, esse artigo vem mapear os tempos de retorno dos investimentos em SFCR nas proximidades da capital do Estado do Tocantins considerando diferentes taxas de financiamento e diferentes prazos.

## 2 | METODOLOGIA

A proposta desse artigo consiste em fazer uma análise, para diversos sistemas de microgeração fotovoltaica, dos tempos de retorno dos investimentos nos SFCR quando estes são financiados considerando diferentes taxas de juros mensais e diferentes prazos de financiamento. Para isso foi necessário seguir, na sequência, as seguintes etapas:

- Calcular a geração mensal ( $G$ ) de cada sistema considerando a Eq. 1 (VILLALVA, 2015):

$$G = P \times I \times n \times \eta \quad (1)$$

Onde:  $G$  – Geração total (kWh);  $P$  – Potência instalada do sistema (kWp);  $I$  – Irradiação média diária (kWh/m<sup>2</sup>.dia);  $\eta$  – Rendimento do Sistema (%);

- Considerar a depreciação anual na geração especificada pelo painéis fotovoltaicos;
- Estimar o custo de cada sistema considerando: o preço base do kit de ener-

gia solar que forma o sistema fotovoltaico, o valor do projeto necessário para a instalação do sistema, o valor da mão de obra para instalação do sistema e uma margem para eventuais gastos extras que possam surgir;

- Calcular o valor da parcela do financiamento para um determinado prazo;
- Utilizar a ferramenta matemática denominada *payback* descontado (tempo de retorno sobre o investimento) para a estimativa da economia mensal proporcionada pelo sistema, foi considerada a Eq. 2 (CURY; SOUZA; GONÇALVES; FILHO, 2012):

$$Vp = \frac{Fc}{(1+TMA)^{ano}} \quad (2)$$

Onde:  $Vp$  – valor presente líquido da economia proporcionada pelo sistema;  $Fc$  – fluxo de caixa dado pelo produto da tarifa da energia vigente multiplicado pela geração daquele mês;  $TMA$  – taxa mínima de atratividade;  $ano$  – períodos, em anos, futuros considerados.

- Verificar o tempo em que o sistema se paga, que ocorre quando o saldo passa a ser positivo;
- Verificar o tempo em que ocorre o retorno total do valor investido, que ocorre quando o saldo passa a ser positivo e imediatamente superior ao custo inicial do sistema.

### 3 | RESULTADOS

Os resultados foram obtidos considerando: rendimento global do sistema de 80%; irradiações médias mensais obtidas pelos dados da NASA, com média anual de 5,36 kWh/m<sup>2</sup>.dia (SWERA, 2017) para a cidade de Palmas-TO; depreciação de 0,7% ao ano na geração do painel fotovoltaico; tarifa vigente de R\$0,80367/kWh; reajuste anual médio de 5,6% na tarifa de energia; desconto da meta da inflação ( $TMA = 4,5\%$ ); prazos de financiamento variando entre 12 e 48 meses; taxas de juros de financiamento variando entre 0% e 5% ao mês (faixa de taxas de juros mais encontradas no mercado financeiro), com discretização de 0,5%; e IOF (Imposto sobre Operações Financeiras) incluído no cálculo das parcelas.

Os custos levantados para os SFCR's simulados, bem como a geração anual de cada sistema, podem ser conferidos na Tab. 1. Os orçamentos foram realizados considerando painéis fotovoltaicos de 320Wp.

SFCR (kWp)	Base (R\$)	Mão de Obra (R\$)	Projeto (R\$)	Outros (R\$)	TOTAL (R\$)	Custo por kWp (R\$ / kWp)	Geração Anual (kWh)
1,28	6621,80	600,00	1500,00	500,00	9221,80	7204,53	2003,4
1,6	8010,06	750,00	1500,00	500,00	10760,06	6725,04	2504,2
1,92	9999,28	900,00	1500,00	500,00	12899,28	6718,38	3005,0
2,56	11581,11	1200,00	2000,00	600,00	15381,11	6008,25	4006,7
3,2	12661,43	1500,00	2000,00	600,00	16761,43	5237,95	5008,4
3,84	15614,82	1800,00	2000,00	600,00	20014,82	5212,19	6010,1
4,48	16937,46	2100,00	2000,00	600,00	21637,46	4829,79	7011,7
5,12	17457,76	2400,00	2000,00	750,00	22607,76	4415,58	8013,4
5,76	19397,48	2700,00	2000,00	750,00	24847,48	4313,80	9015,1
6,4	20978,70	3000,00	2000,00	750,00	26728,70	4176,36	10016,8
7,68	27147,22	3600,00	2000,00	750,00	33497,22	4361,62	12020,1
8,96	32441,91	4200,00	2500,00	750,00	39891,91	4452,22	14023,5
9,6	33247,40	4500,00	2500,00	750,00	40997,40	4270,56	15025,2
10,24	36361,62	4800,00	2500,00	750,00	44411,62	4337,07	16026,8
15,36	49443,59	7200,00	3000,00	1000,00	60643,59	3948,15	24040,2
20,48	61840,37	9600,00	3000,00	1000,00	75440,37	3683,61	32053,7
24,96	72182,21	11700,00	3500,00	1000,00	88382,21	3540,95	39065,4
30,72	83729,81	14400,00	3500,00	1000,00	102629,81	3340,81	48080,5
40,32	119741,40	18900,00	3000,00	1000,00	142641,40	3537,73	63105,6
49,92	143456,66	23400,00	3500,00	1000,00	171356,66	3432,63	78130,8
61,44	166364,49	28800,00	4000,00	1000,00	200164,49	3257,89	96161,0
74,88	209739,76	35100,00	5000,00	1000,00	250839,76	3349,89	117196,2

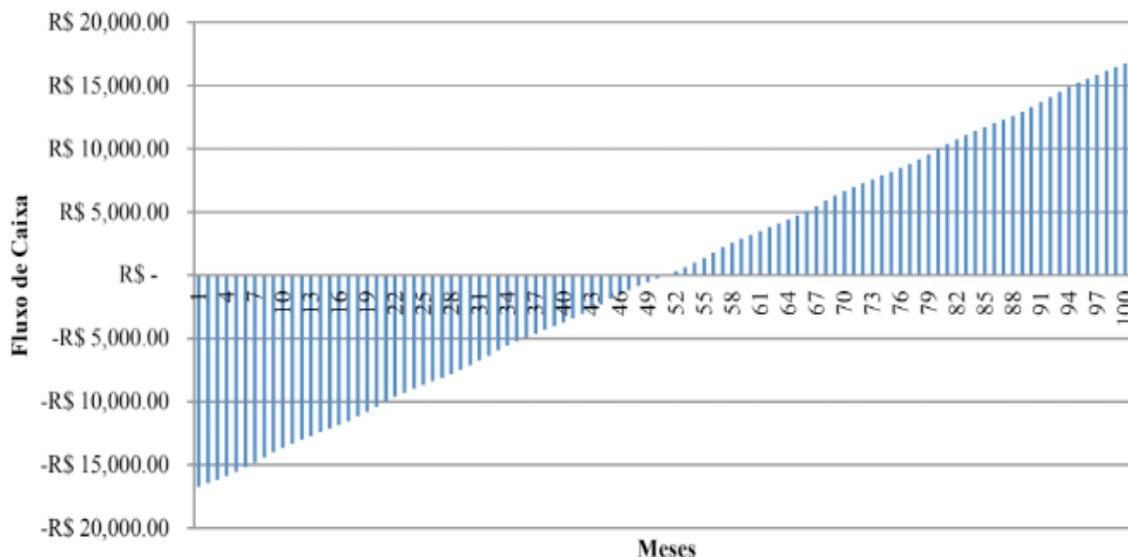
**Tabela 1** - Resultados do sistema base de 3,2kWp

Verifica-se, a partir da Tab. 1, que o custo do kWp instalado tende a cair a medida que o sistema adquirido é maior.

Para facilitar o entendimento dos resultados, inicialmente as análises são realizadas em um sistema base, sendo escolhido o de 3,2 kWp, e na sequência as análises são generalizadas para todos os sistemas simulados.

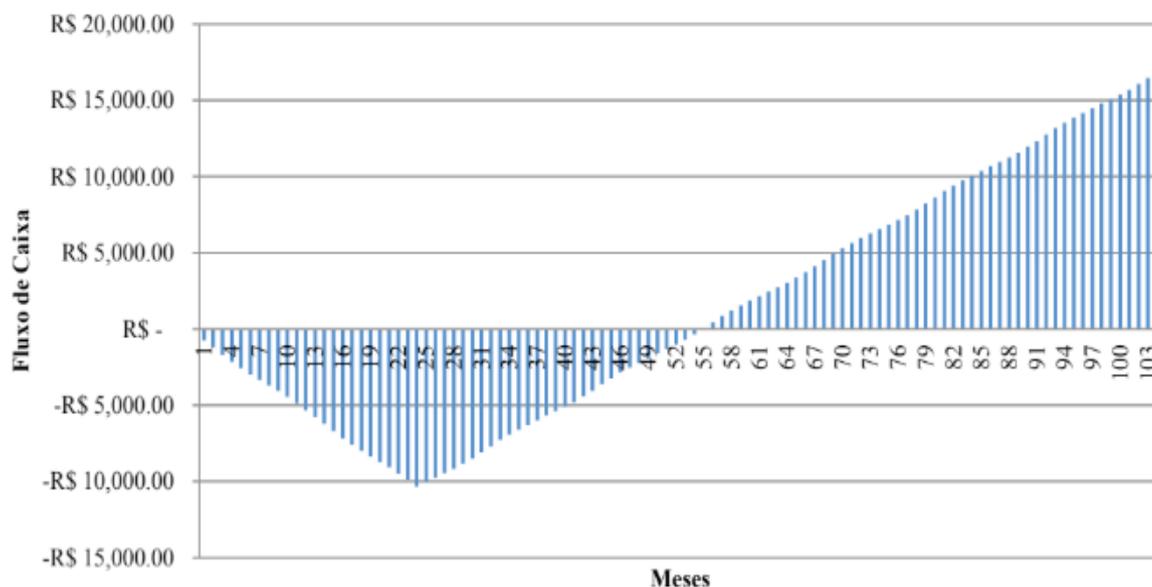
### 3.1 Tempos de Retorno dos Investimentos – Sistema Base de 3,2 kWp

A Fig. 3 apresenta o comportamento do retorno financeiro ao longo do tempo (*payback*) no SFCR de 3,2 kWp, quando este é comprado à vista. Percebe-se, no gráfico, que o sistema se paga após cerca de 51 meses e o retorno total do valor investido ocorre após 101 meses.



**Figura 3** – *Payback* do sistema de 3,2 kWp comprado à vista

O *payback* deste mesmo sistema sendo financiado a uma taxa de 0,5% ao mês em 24 meses pode ser conferido na Fig. 4. Nesse caso, o valor da parcela estimada foi de R\$754,55. É possível perceber agora que o sistema se paga por volta dos 55 meses, 4 meses mais tarde que comprando o sistema à vista, e o retorno total do valor investido ocorre após 104 meses, 3 meses mais tarde que comprando o sistema à vista.



**Figura 4** – *Payback* do sistema de 3,2kWp financiado em 24 meses a 0,5% ao mês

O *payback* deste mesmo sistema sendo financiado a uma taxa de 1% ao mês em 24 meses pode ser conferido na Fig. 5. Nesse caso, o valor da parcela estimada foi de R\$801,53. É possível perceber agora que o sistema se paga após cerca de 58 meses, 7 meses mais tarde que comprando o sistema à vista, e o retorno total do valor investido ocorre após 107 meses, 6 meses mais tarde que comprando o sistema à

vista.

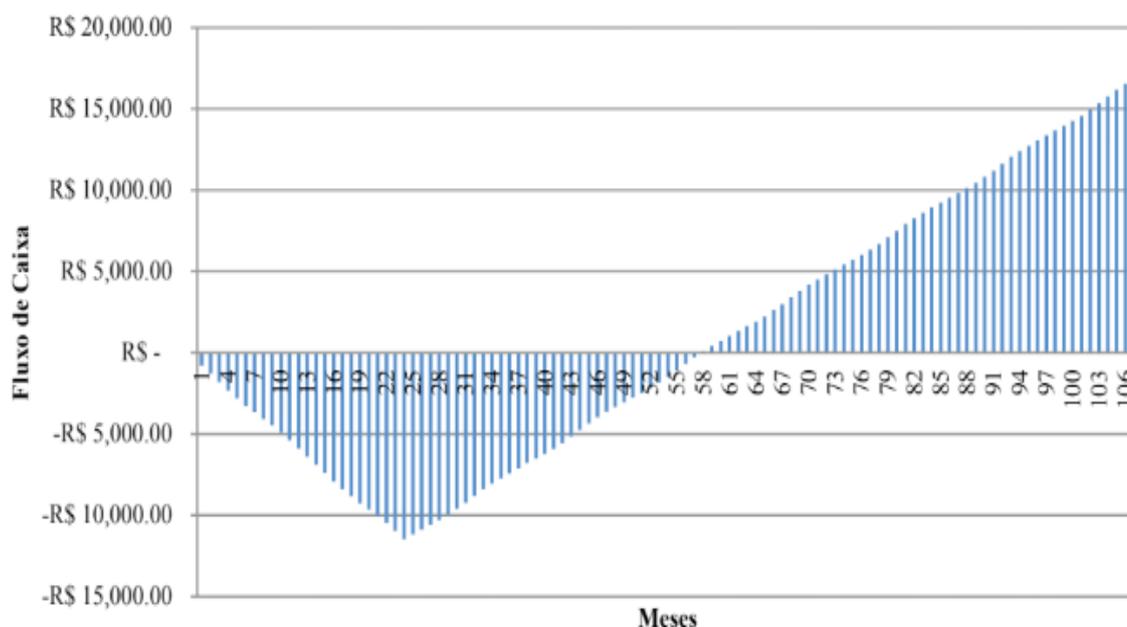
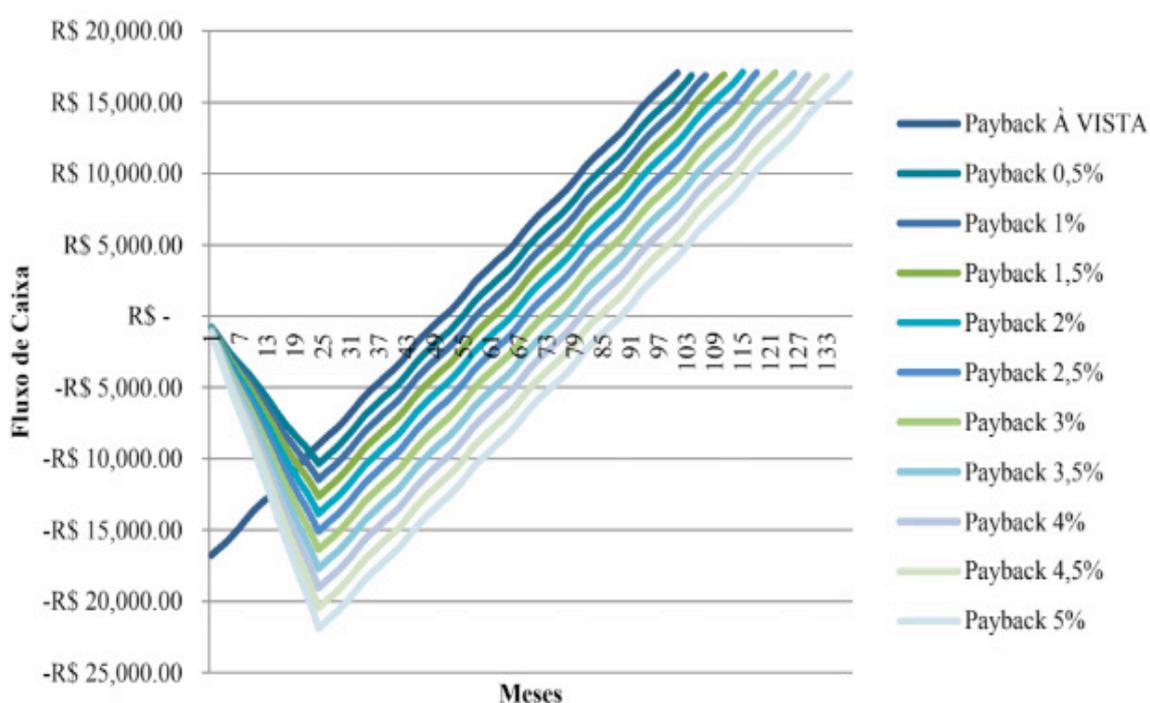


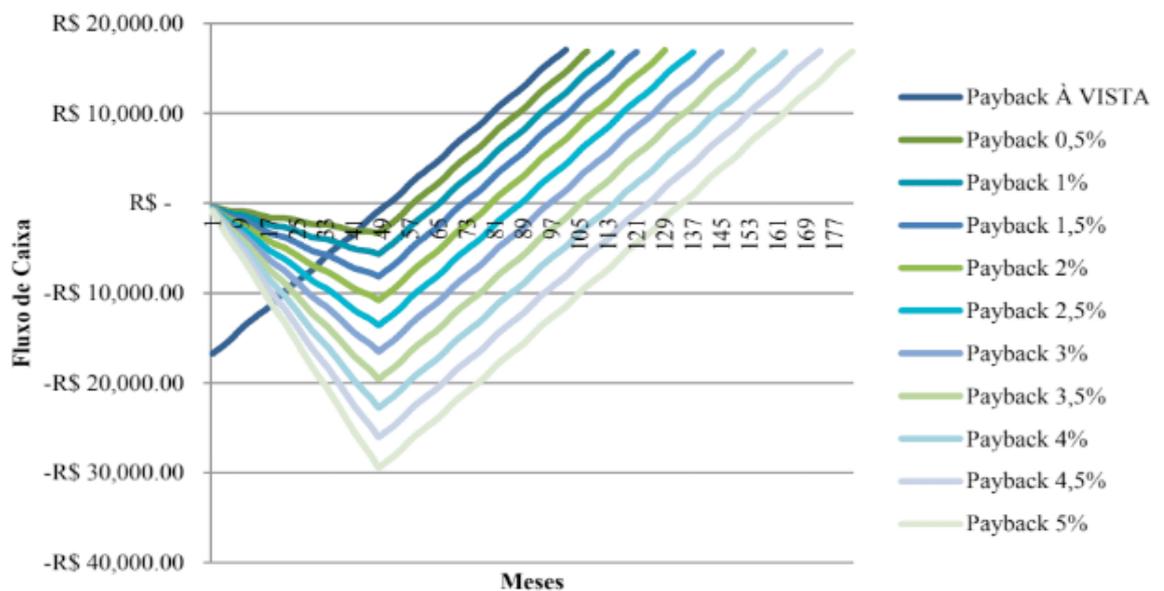
Figura 5 – Payback do sistema de 3,2 kWp financiado em 24 meses a 1% ao mês

Na Fig. 6 pode-se comparar os *payback's* para financiamentos em 24 meses considerando diferentes taxas de juros. Neste gráfico fica visível perceber que quanto maior for a taxa de juros mensais, maior será o tempo para o sistema se pagar e, conseqüentemente, para haver o retorno do valor investido. Para a taxa de juros de 5%, por exemplo, o sistema se paga após 89 meses, 38 meses mais tarde que comprando o sistema à vista, e o retorno total do valor investido ocorre após 138 meses, 37 meses mais tarde que comprando o sistema à vista.



**Figura 6** – *Payback's* do sistema de 3,2kWp financiado em 24 meses considerando diferentes taxas de juros

Na Fig. 7 é possível comparar os *payback's* para financiamentos em 48 meses considerando diferentes taxas de juros. Considerando o pior caso simulado, que considera a taxa de juros de 5% ao mês, por exemplo, o sistema se paga após 134 meses, 83 meses mais tarde que comprando o sistema à vista, e o retorno total do valor investido ocorre após 182 meses, 81 meses mais tarde que comprando o sistema à vista. Verifica-se então que o sistema começa a ficar inviável à medida que a taxa de juros vai ficando muito alta e o prazo vai se estendendo.



**Figura 7** – *Payback's* do sistema de 3,2kWp financiado em 48 meses considerando diferentes taxas de juros

### 3.2 Tempos de Retorno dos Investimentos para todos os Sistemas Simulados

Após analisar detalhadamente os estudos de tempo de retorno de investimento considerando diferentes taxas de juros mensais e diferentes prazos para o sistema base de 3,2 kWp, é possível estender essas análises para os SFCR's enquadrados na microgeração distribuída apresentados na Tab.1.

Na Tab. 2 pode ser verificado o estudo completo de tempos de retorno de investimento (*payback's*) para os diversos sistemas de microgeração simulados considerando os sistemas sendo financiados em 12 meses para as taxas de juros mensais variando entre 0% e 5%. Nesta tabela pode-se verificar o tempo que o sistema leva para se pagar ou assumir um saldo positivo (colunas "P"), e o tempo que ocorre o retorno total do valor investido (colunas "R").





de financiamento também aumentam. Foi possível perceber, por exemplo, que se este SFCR de 3,2 kWp for financiado em 48 parcelas mensais a uma taxa de juros de 5% ao mês, o tempo para o sistema se pagar irá demorar 83 meses a mais se comparado com o mesmo SFCR comprado à vista. Já para um financiamento em 24 meses com uma taxa de juros de 0,5% ao mês, o tempo para o sistema se pagar é acrescido em apenas 4 meses.

Quando os resultados são expandidos para os diversos sistemas de microgeração analisados, percebe-se que o tempo para o sistema se pagar pode variar entre 33 e 183 meses. Os melhores resultados, representado pelos menores tempos de retorno financeiro, aconteceram para SFCR's maiores devido ao menor custo por kWp instalado. Se considerarmos a pior situação simulada por exemplo (taxas de 5% ao mês em 48 parcelas), os tempos para o sistema se pagar variaram de 85 meses (7 anos e 1 mês), para um SFCR de 61,44 kWp, a 183 meses (15 anos e 3 meses), para um SFCR de 1,28 kWp. Com isso, pode-se concluir que, para sistemas maiores, até taxas de financiamento e prazos um pouco maiores podem manter a viabilidade econômica do SFCR, já que é um sistema de vida útil que pode ultrapassar os 30 anos se for considerada a troca do inversor em cerca de metade deste período. Além disso, a troca dos inversores em sistemas maiores é proporcionalmente mais barato que em sistemas pequenos.

Logo, os resultados aqui apresentados podem auxiliar as diversas pessoas físicas e jurídicas das proximidades da cidade de Palmas-TO, e de regiões com níveis de irradiância e tarifas de energia semelhantes, que pretendem adquirir um SFCR, e não possuem todo o valor para investir neste sistema, a ter ciência dos impactos reais das diferentes taxas de juros e prazos de financiamentos no retorno financeiro que tal sistema pode proporcionar.

Para trabalhos futuros pode-se: expandir este estudo para sistemas de minigeração; considerar os impactos dos incentivos proporcionados pela Lei Palmas Solar; considerar custos com manutenção do sistema; expandir este estudo para outras localidades do Brasil; dentre outras possibilidades.

## 5 | REFERÊNCIAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2017. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acessado em outubro de 2017

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482. 2012. Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012. Abr. 2012.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2015. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687. Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2017. Nota Técnica n° 0056/2017, de 24 de maio de 2017 – Brasil, Brasília.

CURY, M.; SOUZA, C.; GONÇALVES, D.; FILHO, J. 2012. Série Gestão Empresarial: Finanças Corporativas. Rio de Janeiro: FGV, 11ª EDIÇÃO, p. 73-78.

TOCANTINS, Estado do Tocantins. 2015. Decreto N° 5338 de 20 de novembro de 2015. Palmas, novembro de 2015.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2017. Sistemas Isolados. Disponível em: < <http://ons.org.br> >. Acesso em: 31 out. 2017.

PALMAS, Prefeitura Municipal de Palmas. 2015. Lei Complementar N° 327 de 24 de novembro de 2015. Palmas, novembro de 2015.

SWERA, National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2017. Disponível em: <https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>. Acesso em: 31 out. 2017.

TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. 2007. Matriz energética brasileira: uma prospectiva. Novos Estudos - CEBRAP, São Paulo, n. 79, p.47-69.

VILLALVA, M. G. 2015. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. 2. ed. São Paulo: Editora Érica.

## APLICAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESCOLAS MUNICIPAIS DA CIDADE DE CRUZ ALTA/RS: ANÁLISE DE IMPLANTAÇÃO E POTENCIAL DE ENERGIA GERADA

### **Alessandra Haas**

Universidade Federal de Santa Maria - UFSM,  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil  
- PPGEC  
Santa Maria - RS

### **Franciele Rohr**

Universidade Federal de Santa Maria - UFSM,  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil  
- PPGEC  
Santa Maria - RS

### **Ísis Portolan dos Santos**

Universidade Federal de Santa Maria - UFSM,  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil  
- PPGEC  
Santa Maria - RS

**RESUMO:** O estudo da implantação de painéis fotovoltaicos para geração de energia elétrica no sistema BAPV (Building Applied Photovoltaics - Sistema Fotovoltaico aplicado à edificação), busca atender a demanda de energia de todas as escolas municipais localizadas no perímetro urbano da cidade de Cruz Alta/RS. Portanto, para realizar o pré-dimensionamento do sistema fotovoltaico, determinar o rendimento e a quantidade de módulos necessários, bem como o local ideal para a instalação dos painéis, fez-se necessário conhecer a quantidade de escolas municipais no perímetro urbano, o posicionamento e tipologia das coberturas, os

valores de consumo de energia, e os índices de radiação solar na cidade para diferentes azimutes. Por fim consideram-se três cenários: o primeiro com coberturas planas, 9° de inclinação; o segundo, coberturas curvas e total capacidade de geração; e o terceiro, coberturas curvas suprindo somente a demanda das escolas. Conclui-se que as coberturas curvas possibilitam a concentração da geração em menos pontos devido as suas grandes dimensões, bem como, há possibilidade de usar toda sua capacidade aumentando a geração do sistema, o que possibilitaria suprir a demanda de outros edifícios públicos. Desse modo a iniciativa da utilização de sistemas fotovoltaicos em edifícios públicos além de fomentar a popularização do sistema como alternativa sustentável apresenta benefícios econômicos à cidade. Logo esse estudo pode servir como base de dados à prefeitura de Cruz Alta/RS se desejar buscar recursos e colocar em prática a ideia.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar, Sistema Fotovoltaico, Escola Municipal.

**ABSTRACT:** The study of the implantation of photovoltaic panels for generation of electric energy in the BAPV (Building Applied Photovoltaics) system, seeks to meet the energy demand of all municipal schools located in the urban perimeter of the city of Cruz Alta / RS.

Therefore, in order to carry out the pre-sizing of the photovoltaic system, to determine the efficiency and quantity of modules required, as well as the ideal place for the installation of the panels, it was necessary to know the number of municipal schools in the urban perimeter, positioning and typology of roofing, values of energy consumption, and solar radiation rates in the city for different azimuths. Finally, three scenarios are considered: the first one with flat roofs, 9° of slope; the second, curved roofs and total generation capacity; and the third, curved roofs supplying only the demand of schools. It is concluded that the curved roofs allow concentration of the generation in less points due to its large dimensions, as well as, it is possible to use all its capacity increasing the generation of the system, which would make it possible to supply the demand of other public buildings. In this way, the initiative to use photovoltaic systems in public buildings besides promoting the popularization of the system as a sustainable alternative presents economic benefits to the city. Soon this study can serve as a database to the city of Cruz Alta / RS if you want to seek resources and put the idea into practice.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Photovoltaic Systems, Municipal School.

## 1 | INTRODUÇÃO

A eletricidade para a sociedade de modo geral é de extrema importância, uma vez que, com a evolução da tecnologia tem se tornado essencial. Dessa maneira, aumentar a oferta de energia e reduzir custos da produção vem se transformando no objetivo de muitos países, bem como assuntos relacionados à sustentabilidade e conservação do meio ambiente (SILVA et. al., 2011).

Portanto, a utilização de fontes renováveis de energia como alternativa sustentável desponta como medida que visa garantir a utilização dos recursos naturais pela atual geração, sem comprometê-los para as gerações futuras. Neste contexto tem-se a energia solar fotovoltaica. Por isso muitos países buscam adotar medidas de eficiência energética em prédios públicos como forma de contribuir para redução de emissões que afetam o clima, ou até mesmo pela representação tecnológica (BRASIL, 2011).

Sendo assim, o presente artigo visa analisar a possibilidade de implantação de painéis fotovoltaicos em prédios públicos do município de Cruz Alta/RS para geração de energia no sistema BAPV (*Building Applied Photovoltaics* - Sistema Fotovoltaico aplicado à edificação), buscando suprir o consumo energético dos prédios das escolas municipais de ensino fundamental (EMEF) no perímetro urbano da cidade. Com o objetivo de identificar o melhor local para instalação dos painéis fotovoltaicos, beneficiando-se do melhor posicionamento para obter a maior eficiência energética dos módulos, integrando-os da melhor forma a arquitetura existente, trazendo benefícios como a redução do consumo de energia elétrica.

Levando em conta que o Brasil é um país rico em recursos naturais, com dimensões vantajosas, altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo para a produção de silício de alto grau de pureza, e que a utilização de energia solar fotovoltaica ainda

é baixa (Brasil, 2012), estudos que levem a propostas de implantação do sistema de energia solar são de grande valor, pois através dos dados alcançados apontam o melhor caminho e ajudam a difundir a utilização do sistema de energia solar.

## 2 | REVISÃO DA LITERATURA

CGEE (2010) enfatiza que no ano de 2050, 50% da geração de energia no mundo virá de fontes renováveis, e que dessa demanda 25% será suprida pela energia solar fotovoltaica. Indicando um crescimento na utilização da eletricidade solar fotovoltaica. O autor destaca que o Brasil ainda está definindo as políticas públicas e regulamentações que incentivem a utilização dessa energia pelas concessionárias, e aponta o alto custo dos materiais de boa eficiência como obstáculo.

Nascimento (2017) menciona diversos incentivos que existem até então no país e relata que, apesar de todo incentivo e dos resultados alcançados existe muito a ser feito para consolidar a fonte solar como matriz energética nacional. Dentre as normativas existentes, pode-se destacar: a Resolução Normativa nº 300, de 12 de fevereiro de 2008, estabelece critérios para aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética (ANEEL, 2008), onde os programas anuais das concessionárias de energia elétrica já destinam recursos aos projetos de conservação de energia em prédios públicos conforme o Plano Nacional de Eficiência Energética (Brasil, 2011). A Resolução Normativa nº 482, de 24 de novembro de 2015, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e procedimentos de distribuição (ANEEL, 2012), e sua alteração para Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015, trouxe benefícios como, autoconsumo remoto, geração compartilhada e geração em condomínio (ANEEL, 2015).

Através da lei nº 9.991/2000, as empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica são obrigadas a aplicar anualmente um percentual de sua Receita Operacional Líquida (ROL) em pesquisa e desenvolvimento (Brasil, 2000), considerando que a pesquisa é uma ferramenta que proporciona resultados e análises quanto à utilização do sistema e que contribui para fomentar a utilização dele no ramo da indústria e conseqüentemente para os consumidores finais. Já em edifícios da Administração Pública Federal direta, autárquica e fundacional é obrigatória a Etiquetagem desde 2014 (Procel Info, 20--), nesse processo a utilização de fontes renováveis de energia, como a energia solar, contribui para a melhor avaliação do selo de certificação.

Outro incentivo é dado através da portaria nº 23, de 12 de Fevereiro de 2015, a qual, também estabelece em sua redação boas práticas de gestão e uso de energia elétrica nos órgãos e entidades da administração pública federal direta (Brasil, 2015), salientando que, nos projetos e respectivas edificações públicas federais, novas ou

que recebam retrofit deve-se utilizar a ENCE (Etiqueta Nacional de Conservação de Energia).

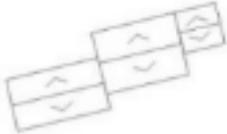
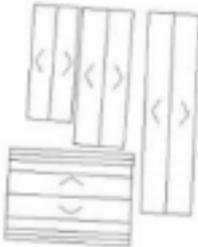
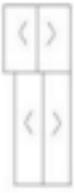
Com todos esses investimentos em pesquisa, e políticas de incentivo para a utilização do sistema solar conectado à rede elétrica, a CGEE (2010) destaca a perspectiva de que em 10 anos, o preço da energia fotovoltaica possa se igualar ou ser inferior ao preço das fontes convencionais.

### 3 | METODOLOGIA

O estudo tem por finalidade quantificar os módulos necessários para atender a demanda energética das escolas municipais de ensino fundamental (EMEF) localizadas no perímetro urbano da cidade de Cruz Alta/RS além de identificar os melhores locais para instalação do sistema. Portanto, necessita-se saber quais são as escolas existentes, as suas localizações, e o consumo energético de cada uma.

Desse modo, a lista das escolas existentes foi obtida através do site da secretaria de educação do Rio Grande do Sul. Os valores de gasto energético mensal (kWh), identificados através das faturas de energia de cada escola, cedidas pela secretaria de educação do município.

Através do uso do software *Google Earth*, verificou-se as dimensões aproximadas, posição e tipo de cobertura das escolas, possibilitando a elaboração croquis das coberturas com a utilização do *AutoCAD*. Essas informações foram dispostas na Tab. 1.

Nº	ESCOLA - EMEF	COORD.	DIMENSÕES (m)	AZIMUTE	CROQUI	NORTE ↑
1	DR. ÁLVARO FERREIRA LEITE	28°40'00.5"S 53°36'22.1"W	10X18 12X16 8X8	NO/SE		
2	GABRIEL ANNES DA SILVA *ginásio com cobertura curva	28°38'57.8"S 53°37'46.4"W	8x20 9x24 9x35 16x22*	L/O N/S*		
3	PRESIDENTE GETULIO VARGAS	28°38'14.4"S 53°35'53.9"W	10X20 12X12	L/O		

4	INTENDENTE VASCONCELOS PINTO *ginásio com cobertura curva	28°36'40.4"S 53°37'05.6"W	(3) 10x20 26x36*	N/S NO/SE*	
5	CASTELO BRANCO	28°39'05.3"S 53°36'00.1"W	12x28	L/O N/S	
6	PROFESSOR FREDERICO BAIOCCHI	28°38'46.0"S 53°34'39.8"W	(3) 10x16 10x36	L/O S	
7	ENG. ILDO MENEGHETTI *ginásio com cobertura curva	28°39'21.0"S 53°37'30.0"W	16x22 18x28*	L/O	
8	FRANCISCO PUPPO	28°37'40.1"S 53°36'11.8"W	12x50 12x20	L/O N/S	
9	ALBERTO PASQUALINI *ginásio com cobertura curva	28°38'09.8"S 53°35'15.4"W	(2) 12x22 (2) 10x16 24x38*	L/O NE/SO*	
10	TICIANO CAMEROTTI	28°37'28.9"S 53°36'39.5"W	8x34	NE/SO	
11	ANTONIO SERRA PEREIRA *ginásio com cobertura curva	28°37'27.8"S 53°37'20.2"W	(2) 8x24 16x30*	L/O N/S*	

12	CARLOS CINI	28°37'02.9"S 53°36'21.6"W	(3) 6x12	N/S	
13	TORIBIO VERISSIMO	28°38'49.5"S 53°37'17.0"W	8x16 6x28 10x14 6x26	N/S L/O	
14	18 DE AGOSTO	28°39'16.9"S 53°35'22.3"W	8x12 10x20 9x15 9x20	NO/SE NE/SO	
15	CARLOS GOMES *ginásio com cobertura curva	28°38'09.7"S 53°36'34.8"W	(2) 6x12 12x16 (2) 10x16 16x22*	L/O N/S*	
16	ARTHUR MOREIRA *telha cerâmica	28°38'59.3"S 53°35'04.6"W	10x18 6x18	L/O	
17	HENRIQUE HOSTIN	28°39'11.7"S 53°36'25.7"W	8x14	N/S L/O	

**Tabela 1** - Croquis com o posicionamento das coberturas

(considera-se norte a parte superior da tabela conforme a seta)

Dando sequência ao levantamento de dados, tem-se a obtenção dos valores de irradiação média diária disponível por meio do software *Radiasol 2*, de modo que o azimute e a inclinação utilizados foram obtidos conforme a posição solar das coberturas e sua tipologia, considerando: plana em telha de fibrocimento 9° de inclinação; plana em telha cerâmica 32° de inclinação; curva inclinação conforme posicionamento do módulo em sua curvatura.

E com a adoção do módulo YL 320P-35b com 1960x990mm de silício policristalino com classificação de eficiência energética "A" pelo INMETRO, pode-se dar sequência aos cálculos.

Primeiro determina-se a potência total necessária (kW) para o funcionamento do sistema através da Eq. (1).

$$Pot. total = \frac{C}{IRR(* 30 dias) * R (0,8)} \quad (1)$$

Onde: C - Consumo médio mensal (kWh/mês)

IRR - Média diária de irradiação disponível (kWh/m<sup>2</sup>/dia)

R - Rendimento do sistema (%) - considerar 80%

Depois, calcula-se a quantidade de módulos necessários para atingir a potência total, conforme Eq. (2).

$$N^{\circ} = \frac{Pot. total}{Pot. módulo} \quad (2)$$

Onde:  $N^{\circ}$  - quantidade de módulos

Pot. módulo - potência do módulo adotado (kW)

Deve-se arredondar a quantidade de módulos para um número inteiro menor que o obtido, levando-se em conta a distribuição do sistema.

Em seguida determina-se a potência final gerada pelo sistema (kW), ou seja, a quantidade de módulos multiplicada pela potência do módulo adotado, conforme Eq. (3).

$$Pot. final = N^{\circ} * Pot. módulo \quad (3)$$

A média mensal de energia gerada pelo sistema (G em kW) é obtida pela Eq. (4).

$$G = Pot. final * IRR(* 30 dias) * R(0,80) \quad (4)$$

Por fim calcula-se o percentual de atendimento do sistema através da Eq. (5)

$$P = G \times 100 / C \quad (5)$$

Desse modo pode-se prever em quais coberturas instalar o sistema e quantos módulos elas comportariam, bem como, estabelecer o rendimento e fazer a comparação entre o consumo e a geração desse sistema.

Para tanto, priorizaram-se telhados que comportassem o maior número de módulos, tendo por consequência menos pontos de geração espalhados pela cidade, visando à economia quanto aos custos de instalação dos sistemas.

#### 4 | RESULTADOS

Com base na análise da posição solar e dimensões aproximadas das coberturas, definiram-se quais azimutes seriam mais relevantes para o cálculo, buscando sempre aquele com melhor rendimento. Utilizou-se, a princípio a inclinação mais comum encontrada entre as coberturas  $9^{\circ}$ , e as principais posições solares. Sabendo-se que a potência do módulo escolhido é de 320 W, e com os valores de consumo obtidos

através das faturas de energia das escolas, onde, o consumo total é de 163.096 kW/ano, que se traduz em uma média mensal de consumo de 13.591,35 kW/mês, deu-se continuidade aos cálculos.

Desse modo a Tab. 2 traz os valores de irradiação disponível (kWh/m<sup>2</sup>) para as principais posições solares, identificado por mês, total anual e média diária (IRR). Apresenta também os valores calculados de potência total necessária conforme Eq. (1), quantidade de módulos obtidos pela Eq.(2), potência final através da Eq. (3), energia gerada obtida pela Eq. (4), e o percentual de atendimento calculado pela Eq. (5).

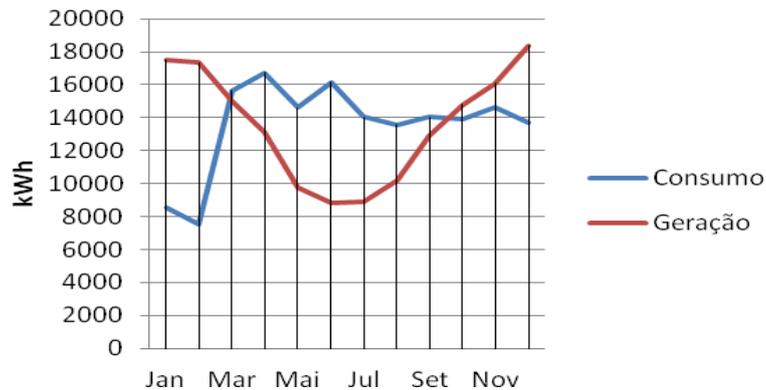
EMEF - Cruz Alta/RS		NO	N	NE	L	SE	S	SO	O
Ano	Mês	Irradiação disponível - kWh/m <sup>2</sup>							
2016	Abr	4,57	4,69	4,57	4,26	3,95	3,83	3,93	4,25
	Mai	3,34	3,48	3,33	3,05	2,75	2,66	2,78	3,05
	Jun	3,03	3,14	3,01	2,71	2,42	2,28	2,39	2,72
	Jul	3,04	3,17	3,04	2,75	2,48	2,35	2,46	2,74
	Ago	3,54	3,64	3,55	3,3	3,03	2,94	3,03	3,29
	Set	4,53	4,6	4,53	4,31	4,06	3,98	4,08	4,31
	Out	5,23	5,27	5,22	5,09	4,95	4,91	4,98	5,11
	Nov	5,71	5,73	5,69	5,69	5,62	5,63	5,65	5,68
2017	Dez	6,56	6,55	6,55	6,59	6,61	6,65	6,63	6,61
	Jan	6,29	6,27	6,26	6,29	6,28	6,29	6,29	6,3
	Fev	6,14	6,18	6,14	6,03	5,92	5,88	5,92	6,02
	Mar	5,27	5,34	5,26	5,05	4,85	4,75	4,86	5,06
Total anual - kWh/m <sup>2</sup>		57,25	58,06	57,15	55,12	52,92	52,15	53	55,14
Média diária IRR - kWh/m <sup>2</sup>		4,77	4,84	4,76	4,59	4,41	4,35	4,42	4,60
Pot. Total - kW		118,70	117,05	118,91	123,29	128,41	130,31	128,22	123,24
Nº módulo		370	364	370	384	400	406	400	384
Pot. Final - kW		118,40	116,48	118,40	122,88	128,00	129,92	128,00	122,88
Energia Gerada G - kW		13.556,8	13.525,7	13.533,1	13.546,3	13.547,5	13.550,7	13.568,0	13.551,2
Percentual de atendimento P - %		99,75	99,52	99,57	99,67	99,68	99,70	99,83	99,70

**Tabela 2** - Cálculo do sistema fotovoltaico para diferentes azimutes a 9° de inclinação

Obviamente a posição mais favorável é a Norte, seguida por Noroeste e Nordeste respectivamente, e mesmo com a variação de irradiação diária tendo pouca diferença de uma posição para outra, essa diferença refletirá diretamente na quantidade de módulos necessários para suprir a demanda. Logo foram adotados os resultados da posição norte para comparação entre valores de consumo mensal das escolas e geração mensal do sistema. Dessa maneira, com a instalação de 364 módulos tem-se como média de energia gerada mensal 13.525,70 kW/mês em contrapartida a média mensal consumida pelas escolas de 13.591,35 kW/mês.

Entretanto ao observar a Fig. 1, nota-se que o período do ano com maior geração de energia coincide com o período de recesso escolar, ou seja, o de menor consumo, o que não significa que a energia gerada será perdida, ao contrário, a Resolução

Normativa nº 687 (ANEEL, 2015) possibilita que a energia seja aproveitada como abatimento no consumo de outros edifícios do mesmo proprietário. Já nos meses de março a outubro onde a energia consumida é maior que a energia gerada, a economia acontece com a redução no valor da fatura energética.

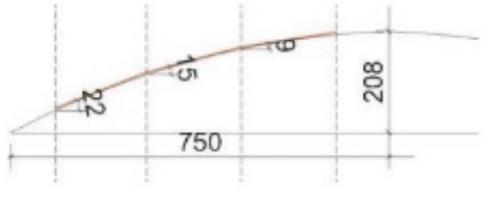


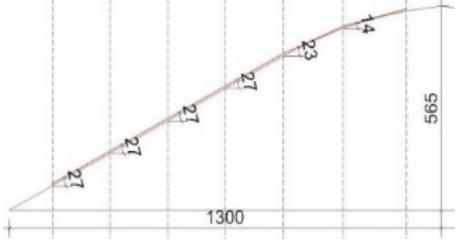
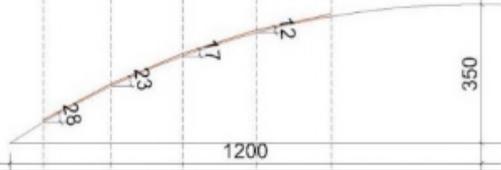
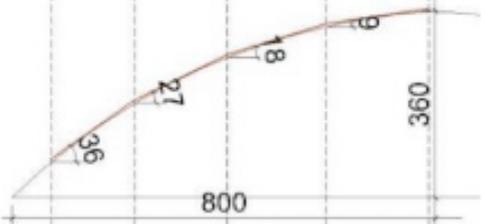
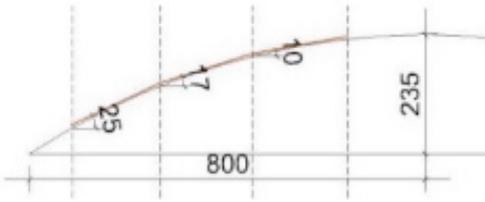
**Figura 1** - Comparação entre o consumo mensal das escolas com a geração mensal do sistema fotovoltaico instalado em coberturas planas na posição Norte a 9°.

Todavia após estipular a quantidade de módulos necessários para suprir a demanda das escolas, procurou-se estabelecer os locais que receberiam o sistema fotovoltaico. Contudo, ao procurar estabelecer os 364 módulos somente nos telhados com inclinação 9° ao Norte, verificou-se a indisponibilidade de espaço, o que levou a um número elevado de locais de geração, tornando-se inviável pelo fato de poucas placas formarem um sistema.

Logo, a existência de ginásios (quadra esportiva coberta) em algumas escolas poderia resolver o problema de espaço, e ao verificar os ângulos azimutais dessas coberturas, deparou-se com: três com caimento norte/sul; um com caimento leste/oeste; um com caimento nordeste/sudoeste; e um com caimento noroeste/sudeste.

Portanto, sabendo-se da compatibilidade dessas coberturas com os azimutes de maior aproveitamento energético (norte, noroeste e nordeste), e descartando o ginásio com posição leste/oeste, buscou-se determinar os ângulos formados pelo módulo e a curvatura do telhado dos ginásios conforme croqui na Tab. 3.

ESCOLA - EMEFF	FOTO	SEÇÃO - AZIMUTE - DIMENSÃO - STRINGS
GABRIEL ANNES DA SILVA		
		N/S   22X16   4 strings

INTENDENTE VASCONCELOS PINTO			NO/SE	26x36	6 strings
ALBERTO PASQUALINI			N/S	24x38	4 strings
ANTONIO SERRA PEREIRA			NE/SO	16x30	4 strings
CARLOS GOMES			N/S	16x22	3 strings

**Tabela 3** - Configuração das coberturas dos ginásios.

Com o conhecimento dos azimutes e inclinações de cada *string* (linha) nas coberturas curvas, foi possível obter os valores de irradiação média diária para cada configuração. Bem como, designar a quantidade de módulos instalados em cada *string*, a capacidade de geração desses módulos nos seus respectivos ângulos e o total de energia gerada pelo sistema conforme resultados apontados na Tab. 4.

E/MEF	Gabriel Annes da Silva NORTE			Intendente Vasconcelos Pinto NOROESTE			Alberto Pasqualini NORDESTE				Antonio Serra Pereira NORTE				Carlos Gomes NORTE		
	9°	15°	22°	14°	23°	27°	12°	17°	23°	28°	9°	18°	27°	36°	10°	17°	25°
Mês	kWh/m²			kWh/m²			kWh/m²				kWh/m²				kWh/m²		
Abr	4,69	4,91	5,12	4,69	4,84	4,93	4,66	4,74	4,83	4,87	4,69	5	5,23	5,34	4,74	5,01	5,2
Mai	3,48	3,7	3,9	3,49	3,64	3,73	3,41	3,53	3,64	3,7	3,48	3,8	4,08	4,25	3,52	3,76	3,99
Jun	3,14	3,41	3,65	3,18	3,34	3,45	3,1	3,22	3,29	3,43	3,14	3,48	3,79	4,01	3,19	3,46	3,72
Jul	3,17	3,4	3,62	3,18	3,37	3,44	3,14	3,23	3,36	3,44	3,17	3,48	3,77	3,94	3,22	3,48	3,7
Ago	3,64	3,84	4,02	3,65	3,76	3,83	3,59	3,68	3,78	3,85	3,64	3,93	4,17	4,28	3,67	3,91	4,1

Set	4,6	4,77	4,86	4,62	4,71	4,7	4,56	4,65	4,68	4,66	4,6	4,83	4,96	4,97	4,63	4,79	4,91
Out	5,27	5,34	5,36	5,24	5,25	5,23	5,22	5,27	5,23	5,21	5,27	5,33	5,3	5,2	5,29	5,33	5,35
Nov	5,73	5,7	5,61	5,69	5,56	5,52	5,73	5,66	5,53	5,47	5,73	5,63	5,47	5,19	5,69	5,65	5,56
Dez	6,55	6,44	6,24	6,49	6,35	6,21	6,52	6,47	6,35	6,14	6,55	6,39	6,13	5,68	6,53	6,38	6,17
Jan	6,27	6,21	6,12	6,22	6,05	5,99	6,22	6,23	6,16	5,98	6,27	6,2	5,93	5,51	6,27	6,21	5,96
Fev	6,18	6,2	6,14	6,12	6,07	6,03	6,12	6,14	6,09	5,96	6,18	6,17	6,07	5,82	6,18	6,2	6,11
Mar	5,34	5,48	5,56	5,34	5,39	5,37	5,29	5,35	5,37	5,33	5,34	5,51	5,57	5,55	5,36	5,51	5,57
A	58,06	59,4	60,2	57,91	58,33	58,43	57,56	58,17	58,31	58,04	58,06	59,75	60,47	59,74	58,29	59,69	60,34
B	4,84	4,95	5,02	4,83	4,86	4,87	4,80	4,85	4,86	4,84	4,84	4,98	5,04	4,98	4,86	4,97	5,03
C	117,05	114,4	112,9	117,35	116,50	116,30	118,06	116,82	116,54	117,09	117,05	113,7	112,4	113,8	116,6	113,8	112,6
D	22	22	22	36	36	144	38	38	38	38	30	30	30	30	16	16	16
E	7,04	7,04	7,04	11,52	11,52	46,08	12,16	12,16	12,16	12,16	9,6	9,6	9,6	9,6	5,12	5,12	5,12
F	817,5	836,4	847,6	1.334	1.344	5.385	1.400	1.415	1.418	1.412	1.115	1.147	1.161	1.147	596,9	611,2	617,9
G	2.501,4528			6.083,6704			5.644,1856				4.569,984				1.825,9968		

A- Total anual de irradiação - kWh/m<sup>2</sup>

B- Média diária IRR - kWh/m<sup>2</sup>

C- Pot. total - kW

D- N° de módulos

E- Pot. final - kW

F- Energia gerada - (G) kW

**Tabela 4** - Cálculo do sistema fotovoltaico para diferentes azimutes e inclinação das coberturas curvas selecionadas.

Ao adotar as coberturas dos ginásios para instalação do sistema fotovoltaico, obtêm-se cinco pontos diferentes de geração de energia, que juntos somam 602 módulos com capacidade de gerar 22.680,52 kW/mês, extrapolando em quase duas vezes os valores necessários a suprir a demanda de consumo das escolas que é de 13.591,35 kW/mês. Enfatiza-se ainda que devido as diferentes inclinações existentes em uma mesma cobertura, cada linha de módulos terá o funcionamento diferenciado, deve-se considerar essa informação ao escolher o inversor.

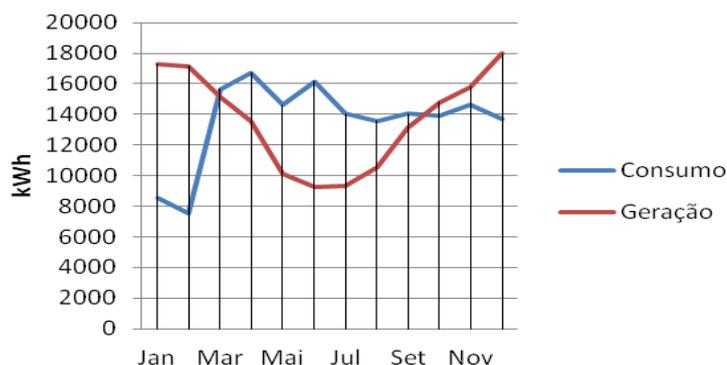
E observando a Fig. 2 percebe-se que utilizando toda capacidade de instalação disponível nas cinco coberturas dos ginásios, a curva de geração supera a de consumo. Salienta-se, novamente, que a energia extra não será perdida, poderá ser aproveitada como abatimento no consumo de outros edifícios do mesmo proprietário.



**Figura 2** - Comparação entre o consumo mensal das escolas com a geração mensal do

sistema fotovoltaico instalado em cinco coberturas curvas.

Do mesmo modo que, pode-se optar por suprir somente o consumo das escolas de 13.591,35 kW/mês, nesse cenário tem-se a Fig. 3, onde foram considerados somente dois pontos de geração, priorizando os sistemas que apresentam os maiores valores de geração mensal, as escolas Intendente Vasconcelos Pinto e Alberto Pasqualini, que com instalação de 368 módulos tem capacidade de geração mensal de 13.685,39 kW/mês.



**Figura 3** - Comparação entre o consumo mensal das escolas com a geração mensal do sistema fotovoltaico instalado em duas coberturas curvas.

## 5 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados obtidos nos estudos de irradiação na cidade de Cruz Alta/RS apontaram como melhores azimutes para a aplicação o Norte, Noroeste e Nordeste respectivamente. E, tratando-se de sistema BAPV aplicado à arquitetura existente um aspecto positivo foi encontrar coberturas grandes de ginásios com ótimas orientações solares, o que trouxe resultados benéficos quanto à instalação das placas.

Ao analisar os resultados encontrados para as coberturas curvas dos ginásios, observou-se que o desempenho foi melhorando na medida em que aumentava o ângulo de inclinação dos painéis, chegando a melhor irradiação média diária para cobertura Norte a 27°, embora os dados da orientação Noroeste e Nordeste tenham ficado muito próximos aos obtidos o primeiro cenário (Norte 9°) considerado ideal inicialmente.

Pode-se ainda ressaltar outros aspectos positivos encontrados ao utilizar a cobertura dos ginásios como solução: o fato das coberturas possuírem uma grande área, capaz de abrigar um número maior de placas do que o mínimo necessário concentrando a geração de energia em menos pontos pela cidade; a inexistência de obstáculos que pudessem reduzir a incidência solar em algum período do dia por sombreamento, havendo somente as perdas por sombreamento natural decorrente da trajetória solar.

Enfim, o segundo cenário que analisa a utilização total das coberturas curvas, de

modo a instalar um número maior de módulos, e assim a quantidade de energia gerada aumentar, se mostra extremamente benéfico, pois a energia que não for consumida pelas escolas poderá ser abatida da conta de outra entidade pública municipal. E mesmo que se opte pelo terceiro cenário, instalar somente o necessário a suprir o consumo das escolas tem-se a vantagem econômica, devido à concentração do sistema somente em dois pontos.

Portanto pode-se afirmar que a utilização do sistema de energia fotovoltaica na esfera pública apresenta diversas vantagens, indiferente de qual cenário analisado for escolhido.

## 6 | REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2008. **Resolução normativa nº 300**, de 12 de fevereiro de 2008. Estabelece critérios para aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 22 fev. 2008. Seção 1, p 53.

\_\_\_\_\_, 2012. **Resolução normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 19 abr. 2012. Seção 1, p 53.

\_\_\_\_\_, 2015. **Resolução normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 02 dez. 2015. Seção 1, p 45.

Brasil, 2000. **Lei nº 9.991**, de 24 de julho de 2000. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília.

\_\_\_\_\_, 2011. **Ministério de Minas e Energia**. Plano nacional de eficiência energética, premissas e diretrizes básicas, Brasília.

\_\_\_\_\_, 2012. **Ministério de Minas e Energia**. Análise da inserção da geração solar na matriz energética brasileira. Nota técnica EPE, Rio de Janeiro.

\_\_\_\_\_, 2015. **Portaria n 23**, de 12 de fevereiro de 2015. Gestão e uso de Energia Elétrica e de Água nos órgãos e entidades da Administração Pública Federal direta, autárquica e fundacional e dispõe sobre o monitoramento de consumo desses bens e serviços. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 13 fev. 2015. Seção 1, p 67.

Centro de Gestão e Estudos Estratégico - CGEE, 2010. **Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão**. Serie Documentos técnicos 2-10, Brasília.

NASCIMENTO, R. L., 2017. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. Estudo técnico, Brasília.

Procel Info, 20--. **Centro brasileiro de informação de eficiência energética, Etiquetagem em edificações**. [S.l.] Disponível em <http://www.procelinfo.com.br>. Acesso em: 15 jun. 2017.

SILVA, A. C. B., Guimarães, C. M. M., Lordêlo, F. S., Porto, C. M., 2011. **A importância da utilização das energias renováveis para a construção de um desenvolvimento econômico sustentável**. Diálogos & Ciência – Revista da Faculdade de Tecnologia e Ciências – Rede de Ensino FTC. ISSN 1678-0493, Ano 9, n. 27, set. 2011.

## APLICAÇÃO DO ALGORITMO DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT) EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

### Augusto Hafemeister

Universidade do Vale do Rio dos Sinos –  
UNISINOS, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Mecânica – PPGEM  
São Leopoldo – Rio Grande do Sul

### João Batista Dias

Universidade do Vale do Rio dos Sinos –  
UNISINOS, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Mecânica – PPGEM  
São Leopoldo – Rio Grande do Sul

### Leonel Augusto Calliari Poltosi

Universidade do Vale do Rio dos Sinos –  
UNISINOS, Departamento de Engenharia Elétrica  
São Leopoldo – Rio Grande do Sul

**RESUMO:** Este trabalho apresenta a aplicação do algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) em módulos fotovoltaicos. O sistema foi modelado e simulado com base nas características de um módulo específico. Também foi desenvolvido um protótipo para aplicação do conceito estudado, baseado em um microcontrolador PIC18F4550, um conversor CC/CC de topologia Boost e circuitos eletrônicos que monitoram, de maneira eficaz, a tensão e a corrente do módulo, para posterior cálculo e análise da potência gerada. Para atingir as metas estabelecidas, o sistema foi modelado utilizando-se o algoritmo de Perturbação e Observação (P&O), que trata-se de um método

tradicional estudado por diversos autores. Contudo, o principal diferencial dessa pesquisa está na aplicação prática do conceito, através de um protótipo experimental, o qual permite realizar ensaios para validar os resultados encontrados e comparar, submetendo-o às mesmas condições de operação, a eficiência do sistema operando com e sem o algoritmo. Enfim, a motivação para o desenvolvimento deste projeto está em apresentar a importância da utilização de algoritmos MPPT em conversores CC/CC para aumentar em até 73% a potência gerada pelo módulo e manter sempre constante a tensão que carrega baterias, se transformando numa alternativa viável para sistemas isolados, usados em locais onde a extensão da rede elétrica apresenta-se inviável; ou também em sistemas para conexão à rede elétrica, pois atualmente muitas unidades de geração estão sendo conectadas ao sistema de distribuição e os índices dos sinais gerados deverão estar dentro dos limites especificados pelo órgão regulador.

**PALAVRAS-CHAVE:** Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT). Algoritmos. Conversores CC/CC.

**ABSTRACT:** This work presents the application of the maximum power point tracking (MPPT) algorithm for photovoltaic panels. The system was modeled and simulated based on the

specific characteristics of a PV module and has also developed a prototype for application of the concept studied, based on PIC18F4550 microcontroller, a DC/DC Boost converter and electronic circuits that monitor, effectively, the voltage and the current of the solar panel for further calculation and analysis of power generated. To achieve the study goals, the system was modeled using the Perturb and Observe (P&O) algorithm, a traditional method and studied by several authors. However, the main difference of this research is on the practical application of the concept through an experimental prototype, which allows to perform tests to validate the results and to compare, subjecting it to the same working conditions; the efficiency of the system operating with and without the algorithm. Finally, the motivation for the development of this project is to present the importance of using MPPT algorithms in DC/DC converters to increase 73% the power generated by the module and always keep a constant voltage that charges batteries and to be a viable alternative at isolated systems, as areas where extension of power grid presents unfeasible; or also in systems for power grid connection, because nowadays many power generation units will be connected to the distribution system and the indices of the generated signals must be within the limits specified by the energy regulator.

**KEYWORDS:** Maximum Power Point Tracking (MPPT). Algorithms. DC/DC Converters.

## 1 | INTRODUÇÃO

O aumento acelerado da demanda de energia elétrica em todo o mundo, em contraste com a necessidade de diminuir a dependência dos combustíveis fósseis, está fazendo com que os investimentos em fontes de energia renovável sejam cada vez maiores. A base mundial de geração de energia continua sendo as grandes usinas hidrelétricas, termelétricas a carvão e petróleo e usinas nucleares, porém já se tem observado um crescimento expressivo nas fontes alternativas, como energia eólica e energia solar. Esse crescimento é motivado pela redução nos custos de implantação e a adesão às novas políticas para minigeração e microgeração residencial. De acordo com Luque (2011), as principais vantagens da energia solar fotovoltaica são: a energia do Sol é abundante, acessível e infinita; os painéis fotovoltaicos não geram resíduos, ou seja, não contribuem para as mudanças globais do clima; os módulos fotovoltaicos apresentam vida útil elevada, devido à inexistência de partes móveis (sem desgaste), podendo chegar a 30 anos de operação; os painéis fotovoltaicos têm estrutura modular, ou seja, o sistema pode ser ampliado facilmente.

O principal fator que limita a utilização da energia proveniente do Sol é a baixa eficiência das células solares. Entre as soluções para esse fato, pode-se citar os sistemas de rastreamento da posição solar, a otimização da configuração e novas tecnologias. Uma característica que dificulta a extração da energia dos painéis solares é o comportamento não linear da tensão e corrente fornecidos pelo mesmo. Para

cada valor de irradiação solar existe apenas um ponto em que a máxima potência é entregue para carga, conhecido como MPP (*Maximum Power Point*). Logo, é importante que os equipamentos atuem sempre buscando o melhor rendimento, para viabilizar financeiramente o investimento no sistema fotovoltaico. Além disso, a geração de energia através de painéis solares é muito dependente das condições climáticas do ambiente em que estão instalados. Devido a este fato, um sistema fotovoltaico deve ter uma ótima resposta às variações na baixa irradiação solar e também à alta temperatura, pois ambas as características diminuem seu desempenho. Os equipamentos comerciais destinados a aplicações de baixa capacidade, como por exemplo os importados e não certificados pelo INMETRO, não possuem um controle muito apurado, fazendo com que os padrões de qualidade para sincronismo com a rede de distribuição, especificados pela ANEEL, não sejam alcançados e, a energia injetada, prejudique os outros aparelhos que estão utilizando esse mesmo potencial.

Com base na motivação e no contexto apresentado, este trabalho tem como objetivo modelar e simular um sistema fotovoltaico isolado com rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) para comprovar o ganho real da aplicação do algoritmo em conversores CC/CC e desenvolver um protótipo para aplicar o conceito na prática.

## 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

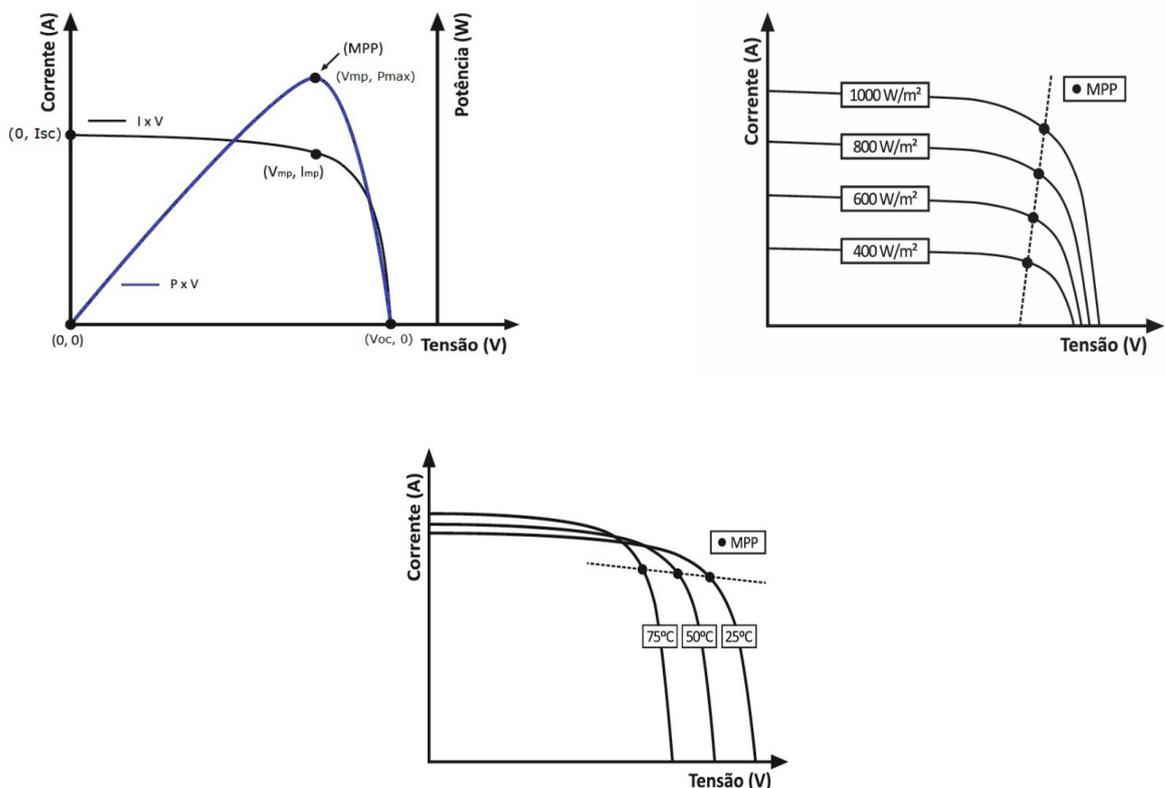
Apesar de o Sol ser a principal fonte de energia de nosso planeta, apenas uma pequena parcela desse imenso potencial é explorada. Contudo, praticamente toda a energia utilizada atualmente tem origem no Sol. Hoje em dia, o ser humano precisa da energia para quase tudo, seja no local de trabalho ou em sua própria casa, para utilizar eletrodomésticos, computadores, celulares, entre outros. Porém, essa utilização massiva tem um alto custo para o planeta, pois a matriz energética ainda depende muito de fontes não renováveis, as quais prejudicam o ecossistema. A relação direta existente entre a disponibilidade de eletricidade e a melhoria do desenvolvimento social reafirma a importância das fontes energéticas para a humanidade.

### 2.1 Energia Solar Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico é o fenômeno físico que permite a conversão direta da radiação solar em eletricidade, sendo que tudo ocorre quando radiação incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas. Uma célula fotovoltaica típica e com radiação solar intensa produz uma tensão de 0,4 a 0,7 V, tipicamente 0,6 V, e uma intensidade de corrente de 3 A ou maior. Para se obter uma tensão maior, ligam-se as células em série e, para se obter maior corrente, ligam-se as células em paralelo, constituindo o módulo fotovoltaico. Por exemplo, um módulo com 36 células associadas em série, apresenta uma tensão de circuito aberto de, aproximadamente, 21,6 V.

Um módulo fotovoltaico não se comporta como uma fonte elétrica convencional,

pois a tensão de saída não é constante e depende também da corrente. Tudo depende da carga que está conectada aos terminais do módulo, pois quanto maior for a corrente consumida, menor será a tensão. O comportamento do módulo fotovoltaico é algo entre uma fonte de corrente e tensão, conforme mostra a Figura 1, adaptada de Cupertino *et al.* (2012). Para cada curva de tensão versus corrente, existe uma curva de tensão versus potência gerada. No exemplo mostrado na Figura 1a, existe um ponto identificado como MPP (*Maximum Power Point*), ou seja, esse local representa a melhor relação de tensão vezes a corrente elétrica gerada pelo módulo fotovoltaico. Além disso, quanto menor a irradiância solar, menor é a corrente, mantendo-se a tensão quase estabilizada (Figura 1b). Quanto maior a temperatura do módulo, menor a tensão, sendo que a corrente se mantém estabilizada, com um leve incremento (Figura 1c).



**Figura 1** - Curva característica do módulo (a), Efeito de irradiância incidente (b), Efeito da temperatura (c).

Conforme ilustra a Figura 2, adaptada de Cupertino *et al.* (2012), uma fonte de corrente  $I_{fv}$  com um diodo em paralelo é a representação mais simples de um módulo solar fotovoltaico. O valor de  $I_{fv}$  é proporcional ao nível de radiação solar incidente e temperatura sobre a célula. A tensão de saída  $V$  apresenta um comportamento não linear devido à presença do diodo no modelo equivalente. A resistência série  $R_s$  surge devido às soldas internas no substrato do material semiconductor e a junção nos terminais externos de saída, além da resistência do próprio material semiconductor. A

resistência paralela  $R_p$  modela as correntes de fuga na superfície do material, o qual devido ao seu alto valor, pode ser desconsiderado na maioria das vezes. Tanto  $R_s$  como  $R_p$  influenciam diretamente na curva tensão versus corrente do módulo.

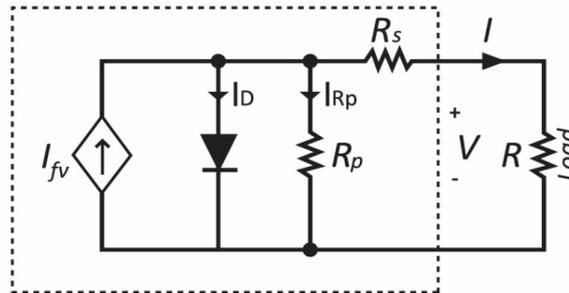


Figura 2 - Modelo equivalente de um módulo fotovoltaico.

## 2.2 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

O rastreamento do ponto de máxima potência, denominado em Inglês como *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), é muito utilizado na indústria de inversores para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. De acordo com Carvalho (2012), os controladores do ponto de máxima potência (MPP) começaram a ser desenvolvidos em 1968 com o intuito de melhorar o desempenho de sistemas constituídos por uma fonte não linear e uma carga arbitrária. A utilização de técnicas de rastreamento em sistemas fotovoltaicos produz um acréscimo de rendimento em torno de 15% a 30%, sendo que os principais requisitos são a convergência, a rápida resposta dinâmica, o pequeno erro em regime permanente, a robustez a distúrbios e a mesma eficiência em diferentes níveis de potência (Carvalho, 2012).

O controle de tensão e corrente é fundamental em qualquer fonte de energia para que seja possível manter os mesmos adequados com a variação da carga. No caso da energia solar isso não é diferente, pois é comum a utilização de conversores CC/CC (corrente contínua para corrente contínua) conectados diretamente ao módulo, seja para controle da máxima potência fornecida como também para conexão com baterias. Conforme visto anteriormente na Figura 1a, o módulo solar possui uma curva característica de tensão-corrente e o mesmo pode operar em diferentes pontos de acordo com a carga do sistema. Caso essa seja abaixo da potência instalada, o módulo estará operando num ponto abaixo de sua capacidade máxima, desperdiçando energia. Logo, para que seja possível obter a máxima eficiência, se faz necessária aplicar técnicas de controle para manter o módulo operando no seu ponto de potência máxima (MPP).

Diversas técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência do módulo já foram publicadas, sendo que as principais análises abordadas são: fácil compreensão do algoritmo, aplicação prática e eficiência de rastreamento para um determinado

conjunto de condições de operação (Faranda *et al.*, 2008). Os principais métodos existentes são: Método da Tensão Constante, Método da Perturbação e Observação (P&O), Método da Condutância Incremental (INC), Método da Correlação de *Ripple* (RCC), Método por Lógica *Fuzzy* (Nebulosa) e Método por Rede Neural.

### 2.3 Método da Perturbação e Observação (P&O)

Apesar de confundir-se com variações bruscas de temperatura e radiação solar (Femia, 2005) e apresentar perdas de energia devido ao desligamento do conversor e tempo de estabilização elevado (Villalva, 2010), o algoritmo de Perturbação e Observação é um dos mais utilizados, devido a sua praticidade de implementação e ótimo custo-benefício. De acordo com Carvalho (2012), esse método opera “perturbando” a tensão de saída do módulo periodicamente. Conforme mostra o fluxograma da Figura 3, adaptado de Brito *et al.* (2010), para cada novo valor de tensão é calculada a potência de saída, sendo então comparada com o valor anterior armazenado. Caso a potência aumente, o sistema de controle continuará a atuar naquele sentido; caso contrário, o sistema atuará no sentido oposto. Quando o ponto de máxima potência é alcançado, a tensão do módulo oscila continuamente em torno deste. O passo de variação da tensão é um parâmetro que deve ser ajustado para possibilitar o balanço entre a resposta mais rápida com a menor oscilação em regime permanente.

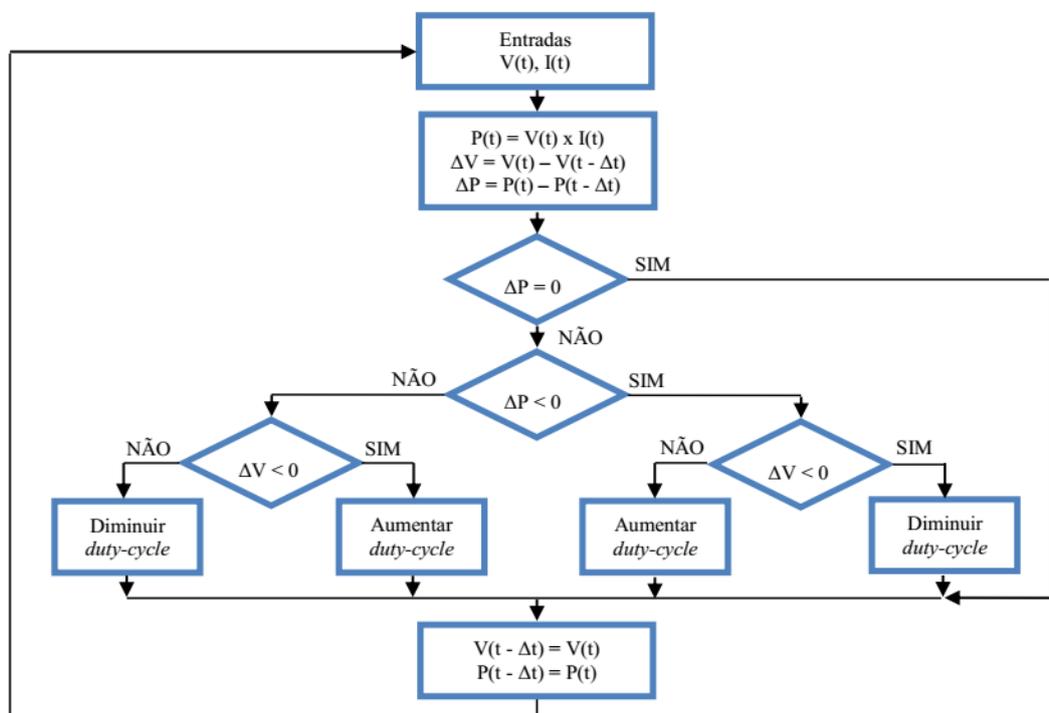


Figura 3 - Fluxograma do método de Perturbação e Observação.

## 3 | MATERIAIS E MÉTODOS

Conforme apresentado anteriormente, o presente trabalho tem por objetivo

modelar e simular um sistema fotovoltaico com rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) para comprovar o ganho real da aplicação desse tipo de algoritmo e desenvolver um protótipo para aplicar o conceito na prática. Para viabilizar o projeto, a seguinte metodologia foi adotada.

### 3.1 Topologia do Estudo de Caso

Seguindo os estudos abordados na revisão bibliográfica, a topologia do sistema implementado tanto no software de simulação MATLAB/SIMULINK®, como também na prática, está exemplificada na Figura 4.

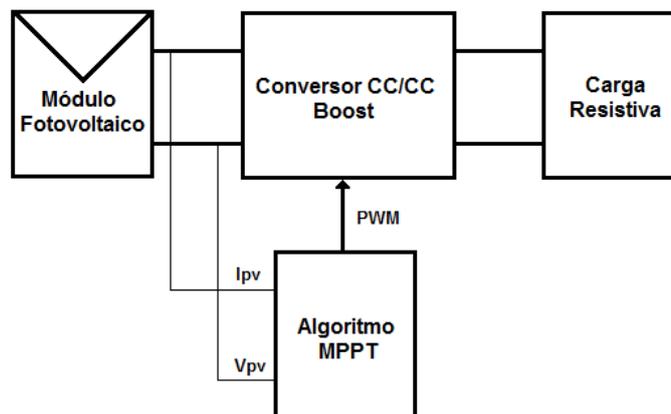


Figura 4 - Topologia do estudo de caso.

### 3.2 Modelagem do Sistema Fotovoltaico

A modelagem do sistema fotovoltaico é baseada na curva de corrente em função da tensão (I-V) de uma célula fotovoltaica (Figura 1a), a qual pode ser obtida através de um conjunto de equações (Kumar, 2012), desde que sejam conhecidas as características dos componentes elétricos que representam o seu circuito elétrico equivalente (Figura 2). Então, se faz necessário analisar as características técnicas das células, ou módulos fotovoltaicos, que são utilizados no desenvolvimento desse trabalho. O módulo fotovoltaico a ser utilizado é o modelo SY-60M, do fabricante Shenzhen Suoyang New Energy, que possui 36 células de silício monocristalino. Suas principais características técnicas são demonstradas na Tabela 1, sendo aferidas pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul – LABSOL. Para a modelagem do sistema, se faz necessária a análise da Figura 2, onde a corrente da célula fotovoltaica é obtida através da corrente fotogerada  $I_{fv}$ , da corrente do diodo  $I_D$  e da corrente da resistência em paralelo  $I_{Rp}$ . Para os cálculos são atribuídas as constantes definidas na Tabela 2.

CARACTERÍSTICA	VALOR	REFERÊNCIAS	VALOR
Máxima Potência	60 W	Temperatura ambiente de referência ( $T_{ref}$ )	25°C
Tensão de Máxima Potência	18,53 V	Temperatura ambiente ( $T_{amb}$ )	25°C
Corrente de Máxima Potência	3,59 A	Constante de Boltzmann (k)	$1,38 \times 10^{-23}$ J/K
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ )	22,65 V	Carga elementar do elétron (q)	$1,602 \times 10^{-19}$ C
Corrente de Curto-Circuito ( $I_{sc}$ )	3,80 A	Fator de idealidade do diodo (a)	1,25
Coeficiente de Temperatura ( $K_i$ )	$1,15 \times 10^{-2}$ A/K	Energia de gap ( $E_g$ )	1,12 eV

**Tabela 1** - Especificações elétricas do módulo SY-60M para a condição padrão (irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula de 25°C e espectro AM 1,5)

**Tabela 2** - Constantes e referências para os cálculos

A temperatura da célula  $T_{cel}$  é calculada em função da temperatura ambiente  $T_{amb}$ , a irradiância solar  $G$  e a temperatura nominal de operação da célula  $T_{noc}$ . Para avaliar os impactos da temperatura na curva I-V e comparar a simulação com a Figura 1c, calculou-se os valores de  $\alpha_i$  e  $\alpha_v$  para temperaturas específicas (25, 50 e 75°C). Como os fabricantes dos módulos fotovoltaicos não disponibilizam alguns dados intrínsecos do modelo equivalente, torna-se necessária à análise de imagem da curva I-V no software MATLAB® para identificação do valor aproximado das resistências  $R_s$  e  $R_p$  e assim ser possível simular o modelo.

Com essas informações, já é possível realizar a modelagem que representa o módulo fotovoltaico diretamente no SIMULINK®. As constantes e referências foram salvas em script no MATLAB® e o modelo foi desenvolvido em função da irradiância solar  $G$ , tendo como saída os valores de tensão, corrente e potência, conforme mostra a Figura 5.

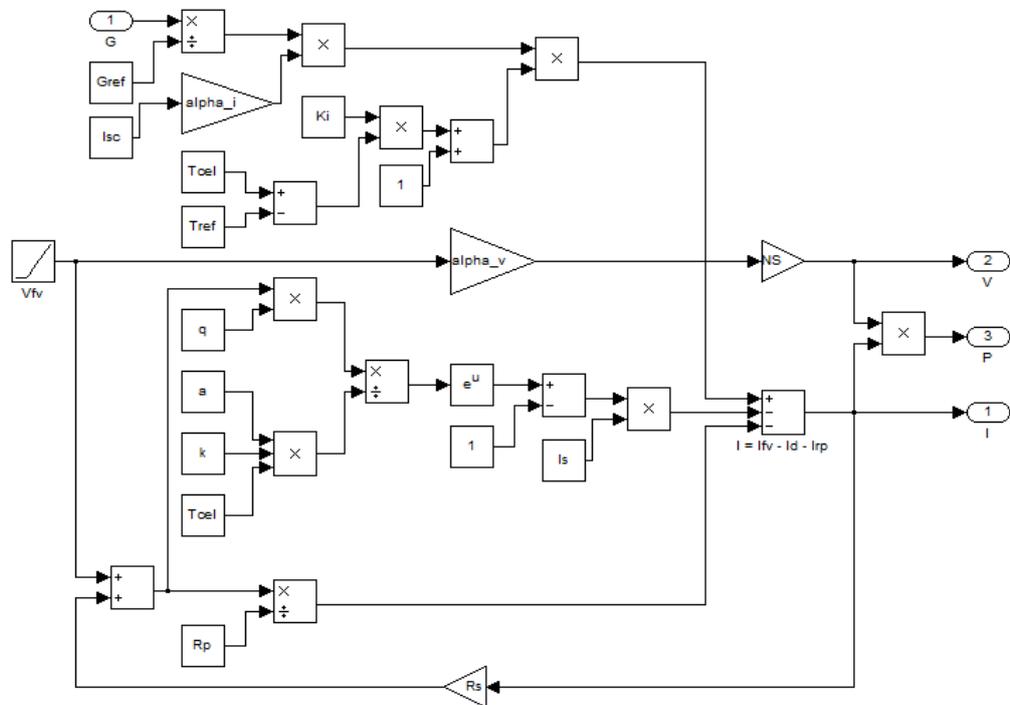


Figura 5 - Modelagem do módulo fotovoltaico modelo SY-60M.

Para que fosse possível conectar o modelo equivalente do módulo fotovoltaico aos componentes eletrônicos da simulação, foram necessárias algumas adaptações, como a inserção de uma fonte de corrente controlada pelo valor gerado pelo modelo e a realimentação da tensão medida na fonte de corrente, afim de garantir um comportamento dinâmico do arranjo. Além disso, foi modelado um conversor CC/CC com topologia *Boost* e também o algoritmo P&O descrito na Figura 3.

Após a modelagem individual de todas as etapas, pode-se fazer a junção das mesmas e criar um ambiente de simulação integrado, conforme mostra a Figura 6. Os sinais de tensão e corrente provenientes do módulo fotovoltaico e da carga são multiplicados para descobrir a potência e inseridos na janela de monitoração. Para que seja possível observar a resposta do sistema às variações na irradiância solar, divide-se o valor de  $G$  por 10 (adequar à escala) e coloca-se o mesmo para a monitoração também.

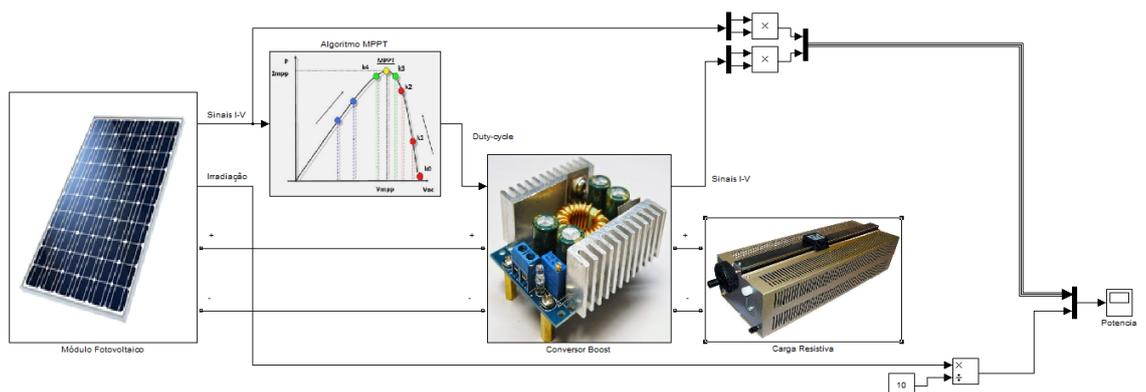


Figura 6 - Modelagem do sistema fotovoltaico no MATLAB/SIMULINK®.

### 3.3 Protótipo Experimental

Para aplicar o conceito estudado na prática, optou-se por desenvolver um protótipo experimental, aplicando a topologia do conversor *Boost* e implementando o algoritmo MPPT em linguagem C para embarcar em um microcontrolador. No projeto do hardware utilizou-se o PIC18F4550, ligado a um sensor de corrente de Efeito *Hall* ACS712 do fabricante *Allegro Microsystems* e um circuito divisor de tensão, ambos com filtro ativo passa-baixa para eliminar ruídos. A saída *PWM* do microcontrolador foi conectada ao conversor *Boost* com *duty-cycle* operando de 10 a 50%, afim de se extrair a maior eficiência do módulo fotovoltaico. É importante salientar que a utilização da carga resistiva, se deve ao fato da disponibilidade em laboratório de um reostato para potências elevadas. Além disso, a análise do impacto de cargas indutivas e capacitivas não fazem parte deste estudo.

### 3.4 Topologias para Execução dos Testes

Os testes do protótipo experimental foram divididos em duas partes, sendo a primeira para verificar a eficiência do conversor *Boost* e validar o programa desenvolvido para o microcontrolador *PIC* (Figura 7a). A segunda parte foi à verificação técnica do protótipo conectado ao módulo fotovoltaico, sendo o mesmo instalado em frente ao laboratório de Energia Solar Fotovoltaica da Unisinos, orientado ao norte geográfico e com ângulo de inclinação de  $34^\circ$  em relação ao plano horizontal, conforme mostra a Figura 7b e a Figura 7c. Nesse local, a incidência direta de raios solares, no período do ensaio, ocorreu das 10 h às 17h30min.

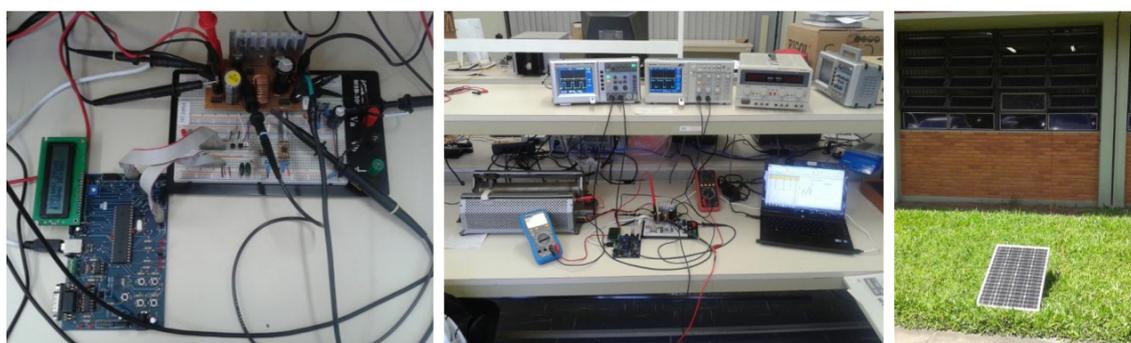


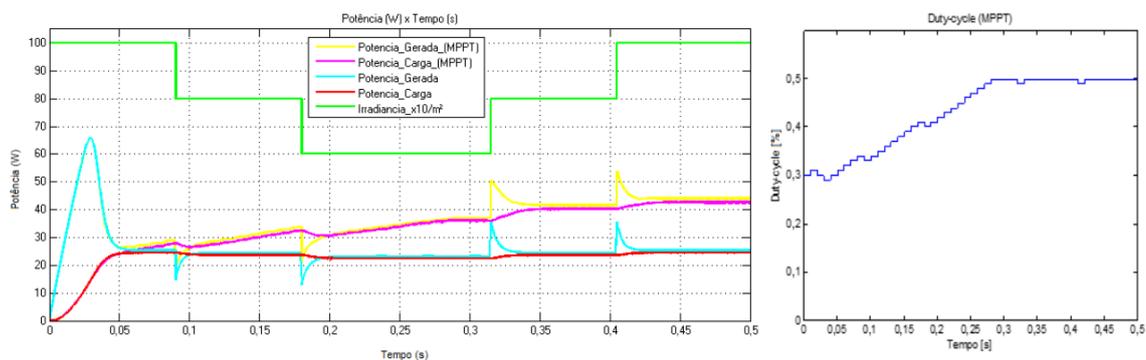
Figura 7 - Protótipo experimental (a), Bancada de testes (b), Módulo fotovoltaico (c).

## 4 | ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise de resultados foi obtida por meio de testes realizados, tanto no modelo teórico como na prática, seguida de uma discussão dos mesmos.

## 4.1 Resultados do Modelo

A modelagem do módulo fotovoltaico, do conversor *Boost* e do algoritmo MPPT de Perturbação e Observação (P&O) já foram validados durante a metodologia. Inclusive a resposta do modelo equivalente da célula fotovoltaica também já foi confrontada com os dados fornecidos pelo fabricante. Para a verificação do modelo de controlador do ponto de máxima potência estudado, foram propostos alguns estudos de caso, sendo o principal simulando um sombreamento em um módulo fotovoltaico, com o valor de irradiância solar  $G$  inicial de  $1000 \text{ W/m}^2$ , reduzindo para  $800 \text{ W/m}^2$ , depois  $600 \text{ W/m}^2$ , após retornando a origem. Essa curva ocorre durante o período da simulação (0,5 segundos) e pode ser observada na Figura 8a, através da linha cor verde. A linha na cor amarela representa a potência gerada pelo módulo com a aplicação do algoritmo MPPT, sendo a linha na cor rosa a potência entregue à carga. A linha na cor azul *cyan* representa a potência gerada pelo módulo sem a aplicação do algoritmo MPPT (*duty-cycle* fixo), sendo a linha na cor vermelha a potência entregue à carga. O regime transitório observado no início da simulação representa o módulo partindo para a potência máxima, porém sem carga. Quando o conversor chaveado começa a operar corretamente, a potência gerada cai para valores de acordo com a carga aplicada. A cada variação no valor da irradiância ocorre um transitório na potência gerada pelo módulo, mas que devido à rápida atuação do algoritmo MPPT, pouco se percebe na potência entregue à carga. No regime final da simulação, pode-se verificar um acréscimo de 73,22% tanto na potência gerada pelo módulo, como também na potência entregue à carga (como não existem perdas por dissipação térmica na simulação, a eficiência fica próxima de 100%). Ou seja, com a utilização do algoritmo de MPPT está se utilizando 18,6 W a mais do módulo fotovoltaico e entregando 18,1 W a mais para a carga do sistema.



**Figura 8** - Simulação de sombreamento no módulo (a), Comportamento do *duty-cycle* (b).

Observa-se na Figura 8b que o algoritmo detecta as variações na irradiação solar e busca o ponto de máxima potência. Quando a derivada da curva se torna positiva, o algoritmo gera uma rampa de incrementos até o valor máximo e permanece com *duty-cycle* de 50%, variando apenas quando ocorre um transitório no nível de irradiação

solar, mas logo estabilizando.

## 4.2 Resultados Experimentais em Bancada

Para verificar a eficiência do conversor projetado, foi fixada uma tensão de entrada na fonte de alimentação linear, igual a 22,65 V, ou seja, a tensão de circuito-aberto do módulo – máxima tensão gerada. Após, o *duty-cycle* do sinal *PWM* foi sendo incrementado, de 30% a 50%, e os valores da corrente de entrada e tensão de saída foram devidamente registrados para calcular a eficiência do circuito. Após a montagem do gráfico, concluiu-se que a eficiência do *Boost* varia de 75% a 67% (carga e *duty-cycle* máximos).

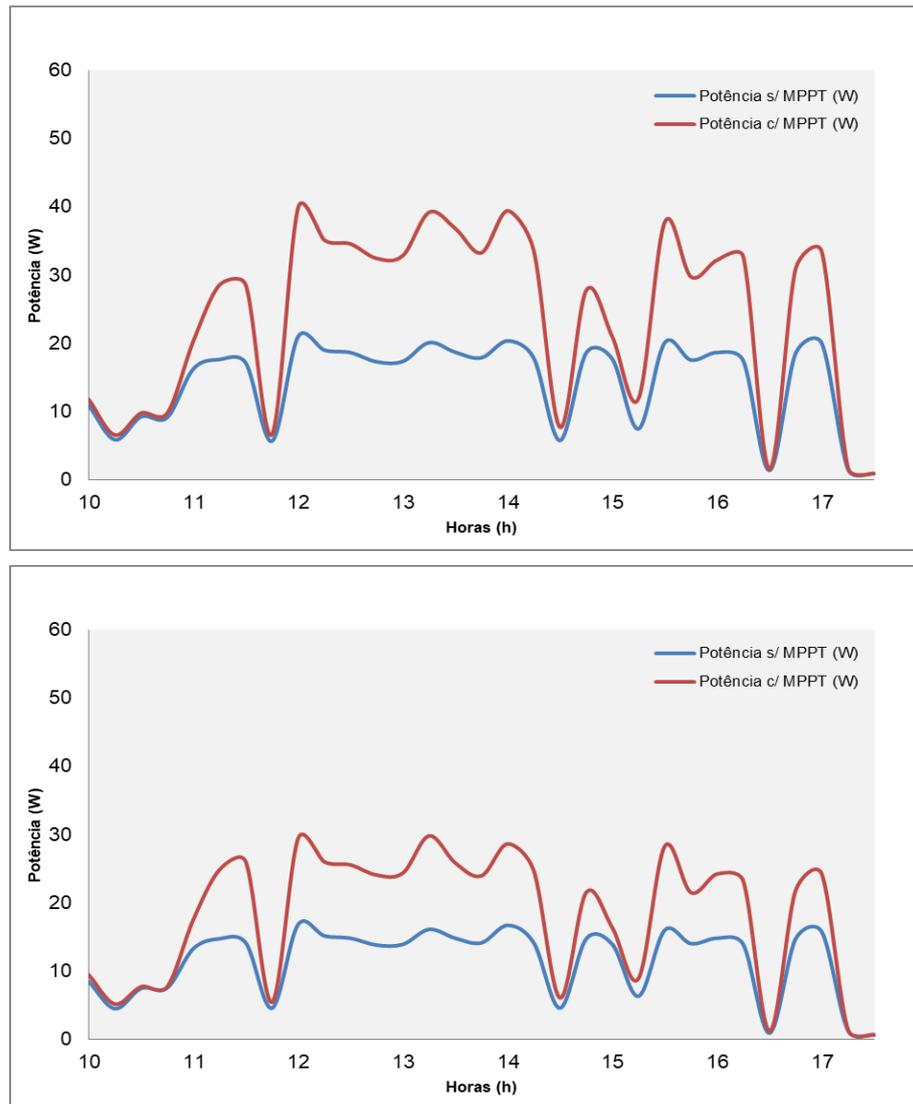
## 4.3 Resultados Experimentais com o Módulo Fotovoltaico

O dia utilizado para testes do protótipo experimental começou com temperatura de, aproximadamente, 14°C às 6 horas, se estabelecendo em 18,1°C às 10 h. Havia bastante nebulosidade no início da manhã, sendo que o Sol apareceu com mais intensidade somente a partir das 11 h. O pico de temperatura foi de 24,7°C e ocorreu às 16h15min. Os dados do protótipo sem o algoritmo MPPT (*duty-cycle* fixo em 30%) e com o algoritmo MPPT (*duty-cycle* variando de 10% a 50%) foram obtidos simultaneamente. A partir das 10 h, a cada intervalo de 15 minutos, as medições eram realizadas e armazenadas em uma planilha. O ensaio foi concluído às 17h30min, pois após este horário já não se têm mais incidência de raios solares sobre os módulos devido à sombra dos prédios e árvores no local.

Através dos dados práticos obtidos nesse dia, pode-se constatar que com a utilização do algoritmo MPPT, foi possível obter um acréscimo médio de potência gerada pelo módulo fotovoltaico, na ordem de 56%. Isso ocorre, pois nos momentos de baixa radiação solar, o algoritmo identifica a baixa geração de energia e reduz o *duty-cycle* do conversor *Boost*, fazendo que estresse menos o módulo. Do mesmo modo, quando o nível de radiação solar é elevado, o algoritmo MPPT eleva o valor do *duty-cycle* ao máximo, pois percebe que o módulo pode gerar mais energia. Os picos de rendimento (até 97% superior ao sistema sem a execução do algoritmo) justificam-se pelos altos níveis de irradiância solar naquele instante (entre 1111 e 1130 W/m<sup>2</sup>). A Figura 9a mostra o gráfico criado a partir dos dados adquiridos durante o dia, onde pode-se perceber que a potência gerada pelo painel é muito maior quando o algoritmo MPPT está sendo executado.

Seguindo o mesmo comportamento que a potência fornecida pelo módulo fotovoltaico, a potência entregue à carga também é superior quando o algoritmo MPPT está sendo executado (Figura 9b). Através dos dados práticos obtidos nesse dia, pode-se constatar que, com a utilização do algoritmo, foi possível obter um acréscimo médio de 50% na potência entregue à carga. O valor foi um pouco abaixo do anterior, devido

à redução da eficiência do conversor *Boost* para potências elevadas.



**Figura 9** - Gráfico da potência gerada pelo módulo (a), Gráfico da potência entregue à carga (b)

Após a realização do ensaio, foram adquiridos os dados da estação meteorológica da Unisinos, a fim de se comparar o desempenho do protótipo experimental. Foram coletados dados de irradiância solar ( $W/m^2$ ) e temperatura ( $^{\circ}C$ ), a cada 15 minutos, sendo o mesmo intervalo de tempo utilizado nos testes. A partir do gráfico da variação da irradiância no tempo, pode-se constatar que o comportamento foi muito semelhante ao protótipo, apresentando os mesmos picos entre 12 h e 14h, conforme mostra a Figura 10. É importante ressaltar que a estação meteorológica está localizada a uma distância de aproximadamente 40 metros do local do experimento, adquirindo dados de irradiância solar na horizontal, sendo que os ensaios foram realizados com o módulo fotovoltaico orientado para o norte geográfico, com ângulo de inclinação de  $34^{\circ}$ . Contudo, a análise realizada no presente trabalho é qualitativa, ou seja, somente para verificar o comportamento do mesmo, não sendo necessária à correção do ângulo. Algumas diferenças de comportamento podem ser observadas as 11h45min, 14h30min e 16h30min, oriundas de um sombreamento no protótipo, o qual não ocorreu

na estação.

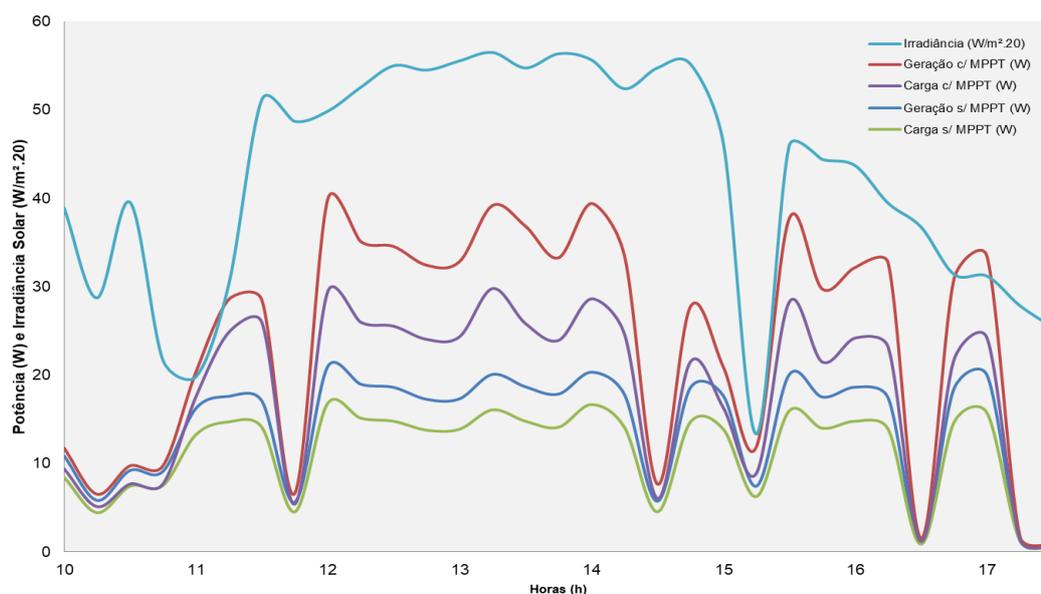


Figura 10 - Gráfico comparando o ensaio com os dados da estação meteorológica.

## 5 | CONCLUSÃO

O objetivo principal do trabalho foi alcançado mediante a comprovação da maior eficiência do sistema com a aplicação do algoritmo MPPT, em comparação ao sistema que não possui controle sobre a razão cíclica do conversor *Boost*, principalmente em dias com muitas nuvens e até mesmo nublados, quando o módulo fornece pouca potência. O sistema fotovoltaico modelado, com a aplicação do algoritmo, apresentou um ganho expressivo de eficiência de até 73,22% na potência gerada pelo módulo e entregue à carga. Nos ensaios práticos, a aplicação do MPPT extraiu, em média, 56% a mais de energia do módulo fotovoltaico e entregou 50% a mais de potência para a carga. Em determinadas situações, como às 13h15min, o ganho na geração de potência chegou há um pico de diferença de 19,1 W, que representa 32% da potência máxima do módulo fotovoltaico. Além disso, os resultados do protótipo experimental foram muito semelhantes ao modelo simulado, principalmente nos períodos de elevada irradiância solar em que a potência gerada foi de, aproximadamente, 40 W em ambos os casos. A partir do desenvolvimento do projeto, comprovou-se que o algoritmo de Perturbação e Observação (P&O) é simples de se implementar e pode oferecer resultados significativos na eficiência e na energia gerada pelo sistema fotovoltaico. Além disso, o método possui estrutura de controle simples e necessita de poucos parâmetros para funcionar (sinais de tensão e corrente gerados pelo módulo). Outra vantagem é o fato de não estar vinculado às características de um módulo solar específico para o processo de rastreamento, ou seja, pode ser aplicado a qualquer tipo de módulo fotovoltaico. Para fins demonstrativos de eficiência não se considerou

o consumo elétrico do protótipo, tendo em vista que em sistemas com maiores proporções são colocados inversores para corrente alternada que necessitam de um conversor CC/CC interno para elevar o nível de tensão dos módulos. Assim como também em aplicações com módulos ligados a baterias, as quais necessitam de um conversor para controlar a tensão de carga (importante ressaltar que bastam algumas pequenas alterações no projeto para que o protótipo desenvolvido possa executar as funções de um controlador de carga).

Enfim, conclui-se que o presente trabalho se apresenta como uma forma eficaz para o aumento da geração de potência elétrica utilizando sistemas fotovoltaicos, fazendo com que seja possível um melhor aproveitamento da energia solar captada pelo módulo. Dentro deste contexto, o estudo apresentado surge como uma alternativa viável para utilização em sistemas isolados (*Off-Grid*), como zonas rurais ou locais em que a extensão da rede elétrica apresenta-se inviável; ou também para conexão à rede elétrica (*Grid-Tie*), aumentando a energia injetada na rede, visto que com o advento das resoluções N.º. 482 e N.º. 687 da ANEEL, muitas unidades de geração serão conectadas ao sistema de distribuição e os índices dos sinais gerados deverão estar dentro dos limites especificados pelo órgão regulador.

## 6 | REFERÊNCIAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N.º. 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília: ANEEL, 2012.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N.º. 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília: ANEEL, 2015.

Brito, M. A. G., Junior, L. G., Sampaio, L., Canesin, C. **Avaliação das Principais Técnicas para Obtenção de MPPT de Painéis Fotovoltaicos**. 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (Induscon), p. 1-6, São Paulo, 2010.

Carvalho, E. P. **Uma Nova Abordagem de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência em Painéis Fotovoltaicos**. Taubaté: Universidade de Taubaté, 2012.

Cupertino, A. F., Resende, J. T., Pereira, H. A., Seleme Jr, S. I. **A Grid-Connected Photovoltaic System with a Maximum Power Point Tracker using Passivity-Based Control applied in a Boost Converter**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2012.

Datasheet, **Datasheet do Microcontrolador PIC18F4550**, 2006. 430 p. Disponível em: <<http://ww1.microchip.com/downloads/en/devicedoc/39632c.pdf>>. Acesso em: 15 out 2017.

Datasheet, **Datasheet do Sensor de Corrente Baseado no Efeito Hall ACS712**, 2007. 14 p. Disponível em: <<http://www.allegromicro.com/~media/Files/Datasheets/ACS712-Datasheet.ashx>>. Acesso em: 15 out 2017.

Faranda, R., Leva, S., Maugeri, V. **MPPT Techniques for PV Systems: energetic and cost comparison**. IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, p. 1-6, 20-24, 2008.

Femia, N. et al. **Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 20, n. 4, p. 963-973, 2005.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Outlook 2012**. Paris: IEA Publications, 2012.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Outlook 2012 – Renewable Energy Outlook**. Paris: IEA Publications, 2012.

Kumar, M. **Simulation and Analysis of Grid Connected Photovoltaic System with MPPT**. Electr. Dept., N.I.T., Kurukshetra, India. IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012.

Luque, A., Hegedus, S. **Handbook of Photovoltaic and Engineering**. 2. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2011.

Villalva, M. G. **Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia e de Computação, Universidade Estadual de Campinas: Campinas, 2010.

## AR CONDICIONADO SOLAR – CICLO DE ADSORÇÃO

### **Rafael de Oliveira Barreto**

CEFET MG, Mestrando do Departamento de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais  
Belo Horizonte – Minas Gerais

### **Pollyanne de Oliveira Carvalho Malaquias**

UFCG, Mestranda do Departamento de Engenharia Elétrica  
Campina Grande – Paraíba

### **Matheus de Mendonça Herzog**

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG  
Belo Horizonte – Minas Gerais

### **Luciana Carvalho Penha**

VERT Arquitetura e Consultoria  
Belo Horizonte – Minas Gerais

### **Lucio Cesar de Souza Mesquita**

Instituto Anima Sociesc, Grupo de Estudos e Pesquisa em Energia (GEPEN)  
Belo Horizonte – Minas Gerais

### **Elizabeth Marques Duarte Pereira**

Instituto Anima Sociesc, Grupo de Estudos e Pesquisa em Energia (GEPEN)  
Belo Horizonte – Minas Gerais

**RESUMO:** O uso de sistemas de ar condicionado solar vem crescendo em países como Estados Unidos, China e membros da União Europeia. Entretanto, a despeito dos altos níveis de insolação e do aumento do uso de sistemas convencionais no país, tal tecnologia ainda se encontra restrita ao ambiente acadêmico. Este

trabalho apresenta o dimensionamento, projeto, instalação e monitoração de um sistema piloto de ar condicionado solar que utiliza um chiller de adsorção de 10 kW. A carga térmica foi calculada através de simulação computacional no programa EnergyPlus, sendo consideradas as características do ambiente, conforme parâmetros estabelecidos pela ASHRAE. O pré-dimensionamento e avaliação do desempenho de instalações solares para refrigeração e aquecimento de água foram realizados com o programa PISTACHE, desenvolvida por TECSOL e CEA/ INES. Nessa simulação, foram utilizados parâmetros de sete modelos de seis diferentes fabricantes de coletores solares comercializados no país e com mais alto desempenho térmico, para atender aos níveis de temperatura necessários no AC Solar. Os coletores solares instalados são de fabricação nacional com área total de 44 m<sup>2</sup> e classificação A no Programa Brasileiro de Etiquetagem do INMETRO. Para monitoração da operação e avaliação do desempenho do sistema foi desenvolvido um supervisor que utiliza o programa LABVIEW, sendo medidos: temperatura (11 pontos); vazão (4 pontos), temperatura e umidade do ar no espaço refrigerado e irradiação solar incidente no plano dos coletores. A aquisição de dados é feita por multímetro de varredura AGILENT 34972A. O coeficiente de desempenho (COP) medido é

da ordem de 0,63. O sistema piloto foi instalado no Laboratório de Monitoração do Grupo de Estudos e Pesquisa em Energia – GEPEN – no Campus Estoril do Centro Universitário Belo Horizonte – UNIBH.

**PALAVRAS-CHAVE:** Ar condicionado solar, Ciclo de adsorção, Coeficiente de desempenho.

**ABSTRACT:** The use of solar air conditioning systems has been growing in countries like the United States, China and members of the European Union. However, despite high levels of solar irradiance and increased use of conventional systems in Brazil, such technology is still restricted to the academic environment. This work presents the design installation and monitoring of a solar air conditioning pilot system that uses a 10 kW adsorption chiller. The thermal load was calculated through using energypplus simulation software considering the characteristics of the environment, according to the parameters established by ASHRAE. The pre-sizing and evaluation of the performance of solar installations for water cooling and heating were carried out with the PISTACHE, developed by TECSOL and CEA / INES. In this simulation, parameters of seven models of six different solar collector manufacturers marketed in the country and with the highest thermal performance were used to meet the temperature levels required in AC Solar. The installed solar collectors are of national manufacture with total area of 44 m<sup>2</sup> and classification A in the Brazilian Program of Labeling of INMETRO. To monitor the operation and evaluate the performance of the system, a supervisory using the LABVIEW program was developed, measuring: temperature (11 points); (4 points), temperature and humidity of the air in the refrigerated space and solar irradiation incident on the plane of the collectors. Data acquisition is done by AGILENT 34972A scanning multimeter. The measured coefficient of performance (COP) is of the order of 0.63. The pilot system was installed in the Monitoring Laboratory of the Group of Studies and Research in Energy - GEPEN - at the Estoril Campus of the University Center Belo Horizonte - UNIBH.

**KEYWORDS:** Solar air conditioning, Adsorption cycle, Coefficient of performance.

## 1 | INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica para acionamento dos condicionadores de ar é fortemente dependente das condições climáticas e da conjuntura econômica. Segundo levantamento da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2017), o consumo de energia elétrica no setor residencial aumentou 3,2% em relação ao ano anterior, com destaque para a região Sul e as cidades de São Paulo e Rio de Janeiro. Este aumento é justificado pelas elevadas temperaturas que ocorreram principalmente no mês de março/2017. Destaca-se que essa correlação entre elevados níveis de irradiação solar incidente, durante o verão, e de temperaturas ambientes aponta para adequação do emprego da tecnologia solar em sistemas de condicionamento de ambiente.

Infelizmente, nas regiões Norte e Centro-Oeste, as famílias consumiram menos energia do que em 2016, ou seja, os consumidores abriram mão do conforto em função da situação econômica.

Para o setor Comercial e de Serviços, outro usuário potencial dos sistemas de condicionamento solar, no primeiro trimestre de 2017, o aumento no consumo de energia elétrica foi de apenas 0,5% em relação à igual período de 2016.

Segundo ELETROBRAS, 2009, 47% do consumo energético comercial é proveniente de sistemas de Ar- condicionado. Dos quais segundo (Alexandre,2016) cerca de 70% do consumo elétrico são devidos aos Chiller's.

Em relação uso de sistemas de condicionamento solar de ambientes, as maiores obras declaradas estão localizadas no Arizona/, EUA e em Singapura (Solid,2017). A obra americana tem capacidade de 3,4 MWth e área coletora de 4.865 m<sup>2</sup>. O ciclo de absorção utiliza de brometo de lítio como fluido absorvente. O sistema entrou em operação em maio de 2014 e sua capacidade de refrigeração por absorção é de 1,75 MW (500 TR).

Em Singapura, o sistema de resfriamento solar de 1,76 MWth foi instalado em agosto 2011 com uma capacidade total de 2,73 MWth e 3.900 m<sup>2</sup> de área coletora, fornecendo água quente e refrigeração para cerca de 2.900 alunos que vivem e estudam no recém-criado campus.

## 2 | TECNOLOGIAS AC SOLAR

A energia solar para uso em resfriamento pode ser convertida de duas maneiras principais, conforme apresentado na Fig. 1: eletricidade gerada por painéis fotovoltaicos, que será utilizada posteriormente em equipamentos convencionais que operam em ciclos de compressão de vapor e a refrigeração solar térmica, produzida a partir do aquecimento do fluido de trabalho em coletores solares.

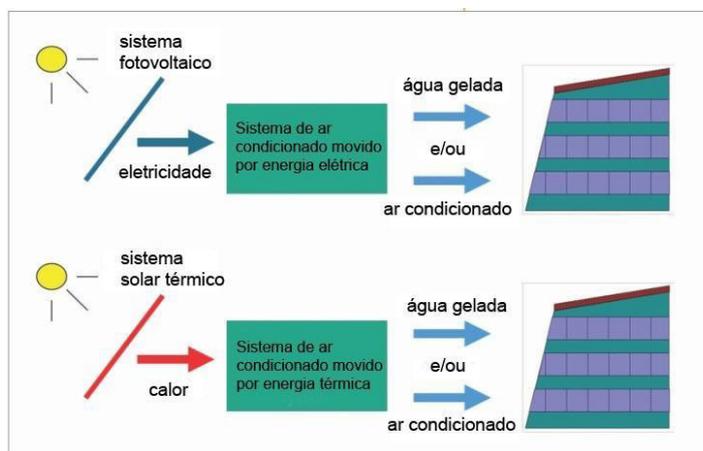


Figura 1- Tipos de AC solar

Os sistemas de AC Solar térmico são compostos por coletores solares de alto desempenho operando em temperatura entre 90<sup>o</sup> C e 150<sup>o</sup> C. Nessa aplicação, podem ser utilizados coletores solares planos especiais ou de tubos evacuados, além de coletores concentradores e refletores lineares de Fresnel.

A radiação solar disponível no local da instalação é absorvida pelos coletores solares que conduzem o calor, geralmente para um fluido de trabalho (água, ar ou outros). Em seguida, o chiller usa o calor desse fluido para geração de frio.

O princípio da refrigeração solar, proposto por Pridasawas e Lundqvist (2003), baseia-se em que todo calor, trabalho mecânico e eletricidade podem ser utilizados para movimentar um ciclo de refrigeração. Do ponto de vista termodinâmico, existem vários processos concebíveis para a transformação de irradiação solar em efeito de refrigeração. A escolha do tipo apropriado para uma aplicação em particular vai depender da demanda de refrigeração e da forma em que a energia de entrada (calor, eletricidade) esteja disponível, como é mostrado na Fig. 2.

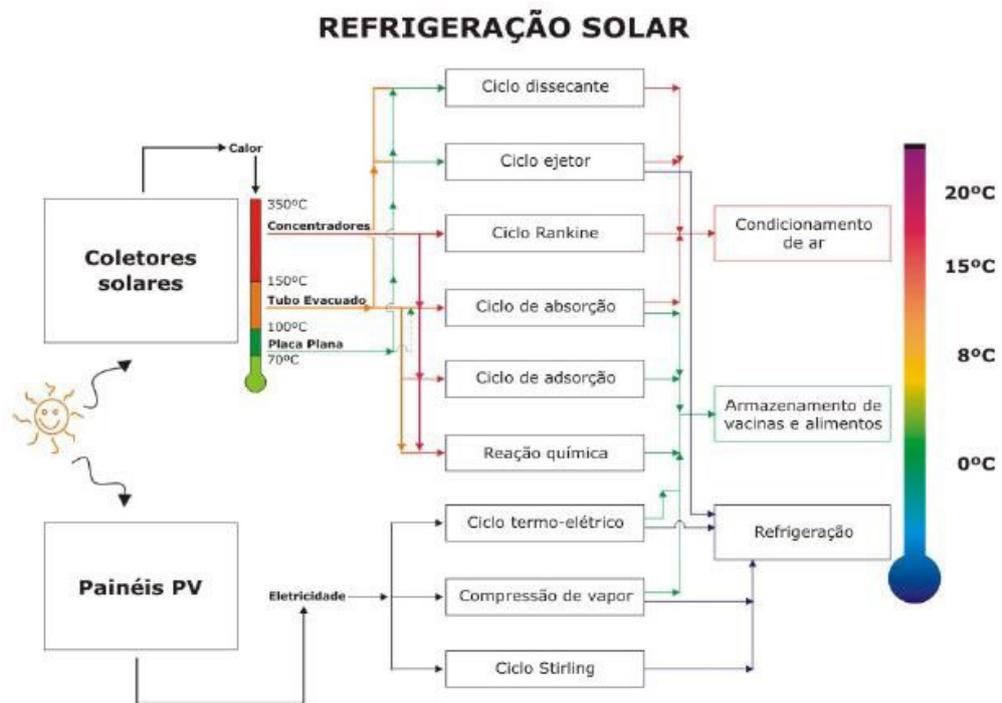


Figura 2 - Sistemas de Refrigeração Solar

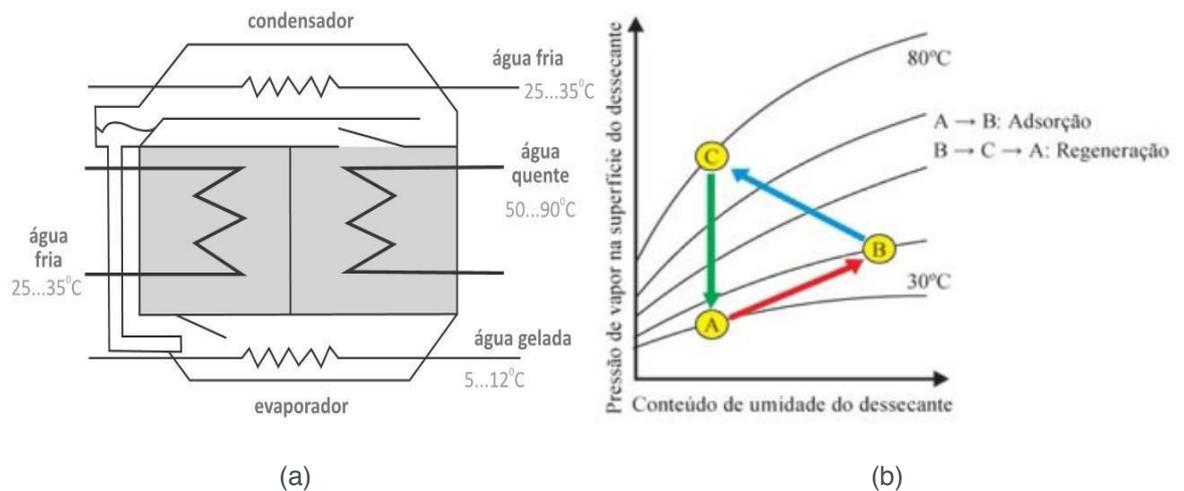
## 2.1 Ciclo de Adsorção

Natecnologia de Refrigeração Solar por meio de ciclo de adsorção, são empregados adsorventes sólidos, sendo que os sistemas mais comuns utilizam os seguintes pares: sílica gel-água e zeolita-água. Esses materiais resolvem os problemas de corrosão e toxicidade associados às soluções comumente empregadas em absorção. Outra vantagem da adsorção é que ela possibilita trabalhar com temperaturas de geração em torno de 55°C.

A desvantagem é que tais ciclos não são contínuos, pois não se pode mover o

adsorvente em suas diferentes etapas. Usualmente são usados dois compartimentos com adsorvente, como mostrado na Fig. 3a e, dessa forma, tem-se um ciclo semicontínuo (Fig. 3b). Enquanto o adsorvente em um compartimento está sendo regenerado com a entrada de calor (lado direito da Fig. 3a), o outro compartimento está sendo usado para adsorver o vapor proveniente do evaporador.

Por suas características, os chillers por adsorção são mais caros, ocupam um espaço maior para a mesma capacidade e são menos eficientes que os chillers por absorção. Seu COP varia de 0,3 a 0,7. Por outro lado, eles são mais confiáveis e de maior vida útil e podem operar a temperaturas de geração mais baixas, o que facilitaria o uso de coletores solares planos.



**Figura 3** - Ciclo de refrigeração por adsorção

### 3 | LEVANTAMENTO DE CARGAS TÉRMICAS

As dependências do laboratório do GEPEN estão estabelecidas em uma área de 13,44 m<sup>2</sup>, no piso do estacionamento descoberto do nível C do Campus da UNIBH Buritis (Belo Horizonte- MG). A Fig. 4 mostra a localização do laboratório anterior à instalação do sistema de refrigeração.



**Figura 4** – Fotos do laboratório GEPEN antes da instalação do AC-Solar

A sala é composta de apenas um ambiente. Para avaliar as condições do local, visando o recebimento do sistema de condicionamento de ar solar, foram levantadas as características construtivas da edificação (dimensões, localização e tipos de janelas, materiais de paredes, teto e piso); bem como as cargas internas previstas (pessoas, sistema de iluminação e equipamentos). O resumo das características está disponível na Tab. 1.

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
Equipamentos	10,8 W/m <sup>2</sup> de Potência Instalada
Iluminação	64 W de Potência Instalada
Maquina AC	100 W de Potência Instalada
Pessoas	2
Nível de atividade	120 W por pessoa
Paredes em chapa de aço galvanizado com 40mm de poliestireno expandido e chapa de PVC de acabamento interno	
Janelas simples vidro com espessura de 3mm	

**Tabela 01** – Características das cargas térmicas internas e características construtivas do espaço refrigerado

A carga térmica da sala de pesquisa foi calculada através de simulação computacional no programa EnergyPlus, onde todas as características do ambiente foram consideradas e foram seguidos os parâmetros estabelecidos no *Handbook of Fundamentals* da ASHRAE.

Os resultados da simulação computacional para as condições descritas são mostradas na Fig. 5. A maior demanda pelo resfriamento ocorre em Dezembro, Março, Janeiro e Fevereiro, respectivamente.



**Figura 5** - Carga de pico para resfriamento anual – Sala de pesquisa/trabalho

### 3.1 Dimensionamento do sistema de aquecimento solar

Inicialmente, foi realizada simulação com o *software (Presizing tool for solar*

cooling, heating and DHW) PISTACHE, ferramenta livre, desenvolvida por TECSOL e CEA/ INES, no âmbito do projeto MeGaPICS. Esse programa destina-se ao pré-dimensionamento e avaliação do desempenho anual de instalações solares para refrigeração e aquecimento de água. O *software* PISTACHE utiliza como dados de entrada: parâmetros geométricos e materiais dos coletores solares selecionados; médias horárias anuais das informações meteorológicas do local em questão; cargas de resfriamento e de aquecimento, além da demanda de água quente requerida.

Nas simulações, foram utilizados parâmetros de sete modelos de seis diferentes fabricantes de coletores solares comercializados no país e com mais alto desempenho térmico, para atender aos níveis de temperatura necessários no AC Solar. Para o modelo de menor custo, foi estimada uma área coletora total de 44 m<sup>2</sup> com classificação A no Programa Brasileiro de Etiquetagem do INMETRO, mostrada na Fig. 6. As principais características do sistema de ar condicionado solar instalado no laboratório são apresentadas na Tab.2.

EQUIPAMENTO	COLETOR SOLAR	RT	CHILLER	FAN COIL
TIPO	Plano fechado	Horizontal	Adsorção	Expansão Indireta
MARCA/MODELO	PROSOL /Blue 8 1,0V	SOLIS- 1000 BPN	INVENSOR - LTC 10 Plus	FCTB-3
CAPACIDADE	1 m <sup>2</sup>	1000 L	1,0 TR	1,0 TR
DIMENSÕES (LXCXH)	100x100 [cm]	2996x840 [mm]	110x75x137 [cm]	52x28x24 [cm]
EFICIÊNCIA (COP OU ENCE)	84,8 kWh-mês/m <sup>2</sup>	0,10 kWh-mês/litro-	0,65	-

Tabela 2- Características do Sistema de Ar Condicionado Solar



Figura 6- Planta de aquecimento solar composta por 44m<sup>2</sup> de área coletora

### 3.2 Sistema de Resfriamento

Nessa instalação, não foi previsto um sistema auxiliar ao AC Solar (backup) para

entrada em operação em períodos de baixa insolação ou chuvosos. Tal decisão será reavaliada após investigação sobre as condições de conforto do ambiente climatizado. Tal avaliação tem grande potencial para definir novas formas de projetar sistemas de condicionamento ambiental, com vistas ao alcance de níveis de eficiência energética maiores, já que o controle de temperatura passa a ser mais dinâmico e ativado pelos próprios usuários. A Fig. 7 ilustra as características do chiller de adsorção utilizado.

GENERAL TECHNICAL SPECIFICATIONS		
Output range cooling	kW	4-14
COP maximum		0,75
Maximum overpressure	bar	4
Electrical connection	V~   Hz   A	230   50/60   max. 8,5
Approx. electrical power consumption	W	395 (inkl. pumps)

SPECIFICATIONS AT NOMINAL CONDITIONS		CHILLING CIRCUIT	RECOOLING CIRCUIT	DRIVE CIRCUIT
COP maximum		0,65 / 0,7		
Performance values (nominal data / Hi-eFF)	kW	10 / 9	25,4 / 21,9	15,4 / 12,9
Temperatures - cooling system inlet (IN)	°C	18	27	72
Temperatures - cooling system outlet (OUT)	°C	15	31	67
Temperatures - possible application	°C	10-25	20-37	45-100
Volume flows	l/h	2.900	5.100	2.500
Available ext. pressure head	mbar	400	400	300

**Figura 7-** Características do Chiller de Adsorção - INVENSOR

O sistema recebe calor de uma fonte quente (*heating buffer vessel*), que corresponde a um reservatório térmico com capacidade de 1.000 litros, no circuito de alimentação (*driving circuit*). O chiller fornece frio através do circuito de água gelada (*chilled water circuit*) para alimentação do fancolet. A troca de calor para condicionamento do ar no container é feita com ajuda de um ventilador que opera em conjunto com o fancolet.

O rejeito do calor excedente (proveniente do sistema de resfriamento do chiller) é desprezado no circuito de recirculação (*re-cooling circuit*), através de um trocador de calor Ar-Água (*re-cooling unit*), parte integrante do chiller. O controle eletromecânico do sistema é bem simples e realizado por contadores. O sistema inicia a operação caso o termostato de parede seja acionado em uma das três posições possíveis. O termostato aciona o ventilador e habilita o chiller que, por sua vez, envia um sinal ao contator. Atendidas às condições de operação, o fancolet é ligado e o chiller aciona os circuitos de água quente, água gelada e rejeito de calor. Sempre que o usuário desligar manualmente o termostato, o ventilador também é desligado.

O sistema de aquecimento solar utilizado como fonte de calor opera ininterruptamente, utilizando controlador MICROSOL PLUS II para que a água circule nos coletores solares sempre que ocorrer níveis adequados de insolação.

Para instrumentação e aquisição de dados do sistema, foram utilizados os sensores de: Temperatura (termorresistências de platina (PT-100) com hastes de 200 mm e cabeçote de alumínio da marca Alutal); Vazão (medidor tipo turbina com transmissão

de sinal pulsada da marca Tecnofluid); Termohigrômetro (medidor de temperatura e umidade do ar com transmissor e indicador da marca Warme (transmissão 4 mA a 20 mA) para o monitoramento do ambiente climatizado) e Aquisição de dados (multímetro de varredura AGILENT 34972<sup>a</sup>). A monitoração e tratamento dos dados coletados é realizado via *software* LABVIEW. A Fig. 8a apresenta o reservatório e o sistema de rejeito e a Fig.8b mostra o supervisor para acompanhamento e monitoração dos dados.



(a) (b)  
**Figura 8-** Sistema de rejeito de calor e supervisor de controle

#### 4 | ANÁLISE

A partir dos dados obtidos na monitoração, foram realizados os balanços de massa e de energia para determinação do desempenho dos sistemas. Em todos os casos, foram desprezadas as variações de energia cinética e potencial nos equipamentos. A Eq. 1 e a Eq. 2 fornecem, respectivamente, o calor útil e o trabalho de cada componente do sistema:

$$\dot{Q}_{util} = \sum_{Saída} (\dot{m} h)_{SAÍDA} - \sum_{ENT} (\dot{m} h)_{ENT} \quad (1)$$

$$\dot{W}_{util} = \sum_{ENT} (\dot{m} h)_{ENT} - \sum_{Saída} (\dot{m} h)_{SAÍDA} \quad (2)$$

Sendo  $\dot{m}$ : vazão mássica; h: entalpia específica, nos pontos de entrada (<sub>ENT</sub>) e saída de cada equipamento.  $\dot{Q}$  e  $\dot{W}$  significam a taxa de transferência de calor e a potência consumida em compressores e ventiladores, respectivamente.

Para se determinar o Coeficiente de Desempenho (COP) do sistema de refrigeração foi utilizada a Eq. 3, aplicada em períodos de tempo ( $\Delta t_i$ ):

$$COP = \frac{\sum_i \dot{Q}_f \Delta t_i}{Q_{RT}} \quad (3)$$

Sendo:  $\dot{Q}_f$  a taxa de geração de frio e  $Q_{RT}$  energia transferida do reservatório térmico no mesmo período.

A definição do EER “*Energy Efficiency Ratio*” inclui o consumo de energia elétrica (W) devido à utilização de bombas e ventiladores, sendo calculada pela Eq 4:

$$EER = \frac{\sum_i \dot{Q}_f \Delta t_i}{\sum_i \dot{W} \Delta t_i} \quad (4)$$

## 5 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para exemplificar os resultados gerados, foi selecionado um dia de elevada irradiação solar incidente, apresentado na Fig. 9. As medições foram feitas com intervalo de 1 minuto e as temperaturas medidas no circuito de água quente para alimentação do chiller solar, água fria para a refrigeração do ambiente, rejeito e temperatura ambiente são mostradas na Fig. 10.

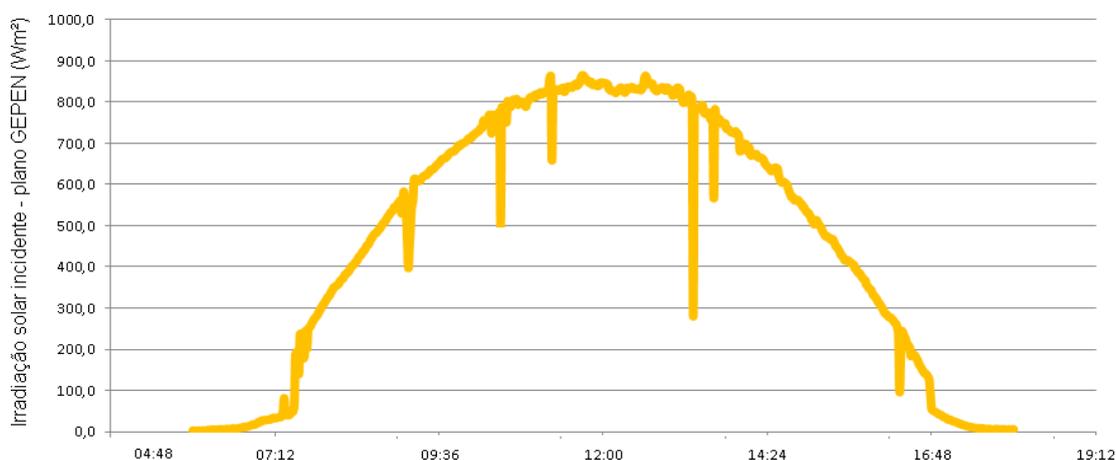


Figura 9- Irradiação solar incidente no plano dos coletores

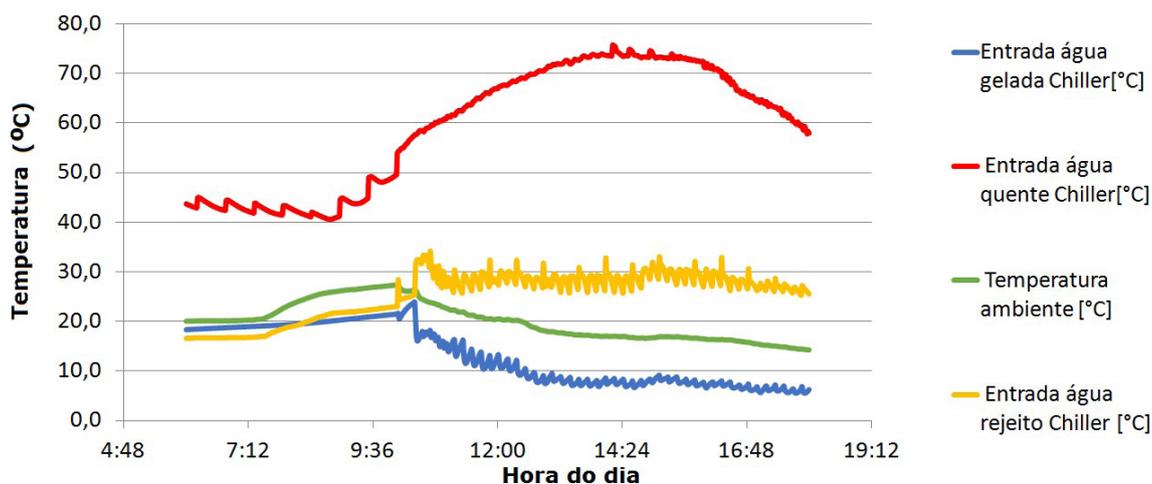


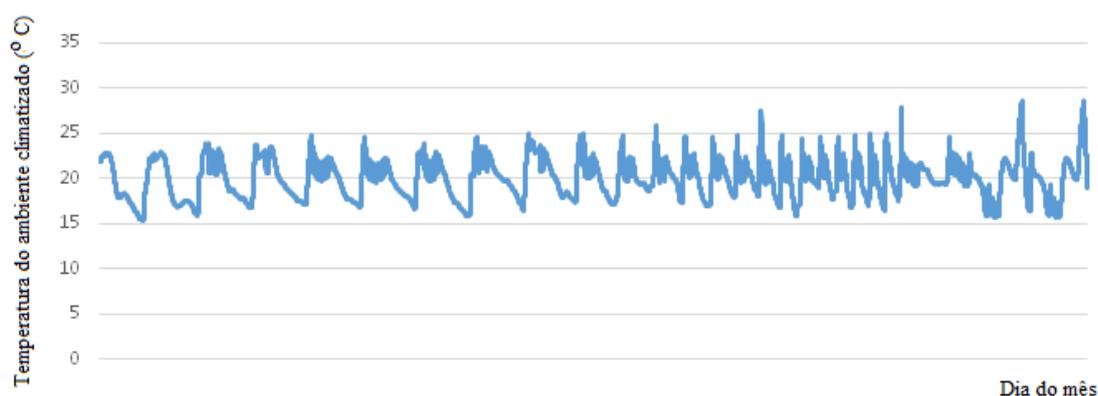
Figura 10- Evolução temporal dos valores das temperaturas em diferentes pontos da instalação

Os resultados obtidos estão consolidados na Tab.3, a partir do uso das Eqs. 1 a 4, para o dia selecionado.

DESCRIÇÃO	VALORES
Carga Térmica do Frio	115.266,02 [kJ]
Geração de Energia Total	142.370,98 [kJ]
Calor Útil	181.525,06[kJ]
COP (Térmico)	0,63
Energia Elétrica consumida	59.868 [kJ]
CEE	1,93
EER	0,48

**Tabela 3-** Características do sistema AC - Solar medido durante 24 horas

A Fig. 11 apresenta um gráfico com a temperatura ambiente medida durante parte do mês de julho de 2017. Por depender das variáveis climáticas os resultados relacionados à geração específica de frio/calor bem como o consumo elétrico variam em função da temperatura externa e da disponibilidade da radiação solar.



**Figura 11-** Evolução da temperatura ambiente entre os meses de julho de 2017

## 6 | CONCLUSÕES

O sistema foi considerado eficaz durante todo o período avaliado, mantendo a temperatura ambiente em condição de conforto térmico. Foram identificados alguns picos de temperatura no início da manhã (períodos em que não havia água quente no sistema devido à baixa radiação solar do horário).

O valor do COP igual a 0,63 é muito próximo aos valores de placa entre 0,65 e 0,67, conforme mostrado nas especificações técnicas da Fig.7.

Durante o desenvolvimento e implantação do projeto foram identificadas dificuldades e barreiras para a instalação dos sistemas piloto de Ar-condicionado solar, que possivelmente podem ser extrapoladas para outras iniciativas. Dentre eles deve-se considerar o alto custo dos chillers solares; elevadas taxas de impostos para importação de máquinas e componentes; falta de profissionais especializados em

condicionamento de ar solar e em integração de sistemas de engenharia envolvidos.

## 7 | AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à CEMIG e ANEEL pelo financiamento do projeto P&D 438, à equipe de professores e bolsistas; a Minas Gerais Educação/UNA e ao Centro Universitário Belo Horizonte /UNIBH, assim como aos fornecedores IMAX Energia, PROTHERM, ATAC e LINK.

## 8 | REFERÊNCIAS

Alexandre, Fabio. Nista, Diego. **O Futuro em Chillers Centrífugos de Alta Eficiência Energética e Livres de Óleo nas Condensações a Ar e a Água até 2.500TR**. XVI Encontro Nacional de Empresas Projetistas e Consultores da ABRAVA, 2016.

DASOL-ABRAVA. Mesquita, L. **Ar condicionado movido a energia solar**. Revista SolBrasil - 1ª Edição. Julho, 2010

ELETROBRAS. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso, ano base 2005: classe Residencial Relatório Brasil** - Sumário Executivo. Rio de Janeiro: ELETROBRAS; PROCEL, 2009. 187 p.

**European Photovoltaic Technology Platform**, 2007 ELETROBRÁS, Relatório Anual e de Sustentabilidade 2015.

**EPE – Boletim de Estatística Mensal de Energia Elétrica 2004-2016**. EPE. Nota Técnica DEA 13/14 - Demanda de Energia 2050. Agosto de 2014.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – **Consumo de Energia no Brasil. Análises Setoriais**. Rio de Janeiro, Junho de 2014

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Balanço Energético Nacional - Relatório Síntese**, 2016. Ano Base 2015. IEA.

Mautner, F; Weiss, W; Spork-Dur, M. **Solar Heat Worldwide. Market and Contribution to the Energy Supply**. Solar Heating and Cooling Programme, International Energy Agency. Austria, 2016.

Neto, Ardile Bacchi . **Ar condicionado por adsorção: Tecnologia e desenvolvimento**. Disponível em:  
<<http://www.engenhariaearquitetura.com.br/noticias/impressao/Default.aspx?noticia=997>>

Pridasawas, W.; Lundqvist, P. **Technical options for a solar-driven cooling system**. Proceeding of the International Solar Energy Congress 2003, Gothenburg, 2003.

Pereira, E. M. D.; Mesquita, L. C. S.; Pereira, C. M. D. **Aquecimento Solar no Brasil**. 25 de julho de 2014.

PERÉZ- Lombard, L.; Ortiz, J.; Pout, C. **A review on buildings energy consumption information**. Energy and Buildings 40, 2008, p.394-398. 87

**Solid. Singapore: Second Largest Solar Cooling Installation Worldwide.** Disponível em: <http://www.solarthermalworld.org/>, 2017 SHC Solar Update. Task 53 The Future of Solar Cooling. May 2016.

## AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DO COLETOR SOLAR PLANO ACOPLADO EM SECADOR HÍBRIDO

### **Lizandra da Conceição Teixeira Gomes de Oliveira**

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,  
Departamento de Engenharia  
Seropédica – RJ

### **Juliana Lobo Paes**

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,  
Departamento de Engenharia  
Seropédica – RJ

### **Camila Lucas Guimarães**

Universidade Federal Fluminense, Escola de  
Engenharia  
Volta Redonda – RJ

### **Raphaela Soares da Silva Camelo**

Universidade Federal Fluminense, Escola de  
Engenharia  
Volta Redonda – RJ

### **Ícaro da Silva Misquita**

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,  
Departamento de Engenharia,  
Seropédica - Rio de Janeiro

### **Thais Andrade de Paula Lovisi**

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,  
Departamento de Engenharia  
Seropédica – RJ

Atuando como fonte de energia primária, o coletor absorve a radiação solar e a converte em energia térmica, que é utilizada pelo secador. Para este tipo de aplicação, o coletor plano apresenta como vantagens a absorção direta de energia, a dispensa de dispositivos mecânicos para mantê-lo perpendicular aos raios solares e o custo reduzido. Contudo, algumas variáveis podem afetar o desempenho de um coletor solar na secagem de produtos, incluindo as características necessárias ao ar de entrada na câmara de secagem (temperatura), o fluxo de massa de ar e quantidade de energia demandados, além da sua eficiência instantânea. Objetivou-se neste estudo avaliar a eficiência do coletor solar de placa plana na composição de sistema híbrido para secagem de produtos agrícolas. O trabalho foi conduzido no outono, utilizando a manga (*Mangifera indica* L.) como matéria prima na secagem, que totalizou 72 h com período de intermitência de 15 h. Durante a secagem, o coletor solar foi monitorado quanto à temperatura de entrada e saída, velocidade do ar de secagem e radiação global. Para as condições experimentais, obteve-se eficiência instantânea média de 25,9% e máxima de 58,6%. A curva de eficiência do coletor em função do tempo de secagem mostrou que os menores valores foram obtidos no início da manhã, enquanto os picos de eficiência ocorreram no meio do dia, horários

**RESUMO:** O coletor solar é o principal componente de um secador solar, pois atua diretamente na captação de energia para o funcionamento do sistema de secagem.

de maior incidência de radiação.

**PALAVRAS-CHAVE:** Desempenho térmico, Eficiência instantânea, Energia solar

**ABSTRACT:** The main component in a solar dryer is the solar collector, which captures energy directly from the sun to be used by the drying system. Working as a primary energy source, the collector absorbs the solar radiation and converts it into thermal energy, which is used by the dryer. Regarding this type of application, the flat plate collector provides advantages in the direct energy absorption, the dispensing of mechanical devices to keep it upright to collect solar rays and the reduced cost. However, some variables can affect the performance of a solar collector in product drying, including the characteristics necessary for the inlet air of the drying chamber (temperature), air mass flow and the amount of energy required, besides its instantaneous efficiency. This study aimed to evaluate the efficiency of a flat plate solar collector in the composition of a hybrid system applied to agricultural product drying. It was conducted in the autumn and mango (*Mangifera indica* L.) was used as the raw material for the drying, which totaled 72 h with 15 h intermittence periods. During these hours, the solar collector was monitored according to the inlet and outlet temperature, drying air speed and global radiation. For the experimental conditions, an average instantaneous efficiency of 25.9% was obtained, achieving a maximum of 58.6%. The curve of the collector efficiency as a function of time showed minimal values in the early morning and the efficiency peaks in the middle of the day, during a period of higher solar radiation incidence.

**KEYWORDS:** Thermal performance, Instantaneous efficiency, Solar Energy.

## 1 | INTRODUÇÃO

Na cadeia produtiva do agronegócio, existe grande defasagem em relação à eficiência na produção entre as pequenas e grandes propriedades (BRAGA *et al.*, 2015). Contudo, segundo dados da Secretaria Especial de Agricultura Familiar e do Desenvolvimento Agrário (SEAD, 2017), mais de 50% dos alimentos que compõem a cesta básica brasileira são provenientes de sistemas de agricultura familiar.

A agricultura familiar pode ser definida como um modelo de produção em que a tomada de decisões, gerência, trabalho e capital são controlados pela família (GUIMARÃES, 2010). Nesse sistema a produção agrícola é realizada com poucos recursos financeiros devido ao baixo poder aquisitivo dos agricultores familiares (BRAGA *et al.*, 2015). Portanto, para estimular o agronegócio brasileiro, é necessário não apenas reconhecer a importância da agricultura familiar para a produção agrícola do país, mas também desenvolver tecnologias de baixo custo e alta eficiência que possam refletir em incrementos no setor.

Devido às características de extensão territorial, posição geográfica, solo e condições climáticas, a produção agrícola brasileira tem se voltado à fruticultura

(BARBOSA, 2011). A agricultura familiar acompanha essa tendência, concentrando-se nos setores de olericultura e fruticultura (IBGE, 2012). Contudo, um dos maiores desafios para o setor é a elevada taxa de desperdício dos produtos agrícolas (SEBRAE, 2015). Em países em desenvolvimento tal desperdício alcança mais de 40%, ocorrendo principalmente nas etapas de pós-colheita e processamento (SPRICIGO, 2016). Neste sentido, é necessário aplicar soluções para redução dessas perdas para aproveitar o potencial dos produtos.

Tratando-se de redução de perdas e preservação da qualidade de produtos agrícolas, o controle do teor de água torna-se crucial. Uma alternativa amplamente utilizada para este propósito é a prática de secagem. A técnica pode ser brevemente definida como um processo de remoção de umidade devido à transferência simultânea de calor e massa. A secagem é uma prática usual de pós-colheita na qual ocorre a diminuição da quantidade de água no material ao ponto de reduzir a atividade biológica e as mudanças físico-químicas que ocorrem durante o armazenamento (MENEGETTI *et al.*, 2012; EI-SEBAIL & SHALABY, 2013; BARBOSA DE LIMA *et al.*, 2016). Celestino (2010) destaca, entre as principais vantagens do método, o aumento de vida útil do produto, a facilidade no transporte e comercialização e o alto valor nutritivo obtido, resultado da concentração de nutrientes após a perda de água.

Existem diversas técnicas de secagem de alimentos, desde a secagem natural que é a mais antiga e tradicional até técnicas mais sofisticadas como a liofilização (GUIMARÃES, 2010). No entanto, independente da técnica a ser adotada é de grande interesse da indústria alimentícia e, principalmente, do consumidor que após a secagem de produtos sejam mantidos não só a qualidade nutricional, mas também as características sensoriais de aparência, aroma e sabor. Neste sentido, torna-se extremamente importante a escolha de um método de secagem adequado (MARQUES, 2008).

Falcão Filho (2011) sugere que métodos convencionais, como a secagem mecânica, têm apresentado custos muito elevados devido à crise energética e o aumento dos preços dos combustíveis, exigindo assim, a busca de outras metodologias. Tendo essa necessidade em vista, vem sido propostas soluções utilizando energia solar, por se tratar de uma fonte energética livre, renovável e não poluente (SREEKUMAR, 2010). Sendo assim, essa alternativa constitui como uma opção vantajosa para viabilizar o desenvolvimento de projetos em várias áreas de interesse, como a secagem de frutas (MACHADO *et al.*, 2011).

No setor agrícola, o uso de sistemas de energia solar para secagem de grãos, frutas e vegetais é viável, econômico e ideal para agricultores em muitos países em desenvolvimento (FALCÃO FILHO, 2011; MUSTAYEN *et al.*, 2014). A radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambiente. Este aproveitamento térmico pode ser realizado através do uso de coletores ou concentradores solares (COSTA, 2010; FALCÃO FILHO, 2011). O coletor solar é definido como um tipo específico de trocador de calor que transforma a energia

da radiação solar em térmica, visando aquecimento do ar ambiente (CARVALHO & SIONEK, 2015).

A secagem pode ser realizada com o produto disposto diretamente no coletor (secagem direta) ou em câmara (secagem indireta). Para secagem com maior controle dos parâmetros higroscópicos como temperatura e umidade relativa, tendo em vista manter as propriedades físico-químicas das frutas, opta-se pelo método indireto (BARBOSA, 2011). Além disso, a circulação de ar no processo de secagem pode acontecer de modo natural ou forçado. Enquanto na secagem natural o ar é movimentado apenas através do vento, na secagem forçada essa movimentação ocorre através de processos manuais ou mecânicos de ventilação (BARBOSA DE LIMA *et al.*, 2016). Segundo os autores, a secagem forçada permite o emprego de alta ou baixa temperatura, secagem combinada ou outras técnicas, sendo, portanto, mais abrangente a diferentes condições de secagem. Com relação à operação, a o processo de secagem pode ser classificado em contínuo ou intermitente. Na operação contínua, o produto é constantemente exposto ao aquecimento até que a umidade atinja o teor desejado. Já na operação intermitente, o produto é exposto a curtos intervalos de tempo entre a exposição ao calor (BARBOSA DE LIMA *et al.*, 2016). Estes intervalos podem dar um certo descanso ao produto embora isso possa refletir no tempo de secagem.

De modo geral, a técnica de secagem vem sendo estudada com foco na obtenção de produtos de melhor qualidade e menor custo, atendendo as necessidades de pequenos e médios produtores (FREITAS NETO, 2015). O desenvolvimento de pesquisas com equipamentos de secagem que utilizem energia solar com eficiência e baixo custo se constitui como importante aliado na atualidade, como opção para esses produtores (COSTA, 2010). Contudo, para que a energia solar na secagem seja economicamente viável, é necessário combinar a demanda energética e as características de radiação solar (IMRE, 2015). Logo, avaliar o desempenho desse tipo de sistema e seus elementos torna-se importante para o aperfeiçoamento do método. Neste sentido, Silveira (2016) argumenta a importância e complexidade de se estudar o coletor solar, como o principal componente de um secador solar por desempenhar a função de fonte de energia primária. O mesmo autor cita que uma medida para avaliar o desempenho do coletor solar é a eficiência, parâmetro em foco no presente estudo.

## 2 | MATERIAL E MÉTODOS

O experimento foi conduzido em unidade piloto para secagem de produtos agrícolas utilizando energia solar. A unidade foi localizada na área experimental do Departamento de Engenharia (DE) / Instituto de Tecnologia (IT) da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ), campus Seropédica - RJ, cujas coordenadas geográficas são: 22° 45' 33" S e 43° 41' 51" W. O clima da região, segundo a classificação de Köppen,

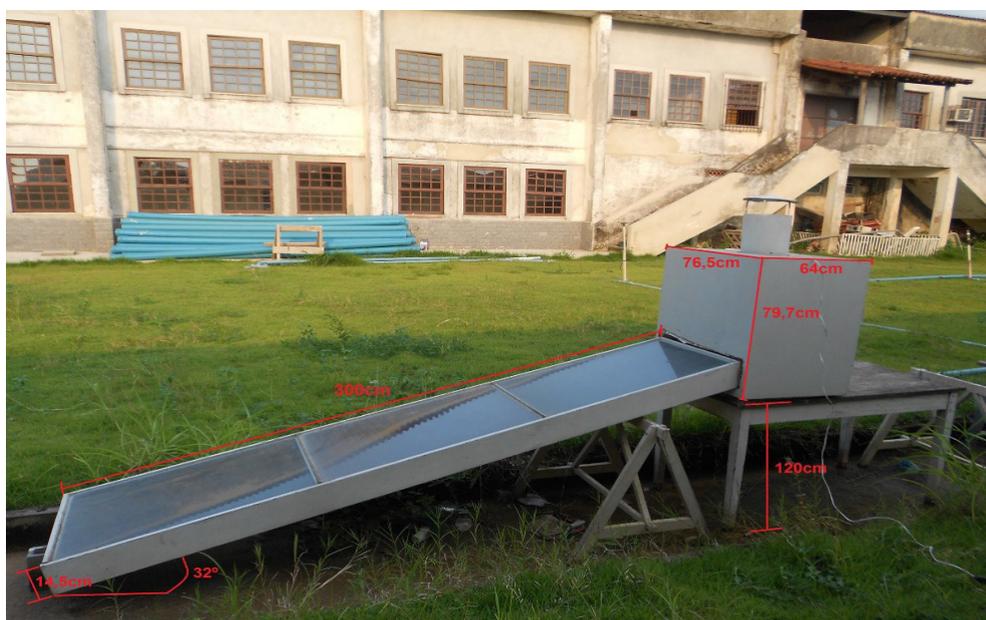
é do tipo Aw, apresentando temperatura média anual de 25,7 °C e precipitação média anual em torno de 1,213 mm (GENUNCIO, 2009). O período experimental foi de 9 a 12 de junho de 2015, período final do outono. A manga (*Mangifera indica* L.) variedade Palmer (Figura 1) foi adquirida no comércio local, selecionadas levando em consideração a uniformidade de maturação, sem doenças ou danos mecânicos, de forma a padronizar as amostras utilizadas no experimento.



**Figura 1.** Manga (*Mangifera indica* L.) variedade Palmer

As frutas foram lavadas em água corrente, descascadas e cortadas de forma manual, através de cortes da polpa em tiras longitudinais. Tratando-se de frutas, a etapa de sanitização é fundamental para reduzir os riscos de ação de microrganismos patogênicos ou deteriorantes (BACHELLI, 2010). Desta forma, as amostras foram sanitizadas segundo recomendação de Cornejo *et al.* (2003), com imersão em solução de hipoclorito de sódio (água sanitária) e água mineral na proporção 1:10 por cinco minutos. Posteriormente, as amostras foram escorridas e colocadas em três bandejas de secagem de forma ordenada. As bandejas foram pesadas em balança semi analítica de precisão de 0,1g da marca Marte AD3300, identificadas e dispostas no interior da câmara de secagem, em ordem aleatória.

O secador solar foi constituído pelos componentes coletor solar, câmara de secagem e exaustor, conforme apresentado na Figura 2.



**Figura 2.** Vista de perfil do secador solar

Tendo em vista possibilitar um melhor aproveitamento da radiação solar incidente, o secador foi posicionado faceando o norte de Seropédica e o coletor disposto de maneira que formasse uma angulação de  $32^\circ$  com a horizontal. Segundo Moraes *et al.* (2004), é recomendado um acréscimo de  $10^\circ$  na latitude local para determinar a inclinação do coletor solar no período do inverno. Geralmente, isso ocorre para elevar a quantidade de radiação interceptada e diminuir a reflexão (KALOGIROU, 2014).

O coletor solar plano foi composto por caixa metálica de alumínio no formato retangular com dimensões de 0,68 x 3,00 x 0,14 m (largura x comprimento x altura). Este dimensionamento foi determinado de acordo com recomendações de Bezerra (2001), segundo o qual para cada metro cúbico da câmara de secagem é necessária uma área de 8 m<sup>2</sup> de coletor solar, formando a proporção de 1m<sup>3</sup>:8m<sup>2</sup>. O interior do coletor solar foi composto, em sequência, por material isolante (isopor) fixado nas laterais e no fundo da caixa, cantoneiras sanfonada e cobertura de vidro.

A passagem do ar ambiente pelo interior do coletor solar foi através da placa sanfonada de seção triangular nas dimensões de 0,10 x 0,08 m (base x altura). Os canais superiores da superfície absorvedora foram vedados a fim de evitar a passagem de ar ambiente. Assim, a entrada do fluxo de massa de ar se deu através da seção transversal do coletor formada por seis triângulos (Figura 3). A saída da massa de ar ocorreu no local de acoplamento entre o coletor e a câmara de secagem. O acoplamento foi dado através de encaixe do coletor em uma área de corte retangular na parte inferior da câmara, garantindo-se a vedação de forma a evitar perdas no sistema. Para vedação da conexão utilizou-se silicone acético incolor.



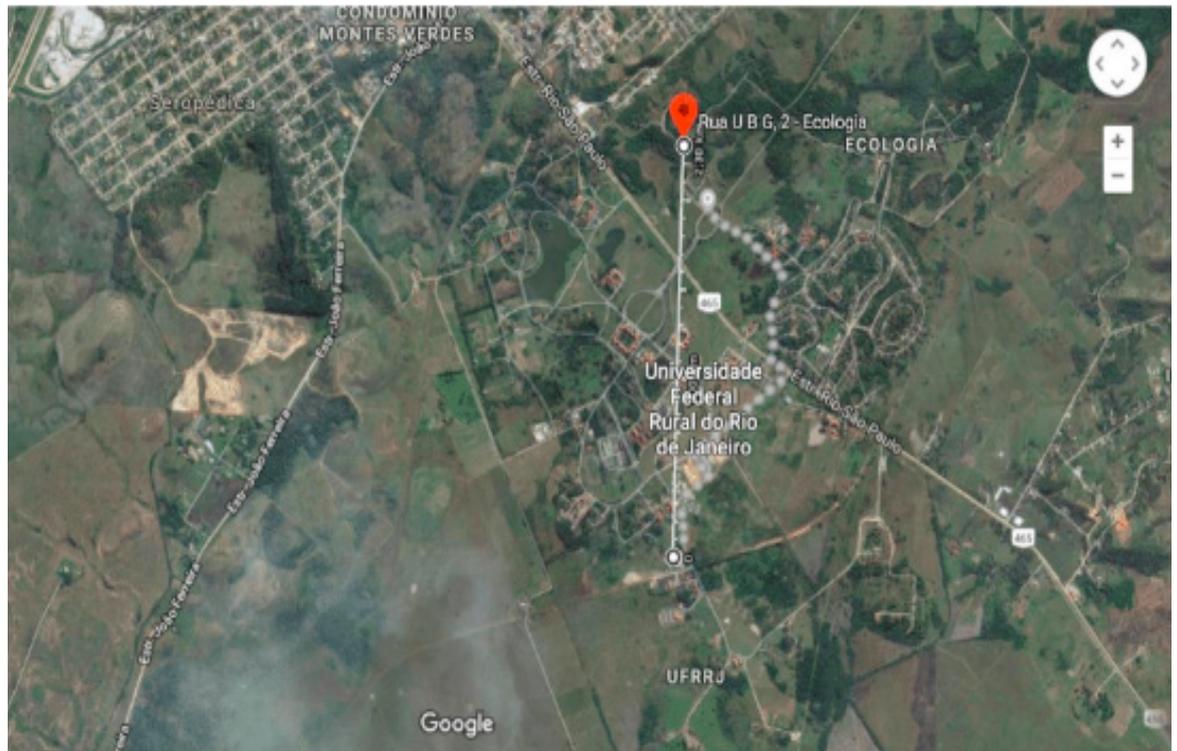
**Figura 3.** Cantoneiras sanfonadas em triângulo do coletor solar.

Utilizou-se cobertura de vidro transparente liso com espessura de 0,004 m fixado na caixa metálica com o uso de silicone. A cobertura transparente teve por função auxiliar no efeito estufa e diminuir perdas convectivas da superfície absorvedora, contendo a camada de ar entre a placa e a cobertura.

A câmara de secagem foi construída a partir de uma estufa de laboratório desativada nas dimensões de 0,765 x 0,640 x 0,797m (largura x comprimento x altura). No interior da câmara foram instaladas prateleiras de aço inoxidável, com crivos de um centímetro de forma a permitir a passagem do ar. Acoplado à câmara de secagem foi instalado um exaustor com a função de forçar a circulação de ar em seu interior e fazer a manutenção desse fluxo de massa de ar, resultando na evaporação uniforme da umidade do produto de secagem. O exaustor, que foi acionado por energia elétrica, foi construído a partir de um depurador de ar reutilizado com potência equivalente a 152 W. Para proteção do equipamento contra agentes ambientais foi instalada uma chaminé tipo chapéu chinês com dimensões de 0,26 x 0,43 m (diâmetro x altura) feita a partir de uma tampa de leiteira de 60 L.

A secagem das amostras foi realizada em 4 dias seguidos, sendo o período no primeiro dia de 12:00 às 17:00 h, no segundo e terceiro dia de 08:00 às 17:00 h e no quarto dia de 08:00 às 12:00 h, totalizando 72 h. Durante o período noturno, como não há efeito do sol considerou-se como intermitência de 15 h entre 17:00 e 8:00 h.

Durante o processo, a velocidade média do ar de secagem na saída do exaustor da câmara de secagem foi mantida em  $1,0 \text{ m s}^{-1}$ . A velocidade do ar de secagem do presente trabalho foi utilizada por Mirzaee *et al.* (2010), que descreveram satisfatoriamente a curva de secagem de damasco através de modelo Logarítmico de Kant *et al.* (2016) para a secagem solar indireta de batatas. Para monitorar esse parâmetro utilizou-se o equipamento termo anemômetro digital, marca Minipa e modelo MDA II. A mensuração da temperatura na entrada do coletor (ar ambiente) e saída do coletor (ar de secagem) foi realizada por dois termopares conectados a um milivoltímetro com precisão de  $\pm 0,1$  °C. Os dados de radiação solar referentes ao período em que foi realizada a secagem foram obtidos com o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), provenientes da estação meteorológica automática de Ecologia Agrícola/RJ, localizada em Seropédica (Figura 4).



**Figura 4.** Distância entre a estação meteorológica de Ecologia Agrícola (ponto vermelho) e o local do experimento

(Fonte: Google Maps, 2018)

Observa-se na Figura 4 que a estação meteorológica automática utilizada como referência para a coleta dos dados de radiação solar está localizada a cerca de 2,30 km da base experimental e, portanto, não foram considerados erros de extrapolação dos dados obtidos pela estação.

Após a coleta dos dados realizou-se a avaliação do desempenho do coletor solar seguindo a metodologia proposta por Silveira (2016). De acordo com o autor, o desempenho do coletor pode ser determinado pela eficiência definida pela Equação 1 (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

$$\eta = \frac{E_u}{E_i} \times 100 \quad (1)$$

Em que:  $\eta$  é a eficiência (%),  $E_u$  a energia útil fornecida pelo coletor solar ao longo do período de secagem ( $W m^{-2}$ ) e  $E_i$  a energia solar incidente no coletor solar ao longo do período de secagem ( $W m^{-2}$ ). A demanda energética do secador pode ser definida como a necessidade de aumento da entalpia do ar de secagem (SILVEIRA, 2016) pelo ganho de energia útil calculada pela Equação 2 (KALOGIROU, 2014).

$$\dot{Q}_u = \dot{m} \times c_p \times (T_f - T_i) \quad (2)$$

Em que:  $Q_u$  é o ganho de energia útil do coletor (W),  $\dot{m}$  é a vazão mássica do ar ( $\text{kg s}^{-1}$ ),  $c_p$  o calor específico do ar ( $\text{J (kg } ^\circ\text{C)}^{-1}$ ),  $T_f$  a temperatura de saída do coletor ( $^\circ\text{C}$ ) e  $T_i$  a temperatura de entrada do coletor ( $^\circ\text{C}$ ). Para o cálculo da vazão mássica do ar utilizou-se a Equação 3 (MONTEIRO *et al.*, 2010).

$$\dot{m} = A_s \times \rho_a \times v_a \dot{m} = A_s \times \rho_a \times v_a \quad (3)$$

Em que:  $A_s$  é a área da seção transversal do coletor ( $\text{m}^2$ ),  $\rho_a$  a massa específica do ar úmido ( $\text{kg m}^{-3}$ ) e  $v_a$  a velocidade do ar ( $\text{m s}^{-1}$ ). A massa específica do ar úmido pode ser determinada em função da temperatura média ( $T_m$ ) entre a entrada e saída do coletor solar, conforme demonstrada na Equação 4 (MONTEIRO *et al.*, 2010).

$$\rho_a = \frac{353,44}{T_m + 273,15} \rho_a = \frac{353,44}{T_m + 273,15} \quad (4)$$

Em determinado instante  $t$ , a eficiência instantânea do coletor solar pode ser descrita por Equação 5 (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

$$\eta_i = \frac{Q_u}{A_c \times G_T} \times 100 \eta_i = \frac{Q_u}{A_c \times G_T} \times 100 \quad (5)$$

Em que:  $\eta_i$  é a eficiência instantânea do coletor (%) e  $G_T$  a radiação global na superfície inclinada ( $\text{W m}^{-2}$ ).

Conforme o trabalho desenvolvido por Silveira (2016), para a avaliação da eficiência do coletor solar levaram-se em consideração que o isolamento do sistema não permite vazamento de ar, o ar que passa pelo coletor comporta-se como um gás ideal à pressão constante, a transmitância-absorbância entre o vidro e a placa absorvedora é desprezível e o valor de irradiância medido em uma superfície plana (estação meteorológica) é o mesmo para a superfície inclinada.

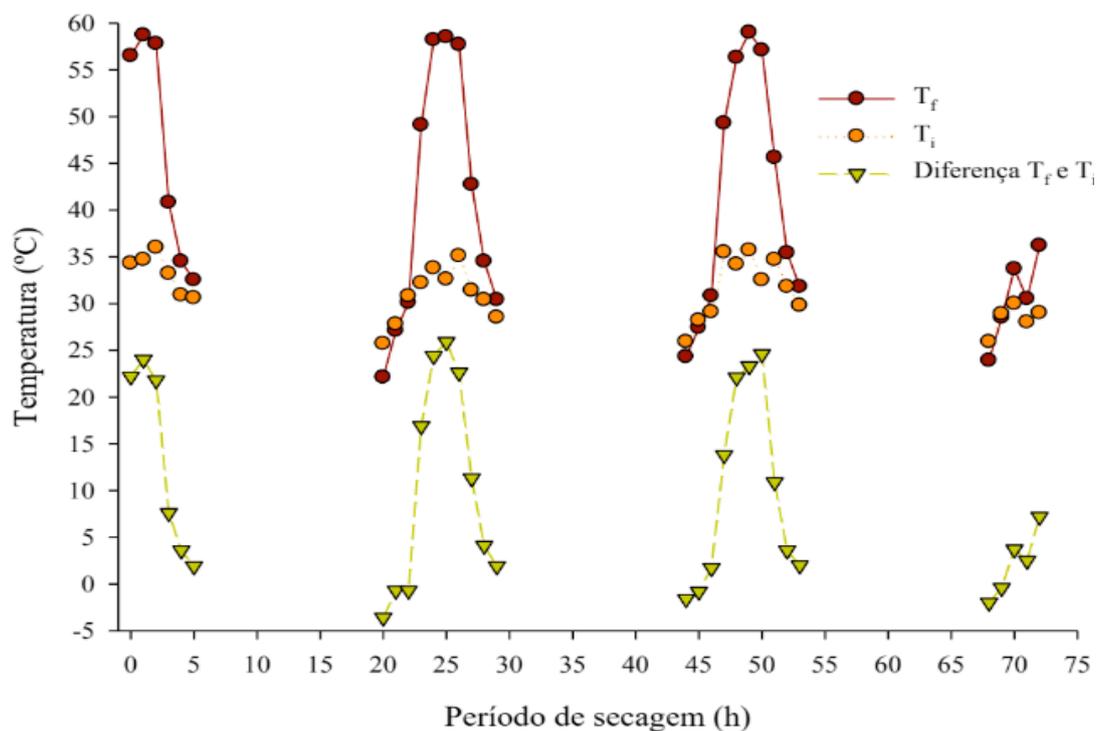
Para o cálculo da eficiência do coletor adotou-se o calor específico do ar de  $1.006 \text{ J (kg } ^\circ\text{C)}^{-1}$ , velocidade do ar de secagem de  $1,0 \text{ m s}^{-1}$  e área da seção transversal do coletor de  $2,04 \text{ m}^2$ . Os gráficos foram plotados utilizando o programa computacional Sigmaplot versão 10.0.

### 3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

Apresenta-se na Figura 5 a curva da temperatura do ar na entrada e saída do coletor e a diferença de temperatura entre esses dois pontos em função do período de secagem solar da manga. Considerando 15 h de intermitência diária, entre as 17:00 e 08:00 h, os quatro dias de monitoramento da secagem corresponderam aos períodos de secagem de 0 – 5 h, 20 – 29 h, 44 – 53 h e 68 – 72 h, respectivamente. Vale ressaltar que no primeiro dia de experimento as medições ocorreram apenas no

período da tarde, enquanto no último pela manhã.

De modo geral, no decorrer dos dias em que foi conduzido o experimento, observou-se aumento de temperatura entre a entrada e a saída do coletor, com exceção das primeiras horas de medição da manhã. Diariamente, as menores temperaturas foram encontradas nas primeiras duas horas (8:00 e 9:00 h), enquanto as temperaturas mais elevadas ocorreram no meio do dia (entre 12:00 e 14:00 h) (Figura 5). A temperatura máxima obtida na saída do coletor foi de 59,0 °C, no terceiro dia de experimento às 13:00 h ou às 49 h do período de secagem. Nesse instante, pode-se observar um acréscimo de 23,3 °C, com relação à temperatura de entrada.



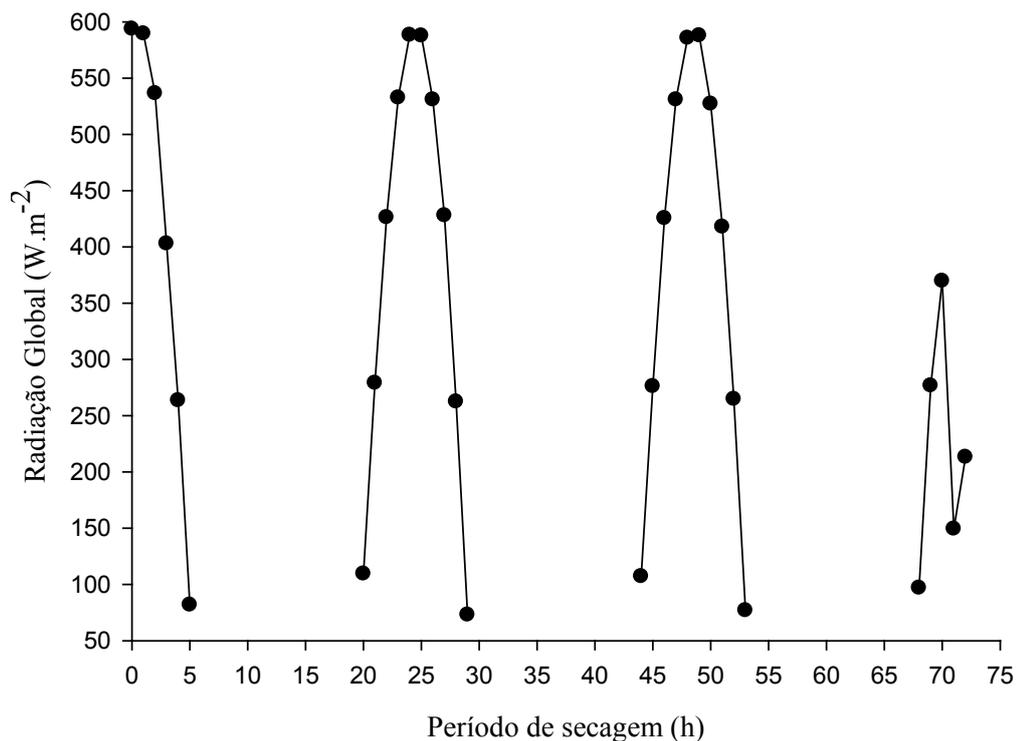
**Figura 5.** Curva da Temperatura (°C) do ar na entrada ( $T_i$ ) e saída ( $T_f$ ) do coletor e a diferença de temperatura entre os dois pontos.

Assim como as maiores temperaturas detectadas na saída do coletor, os maiores acréscimos se concentraram no período de 12:00 às 14:00 h (Figura 5). O maior incremento de temperatura foi equivalente a 25,9 °C, às 13:00 h do segundo dia de experimento ou às 25 h do período de secagem. Considerando todo o período, a variação média do incremento da temperatura entre a entrada e a saída do coletor foi de 9,48 °C. Esse incremento é superior ao encontrado por Shalaby & Bek (2014), que ao investigar a performance de um secador solar indireto observou um acréscimo de 7,5 °C entre a temperatura do ar de secagem e a temperatura ambiente. Além disso, a variação térmica está de acordo com a relatada por Dina *et al.* (2015), que avaliaram a efetividade da secagem solar contínua para sementes de cacau utilizando coletor solar de placa plana. Esses autores constataram aumento entre 9 e 12 °C da temperatura do ar no interior da câmara de secagem em relação a ambiente.

Na Figura 6 apresenta-se a curva da radiação solar global em função do período

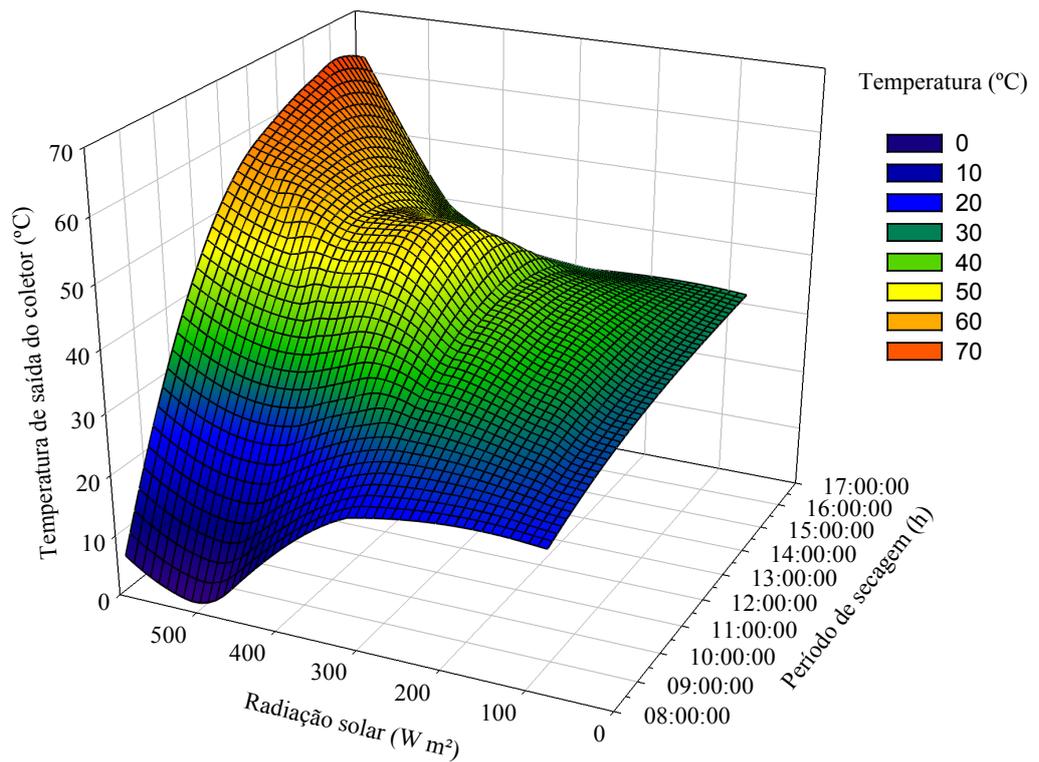
de secagem. A radiação solar global média obtidos no INMET durante o período de secagem foi de aproximadamente  $361 \text{ W m}^{-2}$ .

É possível notar que, assim como observado na curva da temperatura (Figura 5), os horários do meio do dia apresentaram valores de radiação mais elevados (Figura 6). A radiação global máxima, equivalente à  $593,67 \text{ W m}^{-2}$ , foi obtida na primeira medição do período de secagem, às 0 h ou 12:00 h do primeiro dia. A radiação mínima, por outro lado, foi equivalente à  $73 \text{ W m}^{-2}$ , obtida às 29 h de secagem ou 17:00 h do segundo dia de monitoramento.



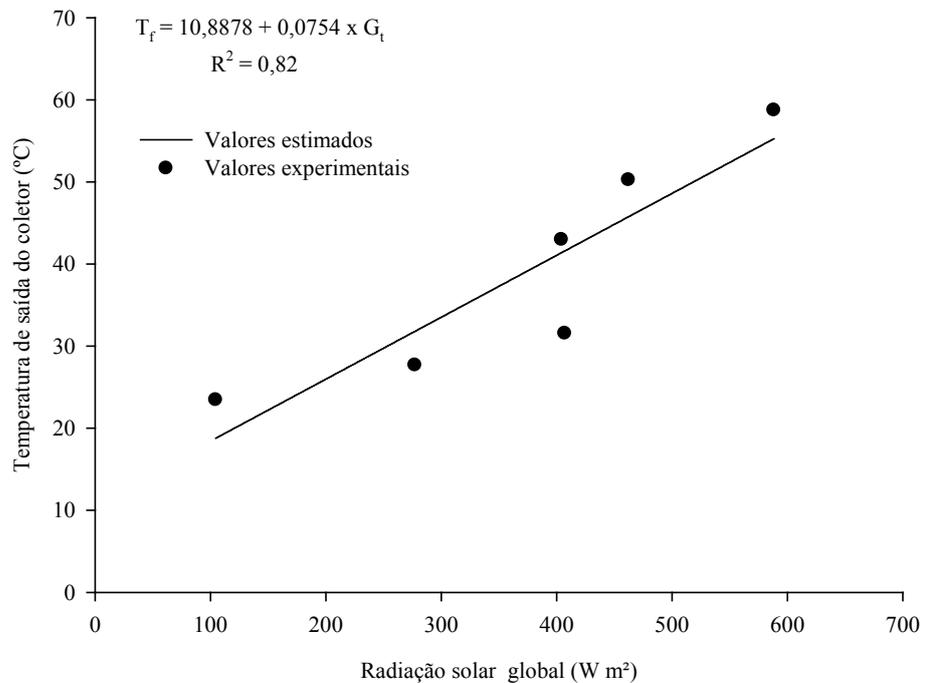
**Figura 6.** Curva da radiação global ( $\text{W m}^{-2}$ ) para o período de secagem

Na Figura 7, pode-se observar que diariamente valores crescentes de radiação de 8:00 às 13:00 h, enquanto o trecho decrescente de 13:00 às 17:00 h. Esse comportamento da radiação solar global ( $G_t$ ) sobre a temperatura de saída do coletor ( $T_f$ ) pode ser verificado na Figura 6. Ainda é possível notar que na medida em que a radiação global aumenta e, em seguida, decresce no decorrer do período de secagem, a temperatura de saída do coletor acompanha o seu comportamento.

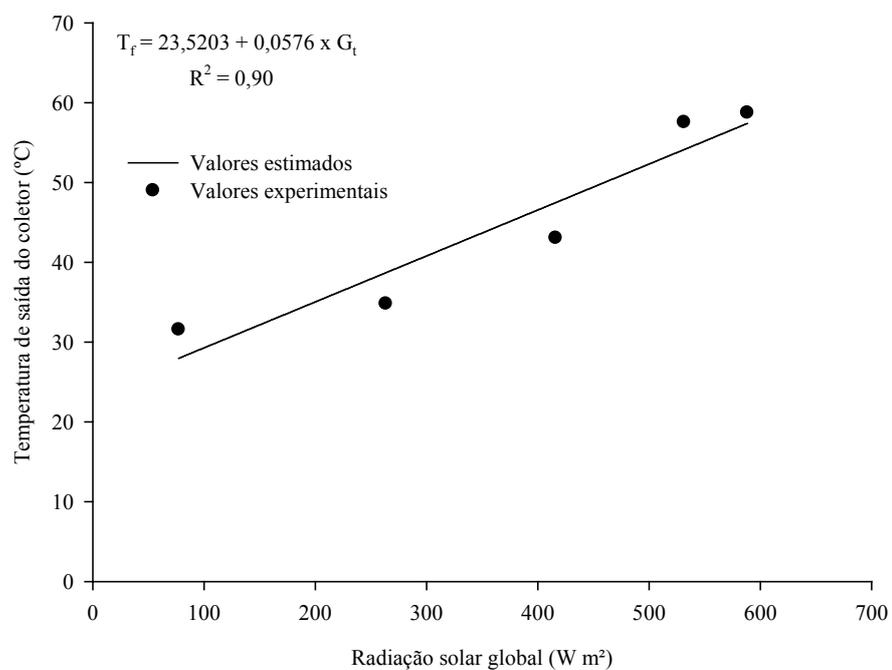


**Figura 7.** Comportamento da Temperatura de saída do coletor (°C) e Radiação Global ( $W m^{-2}$ ) com o período de secagem

Realizando uma modelagem entre essas duas variáveis, Silveira (2016) observou que a relação entre a variação da radiação global e a variação da temperatura de secagem apresentou comportamento próximo à função linear. Sendo assim, optou-se no presente estudo por se fazer essa avaliação através de uma análise de regressão linear. Levou-se em consideração que o estudo do comportamento da temperatura de saída do coletor com relação à radiação global para uma dada vazão mássica é de grande relevância para o projeto de coletores solares para secagem, pois pode auxiliar na previsão estimada da temperatura de saída do coletor solar para dias em que os dados meteorológicos sejam conhecidos (MONTEIRO *et al.*, 2010). Apresenta-se na Figura 8 a regressão linear para a temperatura de saída do coletor ( $T_c$ ) em função da radiação solar global ( $G_g$ ) nos trechos crescente e decrescente.



a)



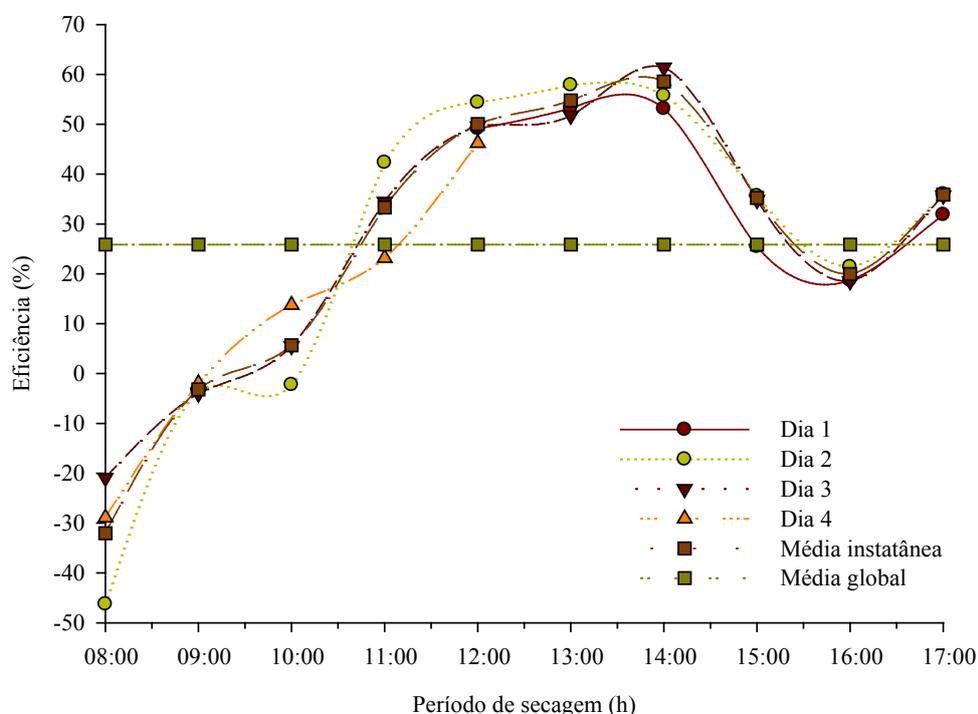
b)

**Figura 8.** Regressão para  $T_f$  em função  $G_t$ , a) trecho crescente e b) trecho decrescente de radiação.

Pelos resultados apresentados na Figura 8, pode-se inferir que houve relação linear da temperatura de saída do coletor em função da radiação global, em conformidade com o comportamento ilustrado na Figura 7. As equações exibidas na Figura 8 podem ser utilizadas em futuras estimativas da temperatura de saída do coletor caso os dados de radiação global e vazão mássica sejam conhecidos. Isso significa que há a possibilidade de se ajustar as condições do ar de secagem previamente ao início do processo, sabendo-se as condições meteorológicas e a demanda do produto de secagem. Para ambos os trechos de radiação, crescente e

decrecente, foi observado linearidade na relação entre  $T_f$  e  $G_t$ , com coeficientes de correlação ( $R^2$ ) iguais a 0,82 e 0,90, respectivamente. Esses valores de coeficiente de correção foram próximos ao encontrado por Silveira (2016), sendo de 0,98 e 0,91 para o trecho crescente e decrescente, respectivamente. Contudo, pode ser observado que o autor fez a análise com um número maior de observações e, além disso, houve um curto período da secagem em que a relação não foi diretamente proporcional, tendo sido desconsiderado pelo autor.

Observa-se na Figura 9, similaridade nas curvas de eficiência térmica instantânea do coletor em função do período de secagem para cada dia. De maneira geral, o comportamento da eficiência instantânea do coletor foi crescente até aproximadamente as 14:00 h, seguido de decréscimo até às 16:00 h e aumento até às 17:00 h.



**Figura 9.** Comportamento da eficiência do coletor solar em função do período de secagem

Verifica-se que, diariamente no início da manhã a eficiência negativa pode estar relacionado com a queda de temperatura no período noturno, de intermitência da secagem, e provável retenção do ar frio no coletor solar. Conforme verificado na Figura 5, os valores mínimos de temperatura na saída do coletor foram observados nas primeiras horas da manhã e a tendência foi de elevação seguida de queda de temperatura próximo ao final da tarde. Hedge *et al.* (2015) avaliaram a eficiência para sistema de secagem solar de banana, comparando os resultados para a passagem do fluxo de ar entre a placa absorvedora e a cobertura do coletor (fluxo superior) e para a passagem do fluxo entre a placa absorvedora e uma camada de isolamento (fluxo

inferior). Os autores encontraram comportamento semelhante ao observado na Figura 8, em relação a menores valores no início da manhã, elevação seguida de queda da eficiência durante o dia e nova elevação ao entardecer. Ainda, esses autores explicam que a eficiência retorna a elevar no final da tarde, pois após a radiação decrescer, o calor que foi armazenado no isolamento durante o dia é recuperado, impulsionando a eficiência nesse período. Contudo, para o presente trabalho, seria recomendável a adição de uma fonte de aquecimento complementar para manter os níveis de eficiência do sistema elevados durante a noite, evitando-se a intermitência na secagem.

Estimando-se a eficiência média por hora para os quatro dias de secagem, obteve-se o valor máximo às 14:00 h e mínimo às 08:00 h, sendo estes 58,6 e -32,0%. A eficiência média global obtida foi de 25,9%, inferior ao encontrado por Hedge *et al.* (2015), o que pode ter sido acarretado pela eficiência negativa ocorrida diariamente no início do processo de secagem. Em adição, no trabalho realizado por esses autores, o início da coleta de dados foi às 9:00 h e eficiência máxima atingida de 50% às 16:00 h. No entanto, o valor médio obtido no presente trabalho foi próximo ao encontrado por Fudholi *et al.* (2015), que para a secagem solar de pimenta vermelha com fluxo de massa de ar de  $0,07 \text{ kg s}^{-1}$  obtiveram 28% de eficiência do coletor solar, e por Lingayat *et al.* (2017), que ao avaliar a performance de um secador solar indireto para a secagem de banana estimaram a eficiência média do coletor em 31,50%, em condições de radiação solar média de  $724 \text{ W m}^{-2}$ . Potdukhe & Thombre (2008) observaram 34% de eficiência de coletor na secagem solar de pimentões e folhas de feno-grego. Vale ressaltar que em seu experimento os autores avaliaram a influência de óleo térmico na secagem solar indireta.

Embora os resultados obtidos estejam de acordo com aqueles encontrados na literatura, Kumar *et al.* (2016), que afirmou em seu trabalho que secadores híbridos solares são a melhor alternativa disponível para rápida secagem solar de produtos, indicou que a eficiência média do coletor desses tipos de secadores é 62,5%. Vale ressaltar que houve perda de energia útil no período inicial da manhã e, como consequência, a eficiência do coletor obtida nesses instantes foi negativa, reduzindo a eficiência média obtida. De acordo com Duffie & Beckman (2013) tais perdas ocorrem geralmente no início da manhã ou no entardecer, quando os níveis de radiação não são suficientes para superar as perdas térmicas do coletor para as redondezas e por isso os autores não recomendam que o coletor não seja utilizado nesses períodos.

## 4 | CONCLUSÕES

Diante do exposto, conclui-se que o coletor solar foi eficiente na secagem do produto agrícola manga, com exceção das primeiras horas da manhã. Os valores máximos de eficiência ocorreram no meio do dia, quando a radiação global e a temperatura de saída foram mais elevadas.

## 5 | AGRADECIMENTOS

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e ao Programa BIEXT da UFRRJ.

## 6 | REFERÊNCIAS

- BACHELLI, M. L. B. **Sanitização para alface minimamente processada em comparação ao hipoclorito de sódio**. Tese de Mestrado, BAE, UNICAMP, Campinas. 2010.
- BARBOSA, J. R. P. **Estudo da Viabilidade de uso de secadores solares fabricados com sucatas de luminária**, Tese de Mestrado, UFRN, Natal. 2011.
- BARBOSA DE LIMA, A. G. et al. **Intermittent Drying: Fundamentals, Modeling and Applications**, Springer International Publishing Switzerland. 2016.
- BEZERRA, A. M. **Aplicações térmicas da energia solar**, Editora Universitária da UFPB, João Pessoa. 2001.
- BRAGA, B. et al. **Uma Visão da Agricultura Familiar no Município de Seropédica**, Cadernos de Agroecologia, vol. 10, n.1. 2015.
- CARVALHO, F. R.; SIONEK, M. C. **Análise da eficiência de um coletor solar plano**, Trabalho de Conclusão de Curso, DAMEC, UTFPR, Curitiba. 2015.
- CELESTINO, S. M. C. **Princípios de secagem de alimentos – Planaltina**, Embrapa Cerrados, DF, 51 p. 2010.
- CORNEJO, F. E. P. et al. **Secagem como método de conservação de frutas**, Embrapa Agroindústria de Alimentos, Rio de Janeiro. 2003.
- COSTA, J. B. S. **Obtenção e caracterização de farinha de caju através do uso de um sistema de secagem solar de baixo custo**, Tese de Mestrado, UFRN, Natal. 2010.
- DINA, S. F. et al. **Study on effectiveness of continuous solar dryer integrated with desiccant thermal storage for drying cocoa beans**, Case Studies in Thermal Engineering, vol. 5, pp. 32–40. 2015.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**, John Wiley & Sons. 2013.
- EL-SEBAILI, A. A.; SHALABY, S. M. **Experimental investigation of an indirect-mode forced convection solar dryer for drying thymus and mint**, Energy Conversion and Management, Elsevier, vol. 74, pp. 109-116. 2013.
- FALCÃO FILHO, R. S. **Produção de passas de talo de abacaxi pérola por processo osmo-solar**, Tese de Mestrado, UFPB, João Pessoa. 2011.
- FREITAS NETO, F. R. **Estudo de um secador híbrido (solar-elétrico) para desidratação de frutas**, Tese de Mestrado, Centro de Tecnologia, UFRN, Natal. 2015.

- FUDHOLI, A. et al. **Review of solar drying systems with air based solar collectors in Malasia**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 51, pp. 1191-1204. 2015.
- GENUNCIO, G. C. **Crescimento e produção do tomateiro em sistema de cultivo a campo, hidropônico e fertirrigado, sob diferentes doses de Nitrogênio e Potássio**, Tese de Doutorado, IA, UFRRJ, Seropédica. 2009.
- GOOGLE EARTH-MAPAS. [Http://mapas.google.com](http://mapas.google.com). Consulta realizada em 18/01/2018.
- GUIMARÃES, L. D. D. **Agroecologia e educação agrícola: alternativa sustentável para agricultura familiar no município de Seropédica**, Tese de Mestrado, IA, UFRRJ, Seropédica. 2010.
- HEDGE, V. N. et al. **Design, fabrication and performance evaluation of solar dryer for banana**, Energy, Sustainability and Society, pp. 5-23. 2015.
- IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Produção Agrícola Municipal**. 2012
- IMRE, L. **Solar Drying**, Handbook of industrial drying, 4<sup>th</sup> ed., Boca Raton: CRC Press, chap 14, pp. 303-350. 2015.
- INMET, Instituto Nacional de Meteorologia. **Seção de Armazenamento de Dados Meteorológicos (SADMET)**, Estação Meteorológica Automática de Ecologia Agrícola/RJ. 2017.
- KALOGIROU, S. A. **Solar energy engineering: processes and systems**, 2<sup>nd</sup> ed., Oxford: Academic Press. 2014.
- KANT, K. et al. **Thermal energy storage based solar drying systems: A review**, Innovative Food Science and Emerging Technologies, vol. 34, pp. 86–99. 2016.
- KUMAR, M. et al. **Progress in solar dryers for drying various commodities**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 55, pp. 346-360. 2016.
- LINGAYAT, A. et al. **Design, Development and Performance of Indirect Type Solar Dryer for Banana Drying**, Energy Procedia, vol. 109, pp. 409-416. 2017.
- MACHADO, A. V. et al. **Avaliação de um secador solar sob convecção forçada para a secagem do pedúnculo de caju**, Revista Verde de Agroecologia e Desenvolvimento Sustentável, vol. 6, pp. 01-07. 2011.
- MARQUES, L. G. **Liofilização de frutas tropicais**, Tese de Doutorado, Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia, UFSCar, São Carlos. 2008.
- MENEGHETTI, V. L. et al. **Modelos matemáticos para a secagem intermitente de arroz em casca**, Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, vol. 16, n. 10, pp.1115–1120. 2012.
- MIRZAEI, E. et al. **Evaluation and Selection of Thin-layer Models for Drying Kinetics of Apricot (cv.NASIRY)**, Faculty of Agricultural Engineering and Technology, University of Tehran, Karaj, Iran. 2010.
- MONTEIRO, I. et al. **Design, construction and performance testing of a solar dryer for agroindustrial by-products**, Energy Conversion and Management, Elsevier, vol. 51, n. 7, pp. 1510-1521. 2010.
- MORAES, S. O. et al. **Secador Solar de Baixo Custo para Frutas e Hortaliças**, São Paulo: ESALQ-USP, pp14. 2004.

MUSTAYEN, A. et al. **Performance study of different solar dryers: a review**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 34, pp. 463–70. 2014.

POTDUKHE, P.; THOMBRE, S. **Development of a new type of solar dryer: its mathematical modelling and experimental evaluation**, International Journal of Energy Research, vol. 32, pp. 765–82. 2008.

SEAD, Secretaria Especial de Agricultura Familiar e do Desenvolvimento Agrário. **Plano Safra da Agricultura Familiar 2017/2020**. 2017.

SEBRAE, Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas. **Agronegócio – Fruticultura, Boletim de Inteligência Outubro/2015**. 2015.

SHALABY, S. M.; BEK, M. A. **Experimental investigation of a novel indirect solar dryer implementing PCM as energy storage medium**, Energy Conversion and Management, vol. 83, pp. 1–8. 2014.

SIGMAPLOT. For Windows, version 11.0, Systat software. 2008.

SILVEIRA, L. R. **Modelagem de um secador solar de produtos agrícolas com sistema de armazenagem de energia térmica**, Tese de Doutorado, ESALQ, USP, Piracicaba. 2016.

SPRICIGO, P. C. **Perdas Pós-Colheita de Frutas e Hortaliças**, Embrapa Instrumentação. 2016.

SREEKUMAR, A. **Techno-economic analysis of a roof-integrated solar air heating system for drying fruit and vegetables**, Energy Conversion and Management, vol. 51, pp. 2230-2238. 2010.

## AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE NOVO PROTÓTIPO DE FOTOBIORREATOR NÃO TRANSPARENTE PARA CULTIVO DE MICROALGAS COM ILUMINAÇÃO INTERNA ATRAVÉS DE POFs QUE RECEBEM A LUZ DE LENTES MONTADAS EM SISTEMA DE RASTREAMENTO SOLAR

**Gisel Chenard Díaz,**

**Yordanka Reyes Cruz,**

**Rene Gonzalez Carliz,**

**Fabio Toshio Dino,**

**Maurílio Novais da Paixão,**

**Donato A. Gomes Aranda**

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Lab. Greentec, Rio de Janeiro, RJ.

**Marina Galindo Chenard**

Universidade Agrícola de Havana (UNAH), Havana.

**RESUMO:** A elevada produtividade de óleo/hectare-ano das microalgas, conforme descrito na literatura, motivou nos pesquisadores a nível mundial o interesse de estudá-las como matéria prima na produção de biodiesel. No entanto, o elevado custo de produção e manutenção dos sistemas fechados de cultivo em larga escala (tipo “Fotobiorreator”) e os problemas de contaminação e conseqüente menor produtividade dos sistemas abertos (tipo “Lagoas abertas”) tornaram-se limitantes importantes na avaliação da sustentabilidade de produzir biodiesel a partir de microalgas. Focados no desenvolvimento de tecnologias que viabilizem o cultivo de microalgas e o aproveitamento e valorização de produtos, subprodutos e resíduos desta indústria utilizando o conceito de biorrefinaria, neste trabalho avaliou-se o

desempenho de um sistema de cultivo montado nas dependências do Laboratório de Tecnologias Verdes - GreenTec/EQ/UFRJ. O protótipo está formado por fotobiorreator não transparente com iluminação interna através de um feixe de fibras ópticas plásticas (POFs) que recebem a luz solar de lentes montadas em um sistema de rastreamento solar. Este estudo foi realizado de forma comparativa, avaliando em paralelo o crescimento celular da espécie *Monoraphidium* sp. no sistema de cultivo tradicional formado por fotobiorreator transparente tipo Janela. Após o cultivo verificou-se a produção de biomassa de microalgas em ambos os sistemas, através das análises de contagem de células e peso seco. Seguidamente, avaliou-se o potencial da biomassa microalgal produzida para a produção de biocombustíveis a partir da quantificação do teor de lipídios convertíveis em biodiesel - LCB. **PALAVRAS-CHAVE:** Fibras Óticas Plásticas, Rastreamento Solar, Microalgas

**ABSTRACT:** The high oil yield/hectare-year of microalgae, as described in the literature, motivated researchers worldwide to study them as raw material in biodiesel production. However, the high cost of production and maintenance of closed systems of cultivation on a large scale (“photobioreactor” type) and the problems of contamination and consequent lower productivity of open systems (“open

ponds” type) have become important limitations in the evaluation of the sustainability of producing biodiesel from microalgae. Focused on the development of technologies that enable the cultivation of microalgae and the use and valorization of products, by-products and waste from this industry using the concept of biorefinery, in this work the performance of a cultivation system mounted on the premises of the Green Technologies Laboratory - GreenTec/EQ/UFRJ was evaluated. The prototype this formed by non-transparent photobioreactor with internal illumination through a beam of plastic optical fibers (POFs) that receive sunlight from lenses mounted in a solar tracking system. This study was carried out in a comparative way, evaluating in parallel the cellular growth of the species *Monoraphidium* sp. in the traditional culture system formed by a transparent window type photobioreactor. After was verified the production of microalgae biomass in both systems, through cell count and dry weight analyzes. Next, we assessed the potential of the microalgal biomass produced for biofuel production from the quantification of the lipid content convertible into biodiesel – LCB.

**KEYWORDS:** Plastic Optical Fibers, Solar Tracking, Microalgae

## 1 | INTRODUÇÃO

Os combustíveis fósseis são os maiores responsáveis pela emissão de gases do efeito estufa. Com a situação ambiental se tornando cada vez mais precária, a comunidade científica busca opções mais sustentáveis. A partir dos anos 80 cresceu o interesse no desenvolvimento e produção de biocombustíveis de forma economicamente viável. Atualmente, países com economias emergentes como China e Índia trabalham no desenvolvimento de tecnologias para a produção e comercialização de biodiesel de microalgas, conscientes de que as atuais fontes não são suficientes para o crescimento econômico planejado (Pegallapati, A. K., 2012).

As microalgas são microorganismos fotossintetizantes capazes de produzir biomassa durante os 12 meses do ano, com menor consumo de água em relação a macro vegetais como: cana-de-açúcar, milho e colza. O problema do uso das microalgas como matéria-prima para biodiesel reside na seleção de espécies promissoras com alto teor de triglicerídeos, suas condições ótimas de cultivo, adaptação e crescimento das culturas nos sistemas de cultivo em larga escala e, sobretudo, a redução dos custos de produção (Fernandes, B. D., 2010; Xue, S., 2013).

No mundo a iluminação de fotobiorreatores (FBR) para o cultivo de microalgas tradicionalmente é realizada com uso de energia solar. Cerca de 90% da produção mundial de microalgas é realizada em tanques abertos, os chamados raceways/open-ponds. Neles a produtividade é expressiva, porém por serem abertos estão expostos não somente ao sol, mas também à contaminação por diversos microorganismos, inclusive alguns deles competem com as microalgas pelos mesmos nutrientes, ou ainda se alimentam delas, produzindo por vezes uma biomassa de menor qualidade (Borowitzka A., 2013).

Na tentativa de diminuir o custo dos fotobiorreatores fechados, tanques em materiais opacos são alternativas, como em Polipropileno e Polietileno (Schenk, P. M., 2008). Para cultivo fotoautotrófico, ou seja, onde é necessária a presença de luz o uso de fibras óticas plásticas - POF para iluminar internamente permite o crescimento das microalgas. O grande diferencial deste sistema de iluminação está na possibilidade de usar na construção dos fotobiorreatores materiais não transparentes, muito mais baratos e com maior durabilidade (Munisami J., 2008).

Avaliando as vantagens e desvantagens dos sistemas de cultivo convencionais e as tecnologias propostas para processar a biomassa microalgal, o objetivo está em diminuir os custos de produção e aumentar a produtividade de óleo nas microalgas, considerando que se trata de uma matéria-prima com elevadíssima produtividade de biomassa seca, representa menor gasto de área para o cultivo, permite a produção contínua de biomassa, o aproveitamento do CO<sub>2</sub> residual de processos de combustão e a biorremediação de águas contaminadas (Bianchini, R., 2006; Slegers, P. M., 2014).

Nesse sentido, a técnica de rastreamento solar pelas lentes de Fresnel para concentração da luz solar (iluminação natural) nos feixes de fibras óticas e também o mesmo rastreamento executado pelos painéis fotovoltaicos iluminando os LEDs superluminescentes (iluminação artificial) será de grande utilidade. A técnica de rastreamento solar já é conhecida e aplicada pelo Laboratório de Instrumentação e Fotônica/COPPE/UFRJ em diversos projetos em andamento propiciando assim um excelente custo/benefício ao utilizá-la nesta pesquisa. Este sistema de rastreamento permite a movimentação da lente a partir de uma programação algorítmica, indicando as diferentes posições do sol durante os 365 dias do ano. Adicionalmente, foi acoplado a este motor um sistema de redução com o objetivo de que o motor consiga acompanhar o ritmo da programação, ficando fixo em determinadas posições, gerando menor gasto de energia (Igor V. R., 2015).

Porém, durante a fase de experimentação foram identificadas determinadas limitações, relacionadas com a iluminação interna do fotobiorreator em dias nublados ou chuvosos. Para resolver este problema testa-se um sistema alternativo de iluminação, para dias com pouca luz, usando LEDs superluminescentes acoplados ao feixe de fibras óticas plásticas, alimentados por um painel solar que por sua vez é interligado a um banco de baterias (FAO., 2012).

A literatura científica mostra que a iluminação solar em ambientes por fibras óticas já é assunto desde os anos 70, época de sua criação. O uso de fibras óticas que entregam energia luminosa de uma ponta a outra, sem a necessidade de um caminho necessariamente retilíneo. A condução da luz através das fibras óticas é promovida graças à diferença entre as duas partes existentes na fibra ótica: o núcleo (core) e a casca (cladding). A casca apresenta índice de refração menor que o núcleo, o que propicia uma condução de luz através de seguidas reflexões na interface núcleo-casca, a diferença entre os índices de refração do núcleo e da casca é relativamente pequena, variando em centésimos de unidade (Werneck, 1996).

Mais recentemente, com a maior disponibilidade de fibras ópticas plásticas (POF), esses estudos se intensificaram e muitos pesquisadores desenvolveram estudos e protótipos de iluminação. A vantagem das POFs plásticas é óbvia devido ao seu maior diâmetro que permite a captação de mais luz além de possuir uma densidade 2,5 vezes menor. Por outro lado, a temperatura máxima de 80°C para POFs de PMMA ou 105°C para POFs de policarbonato limitam a concentração solar, contrastando com os cerca de 2.000°C das fibras de sílica (Jaramillo, AO. 1999; Singh, R. N., 2012).

O comportamento da radiação luminosa fotossinteticamente ativa (PAR), também conhecida como taxa de fluência de fluxo de fóton fotossintético (PPFFR), durante o cultivo é conhecido como uma curva exponencial decrescente, ou seja, existe um máximo inicial de iluminação que com o amadurecimento do cultivo diminui, segundo um comportamento exponencial decrescente (Bryant, 1994).

A nomenclatura PAR (Photosynthetically Active Radiation) é a radiação importante para avaliar o efeito da luz na modelagem da fotossíntese e do crescimento de plantas, em geral. Considerando o sol como fonte luminosa, apenas uma fração do espectro solar é utilizada pelas plantas no processo de conversão da energia luminosa em química, por causa da sensibilidade seletiva dos cloroplastos. Esta fração, denominada PAR é considerada como sendo o fluxo de fótons de 400-700nm do espectro solar que são projetadas em uma superfície de área por um tempo. Em 1972 foi evidenciado por K. Mccree que a resposta fotossintética era relacionada mais ao número de fótons que a energia dos fótons incidentes (Mccree, 1972). Ou seja, como a fotossíntese é uma conversão fotoquímica onde cada molécula é ativada pela absorção de um fóton, surgiu o interesse de expressar a energia luminosa incidente considerando a quantidade de fótons.

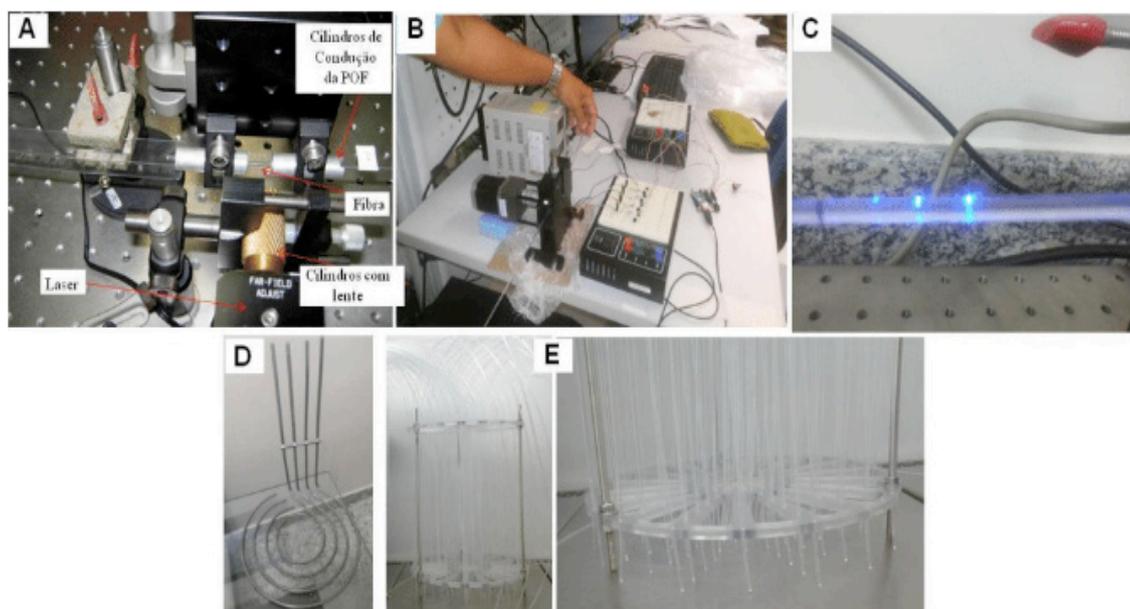
Por conseguinte, a potência óptica que geralmente é mensurada em  $Wm^{-2}$  ou  $Jm^{-2} s^{-1}$  por engenheiros eletricitistas, ou ainda, o fluxo luminoso medido em lumens por arquitetos para cálculo da luminosidade necessária a um determinado ambiente, para os profissionais que trabalham com plantas e microorganismos fotossintetizantes é mais relevante a quantidade de luz mensurada em termos de número de fótons que atingem uma superfície por unidade de tempo. Logo essa unidade é mensurada tradicionalmente por  $\mu mol \text{ fóton. } m^{-2} s^{-1}$  ( Richmond, 2004).

Sendo assim, no presente trabalho avaliou-se o desempenho de um sistema de cultivo montado nas dependências do Laboratório de Tecnologias Verdes - GreenTec/EQ/UFRJ. O protótipo está formado por fotobiorreator não transparente com iluminação interna através de um feixe de fibras ópticas plásticas (POFs) que recebem a luz solar de lentes montadas em um sistema de rastreamento solar. Este estudo foi realizado de forma comparativa, avaliando em paralelo o crescimento celular da espécie *Monoraphidium sp.* no sistema de cultivo tradicional formado por fotobiorreator transparente tipo Janela. O novo sistema proposto, testado em experimentos recentes, mostrou-se promissório, conseguindo triplicar a quantidade de biomassa que comumente é produzida a partir da captação direta de luz solar.

## 2 | MATERIAIS E METODOS

### 2.1 Fotobiorreator não transparente

Fibras óticas (POF), discos de distribuição das POF e sistema de aeração:  
Internamente no fotobiorreator foram utilizadas 126 fibras óticas plásticas com 2m de comprimento e 2mm de diâmetro. Para o polimento das pontas foram utilizadas lixas P600, P1500 e por fim lixa para espelhamento da superfície. Para furação das fibras foi utilizado laser de CO<sub>2</sub> - modelo 48-2 (Fig. 1A), e comprimento de onda de 10,6µm. Foi também utilizada lente convergente em ZnSe para realização das ranhuras discretas na fibra. Foi necessário o emprego de uma puxatriz (Fig. 1B) para manutenção da velocidade média da fibra durante o acionamento do laser e garantia da espessura da ranhura na fibra (Fig. 1C). As ranhuras foram realizadas em 10cm da fibra. A velocidade média da fibra em frente ao feixe de luz do laser promovida pela puxatriz foi de 2 cm.s<sup>-1</sup> e a potência ótica do Laser utilizada foi 7,5W. O Aparato de aeração foi construído através da conexão de 4 tubos em aço inox (Fig. 1D). Os tubos foram individualmente retorcidos resultando em quatro peças de 33cm de altura com semi-círculos com 8 furos. Para suportar e distribuir as fibras internamente no sistema foram utilizados dois discos com furos ajustados um acima do outro para manter a distância entre os pontos de iluminação (Fig. 1E).



**Figura 1-** (A) Puxatriz; (B) Laser, lente e Cilindros de Condução da POF; (C) POF com ranhura (D) Sistema de aeração; (E) Suporte com disco de acrílico.

Sistema de rastreamento solar pelas lentes de Fresnel: Desenvolvido pelo

Laboratório de Instrumentação e Fotônica – LIF da COPPE/UFRJ permite a movimentação da lente a partir de uma programação algorítmica, indicando as diferentes posições do sol durante os 365 dias do ano. A função deste sistema é coletar e enviar dados de funcionamento em tempo real para o LIF Remoto. Foi desenhado com sensores e amplificadores de sinais ligados em um Arduino, e a interface web foi programada em Python. O rastreador aponta a lente convergente de 45 cm de diâmetro sempre em direção ao sol aproveitando ao máximo o potencial solar. Tem acoplado ao motor de passos um sistema de redução para acompanhar o ritmo da programação, ficando fixo em determinadas posições. O rastreador solar consta de um filtro de luz infravermelha (espessura 1cm e área 20x20cm) fixado a uma altura de 26cm colocado entre a lente de Fresnel e o feixe de POFs, usado com o objetivo de poder filtrar a luz infravermelha e permitir o passe da luz visível a qual é essencial nos microrganismos (algas) para a fotossíntese, assim como, evitar o aquecimento das fibras usadas para transportar luz solar até o fotobiorreator para o cultivo de microalgas, as quais são fixadas em uma placa de acrílico de 0.5cm de espessura e 9x9cm de área (Fig. 2).

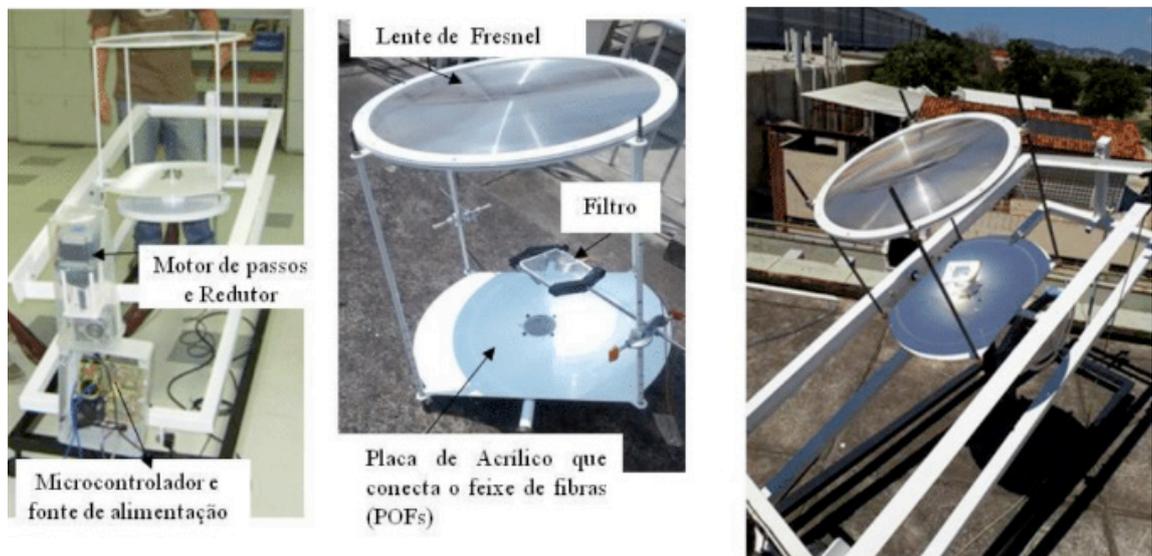


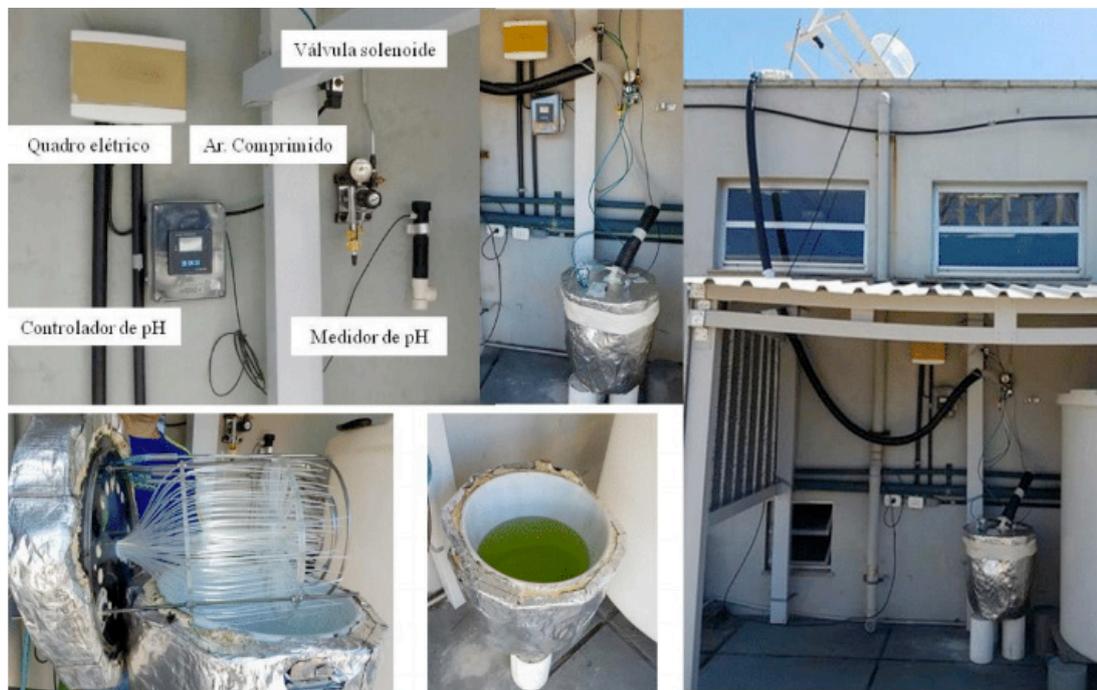
Figura 2- Sistema de Rastreamento Solar.

## 2.2 Sistemas de cultivo

Em ambos os sistemas de cultivos, fotobiorreator não transparente com sistema de iluminação por fibras ópticas (POFs) iluminadas por sistema de rastreamento solar (Fig. 3) e em fotobiorreator transparente tipo Janela com sistema de iluminação direta de luz solar (Fig. 4), foram cultivados 30 litros da espécie de microalgas *Monoraphidium sp.* em meio ASM-1 (Gorham *et al.*, 1964), temperatura controlada entre 20 - 35°C, aeração em torno de 1 a 7L.min<sup>-1</sup>, com o objetivo de aumentar a turbulência evitando a deposição das células, sistema automatizado de controle de pH entre 7,0 - 8,0, por injeção de CO<sub>2</sub> no interior dos fotobiorreatores usando difusores que garantem a injeção do gás em forma de micro bolhas, facilitando sua diluição na água. Cada cultivo

iniciou-se com concentração de  $6,05 \times 10^6$  cel/mL<sup>-1</sup> e realizado durante um período de 19 dias. O crescimento celular foi acompanhado através da contagem do número de células e peso seco.

A radiação fotossinteticamente ativa (PAR) foi medida com o irradiômetro de escala laboratorial - QSL – 2100. Foram medidos máximos e mínimos nos diferentes sistemas, na posição mais próxima ao centro do tanque e mais a borda todos os dias do cultivo.



**Figura 3-** Fotobiorreator não transparente – FNT, com sistema de iluminação por fibras ópticas (POFs) iluminadas por sistema de rastreamento solar.



**Figura 4-** Fotobiorreator transparente tipo Janela – FT, com iluminação direta de luz solar.

## 2.3 Densidade celular

A quantidade de células (ou densidade celular, em cel.mL<sup>-1</sup>) presente nas amostras coletadas diariamente durante o cultivo foi determinada por contagem direta em microscópio ótico (modelo Olympus SC30) (aumento de 40 vezes), com auxílio de uma câmara de Fuchs-Rosenthal. A densidade celular foi expressa em número de células por mililitro de cultivo (cel.mL<sup>-1</sup>).

## 2.4 Determinação da biomassa seca

O peso seco foi determinado conforme a metodologia definida pelo CENPES/PETROBRAS (2013). Calcinou-se uma membrana a 575°C por 1h para remoção de umidade; resfriou-a em dessecador e registrou-se sua massa inicial (*mi*); filtraram-se 10mL (*Vf*) de cultura de microalga na membrana; em seguida, acondicionou-se a membrana em estufa a 65°C por 1h; resfriou-a em dessecador e registrou-se sua massa final (*mf*) para determinação do peso seco e, conseqüentemente, dos teores de biomassa seca e de umidade, de acordo com as Eq. (1), (2) e (3).

Para descontar os valores de cinzas do peso seco final, as membranas com biomassa seca foram calcinadas a 575°C por 1 hora, resfriadas e pesadas. A determinação de peso seco foi realizada em triplicata.

$$X = \frac{(mf - mi) \times 1000 \times FD}{Vf} \quad (1)$$

$$TS = \frac{X}{10} \quad (2)$$

$$TU = \frac{100 - TS}{TS} \quad (3)$$

Onde:

*X* = concentração de biomassa ou peso seco em g/L;

*mi* = massa da membrana calcinada sem a microalga filtrada (massa inicial);

*mf* = massa da membrana com a microalga seca (massa final);

*Vf* = volume de cultura de microalga filtrado;

*FD* = fator de diluição;

*TS* = teor de massa seca;

*TU* = teor de umidade.

## 2.5 Caracterização das biomassas produzidas

Foram determinados os teores de: teor de lipídios convertíveis em biodiesel (LCB): pelo método de Schmid-Bonzynski-Ratzlaff (modificado) (IDF, 1986); teor

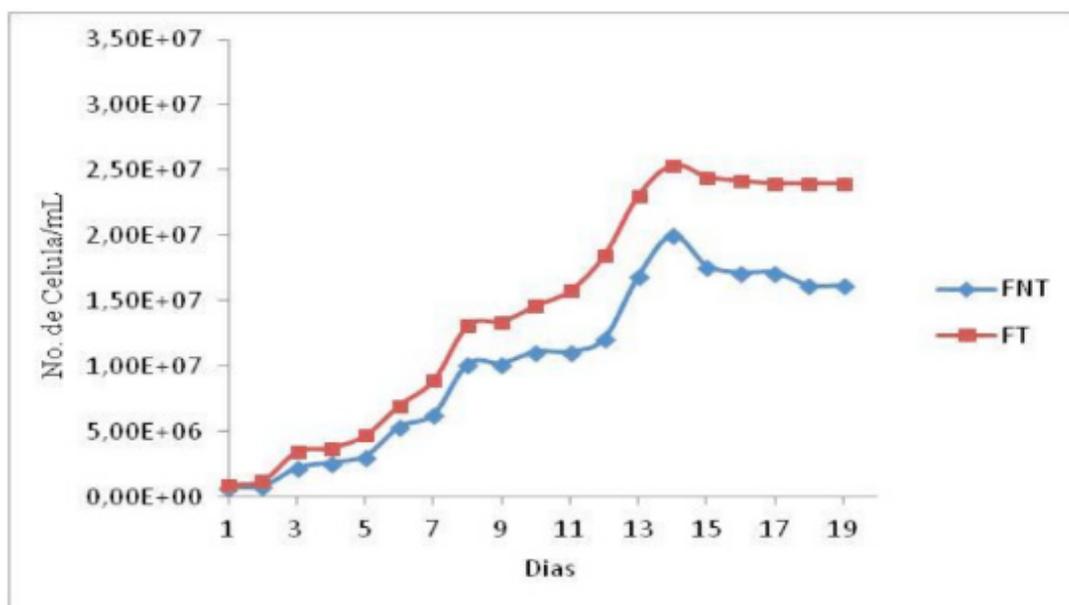
de carboidratos: segundo o método descrito por Myklestad e Haug (1972) e teor de proteínas totais: pelo método de Kjeldahl clássico modificado A.O.A.C, (1995). Identifica-se também o perfil dos ácidos graxos presentes na fração lipídica utilizando cromatografia gasosa.

### 3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

De acordo com a curva de crescimento (Fig. 5), verificou-se que a quantidade de células produzidas tanto no cultivo em fotobiorreator não transparente com iluminação interna através de um feixe de fibras ópticas plásticas (POFs) que recebem a luz solar de lentes montadas em um sistema de rastreamento solar, assim como, no cultivo tradicional em fotobiorreator transparente tipo Janela com iluminação solar direta, foi comparável em ordem de grandeza, mostrando que é possível produzir microalgas dentro de tanques não transparentes de baixo custo, iluminados internamente do sistema proposto usando POFs. O rastreador aponta a lente sempre em direção ao sol aproveitando ao máximo o potencial solar. No entanto, a radiação solar varia com as condições climáticas e estação do ano, fatores esses que limitam essa produção.

Os resultados obtidos mostram a viabilidade de produção de biomassa de microalgas no fotobiorreator proposto, alcançando rendimentos de até 1g/L. Porém, durante a fase de cultivo foram identificadas determinadas limitações, relacionadas com a iluminação interna do fotobiorreator em dias nublados ou chuvosos. Para resolver este problema avalia-se programar um sistema alternativo de iluminação, para dias com pouca luz, usando LEDs superluminescentes, alimentados pela energia gerada por um painel solar fotovoltaico, previamente estocada em baterias.

A quantidade de radiação PAR máxima e mínima medida na posição mais próxima ao centro e mais a borda em ambos os sistemas todos os dias do cultivo, foi  $PAR_{máx.} 700 \mu\text{mol.fóton.m}^{-2} \text{s}^{-1}$  e  $PAR_{mín.} 590 \mu\text{mol.fóton.m}^{-2} \text{s}^{-1}$ .



**Figura 5-** Curvas de crescimento.

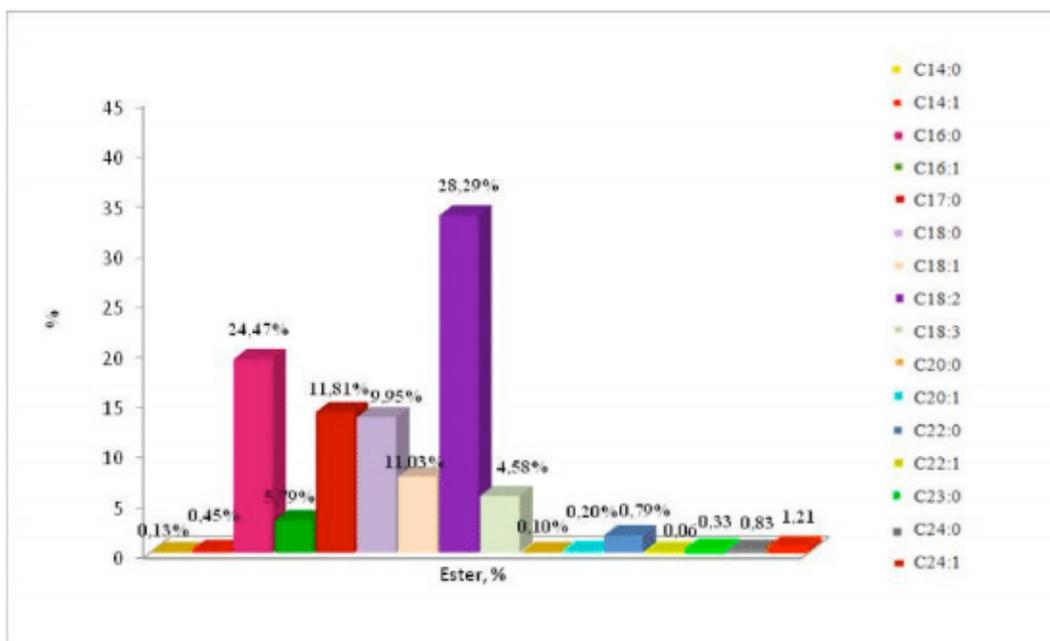
O peso seco obtido da microalga *Monoraphidium sp.*, cultivada no sistema (NT), chegou a uma concentração de  $1,22 \pm 0,50$  g/L,, já o cultivo no sistema (T) alcançou valores um pouco superiores de  $1,74 \pm 0,72$  g/L,. Depois de concentradas as biomassas por centrifugação foi determinado seu teor de umidade. Os resultados foram de  $89,76 \pm 0,07\%$  para a biomassa cultivada no sistema NT e  $95,01 \pm 0,02\%$  para a biomassa cultivada no sistema T. Posteriormente, ambas as biomassas foram caracterizadas conforme descrito no item 2.5. Na Tab. 1 mostra-se a composição química da biomassa produzida em ambos os sistemas de cultivo.

% EM RELAÇÃO AO PESO SECO DE BIOMASSA			
	Lipídeos	Proteínas	Carboidratos
FNT	$30,58 \pm 0,05$	$43,84 \pm 0,01$	$25,58 \pm 0,05$
FT	$29,88 \pm 0,02$	$42,24 \pm 0,01$	$25,78 \pm 0,01$

**Tabela 1-** Composição química das biomassas da microalga.

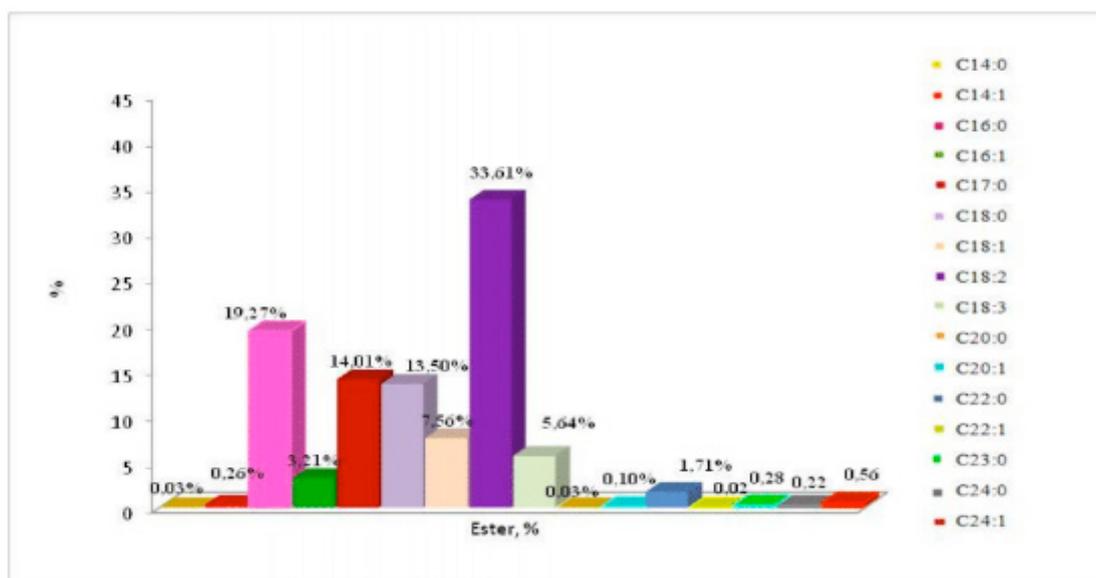
A produção de biodiesel requer uma quantidade significativa de biomassa, conteúdo lipídico e ácido graxos de interesse de cadeia média (C16 e C18), constituindo o parâmetro mais direto e preciso para avaliar o potencial das microalgas como matéria-prima para a produção de biodiesel, uma vez que nem todos os compostos solúveis nos solventes orgânicos utilizados na extração podem ser convertidos em biodiesel. Nesse contexto os resultados obtidos em relação ao teor de Lipídios para ambas as biomassas do cultivo da microalga *Monoraphidium sp.*, mostraram as potencialidades desta microalgas para a produção de biodiesel.

Nas Fig. 6 e Fig. 7 mostram-se a partir do óleo extraído na quantificação do teor de lipídios convertíveis em biodiesel e o perfil lipídico com a identificação dos ácidos graxos presentes, determinados por cromatografia gasosa. Os resultados mostram a seguinte distribuição de ácidos graxos saturados (SAFA), monoinsaturados (MUFA) e poliinsaturados (PUFA) em ambas as biomassas: teor de SAFA>PUFA>MUFA. Dentro dos SAFA`'s destaca-se o C16:0 (Palmítico) em relação aos PUFA`'s C18:2 (Linoléico) e C18:3 (Linolênico), já o MUFA que se apresentou-se em maior quantidade foi o C18:1 (Oléico).



**Figura 6-** Perfil lipídico e Composição de ésteres metílicos (%) de biomassa *Monoraphidium sp.* cultivada no FNT.

Identificação: C14:0(0,13%), C14:1(0,45%), C16:0 (24,47%), C16:1 (5,79%), C17:0(11,81), C18:0 (9,95%), C18:1 (11,03%), C18:2 (28,29%), C18:3 (4,58%), C20:0 (0,10%), C20:1 (0,20%), C22:0 (0,79%), C22:1 (0,06%), C23:0 (0,33%), C24:0 (0,83%), C24:1 (1,21%).



**Figura 7-** Perfil lipídico e Composição de ésteres metílicos (%) de biomassa *Monoraphidium sp.* cultivada no FT.

Identificação: C14:0(0,03%), C14:1(0,26%), C16:0 (19,27%), C16:1 (3,21%), C17:0(14,01), C18:0 (13,50%), C18:1 (7,56%), C18:2 (33,61%), C18:3 (5,64%), C20:0 (0,03%), C20:1 (0,10%), C22:0 (1,71%), C22:1 (0,02%), C23:0 (0,28%), C24:0 (0,22%), C24:1 (0,56%).

## 4 | CONCLUSÕES

Os resultados permitiram definir que é possível produzir microalgas dentro de

tanques não transparentes, construídos de materiais resistentes e baratos, usando iluminação interna através de fibras óticas. A produtividade de biomassa deste fotobiorreator é semelhante à produtividade obtida nos sistemas convencionais, construídos de materiais transparentes, mais caros e baixa durabilidade, iluminados diretamente por incidência da luz solar. A biomassa de *Monoraphidium* sp. produzida em ambos os sistemas de cultivo apresentou um teor de LCB de NT(30,58±0,05%) e T(29,88±0,02%) considerados ideais para a produção de biodiesel. O perfil lipídico também é satisfatório para a produção de biocombustíveis.

## 5 | REFERÊNCIAS

Association of Official Analytical Chemists – AOAC., 1995. Official methods of analysis. 16 ed. Arlington, v. 1.

Bianchini, R., 2006. **Microalgas, produtos e aplicações**. Ciência Rural. Santa Maria nov/dez.

Borowitzka Armin, M., & Moheimani Reza, N., 2013. **Algae for Biofuels and Energy Developments in Applied Phycology 5**. In M. A. Borowitzka (Ed.), Algae for biofuels and Energy (1st ed., p. Preface). Murdoch, WA, Australia: Springer Dordrecht Heidelberg New York London. <http://doi.org/10.1007/978-94-007-5479-9>

Bligh, G. and Dyer, W., 1959. **A Rapid Method for Total Lipid Extraction and Purification**. Canadian Journal of Bio- chemistry and Physiology, 37, 911-917. <http://dx.doi.org/10.1139/059-099>.

Bryant, D. A. (Ed.), 1994. **Advances in Photosynthesis: The Molecular Biology of Cyanobacteria** (Springer S). Springer, edition.

FAO., 2012. **Renewable biological systems for alternative sustainable energy production**.

Fernandes, B. D., Dragone, G. M., Teixeira, J. a, & Vicente, A. a., 2010. **Light regime characterization in an airlift photobioreactor for production of microalgae with high starch content**. Applied Biochemistry and Biotechnology, 161(1-8), 218–26. <http://doi.org/10.1007/s12010-009-8783-9>

Igor V. R., 2015. **Sistema de Monitoramento Remoto de um Rastreador Solar**. Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Eletrônica e de Computação da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Jaramillo, OA., 1999. **A thermal study of optical fibres transmit. concentrated solar energy**.

Munisami J., 2008. **Novel Technique for Solar Power Illumination using Plastic Optical Fibres**. Illumination Optics, edited by Tina E. Kidger, Stuart R. David. Proc. of SPIE Vol. 7103.

Mccree, K. J., 1972. **Test of current definitions of photosynthetically active radiation against leaf photosynthesis data**. Agric. Meteorol., v. 10, p. 443–53.

Myklestad, S. & Haug, A., 1972. **Production of carbohydrates by the marine Chaetoceros affinis var. O Willei (Gran) Hustedt. I. Effect of the concentration of nutrients in the culture medium**. J. exp mar. Biol. Ecol (9):125-136.

Pegallapati, A. K., Arudchelvam, Y., and Nirmalakhandan, N., 2012. **Energy-efficient photobioreactor Configuration for Algal Biomass Production**. Bioresource Technology, 126, 266–273.

Richmond, A., 2004. **Handbook of Microalgal Culture: Biotechnology and Applied Phycology**. Iowa, USA: Blackwell Publishing company. Retrieved from [www.blackwellpublishing.com](http://www.blackwellpublishing.com)

Schenk, P. M, Thomas-Hall, S. S. R., Stephens, E., Marx, U. C, Mussgnug, J. H., Posten, C., Kruse, O. and Hankamer, B., 2008. **Second Generation Biofuels: High-Efficiency Microalgae for Biodiesel Production**. *Bioenergy. Res.* 1:20–43.

Schmid-Bondzynski-Ratzlaff., 2012. **Extração e quantificação de lipídios em microalgas**. Modificado pela Universidade Federal de Viçosa. Departamento de Tecnologia de Alimentos.

Singh, R. N., & Sharma, S., 2012. **Development of suitable photobioreactor for algae production – A review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), 2347–2353. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.026>

Slegers, P. M., 2014. **Scenario studies for algae production**. Wageningen University.

Werneck, M. M., 1996. **Transdutores e Interfaces**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos.

Xue, S., Zhang, Q., Wu, X., Yan, C., & Cong, W., 2013. **A novel photobioreactor structure using optical fibers as inner light source to fulfill flashing light effects of microalgae**. *Bioresource Technology*, 138, 141–7. <http://doi.org/10.1016/j.biortech.2013.03.156>

## AVALIAÇÃO DE WEBSITES BRASILEIROS PARA SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE: PARÂMETROS DE ENTRADA E RESULTADOS

### Marina Calcagnotto Mascarello

Universidade Federal do Rio Grande do Sul,  
Engenharia de Energia

### Letícia Jenisch Rodrigues

Universidade Federal do Rio Grande do Sul,  
Departamento de Engenharia Mecânica

**RESUMO:** O crescimento da busca pela geração distribuída a partir da energia fotovoltaica no Brasil tem impulsionado uma expansão deste mercado nos últimos anos. Para auxiliar o consumidor que busca uma solução para geração fotovoltaica, especialmente dos setores residencial e comercial, algumas empresas oferecem ferramentas de simulação que fornecem o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, a estimativa de geração e, em alguns casos, o custo aproximado do sistema e o tempo de retorno do investimento. O presente estudo tem como objetivo o mapeamento dos simuladores, identificando os parâmetros de entrada e as informações obtidas como resultado. Empregando um cenário padrão, foram analisados os resultados dos simuladores através da avaliação da produtividade, *Performance Ratio* (PR) e preço por unidade de potência. Os resultados foram comparados com valores experimentais e aqueles obtidos a partir de simulação realizada no *software* System Advisor Model (SAM).

Foram verificadas semelhanças nos parâmetros de entrada e de saída, com alguns simuladores oferecendo maior nível de detalhamento. A análise dos valores de produtividade e PR mostrou valores aproximados para todas as ferramentas, enquanto a estimativa de preço variou entre R\$5,00/Wp e R\$12,60/Wp. A análise do tempo de retorno foi limitada pela escassez de informações e a comparação da estimativa de produção de energia dos simuladores com um sistema instalado e com a simulação em *software* apresentou pequenas diferenças. Os resultados são consistentes, o que leva a concluir que simuladores são ferramentas úteis para análises preliminares e podem auxiliar na expansão da geração fotovoltaica em pequena escala no Brasil.

### PALAVRAS-CHAVE:

Simuladores Fotovoltaicos, Energia Solar Fotovoltaica, Dimensionamento de SFCR.

**ABSTRACT:** The increasing search for decentralized photovoltaic energy generation in Brazil has expanded this market in the past few years. To aid the customer who is searching for a solution in photovoltaic generation, in particular from the commercial and residential sectors, some companies offer online tools which, by means of customer given data, provide the sizing of a PV system, as well as the estimated

energy generation and, in some cases, the estimated cost and the investment payback time. This work aims to identify the available tools and its respective input parameters and output information. Based on a defined scenario, it was conducted the evaluation of the results given by each simulation tool through the analysis of productivity, performance ratio (PR) and cost per peak power unit. One of the simulators had its results compared to experimental data and another one to a simulation carried out with the software System Advisor Model (SAM). Similarities between the inputs and outputs were identified for all tools, being some more detailed than others. The analysis of productivity and PR revealed not very distinct values for all tools, while the estimated costs have floated between R\$5,00/W<sub>p</sub> and R\$12,60/W<sub>p</sub>. The investment's payback time analysis was limited by lack of information and the comparison of the estimated energy generation values presented small differences. The results are consistent, which leads to the conclusion that the simulation tools available are useful for preliminary analysis and can be of great help for the expansion of small scale PV energy generation in Brazil.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Simulation, Solar Energy, PV On-Grid Systems Dimensioning.

## 1 | INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD), que consiste em fontes geradoras de energia elétrica conectadas à rede de distribuição, localizadas junto ou próximas à carga, vem ganhando espaço no Brasil nos últimos anos. A Resolução Normativa nº 482 estabeleceu o sistema de *net metering* para sistemas conectados à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, no qual a medição é feita bidirecionalmente e a energia gerada pode ser convertida em créditos para abatimento na fatura de energia elétrica (ANEEL, 2012). Sua atualização foi a Resolução Normativa nº 687 da ANEEL, que definiu a microgeração distribuída como a central geradora com potência instalada de até 75 kW e a minigeração distribuída como aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW - sendo 3 MW para a fonte hídrica - (ANEEL, 2015). Além disso, veio a conferir maiores benefícios para o produtor e consumidor cativo, como o maior tempo para utilização dos créditos recebidos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica e a redução nos prazos máximos para conexão dos sistemas à rede por parte das distribuidoras (ANEEL, 2015). Em Outubro de 2017, o número de conexões de micro e minigeração de energia no Brasil totalizaram em 15151, sendo a fonte mais utilizada pelos consumidores-geradores a energia fotovoltaica, com 15017 adesões (ANEEL, 2017a). Também tem aumentado o número de empresas no setor de energia fotovoltaica, constando 1350 empresas cadastradas no Mapa de Empresas do Setor Fotovoltaico do Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL) em 2017. Das 373 empresas entrevistadas no estudo O

Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica - Edição 2017, 70% tem entre 1 e 3 anos de fundação (IDEAL, 2017).

Dentre a totalidade de unidades consumidoras com geração distribuída registradas na ANEEL em Outubro de 2017, 79% são do setor residencial, que respondem por 31% da potência total instalada, ficando somente atrás do setor comercial, com 37% da potência instalada (ANEEL, 2017b). Considerando que a busca dos consumidores desses setores - em especial os residenciais - pela geração própria de energia ocorre predominantemente pela Internet, verificou-se que são oferecidos simuladores que visam proporcionar estimativas do investimento total e da economia obtida com a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR). Através de informações fornecidas pelo consumidor, os simuladores apresentam um dimensionamento preliminar de um sistema e alguns ainda fornecem a análise financeira do investimento. O presente estudo visa mapear os simuladores disponíveis, identificar os parâmetros de entrada e os resultados obtidos da partir de cada um deles. Posteriormente, a partir de um cenário definido como padrão, serão analisados os resultados dos simuladores através da avaliação da produtividade, *Performance Ratio* (PR) e preço por unidade de potência. Um dos simuladores terá seu resultado comparado com valores experimentais e outro com aqueles obtidos de uma simulação realizada no *software* System Advisor Model (SAM).

## 2 | SIMULADORES SOLARES

### 2.1 Portal Solar

O primeiro simulador, do site **Portal Solar**, tem como variáveis de entrada apenas a localização, composta por estado e cidade mais próxima, e consumo mensal da unidade consumidora, em kWh. Esse simulador calcula um sistema que tem a média da geração mensal em um ano igual ao valor do consumo informado. Como resultado é exibida a ficha técnica do gerador, composta pelas informações da potência do sistema fotovoltaico, em kW<sub>p</sub>, a quantidade de módulos de uma potência fixada em 260 W<sub>p</sub>, a área mínima ocupada pelo sistema, o peso médio por unidade de área, a faixa de preço prevista para o sistema e a geração mensal média de energia, em kWh. Também fornece um gráfico que demonstra a geração em cada mês do ano, que pode ser superior ou inferior ao consumo mensal informado, já que é a média anual da geração mensal que corresponde a 100% do consumo informado pelo usuário. O simulador deixa explícito que o cálculo de produção de energia baseia-se na radiação solar da região selecionada e que diversos fatores como inclinação dos painéis fotovoltaicos, sombras ou outro tipo de interferência podem influenciar na produção de energia do sistema. Outro ponto importante é que esse simulador não fornece nenhum tipo de

análise financeira, já que não tem como variável de entrada a tarifa de energia, nem o valor total da conta de energia ou ainda a distribuidora de energia do local.

## 2.2 Neosolar

Outro simulador analisado foi a Calculadora Solar Fotovoltaica da **Neosolar** para sistemas conectados à rede. Para esse simulador é necessário informar o estado e cidade de instalação, além do tipo de local - contendo as opções residencial, empresarial ou outros - de modo que a concessionária de energia e respectivo valor da tarifa são automaticamente preenchidos, existindo a possibilidade de alteração da tarifa. Também deve ser informado o valor da conta de energia da instalação, com valor mínimo igual a R\$100, sendo o consumo médio mensal calculado pela ferramenta. O resultado é dividido em três partes, a primeira relativa ao investimento, mostrando uma estimativa do valor do sistema, a economia mensal e a economia total acumulada em horizonte de 30 anos, mesmo período de tempo de um gráfico que mostra a economia na conta de energia. No gráfico é informado que a inflação considerada é de 8% ao ano. A segunda parte do resultado mostra a estimativa do impacto ambiental do sistema, contendo a redução de CO<sub>2</sub> na atmosfera, em kg, e o equivalente em árvores plantadas e em emissões de um carro, em km rodados. Por último, são indicadas as características do sistema, contemplando a potência do sistema em kW<sub>p</sub>, o número de módulos, a produção anual estimada, em kWh, a área necessária para instalação dos sistema e o peso estimado do mesmo.

## 2.3 América do Sol

Também foi testado o Simulador Solar do site da América do Sol, iniciativa do Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina (IDEAL), que tem como variáveis de entrada a cidade em que se localiza a residência, o consumo mensal, podendo ser um valor único ou diferenciado para cada mês do ano, o valor da conta de energia elétrica, o tipo de conexão – monofásico, bifásico ou trifásico - e a distribuidora de energia do local. Com as duas últimas informações o simulador identifica o custo de disponibilidade da instalação, que se refere ao valor correspondente ao consumo mínimo a ser pago pelo consumidor. Dessa maneira, o sistema é dimensionado para atender apenas a demanda que exceder o valor mínimo e são fornecidas suas características, contemplando potência nominal, área aproximada ocupada pelo sistema, a inclinação indicada para os módulos - igual à latitude do local de instalação, o rendimento anual, em kWh/kW<sub>p</sub> e a quantidade de emissões de CO<sub>2</sub> evitadas. Além disso, é mostrado o consumo anual total, separado nas parcelas da energia gerada pelo sistema fotovoltaico e consumida da rede, além de um gráfico que compara a conta de energia antes e após a inserção do sistema no decorrer de

um ano. Também fornece o detalhamento do consumo mensal em gráfico e em tabela e os dados de irradiação empregados nos cálculos, cuja fonte é o INPE/SWERA. Mais precisamente são informados os valores de irradiação global, inclinada e direta anual e também mensal, sendo esses apresentados em gráfico e tabela.

## 2.4 Enel Soluções

A empresa Enel Soluções fornece um simulador de energia solar fotovoltaica no qual é necessário informar dados cadastrais previamente, incluindo dados de contato, CPF ou CNPJ, cidade, distribuidora de energia e tipo de conexão. Depois, informa-se o consumo mensal da instalação, sendo o mínimo de 200 kWh, e pode ser escolhido um entre três critérios para o dimensionamento - área máxima para instalação, valor máximo do investimento inicial ou economia de energia pretendida - em % do consumo total. O resultado não é exibido instantaneamente, sendo enviada posteriormente uma proposta para o endereço de e-mail informado. Na proposta são apresentados o escopo do projeto, incluindo a potência do sistema, o número de módulos e a potência de cada um deles, a área necessária, o peso estimado por unidade de área, a quantidade e potência de inversores; a produção mensal e anual estimada; a economia mensal e anual estimadas, assim como o valor da conta de energia antes e depois da instalação do sistema; o tempo de retorno do investimento; os benefícios ambientais, expressos pelas emissões anuais de CO<sub>2</sub> evitadas e também a equivalência em número de árvores preservadas, litros de água economizados e carros a menos. Por fim, é oferecida uma simulação de orçamento, com distintas formas de pagamento e informações sobre garantia, prazos, além da descrição do que está incluso no valor e quais são as responsabilidades do contratante.

## 2.5 Centrium Energy

No site da empresa Aldo está disponível o simulador solar da Centrium Energy, no qual o consumidor informa sua localidade, de modo que a irradiância em kWh/m<sup>2</sup> é automaticamente preenchida, porém, a fonte não é informada. Também são preenchidos pelo usuário os valores de consumo médio mensal, a tarifa de energia praticada no local e a porcentagem de redução no consumo desejada, possibilitando a seleção de valores entre 20% e 100%, em intervalos de 10%. Assim, para considerar o custo de disponibilidade da instalação, o usuário deve selecionar manualmente uma porcentagem de redução que leve em consideração esse valor mínimo. As informações de saída do simulador são a potência do sistema, a área ocupada, o peso sobre o telhado, o valor de massa de CO<sub>2</sub> evitado em emissões, a produção de energia e a economia anual estimadas.

## 2.6 Payback Solar - WEG

A empresa WEG disponibiliza o aplicativo Payback Solar, para sistemas operacionais Android e iOS, que dimensiona um sistema fotovoltaico e estima o tempo de retorno financeiro do mesmo. Após selecionar estado e cidade, é informada a irradiância em kWh/m<sup>2</sup> dia, com base nos valores informados pelo INPE. O usuário deve informar a tarifa e valor médio do consumo de energia mensal, para então serem fornecidas a potência e área necessária para o sistema, o tempo de retorno do investimento e o valor total do sistema, cuja fonte informada é o Instituto Ideal. Também há a possibilidade de solicitar orçamento detalhado do sistema e em outra aba podem ser visualizados os detalhes da simulação, que, além de parâmetros já mencionados, inclui o valor da inflação empregado, de 4,5% ao ano; a degradação estimada para o sistema, de 1,1% no primeiro ano e 0,5% ao ano nos anos posteriores; o custo de manutenção, que é de 0,5% do investimento inicial ao ano; e a taxa de rendimento da poupança considerada, de 6,17% ao ano. Na mesma tela é disponibilizado um comparativo do investimento no sistema fotovoltaico com os rendimentos da poupança e um gráfico do retorno do investimento, calculado com base nos valores mencionados.

## 3 | ESTUDO DE CASO

Com o objetivo de comparar os simuladores e analisar os resultados obtidos a partir dos mesmos, determinou-se um cenário padrão, que consiste em uma residência localizada na cidade de Porto Alegre, estado do Rio Grande do Sul. O consumo médio mensal foi baseado nos dados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2015, que informou que para o setor residencial do estado do Rio Grande do Sul, o consumo médio mensal por domicílio é de 194 kWh (EPE, 2015). Para facilitar os cálculos, adotou-se o valor de 200 kWh e não foi considerada variação no consumo mensal durante o ano, de modo que o consumo anual total é de 2400 kWh. A tarifa empregada foi da distribuidora local CEEE-D para o consumidor de baixa tensão, residencial convencional em Setembro de 2017, mês em que estava vigente a bandeira amarela (CEEE, 2017). Os valores de impostos são relativos ao mesmo mês, informados pela distribuidora, iguais a 30% para o ICMS - alíquota para consumo acima de 50 kWh - e 2,9461% de PIS e COFINS (CEEE, 2017). Assim, a tarifa calculada, incluindo todos os impostos, é igual a R\$ 0,69, o que resulta em uma conta mensal de R\$ 138. Foi considerada uma instalação bifásica, cujo custo de disponibilidade corresponde a um consumo de 50 kWh (CEEE, 2017), de tal maneira que a redução desejada na conta de energia é de 75%, equivalente a 1800 kWh anuais. Os dados climáticos foram obtidos para a cidade de Porto Alegre em arquivo no formato epw, sendo a irradiância diária média no plano com inclinação de 30° - correspondente à latitude do local - igual a 4,56 kWh/m<sup>2</sup>dia (LABEEE, 2017). Os valores médios de irradiância diária em kWh/m<sup>2</sup> para cada mês do ano no plano inclinado estão expostos na Fig. 1.

Para avaliação e comparação dos sistemas dimensionados, foi calculada a produtividade do sistema para o intervalo de um ano, em kWh/kW<sub>p</sub>, que é a relação entre o valor médio da energia entregue à carga no período de tempo determinado e a potência nominal do gerador, conforme Eq. (1) (Zilles, 2012).

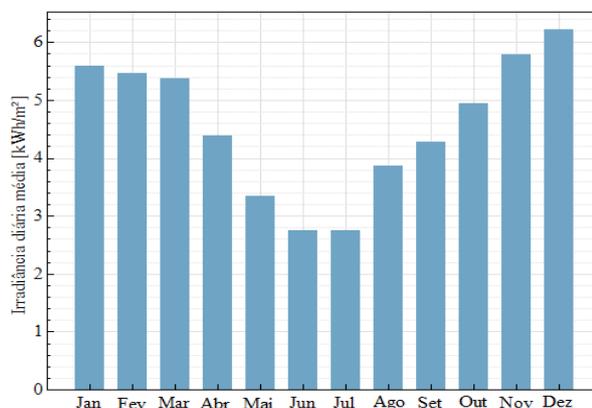
$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} dt}{P_{FV}^0} \quad (1)$$

na qual  $P_{saída}$  é a potência gerada pelo sistema, em kW, e determinam o intervalo de tempo, em horas, e  $P_{FV}^0$  é a potência nominal do sistema, em kW<sub>p</sub>.

Outro parâmetro calculado foi o rendimento global, também conhecido como *Performance Ratio* (PR), de acordo com a Eq. (2) (Zilles, 2012).

$$PR = \frac{Y_F}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} dt}{H_{ref}}} \quad (2)$$

na qual  $Y_F$  é a produtividade, definida pela Eq. (1), é a irradiância no plano do gerador, em W/m<sup>2</sup>, t1 e t2 determinam o intervalo de tempo, em horas, que deve ser o mesmo empregado para o cálculo de  $Y_F$  e  $H_{ref}$  é a irradiância de referência, igual a 1000 W/m<sup>2</sup>. Como o intervalo de tempo selecionado é um ano, o denominador da Eq.(2) foi substituído pelo número de horas de sol pleno (HSP) incidente no plano do painel fotovoltaico para a cidade de Porto Alegre, igual a 4,56 h - que é a irradiância média diária dividida por 1000 W/m<sup>2</sup> - multiplicada por 365 dias.



**Figura 1-** Irradiância diária média, em kWh/m<sup>2</sup> para a cidade de Porto Alegre no plano com inclinação igual à latitude.

Para os simuladores que apresentaram uma estimativa de preço para o sistema, foram comparados os valores em reais (R\$) por unidade de potência, ou seja, em R\$/W<sub>p</sub>. Ressalta-se que em nenhum deles está explícito o que está incluso nessa estimativa, impossibilitando a realização de uma análise aprofundada. Posteriormente, foi calculado o tempo de retorno do investimento através do método do payback simples, considerando como receita a economia referente à geração anual estimada, limitada a 1800 kWh ao ano, que é o valor máximo de economia possível, levando em

conta o custo de disponibilidade. Para os simuladores que ofereceram uma faixa de estimativa de preço, empregou-se o limite inferior do intervalo como valor inicial do investimento. Quanto aos demais parâmetros, foram aplicados aqueles informados pelos simuladores e, para os não explicitados, adotou-se taxa de inflação de 6% ao ano, que corresponde à meta da inflação de 2017 no limite superior de incerteza (BCB,2015) e desconsideraram-se despesas com manutenção e degradação do sistema

## 4 | RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Resultados

A Tabela 1 demonstra um comparativo geral dos parâmetros apresentados por cada simulador para fins de comparação. Os resultados de cada um deles serão descrito nas subseções seguintes.

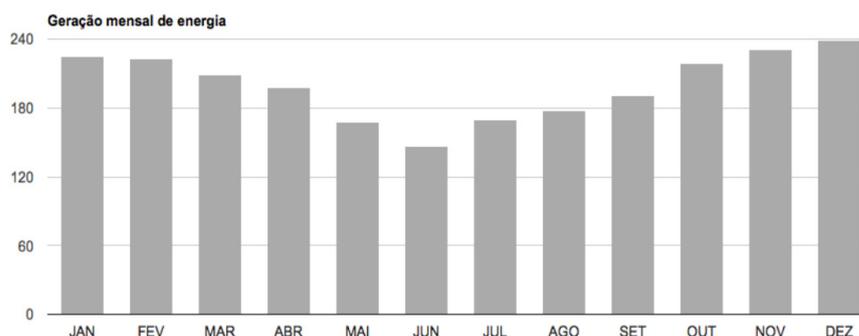
	Portal Solar	Neo Solar	América do Sol	Enel	Centrium Energy	Weg
Potência do sistema [kW <sub>p</sub> ]	x	x	x	x	x	x
Nº de módulos	x	x		x		
Nº de inversores				x		
Área [m <sup>2</sup> ]		x	x	x	x	x
Peso [kg]	x	x		x	x	
Geração anual de energia [kWh]	x	x	x	x	x	
Investimento inicial [R\$]	x	x		x		x
Economia [R\$]		x		x	x	
Tempo de retorno do investimento		x		x		x

**Tabela 1** – Comparativo geral dos simuladores testados.

**Portal Solar.** No simulador do Portal Solar, inseriram-se os parâmetros definidos e os resultados obtidos estão descritos na Tab. 2, tal como o gráfico da geração mensal que está na Fig. 2. Pode-se observar que de Abril a Setembro a geração fica abaixo dos 200 kWh e nos demais meses supera o valor do consumo informado. Esse simulador não leva em consideração os 50 kWh relativos ao custo de disponibilidade, sendo a estimativa de geração anual praticamente igual a 100% do consumo. O tempo de retorno calculado para o investimento foi de 7 anos e 8 meses.

Potência do sistema [kW <sub>p</sub> ]	1,74
Quantidade de módulos	7 de 260 W <sub>p</sub>
Área mínima ocupada pelo sistema [m <sup>2</sup> ]	13,94
Peso médio por unidade de área [kg/m <sup>2</sup> ]	15
Preço médio de um gerador fotovoltaico deste tamanho	R\$ 11658,00 – R\$ 14790,00
Geração mensal de energia média [kWh]	200
Geração anual de energia estimada [kWh]	2398

**Tabela 2** – Resultado fornecido pelo simulador Portal Solar.



**Figura 2** – Geração mensal estimada pelo simulador Portal Solar.

**Neosolar.** A calculadora solar da Neosolar foi empregada informando unidade consumidora do tipo residencial, da distribuidora CEEE-D e alterando a tarifa para o valor padrão deste estudo. O valor da conta mais próximo possível a ser escolhido no simulador foi de R\$ 136,00, que corresponde a um consumo mensal de 197 kWh. Deste modo, os resultados obtidos são os expressos na Tab. 3. A geração anual corresponde a 73,5% do consumo, o que sugere que esse simulador leva em consideração uma parcela do consumo referente ao custo de disponibilidade. A economia mensal estimada considera que a geração anual divide-se igualmente entre os 12 meses do ano, embora se saiba que a irradiação solar varia durante o ano. Pelo gráfico apresentado na Figura 3, o retorno do investimento se daria em 7 anos, considerando taxa de inflação de 8% ao ano. O cálculo realizado também resultou em um tempo de retorno de 7 anos.



**Figura 3** – Fluxo de caixa estimado pelo simulador Neosolar.

Potência do sistema [kWp]	1,25
Quantidade de módulos	5 de 250 Wp
Área mínima ocupada pelo sistema [m <sup>2</sup> ]	8,76
Peso estimado [kg]	118,91
Geração anual de energia estimada [kWh]	1765
Estimativa de investimento	R\$ 10889,71 - R\$ 15771,31
Economia mensal	R\$ 101,50
Economia total acumulada em 30 anos	R\$ 108171,30
Redução de CO <sub>2</sub> na atmosfera [kg]	25294
Número equivalente de árvores plantadas	181
Quilometragem equivalente rodada de carro [km]	230653

**Tabela 3** - Resultado fornecido pelo simulador Neosolar.

**América do Sol.** O simulador do site América do Sol é o que fornece maior detalhe sobre a produção e o consumo mensal, tal como os dados de irradiação do local selecionado, com as informações expressas tanto em gráficos quanto em tabelas. A Tab. 4 mostra os resultados obtidos e os gráficos das Fig. 3 e Fig. 4 demonstram o detalhamento da conta de energia, cujos valores mensais podem ser observados pelo usuário no site. Verifica-se que o mês de Dezembro, que é o mês com maior irradiação, tem como estimativa de produção exatamente 150 kWh, de modo que o valor da conta é igual ao custo de disponibilidade. Esse comportamento sugere que este seja o critério de dimensionamento empregado pelo simulador, assim está previsto que não haja excedentes de energia em nenhum mês do ano. A geração estimada para este sistema corresponde a 62% do consumo anual, sendo a média da geração mensal igual a 124,6 kWh. Também são apresentados os dados de irradiação de Porto Alegre, conforme pode ser observado no gráfico da Fig.6. A irradiância diária média no plano inclinada é igual a 5,045 kWh/m<sup>2</sup>, 10% acima do valor empregado nos cálculos do presente estudo, já que a fonte é outra. Esse simulador não apresentou estimativa de preço para o sistema, impossibilitando o cálculo do tempo de retorno.

Potência do sistema [kWp]	1,2
Área ocupada pelo sistema [m <sup>2</sup> ]	8 - 11
Inclinação aproximada dos módulos	31°
Rendimento anual [kWh/kW <sub>p</sub> ]	1247
Emissões de CO <sub>2</sub> evitadas [kg/ano]	434
Consumo total anual [kWh]	2400
Consumo da rede elétrica anual [kWh]	904
Geração fotovoltaica anual [kWh]	1495
Redução de CO <sub>2</sub> na atmosfera [kg]	25294
Número equivalente de árvores plantadas	181

Tabela 4 - Resultado fornecido pelo simulador América do Sol.

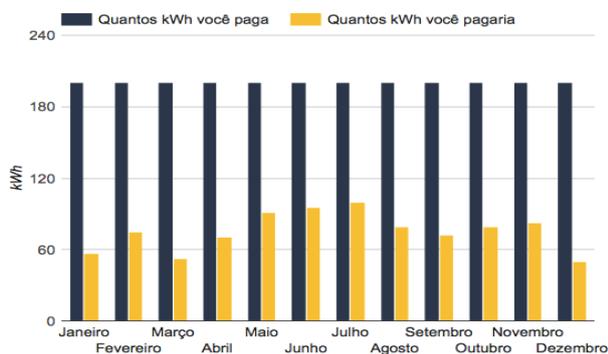


Figura 4 – Gráfico comparativo da conta de energia anterior e posteriormente à instalação do SFCR fornecido pelo simulador América do Sol.

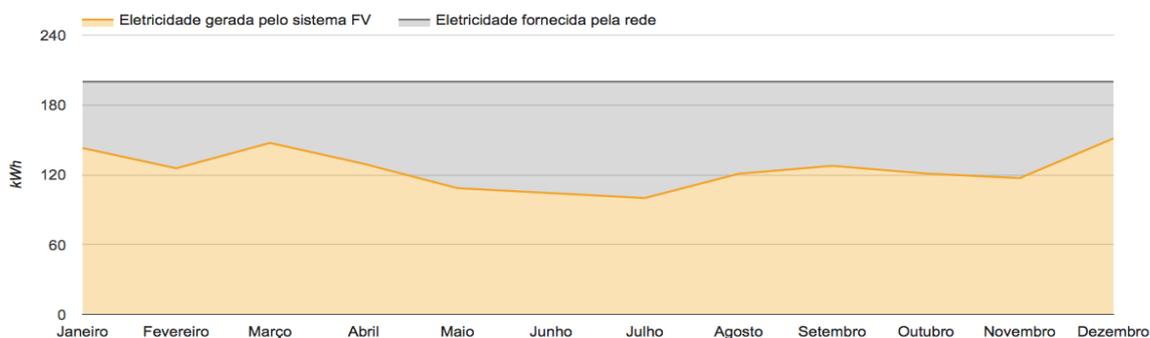


Figura 5- Energia total separada nas parcelas de consumo da rede e geração do SFCR fornecido pelo simulador América do Sol

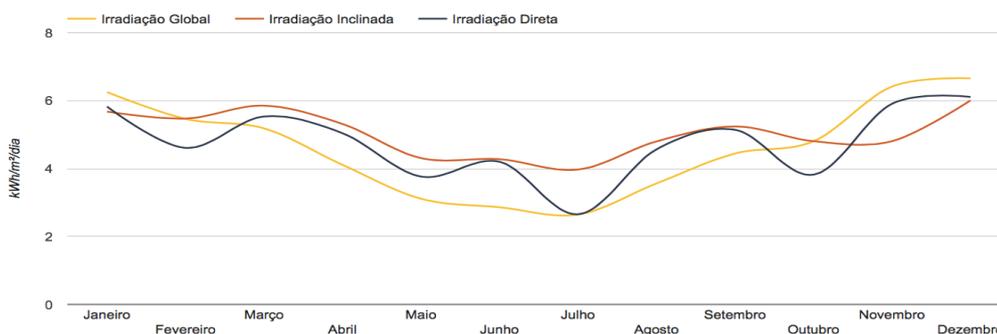


Figura 6- Curvas de irradiação global, direta e inclinada para a cidade de Porto Alegre fornecido pelo simulador América do Sol.

**Enel Soluções.** Para o teste do simulador da empresa Enel Soluções, foi informada a porcentagem de economia desejada em 70%, de maneira que os dados do sistema e estimativas de geração são apresentados na Tab. 5. A estimativa da

geração anual está 27% acima do consumo total anual, porém nos valores monetários verifica-se que a economia foi calculada considerando o custo de disponibilidade a ser pago para a distribuidora e os outros 150 kWh como supridos pelo sistema, o que resulta em uma economia mensal de R\$105,00. Esse comportamento sugere a aplicação de um coeficiente de segurança no dimensionamento, visando garantir a economia desejada, já que a geração depende de fatores climáticos e também há a degradação do sistema ao longo dos anos. O tempo de retorno calculado é de 10 anos e 2 meses. Porém, se empregado o valor correspondente ao total gerado no ano descontado do custo de disponibilidade, a receita anual passaria a ser de R\$1690,50 e o tempo de retorno seria reduzido a 8 anos e 2 meses. Este cenário poderia ser factível caso os créditos obtidos com o excedente de energia fossem empregados em outra unidade consumidora de mesma titularidade e na mesma área de concessão, o que é possível pelo sistema de compensação de energia (ANEEL, 2015).

**Centrium Energy.** No simulador Centrium Energy também foi possível selecionar a economia desejada de 70% e os resultados obtidos com base no valor de irradiância diária de 4,1 kWh/m<sup>2</sup> para a cidade de Porto Alegre estão na Tab. 6. Não foi informada estimativa de preço para o sistema, assim, não foi calculado o tempo de retorno do investimento.

Potência do sistema [kW <sub>p</sub> ]	2,24
Quantidade de módulos	8 de 280 W <sub>p</sub>
Quantidade de inversores	1 de 2 kW
Área mínima ocupada pelo sistema [m <sup>2</sup> ]	18
Peso estimado por unidade de área [kg/m <sup>2</sup> ]	17
Geração anual de energia estimada [kWh]	3050
Economia mensal	R\$ 105,00
Valor de energia anual sem energia solar	R\$ 1680,00
Valor de energia anual com energia solar	R\$ 420,00
Investimento	R\$ 17942,72 - R\$ 19936,35
Retorno do investimento ( <i>payback</i> )	7 anos
Emissões de CO <sub>2</sub> evitadas [kg/ano]	415

**Tabela 5** - Resultado fornecido pelo simulador da Enel Soluções.

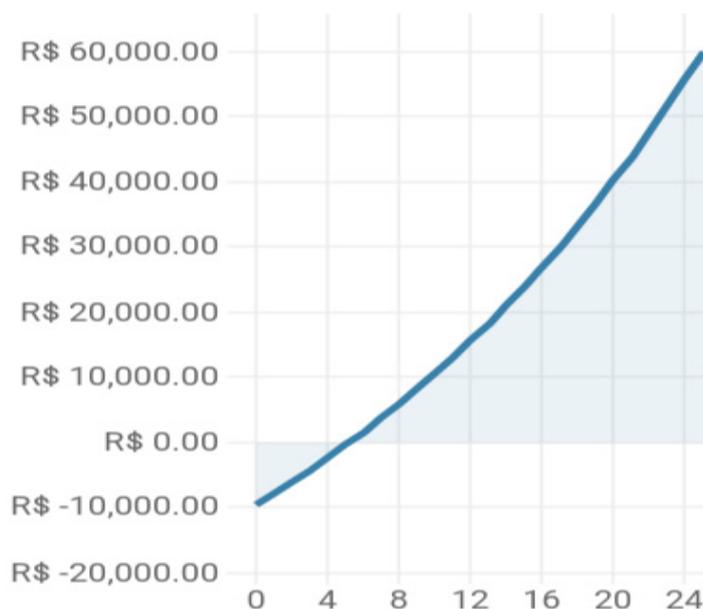
Potência do sistema [kW <sub>p</sub> ]	1,14
Área ocupada pelo sistema [m <sup>2</sup> ]	8,5
Peso sobre o telhado [kg]	127,5
Geração fotovoltaica anual [kWh]	1682,64
Economia anual estimada	R\$ 1159,20
Emissões de CO <sub>2</sub> evitadas [kg/ano]	464

**Tabela 6** - Resultado fornecido pelo simulador da Centrium Energy.

**Payback Solar – WEG.** O aplicativo Payback Solar da empresa WEG empregou o valor de irradiância diário de 4,7 kWh/m<sup>2</sup> para Porto Alegre, de modo a fornecer um dimensionamento básico de um sistema para o consumo informado de 200 kWh mensais. Além das características apresentadas na Tab. 7 também é fornecido um gráfico no qual é possível verificar o tempo de retorno do investimento, de 5 anos e 2 meses, conforme apresentado na Fig. 7. Este simulador não considera o custo de disponibilidade, portanto, a receita estimada corresponde à economia de 2400 kWh anuais. Utilizando os parâmetros informados no aplicativo, foi calculado um tempo de retorno de 5 anos e 2 meses para o investimento. Porém, ao considerar o custo de disponibilidade, a economia é reduzida para 1800 kWh ao ano, o que aumenta o tempo de retorno para 7 anos.

Potência do sistema [kW <sub>p</sub> ]	1,89
Área ocupada pelo sistema [m <sup>2</sup> ]	16
Investimento total	R\$ 9456,26
Tempo de retorno do investimento	5 anos e 2 meses

**Tabela 7** - Resultado fornecido pelo simulador Payback Solar da Weg.



**Figura 7** – Gráfico da análise econômica fornecido pelo simulador Payback Solar.

## 4.2 DISCUSSÕES

Para fins de comparação, foram calculados os parâmetros apresentados na Tab.8 para cada um dos simuladores. Verifica-se que os valores de produtividade anual estão entre 1247 e 1476 kWh/ kW<sub>p</sub>, sendo a média igual a 1357 kWh/ kW<sub>p</sub>, enquanto os valores de PR estão entre 0,75 e 0,89, com média igual a 0,82. Os valores extremos são o do simulador da Centrium Energy, 9% acima da média, e o mais da América do Sol, 8% abaixo da média. Para sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à

rede bem ventilados e não sombreados, valores típicos de PR para as condições de radiação solar encontradas no Brasil estão entre 70 e 80% (Pinho e Galdino, 2014), de modo que apenas os simuladores da Weg e da América do Sol apresentam PR dentro desta faixa. Ao se tratar do preço do sistema, o valor médio em 2016 para sistemas fotovoltaicos completos de até 5 kW<sub>p</sub> foi de R\$7,01/W<sub>p</sub> (IDEAL, 2017). Em relação a esse valor, o simulador que mais se aproxima é o do Portal Solar, enquanto os preços estimados pela Neo Solar e Enel são superiores e o da Weg é inferior. A média de todos os simuladores, considerando o valor médio para os que estimaram uma faixa de preços, é de R\$7,92/W<sub>p</sub>

Simulador	Produtividade (Y <sub>F</sub> )[kWh/ kW <sub>p</sub> ]	PR	Preço [R\$/W <sub>p</sub> ]
Portal Solar	1378	0,83	6,70 – 8,50
Neo Solar	1412	0,85	8,70 – 12,60
América do Sol	1247	0,75	-
Enel	1361	0,82	8,00 – 8,90
Centrium Energy	1476	0,89	-
Weg	1270	0,76	5,00

**Tabela 8** – Comparativo de parâmetros dos simuladores testados.

O sistema dimensionado pelo site América do Sol foi selecionado por ser o único em que a produção estimada está detalhada nos meses do ano, possibilitando a comparação com dados experimentais de um sistema de 1,225 kW<sub>p</sub>, instalado em Porto Alegre. A energia gerada em 30 dias entre Maio e Junho de 2016 foi de 105 kWh e a irradiação média diária foi de 3,3 kWh/ m<sup>2</sup>, estando o sistema instalado voltado para o Norte, com inclinação de 20° (Possebon, 2016). A estimativa do site América do Sol para o mês de Maio é de 108,5 kWh e para Junho é de 104,2 kWh, porém com irradiação média diária respectivamente de 4,31 e 4,28 kWh/m<sup>2</sup>, considerando inclinação de 31°. Apesar de ter empregado valores mais altos para a irradiação diária nos cálculos, a estimativa da geração é muito próxima à energia gerada obtida experimentalmente, sendo a média da estimativa dos dois meses apenas 1,3% superior a esse valor.

Para simular no *software* SAM foi selecionado o sistema de 2,24 kW<sub>p</sub> dimensionado pela Enel, por ser o único cuja potência do inversor foi informada. Foi considerada eficiência do inversor igual a 96%, sistema voltado para o Norte, com inclinação de 30° e demais perdas conforme padrão do *software*, totalizando 14% de perdas. Assim, a energia total estimada para o primeiro ano é de 2819 kWh, 7,6% abaixo do estimado pelo simulador, mas ainda 17% acima do consumo total anual. Assim, a produtividade obtida é de 1258,5 kWh/kW<sub>p</sub> e o PR é igual à 0,76.

## 5 | CONCLUSÃO

O presente estudo foi proposto com o objetivo de identificar os simuladores de sistemas fotovoltaicos, que são destinados principalmente ao consumidor leigo, identificando os parâmetros de entrada e os resultados obtidos da partir de cada um deles. Verificou-se que os parâmetros de entrada são similares, porém, alguns oferecem a possibilidade de selecionar a economia desejada ou ainda outro critério limitador, como área ou investimento inicial. O dimensionamento resultou em sistemas de distintas potências, porém, somente um estimou produção anual que supera o consumo da unidade consumidora. Identificou-se que nem todos os simuladores levaram em consideração o custo de disponibilidade, fator que impacta tanto o dimensionamento quanto o valor da economia obtida com o sistema. Também foi observado que muitos dos simuladores possuem uma abordagem voltada para o impacto ambiental, com o objetivo de destacar os pontos positivos da geração de energia renovável através de equivalências para a quantidade de emissões de CO<sub>2</sub> evitadas. A análise dos valores de produtividade e PR mostrou valores aproximados para todos os simuladores, estando os valores extremos encontrados 9% acima e 8% abaixo da média.

Em relação à parte financeira, dois simuladores não informaram estimativa de preço para o sistema, focando apenas nas características técnicas. Os demais apresentaram diferentes estimativas para o preço, variando entre R\$5,00/W<sub>p</sub> e R\$12,60/W<sub>p</sub>, com média igual a R\$7,92/W<sub>p</sub>. Dos simuladores que apresentaram o tempo de retorno do investimento, a maior parte não explicitou os fatores empregados para o cálculo, o que dificulta uma análise mais aprofundada, já que podem ser empregados diferentes métodos e parâmetros que impactam no resultado final.

As estimativas de produção de energia dos simuladores apresentaram pequenas diferenças em comparação a um sistema instalado e ao resultado de uma simulação em *software*, sendo estas atribuídas a diferenças nos dados de irradiação e valores de perdas e eficiências considerados.

Conclui-se que os simuladores disponíveis empregam em seus cálculos critérios de dimensionamento e dados distintos, conseqüentemente os resultados são diferentes, porém, consistentes. Os simuladores são ferramentas úteis para uma abordagem preliminar e podem auxiliar a aumentar o alcance da energia fotovoltaica, trazendo informações de grande valia ao consumidor interessado em minigeração.

## 6 | REFERÊNCIAS

América do Sol. **Simulador Solar**. Disponível em <<http://www.americadosol.org/simulador/>>. Acesso em 15 de Setembro de 2017.

Aldo. **Simulador Solar Centrium Energy**. Disponível em <<https://www.aldo.com.br/CotacaoExpress/SimuladorSolar.aspx>>. Acesso em 15 de Setembro de 2017.

ANEEL, 2015. **Resolução Normativa nº 687**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em 12 de Novembro de 2017.

ANEEL, 2012. **Resolução Normativa nº 482**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em 12 de Novembro de 2017.

ANEEL, 2017 a **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. Disponível em:<[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)>. Acesso em 12 de Novembro de 2017.

ANEEL, 2017 b **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. Disponível em:<[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Classe.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp)>. Acesso em 12 de Novembro de 2017.

BCB, 2015. **Resolução nº 4419**. Disponível em <[http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/downloadNormativo.asp?arquivo=/Lists/Normativos/Attachments/48527/Res\\_4419\\_v1\\_O.pdf](http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/downloadNormativo.asp?arquivo=/Lists/Normativos/Attachments/48527/Res_4419_v1_O.pdf)>. Acesso em 15 de Setembro de 2017.

CEEE - **Custos e Tarifas**. Disponível em:<<http://www.cee.com.br/pportal/cee/Component/Controller.aspx?CC=1782>>. Acesso em 15 de Setembro de 2017.

Enel Soluções. **Simule sua economia com Energia Solar**. Disponível em:<<https://www.ensolucoes.com.br/atendimento/#/modal-simule>>. Acesso em 15 de Setembro de 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2015. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015**. Disponível em:<<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202015.pdf>>. Acesso em 12 de Novembro de 2017

IDEAL - Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina, 2017. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica** – Edição 2017. Disponível em: <[https://issuu.com/idealeco\\_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017\\_web](https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017_web)>. Acesso em 12 de Novembro de 2017.

LABEEE - UFSC. **Arquivos climáticos em formato TRY, SWERA, CSV e BIN**. Disponível em:<[http://www.labee.ufsc.br/sites/default/files/arquivos\\_climaticos/porto\\_alegre\\_epw\\_stat.zip](http://www.labee.ufsc.br/sites/default/files/arquivos_climaticos/porto_alegre_epw_stat.zip)>. Acesso em 12 de Novembro de 2017.

Neosolar. **Simulador solar - calculadora solar fotovoltaica**. Disponível em:<<https://www.neosolar.com.br/simulador-solar-calculadora-fotovoltaica>>. Acesso em 15 de Setembro de 2017.

Pinho, J.T. e Galdino, M.A, 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia solar – GTES. CEPEL – DTE – CRESESB.

Possebon, R.; 2016. **Avaliação do Desempenho de um Arranjo Fotovoltaico Para Uma Residência Típica no Sul do País. 2016**. 27f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre

Portal Solar. **Simulador Solar**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/calculo-solar>>. Acesso em 15 de Setembro de 2017.

Zilles,R. et al, 2012. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo.

WEG. **Aplicativo Payback Solar**. Disponível em:<<http://www.weg.net/institucional/BR/pt/news/produtos-e-solucoes/conheca-o-payback-weg>>. Acesso em 15 de Setembro de 2017.

## AVALIAÇÕES DE CUSTO E DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TIPO SIGFI COM DIFERENTES PERÍODOS DE AUTONOMIA

### **Marta Maria de Almeida Olivieri**

Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica,  
DME  
Rio de Janeiro - RJ

### **Leonardo dos Santos Reis Vieira**

Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica,  
DME  
Rio de Janeiro - RJ

### **Marco Antonio Galdino**

Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica,  
DME  
Rio de Janeiro - RJ

### **Márcia da Rocha Ramos**

Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica,  
DME  
Rio de Janeiro - RJ

**RESUMO:** Em função da queda do preço dos módulos fotovoltaicos observada nos últimos anos, o Ministério de Minas e Energia (MME) solicitou ao Cepel uma avaliação técnica e econômica de sistemas do tipo SIGFI com maior potência de módulos fotovoltaicos e menor tempo de autonomia em relação aos sistemas SIGFI 45 (com autonomia de 48 horas). Os sistemas SIGFI 45, estabelecidos por resolução da Aneel, são adotados como padrão de atendimento às cargas domiciliares para as famílias localizadas em regiões remotas dos Sistemas Isolados com o uso da fonte de energia solar, no âmbito do

Programa Luz para Todos (LpT). Este trabalho tem como objetivo apresentar os resultados de avaliações de desempenho e custo dos sistemas não convencionais com menor autonomia em comparação com os sistemas convencionais com autonomia de 48 horas. Os sistemas avaliados foram dimensionados conforme metodologia apresentada pelo LpT para cargas de 45 e 60 kWh/mês, considerando 24 e 48 horas de autonomia. Simulações computacionais indicaram que, nas condições econômicas atuais, a opção por um sistema SIGFI que disponibilize cerca de 60 kWh/mês e com apenas um dia de autonomia apresenta desempenho energético superior e custo inferior ao sistema SIGFI 45 convencional, com 2 dias de autonomia.

**PALAVRAS-CHAVE:** SIGFI, Programa Luz para Todos, autonomia de bateria

**ABSTRACT:** Due to the price decrease of photovoltaic modules observed in recent years, the Brazilian Ministry of Mines and Energy (MME) has asked Cepel to perform a technical and an economic evaluation of SHS's, named in Brazil SIGFI systems, with more panels and shorter autonomy in comparison to the Brazilian Regulatory Agency for Electric Energy (Aneel) standard PV system named SIGFI 45 (48 hours autonomy, 45 kWh/month availability). These systems are used for solar

electrification of remote homes not connected to the grid, under the “Light for All” (LpT) federal government Program. This article presents the results of performance and cost evaluations of SIGFI systems. The evaluated systems were designed according to the methodology prescribed in the LpT program for loads of 45 and 60 kWh/month, and for 24 and 48 hours of autonomy. Computer simulations have shown that, under current economic conditions, the option for a SIGFI system that provides around 60 kWh/month with only one day of autonomy presents better energy performance and minor costs in comparison to the SIGFI 45 system, with 2 days of autonomy.

**KEYWORDS:** SIGFI, Light for All Program, battery autonomy

## 1 | INTRODUÇÃO

O programa Luz para Todos (LpT) estabeleceu o sistema SIGFI 45 como padrão de atendimento às cargas domiciliares para as famílias localizadas em regiões remotas dos Sistemas Isolados com o uso da fonte de energia solar. Ao longo dos últimos anos, o custo dos módulos fotovoltaicos vem caindo em maior taxa do que os custos das baterias. Portanto, a princípio, com investimentos semelhantes ao sistema SIGFI 45, seria possível oferecer uma configuração alternativa de sistema SIGFI, com uma maior quantidade de módulos fotovoltaicos, reduzindo-se, em contrapartida, a quantidade de baterias. Em função disso, o MME solicitou ao Cepel a avaliação técnica e econômica destes sistemas alternativos, em comparação ao sistema SIGFI 45 padronizado. Pretende-se estudar a pertinência de alterar a Resolução Normativa Aneel 493 (Aneel, 2012) que estabelece, atualmente, o critério de autonomia mínima de 2 dias para o dimensionamento dos sistemas do tipo SIGFI.

Este trabalho tem como objetivo apresentar resultados da avaliação de desempenho e custo de sistemas SIGFI dimensionados para cargas totais de 45 kWh/mês e 60 kWh/mês e autonomia do banco de baterias de 24 e 48 horas. Os resultados são comparados aos de sistemas SIGFI 45 (com autonomia de 48 horas), adotados como padrão de atendimento às cargas domiciliares para as famílias localizadas em regiões remotas dos Sistemas Isolados com o uso da fonte de energia solar, no âmbito do Programa Luz para Todos.

## 2 | METODOLOGIA

A avaliação técnica e econômica foi realizada utilizando-se o programa computacional Homer Pro, versão 3.9.2. O programa Homer Pro permite a simulação do desempenho em base horária e estima os custos de geração de energia elétrica dos sistemas. Os principais resultados das simulações são a produção de energia anual (em base horária), o fator de capacidade, os dias e horários em que ocorrem os desligamentos ao longo do ano e os custos de geração de energia. Com base

nestas simulações é possível calcular o número total de horas de desligamento (DIC - Duração de interrupção individual por unidade consumidora) a cada mês e no período anual de avaliação, cujos valores máximos admitidos são estabelecidos na Resolução Normativa da Aneel N° 493/2012. Opções avançadas de simulação do Homer Pro incluem parametrização, análises de sensibilidade e análises estatísticas.

Em resumo, neste trabalho, foi adotado o seguinte procedimento:

- I escolha da localidade de referência;
- II definição da irradiação horária anual;
- III definição da carga horária diária para o sistema;
- IV dimensionamento dos sistemas SIGFI;
- V definição dos custos dos equipamentos com base em informações atualizadas de mercado;
- VI simulações do desempenho utilizando o programa Homer Pro;
- VII cálculo do DIC mensal e anual com base nos resultados das simulações;
- VIII estimativas do custo de geração de energia (custo parcial) utilizando o programa Homer Pro e preços de equipamentos consultados na internet ou de fornecedores nacionais.

Em todas as simulações foram consideradas as seguintes premissas:

- Carga total do sistema: constituída da carga de um refrigerador adicionada a cargas de outros equipamentos, estas últimas com maior intensidade no período noturno.
- Custos de instalação: foi considerado somente o custo de investimento dos equipamentos principais. Os custos de mão de obra e transporte para a instalação não foram considerados (valor nulo), pois foi julgado, para efeito de comparação dos sistemas, que o custo de instalação seria aproximadamente o mesmo para todos eles.
- Custos de operação e manutenção: foi considerado somente o custo de reposição dos equipamentos principais ao final de sua vida útil, igual ao custo de aquisição do equipamento novo. Os custos de mão de obra e transporte não foram considerados (valor nulo), pois foi julgado, para efeito de comparação dos sistemas, que seriam os mesmos ou muito próximos para todos os sistemas.
- Taxa de desconto: 6%.
- Inflação: 0%.
- Vida útil do sistema para contabilização do custo da energia gerada: 20 anos.
- Parâmetros técnicos dos principais equipamentos: Tabela 1.

Equipamento	Parâmetro	Valor
painel fotovoltaico	vida útil	20 anos
	inclinação do painel	10°
bateria chumbo-ácido	tipo (recomendado pelo Programa LpT)	OPzS*
	vida útil	de 5 a 15 anos; caso base: 7 anos
	estado inicial de carga	80%
	mínimo estado de carga	40%
	eficiência	86%
conjunto inversor / controlador	eficiência do inversor	85%
	eficiência do controlador	95%
	vida útil	10 anos

\* A bateria OPzS é uma bateria chumbo-ácido ventilada com eletrólito líquido, cuja designação é da norma DIN para bateria estacionária com placas positivas tubulares (em alemão *Panzer platten* que significa placas reforçadas). Este tipo de bateria requer reposição de água.

**Tabela 1** – Parâmetros dos equipamentos do SIGFI.

## 3 | RESULTADOS

### 3.1 Irradiação Solar

Para a simulação, foi escolhido o perfil horário de irradiação solar da cidade de Manaus-AM. Julgou-se que este perfil se aproxima das condições em que normalmente estes tipos de sistemas são instalados em regiões remotas dos Sistemas Isolados. Os dados deste perfil estão disponíveis no Programa Homer, que utiliza informações da Nasa, coletados entre 1983 e 2005. A irradiação global média diária no plano horizontal para Manaus é de 4,63 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Entretanto, para este estudo, resolveu-se considerar uma irradiação mais conservadora de 4 kWh/m<sup>2</sup>.dia para a irradiação média diária global no plano horizontal, mantendo-se, porém, o perfil horário de irradiação da localidade de Manaus. O sistema dimensionado conforme o Manual do LpT considera que a irradiação média diária global no pior mês do ano é de 4 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Nas simulações realizadas, o valor de 4 kWh/m<sup>2</sup>.dia foi estabelecido como uma média diária anual e, portanto, são observados valores mensais médios menores do que 4 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Desta forma, as simulações são realizadas, a princípio, em condições mais desfavoráveis do que aquelas consideradas no seu dimensionamento.

Na Figura 1 são apresentadas, para cada mês, as irradiações médias diárias global no plano horizontal (GHI) e no plano inclinado de 10°. Em ambos os casos a média anual é de 4 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Apesar do ângulo de inclinação ótimo da maioria das cidades da região Norte ser menor que 10°, esta inclinação é uma prática já adotada nas instalações dos painéis fotovoltaicos por facilitar a limpeza dos mesmos por ação

da chuva. Neste estudo, efetuaram-se algumas simulações variando-se a inclinação do painel fotovoltaico. Verificou-se que o painel inclinado a  $10^\circ$  orientado para o Norte permite um melhor aproveitamento energético de irradiação ao longo do período de um ano, se comparado com o painel horizontal. Conforme observado anteriormente a irradiação média diária para o pior mês é inferior a  $4 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$ , tanto para o plano horizontal como para o plano inclinado. Verificou-se ainda que, mantendo-se o perfil de irradiação para o plano inclinado (curva vermelha da Figura 1), se a irradiação média para o pior mês fosse de  $4 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$ , o valor médio anual correspondente seria de  $4,49 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$ .

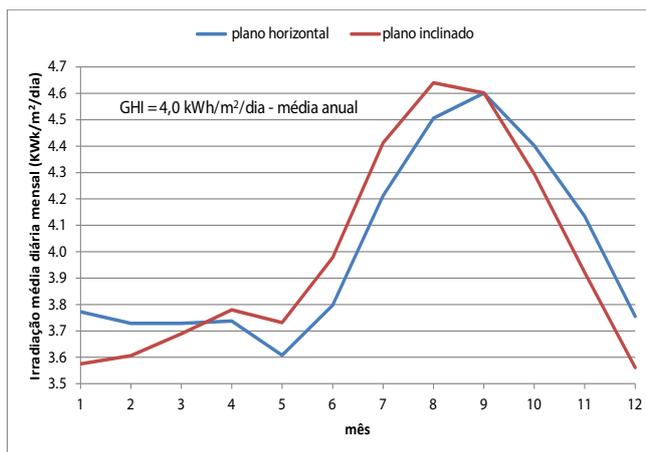


Figura 1 – Irradiação média diária mensal utilizada nas simulações.

### 3.2 Perfil de carga diário

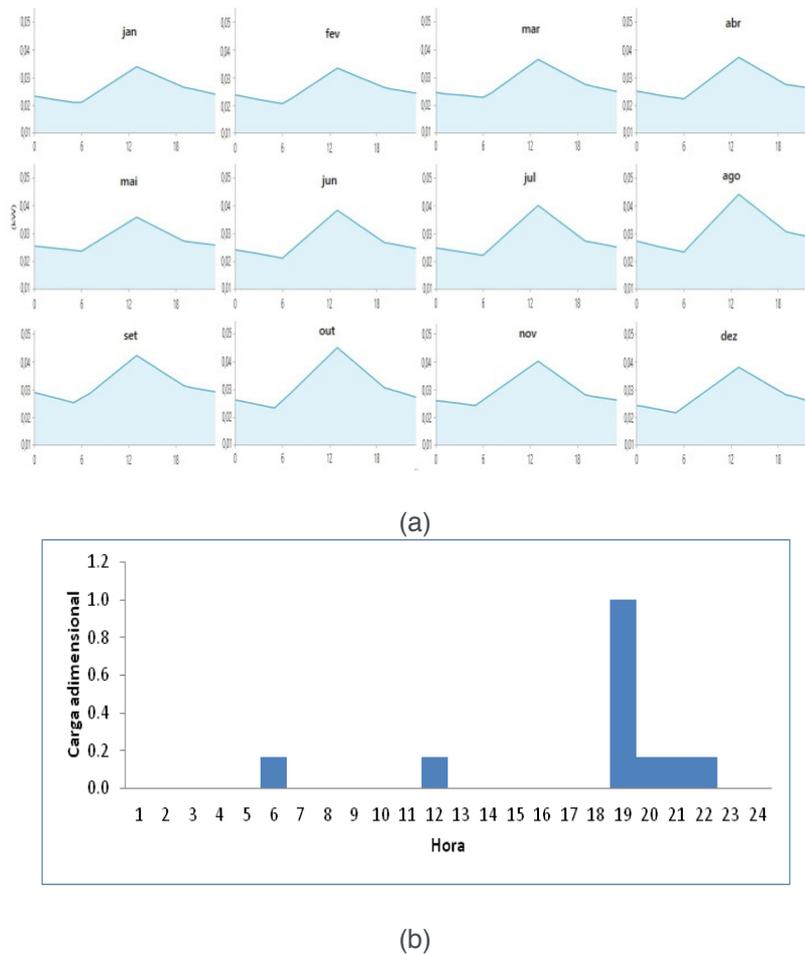
O perfil diário de carga total para o SIGFI foi constituído somando-se o perfil de carga de um refrigerador ao perfil estimado de cargas de outros equipamentos com maior intensidade no período noturno. A carga do refrigerador foi determinada com base em curvas experimentais obtidas pelo Cepel em sistemas SIGFI, nos anos de 2012 a 2014 (Cepel, 2014b), operando com o refrigerador modelo Consul RC28. Como este refrigerador não é mais fornecido no mercado, os seus valores foram extrapolados para o refrigerador modelo Electrolux RDE33 (236 litros), atualmente em teste no Cepel. Considerando o efeito da variação da temperatura ambiente de Manaus ao longo do ano, estimou-se o consumo médio do refrigerador RDE33, com carga térmica e aberturas de porta ao longo do dia, em  $37,7 \text{ kWh/mês}$ . O perfil diário do consumo do refrigerador (média diária mensal), com carga, em cada mês é mostrado na Figura 2a. O consumo do refrigerador próximo das 13h é maior devido a ser o horário em que a temperatura ambiente é mais alta.

O consumo deste refrigerador, obtido em ensaios normalizados (porta fechada) no Cepel, foi de  $23,1 \text{ kWh/mês}$  (Cepel, 2016). Estes ensaios normalizados são utilizados para determinar o consumo de placa do refrigerador.

A carga adicional, ou seja, além do refrigerador, utilizada nas simulações correspondeu aos valores indicados na Tabela 2 e foi calculada subtraindo-se o valor

médio correspondente à carga do refrigerador (37,7 kWh/mês) do valor total de carga considerado.

Nas simulações, as quantidades de energia disponíveis para outros equipamentos, correspondentes a última linha da Tabela 2, possuem o perfil diário mostrado na Figura 2b, considerado o mesmo para todos os dias do ano. O perfil de cargas escolhido possui uma maior concentração de cargas à noite. Em particular, de forma proposital, a carga noturna encontra-se mais concentrada em um único horário, uma situação considerada mais crítica para os sistemas fotovoltaicos.



**Figura 2** – a) Perfil de carga do refrigerador ao longo do dia para cada mês do ano e b) Perfil adimensional diário de carga de equipamentos, exceto refrigerador.

Carga total (kWh/mês)	37,7	45	50	60	70	80
Carga do refrigerador (kWh/mês)	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7
Carga (outros equipamentos) (kWh/mês)	0	7,3	12,3	22,3	32,3	42,3

**Tabela 2** – Cargas mensais utilizadas nas simulações.

### 3.3 DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS SIGFI

Para o dimensionamento dos sistemas SIGFI 45 e 60, com dois dias de autonomia

(aqui denominados SIGFI 45-2d e SIGFI 60-2d), foram considerados os valores indicados na publicação “Especificações Técnicas dos Programas para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados no âmbito do Programa Luz para Todos” (MME, 2015). Para o sistema aqui chamado SIGFI 60-1d, o gerador fotovoltaico é aquele dimensionado para o SIGFI 60 convencional, mas a capacidade de bateria é calculada para 1 dia de autonomia (e não para 2 dias como estabelece a RN Aneel 493). Para dimensionamento dos controladores de carga da bateria foi utilizada a metodologia do Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (Pinho e Galdino, 2014) e o dimensionamento dos inversores seguiu a determinação da RN Aneel 493/2012. Desta forma, o dimensionamento dos três sistemas considerados neste estudo é apresentado na Tabela 3.

SIGFI	Potência de pico do painel FV ( $W_p$ )	Capacidade da bateria (kWh)	Bateria 24 V (Ah@c100)	Potência min. do inversor (W) <small><math>24 V_{cc}/127</math> ou <math>220 V_{ca}</math></small>	Corrente min. do controlador (A)
45-2d	780	7,5	315	700	40
60-1d	1.040	5	208	1.000	45
60-2d	1.040	10	415	1.000	45

**Tabela 3** - Dimensionamento dos sistemas SIGFI 45-2d, SIGFI 60-1d e SIGFI 60-2d.

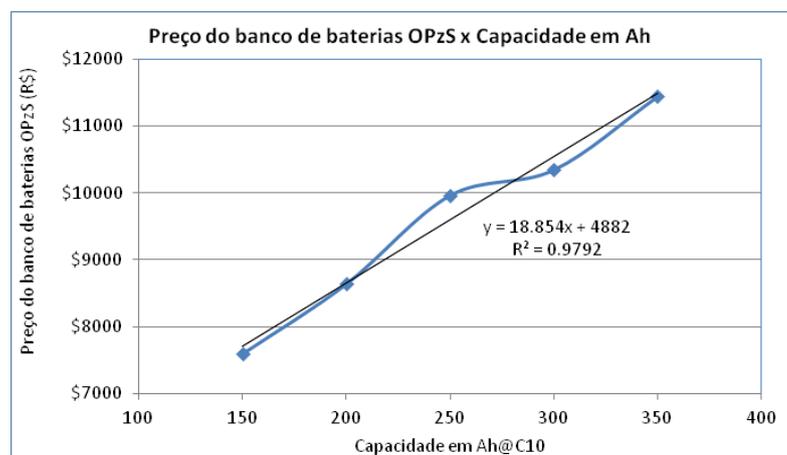
### 3.4 Custos dos equipamentos

No caso dos módulos fotovoltaicos foi feito um levantamento compreendendo vários modelos de Silício cristalino, de diferentes fabricantes e o valor escolhido foi o menor obtido em uma cotação junto a um fornecedor nacional. A cotação do módulo de 260 ou 265  $W_p$  foi de R\$ 640, para compras acima de 600 módulos, resultando num custo de aproximadamente R\$  $2,4/W_p$ .

Para a bateria Chumbo-ácido, foram solicitadas cotações junto a alguns fornecedores nacionais, mas foi recebida somente uma resposta. De posse dos preços de cotações de bancos de baterias com 12 elementos OPzS de 2 V (ver exemplo na Figura 3) e capacidades de 150 Ah, 200 Ah, 250 Ah, 300 Ah e 350 Ah, decidiu-se por considerar uma curva de ajuste linear para representar os preços das baterias em função de sua capacidade, conforme apresentado na Figura 4.



**Figura 3** – Foto de um banco de 12V formado por de 6 baterias de 2V do tipo OPzS



**Figura 4** – Preços dos bancos de bateria OPzS em função da capacidade Ah@C10:

valores cotados (linha azul) e curva de ajuste (linha cinza)

Para o inversor foram obtidos preços tanto na internet quanto diretamente com os fornecedores. Foi obtido o preço de R\$ 1.300 para o inversor de 1.000 W na internet e o preço de R\$ 2.700 pelo fornecedor de inversor de fabricante nacional de mesma potência. Ressalta-se que não houve cotação para o inversor de 700 W, pois não foi encontrado inversor nacional de onda senoidal nesta potência. Quanto ao controlador foram considerados apenas preços consultados na internet. Foram encontrados controladores do tipo MPPT e PWM. Para mostrar a variação de preços, cita-se, como exemplo, o controlador PWM de 40 A de um fabricante X a R\$ 396 e o do fabricante Y a R\$ 1.150. Todos os preços referem-se a agosto de 2017.

Nota-se que o custo do conjunto conversor – inversor + controlador – já é superior ao custo do gerador solar, sendo que a vida útil estimada deste último, de pelo menos 20 anos, é duas vezes maior do que a dos componentes eletrônicos. A Tabela 4 apresenta um resumo dos preços obtidos para os componentes dos sistemas.

SIGFI	45-2d	60-1d	60-2d
Painel FV ( $W_p$ )	780	1.040	1.040

Preço do painel FV (R\$)	\$1.920	\$2.560	\$2.560
Capacidade da bateria (kWh)	7,5	5	10
Bateria Ah@C100	315	208	415
Modelo da bateria (12 elementos de 2 V, ligados em série: 24 V)	OPzS 300Ah @ C10	OPzS 200Ah @ C10	OPzS 400Ah @ C10
Preço total do banco de baterias (R\$)	\$10.538	\$8.653	\$12.424
Inversor (W) 24 V <sub>CC</sub> / 127 ou 220 V <sub>CA</sub>	700	1	1
Preço do inversor (R\$)	-x-	\$1.300 e \$2.700	\$1.300 e \$2.700
Controlador MPPT (A)	40	45	45
Preço do controlador (R\$)	\$988	\$1.329	\$1.329

**Tabela 4** – Preços dos componentes principais dos sistemas SIGFI.

Considerando a variação de preços de inversores e controladores para a mesma potência e a inexistência de inversor nacional de 700 W de onda senoidal, decidiu-se por considerar um valor único de R\$ 3.000 para o conjunto inversor-controlador, para todos os sistemas avaliados nas simulações.

### 3.5 Simulações do desempenho dos sistemas

Com base nos parâmetros técnicos e custos apresentados para os sistemas SIGFI 45-2d, SIGFI 60-1d e SIGFI 60-2d, foram realizadas simulações com o programa Homer Pro, para os diferentes valores de carga total indicados na Tabela 2. Nessas simulações, considerou-se uma vida útil das baterias de 7 anos. O desempenho de cada um destes sistemas é apresentado na Tabela 5, que mostra a produção anual de energia dos painéis fotovoltaicos e, em base anual, o percentual de carga não atendida e o percentual de excedente de energia (parcela da produção de painel fotovoltaico que não foi utilizada nem armazenada nas baterias).

Carga (kWh/mês)	37,7	45	50	60	70	80
Sistema SIGFI 45-2d						
Produção de energia (kWh/ano)	794					
Carga não atendida (%/ano)	0,0	0,9	3,9	15,7	27,4	36,4
Excedente de produção (%/ano)	26,2	12,0	5,0	0,3	0,0	0,0
Sistema SIGFI 60-1d						
Produção de energia (kWh/ano)	1059					
Carga não atendida (%/ano)	0,0	0,9	2,3	7,2	13,2	20,8

Excedente de produção (%/ano)	44,8	34,1	27,6	17,1	9,5	5,4
Sistema SIGFI 60-2d						
Produção de energia (kWh/ano)	1059					
Carga não atendida (%/ano)	0,0	0,0	0,0	1,1	7,2	16,5
Excedente de produção (%/ano)	44,8	33,4	25,7	11,3	3,0	0,3

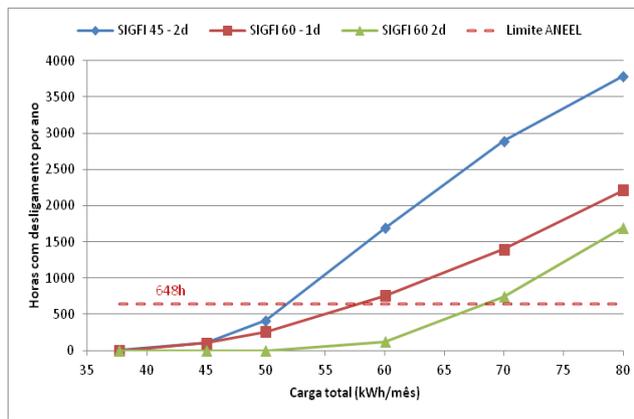
**Tabela 5** – Produção anual de energia dos painéis fotovoltaicos para cada sistema, percentual de carga não atendida e percentual de excedente de energia em base anual.

Observa-se que ambos os sistemas SIGFI 60 (com 1 e 2 dias de autonomia) apresentaram percentuais de energia não atendida ao longo do ano, para cargas totais acima de 50 kWh/mês, bem menores do que o SIGFI 45-2d. Para cargas totais inferiores a este valor, os sistemas SIGFI 45-2d e SIGFI 60-1d apresentaram o mesmo percentual e o sistema SIGFI 60-2d atendeu integralmente à carga.

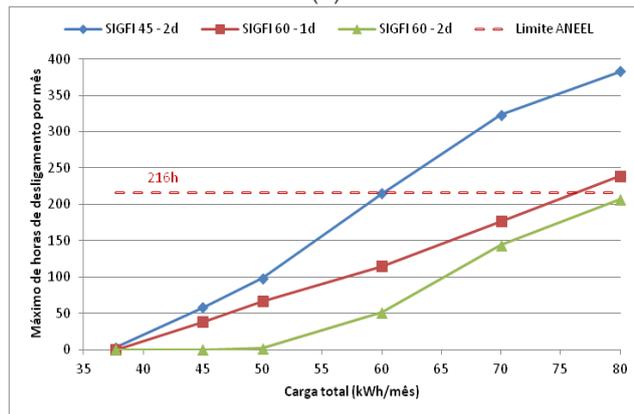
A Tabela 5 mostra que o excedente de energia anual para o sistema SIGFI 45-1d é menor do que para os sistemas SIGFI 60-1d e SIGFI 60-2d. Neste caso, é interessante observar que, para cargas totais acima de 50 kWh/mês, o excedente de energia para o sistema SIGFI 60-1d é maior do que para o sistema SIGFI 60-2d. Este fato sugere que, do ponto de vista de aproveitamento energético da irradiação solar, a adoção de um número maior de baterias, como no sistema SIGFI 60-2d, é mais adequada.

Para os sistemas SIGFI, a Resolução Aneel 493 estabelece os seguintes parâmetros de atendimento: DIC mensal máximo de 216 horas e DIC anual máximo de 648 horas. A Figura 5 mostra os resultados do número de horas de desligamento ao longo do ano para cada um dos sistemas simulados e os compara com os valores máximos admitidos pela Aneel. A Figura 5a corresponde às horas totais de desligamento ao longo do ano, e a Figura 5b corresponde ao valor máximo mensal de horas de desligamento observado no ano.

A Figura 5 mostra que todos os sistemas atendem os requisitos do DIC anual para cargas de até 50 kWh/mês, com menor número de horas de desligamento para os SIGFI 60-1d e SIGFI 60-2d em relação ao SIGFI 45-2d. O SIGFI 60-1d atende os requisitos da Aneel para o DIC anual para cargas próximas a 60 kWh/mês e o SIGFI 60-2d atende os requisitos da Aneel para cargas próximas a 70 kWh/mês. Todos os sistemas atendem os requisitos do DIC mensal para cargas de até 60 kWh/mês, com menor número de horas de desligamento para os SIGFI 60-1d e SIGFI 60-2d em relação ao SIGFI 45-2d.



(a)



(b)

**Figura 5** – a) Horas totais de desligamento ao longo do ano; b) Valor máximo mensal de horas de desligamento no ano.

Ressalta-se que se for considerada a média anual de irradiação real da cidade de Manaus de 4,63 kWh/m<sup>2</sup>.dia, a simulação do sistema SIGFI 60-1d apresenta o DIC anual inferior a 648h para a carga de 60 kWh/mês.

### 3.6 Avaliação de custos

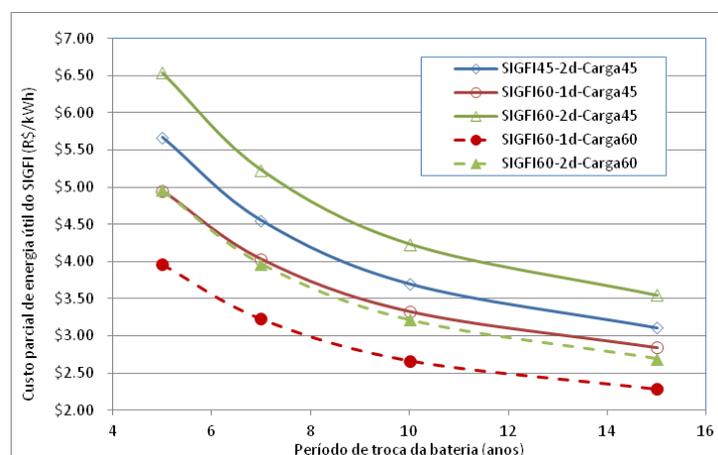
Foram realizadas várias simulações no programa computacional Homer Pro para comparação dos custos de energia entre os três sistemas. Foi utilizado como parâmetro comparativo o custo anualizado da energia útil produzida pelo SIGFI. O custo médio de energia anualizado calculado pelo programa Homer Pro (R\$/kWh) é a relação entre o custo total anual (R\$/ano) pelo total anual de energia entregue à carga (kWh/ano) pelo sistema. Para calcular o custo total foram fornecidos ao Homer Pro os preços de investimento e reposição dos equipamentos principais: módulos, baterias, inversor e controlador e respectivos períodos de vida útil. Observa-se que os valores de custo de energia são parciais, pois não englobam todos os custos para instalação e manutenção dos sistemas, como, por exemplo, material elétrico, mão-de-obra, transporte, etc. Considera-se que estes custos são similares entre os sistemas avaliados e, por isso, sua supressão não influencia os resultados comparativamente. Assim, o valor real do custo de energia será superior ao indicado nas simulações e

dependerá em muito da localidade de instalações do sistema e da logística envolvida para sua instalação e manutenção.

Na prática, o tempo de vida útil da bateria depende do número de ciclos e da profundidade de descarga, da manutenção com reposição adequada do eletrólito da bateria, da qualidade da bateria, da temperatura de operação etc. No Brasil não existem muitos fabricantes de bateria do tipo OPzS. Conforme já mencionado, foi obtida cotação de apenas um fabricante. Em seu catálogo de baterias é declarado que o tempo de vida útil em regime de flutuação é de 12 anos, ou seja, como em sistemas fotovoltaicos o regime é de ciclagem diária, a vida útil da bateria será menor que 12 anos para os modelos desse fabricante. Nas simulações, admitiu-se uma profundidade máxima de descarga de 60%.

Da experiência de sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil com bateria OPzS tem-se poucos registros. Em reuniões realizadas com técnicos da Cemig e da Celpa foram obtidas algumas informações. A Cemig informou que algumas baterias OPzS, de sistemas instalados nos primórdios do Prodeem, apresentaram vida útil superior a 10 anos. Já em sistemas de minirredes fotovoltaicas do LpT, segundo informação da Celpa, as baterias do tipo OPzS estavam operacionais mesmo após 5 anos de instalação, com praticamente nenhuma manutenção. Devido à incerteza com relação à vida útil das baterias, decidiu-se avaliar o impacto da vida útil da bateria no custo de energia dos SIGFIs. Assim, foram realizadas simulações variando-se o período de troca da bateria em 5, 7, 10 e 15 anos, para duas condições de carga, de 45 e 60 kWh/mês.

A Figura 6 apresenta curvas do custo de energia (parcial) para os três sistemas: SIGFI 45 com 2 dias de autonomia (SIGFI 45-2d), SIGFI 60 com 1 e 2 dias de autonomia da bateria (respectivamente, SIGFI 60-1d e SIGFI 60-2d). Não foi apresentada a curva do SIGFI 45-2d para a carga de 60 kWh/mês, pois o mesmo, como visto anteriormente, não é capaz de atender satisfatoriamente a esta carga.



**Figura 6** – Curvas dos custos (parciais) de energia em função do período de troca da bateria OPzS, para os sistemas SIGFI 45-2d, SIGFI 60-1d e SIGFI 60-2d.

Verifica-se diretamente pela Figura 6 que, independentemente do período de troca da bateria, os custos de energia são sempre mais favoráveis para o SIGFI 60-1d, sendo que a diferença entre os custos de energia dos sistemas é maior, quando o intervalo de troca de baterias é menor.

Como o custo de energia é inversamente proporcional à quantidade de energia útil, quanto maior a carga atendida, menor é o custo de energia para o mesmo tamanho de sistema. Isto pode ser percebido comparando-se, por exemplo, as curvas na cor vermelha da Fig. 5: a curva de linha cheia, que corresponde ao sistema SIGFI 60-1d para atendimento de uma carga de 45 kWh/mês, apresenta os custos de energia superiores ao da curva vermelha tracejada, para o mesmo sistema atendendo a carga de 60 kWh/mês. O mesmo pode ser verificado para as curvas na cor verde, correspondentes ao SIGFI 60-2d.

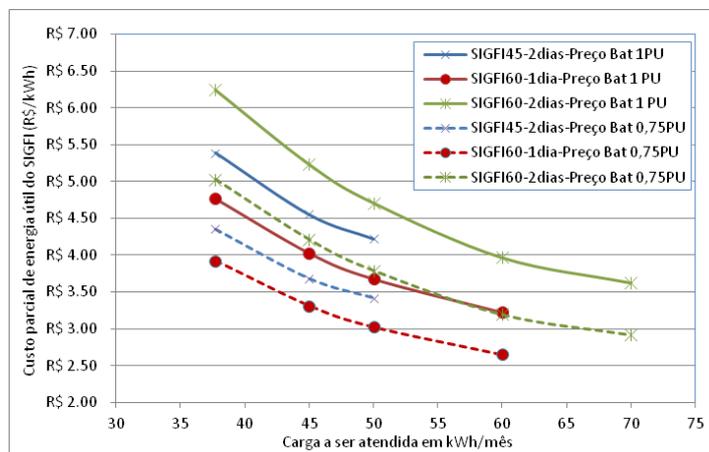
Para a comparação dos custos de energia entre os sistemas, decidiu-se pelo período de 7 anos de vida útil, como caso base. Esse valor tem como referência algumas literaturas (Olivieri, 2010; Esteves, 2012) e se baseia, também, nas poucas informações conhecidas dos casos reais no Brasil, relatadas em parágrafo anterior.

Sabe-se que a aquisição de um maior número de elementos de baterias pode influenciar o preço final do produto, conforme informação do próprio fornecedor. Devido à possível variação do preço das baterias, decidiu-se avaliar o seu impacto no custo de energia dos SIGFIs. Assim, a Figura 7 apresenta curvas do custo de energia (parcial) em função da carga a ser atendida para os três tipos de sistemas SIGFI 45-2d, SIGFI 60-1d e SIGFI 60-2d, para dois preços do banco de baterias. As curvas de cada sistema são traçadas até a carga que o sistema pode atender, sem ultrapassar o limite de DIC anual. As curvas de traço contínuo consideram o valor de cotação (1 PU), para compra de poucos elementos, enquanto as curvas tracejadas consideram uma diminuição de 25% do valor cotado (0,75 PU), levando-se em conta a aquisição de lotes de centenas de elementos de baterias.

Comparando-se as curvas de mesmo preço relativo de bateria, o SIGFI 60-1d sempre apresenta os menores custos de energia, independentemente do preço da bateria ser de 0,75 ou 1 PU. Observa-se, entretanto, que quando se compara o sistema SIGFI 60-1d com o preço cheio da bateria (1 PU) e o SIGFI 60-2d com preço inferior da bateria (0,75 PU), os custos são muito próximos, especialmente para a carga de 60 kWh/mês. O sistema SIGFI 60-2d tem o dobro de capacidade de bateria em relação ao SIGFI 60-1d. Assim, no caso de se conseguir uma boa diminuição do preço da bateria ao se comprar o dobro de elementos, vale a pena fazer uma análise financeira do custo de energia entre os dois sistemas, já que o sistema com 2 dias de autonomia apresenta desempenho energético superior.

A Tabela 6 apresenta os custos de investimento inicial para cada um dos sistemas, considerando apenas os valores dos componentes principais. Quando se avalia apenas o custo de investimento inicial, observa-se que o SIGFI 60-1d também apresenta o menor valor em relação aos demais. A Tabela 6 apresenta um valor total

de cerca de R\$ 16.000 para os principais equipamentos do SIGFI 45-1d, onde a bateria OPzS representa 65% do total, enquanto o painel fotovoltaico representa apenas 12%. Já o SIGFI 60-1d apresenta um valor total um pouco superior a R\$ 15.000, onde a bateria representa menos de 60% do total e o painel FV, 17%.



**Figura 7** – Curvas dos custos (parciais) de energia em função da carga a ser atendida, para os sistemas SIGFI 45-2d, SIGFI 60-1d e SIGFI 60-2d, considerando duas situações de preço da bateria OPzS: preço cheio (1 PU) e 0,75 PU.

SIGFI	45-2d	60-1d	60-2d
Painel FV ( $W_p$ )	780	1.040	1.040
Preço do painel FV (R\$)	\$1.920	\$2.560	\$2.560
Capacidade bateria (kWh)	7,5	5	10
Preço total do banco de baterias (R\$)	\$10.538	\$8.653	\$12.424
Potência do inversor (W) 24 $V_{CC}$ / 127 ou 220 $V_{CA}$	1.000		
Preço do inversor (R\$)	\$2.700		
Controlador MPPT (A)	40	45	45
Preço do controlador (R\$)	\$988	\$1.329	\$1.329
Valor total dos equipamentos principais (R\$)	\$16.146	\$15.242	\$19.013

**Tabela 6** – Preços dos principais equipamentos dos sistemas SIGFIs considerados

Em relação ao inversor, foi recebida cotação para um inversor de 600 W, de R\$ 1.380,00. Considerando que o fabricante fornecesse um inversor de 700 W pelo mesmo preço do de 600 W, o valor total do SIGFI 45-2d seria menor que R\$ 15.000 e, portanto, também menor que o valor do SIGFI 60-1d. O que se verifica, então, é que em relação ao investimento inicial, os dois sistemas apresentam custos similares. Na avaliação realizada não foram computadas algumas diferenças que podem existir nos custos referentes à estrutura de suporte do painel FV e do banco de baterias e aos dispositivos de proteção, cujos valores podem oscilar um pouco para cada um dos

sistemas.

Com base nos valores indicados na Tabela 6 verifica-se que o preço do banco de baterias tem o maior peso no custo de investimento em relação ao conjunto de equipamentos principais dos sistemas SIGFI – cerca de 60%. Este fato ocorre especialmente quando se trata de baterias do tipo OPzS, que é o tipo recomendado pelo Programa LpT devido à sua alta durabilidade em relação às baterias Chumbo-ácido convencionais, sendo mais indicado para regiões remotas onde o custo de transporte é muito significativo no orçamento de manutenção.

## 4 | CONCLUSÕES

Levando-se em consideração as premissas utilizadas e os resultados observados nas simulações, é possível concluir:

I Nas simulações efetuadas, considerando-se o perfil médio de irradiação da cidade de Manaus, porém com média anual de 4 kWh/m<sup>2</sup>/dia, os sistemas não ultrapassam o valor limite do DIC anual estabelecido pela Aneel para atendimento das cargas médias mensais nos seguintes valores aproximados:

- SIGFI 45-2d: carga mensal média de até 53 kWh/mês;
- SIGFI 60-1d: carga mensal média de até 58 kWh/mês;
- SIGFI 60-2d: carga mensal média de até 70 kWh/mês.

II Considerando o perfil médio e a média anual de irradiação solar reais da cidade de Manaus, o mesmo sistema SIGFI 60-1d atenderia o DIC anual para uma carga superior a 60 kWh/mês.

III Considerando o mesmo consumo médio mensal do refrigerador de 37,7 kWh/mês, a disponibilidade de energia para outras cargas do sistema SIGFI 45-2d é inferior à do SIGFI 60-1d.

IV Do ponto de vista energético, o sistema SIGFI 60-1d é superior ao sistema SIGFI 45-2d, para as mesmas condições de carga: menor percentual de carga não atendida (menor número de desligamentos).

V Com relação ao custo total de investimento dos equipamentos principais, os sistemas SIGFI 45-2d e SIGFI 60-1d apresentam valores similares.

VI Com relação ao custo de geração, o sistema SIGFI 60-1d apresentou custo da energia gerada inferior ao do sistema SIGFI 45-2d, mesmo quando considerado uma redução significativa do preço do banco de baterias.

VII Para todos os sistemas avaliados, as baterias apresentam o maior peso no custo de energia do SIGFI não só devido ao seu alto valor de investimento,

como também pelo fato de serem efetuadas trocas do banco durante a vida útil de 20 anos do sistema, enquanto os módulos fotovoltaicos tem a vida útil estimada igual ou superior à vida útil do SIGFI. No estudo, foram consideradas 1 a 2 trocas de baterias, exceto para o caso em que a vida útil da bateria OPzS foi de 5 anos, quando houve 3 trocas, o que seria improvável.

## REFERÊNCIAS

Aneel, 2012. **Resolução Normativa Aneel Nº 493**, de 5 de junho de 2012. Consultada nos meses de agosto e setembro de 2017 em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>.

Cepel, 2016. **Relatório de Ensaio DLF-9949/2016, Avaliação de desempenho de refrigerador.**

Cepel, 2014b. **Relatório Técnico 3117/2014, Ensaio com sistemas SIGFI 20 e 30.**

Esteves, G. et alli, 2012. **Análise de Sensibilidade dos Custos de Geração de Energia Elétrica em Sistemas Isolados.** Eletrobras. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, São Paulo, 18 a 21 de setembro de 2012.

MME, 2015. **Programa Luz para Todos: Especificações Técnicas dos Programas para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados no âmbito do Programa Luz para Todos, Outubro de 2015.** Consultado nos meses de agosto e setembro de 2017 em [https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/especificacoes\\_tecnicas.pdf](https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/especificacoes_tecnicas.pdf).

Olivieri, M. et alli, 2010. **Comparação entre dois tipos de sistemas fotovoltaicos individuais para eletrificação rural.** Eletrobras. III Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belém, 21 a 24 de setembro de 2010.

Pinho, João T.; Galdino, Marco A., 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Cresesb, Cepel. [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf).

## AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO CONSIDERANDO O EFEITO DA ESTEIRA AERODINÂMICA DE TURBINAS ATRAVÉS DO MODELO DO DISCO ATUADOR

**Luiz Fernando Pezzi**

Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Departamento de Engenharia Mecânica  
Porto Alegre – Rio Grande do Sul

**Adriane Prisco Petry**

Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Departamento de Engenharia Mecânica  
Porto Alegre – Rio Grande do Sul

**RESUMO:** Ao extrair energia cinética do vento, uma turbina eólica deixa à jusante uma região caracterizada por déficits de velocidade e elevados níveis de turbulência. Esta região é denominada região de esteira. Em parques eólicos de grande escala, parte dos aerogeradores operam na região de esteira de máquinas vizinhas, resultando em considerável redução na energia gerada por estas máquinas. Este estudo tem como objetivo avaliar a influência do efeito de esteira no campo de velocidades e na EAG (Energia Anual Gerada) por um conjunto de turbinas localizadas em um terreno real, através da utilização do modelo do Disco Atuador e do código comercial de Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) STAR-CCM+. O conjunto de equações que constitui o modelamento numérico é formado pelas equações RANS combinadas ao modelo de turbulência  $k-\epsilon$  de constantes modificadas para escoamentos atmosféricos. Condições

de contorno baseadas no regime de ventos local, topografia e vegetação do terreno são utilizadas para representação do escoamento atmosférico sobre a região de interesse. A EAG pelos aerogeradores quando consideradas as regiões de esteira é comparada com a EAG se cada aerogerador estivesse operando livre dos efeitos de esteira. A redução na EAG pelas turbinas que de fato operam na região de esteira é de 1,124 GWh e 1,559 GWh, representando perdas energéticas de 21,3% e 31,2% respectivamente. No que diz respeito à EAG pelo conjunto de turbinas, as perdas equivalem a 3,190 GWh e representam uma variação de 14% quando comparado ao potencial eólico do escoamento livre.

**PALAVRAS-CHAVE:** Esteira Aerodinâmica, CFD, Potencial Eólico.

**ABSTRACT:** At the same time that a wind turbine extracts energy from the wind, it leaves a downstream wake region characterized by low wind speeds and increased turbulence levels. In large-scale wind farms, wind turbines are exposed to upstream wakes. At this configuration, there is a considerable reduction of the energy generated by these machines. Thus, the wake effect is a factor that must be considered in the accurate prediction of wind power in order to maximize power production. The aim of this study is to evaluate

the influence of wind turbine wakes over the velocity field and in the annual energy output by a set of turbines located in a real terrain based on the disk actuator approach through the commercial code of CFD STAR-CCM+. The set of equations used for numerical modeling of the problem is formed by the RANS equations combined with the  $k-\varepsilon$  turbulence model of modified constants for atmospheric flow modeling. For a more realistic representation of the real atmospheric flow on the local site, it is used a set of boundary conditions based on the local wind anemometry data and the terrain topography. For the two most affected turbines, it was found that the wakes accounted for a 21.3% (1.124 GWh) and 31.2% (1.559 GWh) reduction in energy production compared to the wakeless scenario. Regarding the total power production, it was found a deficit of 3.190 GWh, which represents a reduction of 14% when compared to the wind potential of the free flow.

**KEYWORDS:** Wind Turbine Wake, CFD, Wind Energy Assessment.

## 1 | INTRODUÇÃO

Conforme dados do Global Wind Energy Council (GWEC, 2017), durante o ano de 2016, a capacidade acumulada de energia eólica mundial cresceu 12,6% em relação ao ano anterior, alcançando um total de 486,79 GW. Ainda segundo GWEC (2017), o potencial de energia eólica instalada no continente europeu em 2016 superou o de qualquer outra fonte de energia, equivalendo a 51% de toda a capacidade energética instalada. Com uma capacidade total instalada de 153,7 GW, a energia eólica superou o carvão e tornou-se a segunda maior fonte de geração de energia na União Europeia. Estima-se que este mercado continue em expansão nos próximos anos, de modo que em 2021, a capacidade mundial acumulada total seja equivalente a 817 GW.

No que diz respeito ao cenário nacional, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2017), a energia eólica é a segunda maior fonte de geração de energia do país, representando aproximadamente 27% da capacidade energética brasileira. Ao longo do ano de 2016, foram adicionados 2 GW de energia eólica à matriz elétrica brasileira, de modo que ao final deste período, com aproximadamente 10 GW de capacidade instalada, o país passou a ocupar a nona posição no ranking mundial de capacidade instalada de energia eólica.

Enquanto uma turbina eólica extrai energia cinética do vento, verifica-se a formação de uma região de esteira à jusante da máquina. Esta região, também denominada de região de sombra, tem como principais características elevados níveis de turbulência e déficits de velocidade. Segundo Lissman (1979), o layout de posicionamento das turbinas e os níveis de turbulência são os dois fatores de maior influência na eficiência de um conjunto de turbinas eólicas, ou seja, na energia gerada por um determinado número de aerogeradores operando na região de esteira em relação à energia gerada se cada aerogerador estivesse operando livre dos efeitos de esteira. Diante destas premissas, visto que em parques eólicos de grande escala

a maior parte dos aerogeradores operam na região de esteira de máquinas vizinhas, segundo Sanderse et al. (2011), as perdas energéticas por esteira podem alcançar valores de até 40%.

Apesar do crescimento do setor, o custo da eletricidade gerada por fontes como carvão e gás natural é menor se comparado ao custo da energia eólica. Através da avaliação precisa do recurso eólico e da implementação de mais fazendas eólicas é possível otimizar a produção de energia e, conseqüentemente, reduzir os custos de produção. Diante disso, compreender a influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades e na energia gerada por um conjunto de turbinas é determinante para maximização da produção através do posicionamento ótimo dos aerogeradores.

Diversos modelos de equações analíticas baseados em experimentos realizados em túneis de vento ou medições em tamanho real são utilizados com o objetivo de avaliar o potencial eólico. Estes modelos apresentam bons resultados no modelamento de terrenos planos, entretanto possuem limitações devido à complexidade do escoamento em terrenos reais, complexos e de rugosidade variável, de modo que não são capazes de modelar fenômenos como descolamento e recirculação, por exemplo. Devido ao fato de que modestas variações da produção energética aumentam consideravelmente a receita de um parque eólico, a busca por metodologias mais acuradas para a estimação da EAG, a complexidade do problema e os grandes avanços computacionais dos últimos anos, fazem da análise numérica CFD uma ferramenta amplamente utilizada pela comunidade de energia eólica.

A reprodução computacional da porção inferior da Camada Limite Atmosférica (CLA), região de operação das turbinas eólicas, e a resolução do escoamento médio, são geralmente obtidas em CFD através do método RANS (Reynolds-Averaged Navier-Stokes) combinados a modelos de turbulência. A fim de modelar a região de esteira sem exigir um elevado custo computacional, o modelo do disco atuador é amplamente utilizado (Norris et al., 2010, Masson e Smaili, 2006). Entretanto, Cabezón et al. (2008) mostra que o método do disco atuador juntamente com o modelo de turbulência k- $\epsilon$  padrão não representa com precisão o déficit de velocidades na região da esteira, subestimando-o quando comparado com medições reais. Mandas et al. (2004), propôs a modificação das constantes do modelo de turbulência k- $\epsilon$  padrão a fim de representar com maior precisão os casos envolvendo especificamente o escoamento da CLA neutra em terrenos complexos.

Este trabalho tem como objetivo avaliar a influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades e na EAG por um conjunto de turbinas localizadas em um terreno real através da utilização do modelo do disco atuador e do código comercial de CFD STAR-CCM+.

## 2 | METODOLOGIA

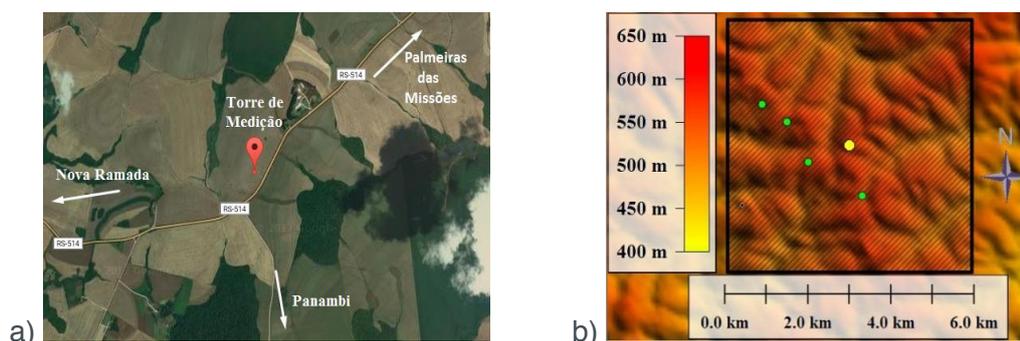
A fim de avaliar a influência do efeito de esteira no campo de velocidade e na EAG por um determinado conjunto de turbinas, os dois casos descritos na Tab. 1 são simulados computacionalmente. Através dos resultados obtidos nas simulações, a energia gerada pelo conjunto de aerogeradores quando consideradas as regiões de esteira é comparada com a energia gerada se cada aerogerador estivesse operando livre dos efeitos de esteira. A metodologia utilizada para realização da modelagem computacional e avaliação do potencial eólico é detalhada nas seções subsequentes.

Caso	Finalidade
I	Utiliza-se o modelo do disco atuador para modelagem da esteira aerodinâmica dos aerogeradores. A EAG pelo conjunto de turbinas proposto e a EAG de cada uma delas é estimada levando-se em consideração os efeitos de esteira de turbinas vizinhas. Avalia-se também, o perfil de velocidades na região de esteira.
II	Modelagem do escoamento livre sobre a topografia do terreno. Os efeitos de esteira não são considerados. Estima-se o potencial eólico disponível na região e a EAG por cada turbina quando estas operam em condições de escoamento livre.

Tabela 1 – Casos simulados computacionalmente e suas finalidades.

## SELEÇÃO E DETALHAMENTO DA MICRORREGIÃO

A seleção e detalhamento do terreno são etapas iniciais em estudos de avaliação do potencial energético de parques eólicos. Fatores como regime de ventos local, vegetação da região, orografia do terreno, aspectos ambientais e proximidade com subestações elétricas, rodovias e comunidades locais são analisados. O terreno em análise neste estudo está localizado na região norte do estado do Rio Grande do Sul entre as cidades de Palmeiras das Missões, Nova Ramada e Panambi. A microrregião de interesse corresponde a uma área retangular de 5,5 km x 5,5 km e é centralizada em uma torre de medições. O layout de posicionamento das turbinas é obtido através de estudo de micro-siting realizado por Rocca (2015) e é ilustrado na Fig. 1.

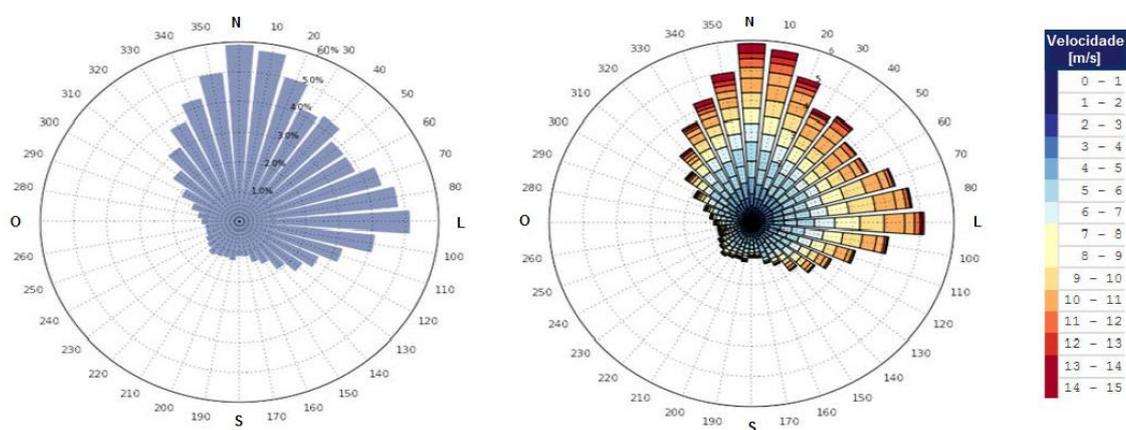


**Figura 1** - (a) Localização do terreno, imagem de satélite adaptada de *Google Earth* e (b) representação em escala de cores do relevo da microrregião de interesse através do *software Global Mapper*. Pontos verdes representam as turbinas eólicas e ponto amarelo representa a torre de medições.

O terreno é localizado em média a 550 m acima do nível do mar e possui elevação variável. Conforme Rocca (2015), a vegetação é predominantemente ocupada por gramíneas, porém, verifica-se também a presença de plantações de eucaliptos em determinados pontos. Tanto os diferentes tipos de vegetação quanto a elevação variável de altura do terreno são fatores que influenciam diretamente o perfil de vento local, e devem, portanto, ser considerados no modelo computacional.

A torre de medições localizada no centro do terreno foi instalada pela empresa HIDROPAN em agosto de 2013 e é equipada com anemômetros fixados a 60, 80 e 100 metros de altura, medidores de direção do vento instalados a 78 e 98 metros de altura e um medidor de temperatura localizado a 95 metros de altura. Estes equipamentos realizam medições em intervalos de 10 minutos e registram o valor médio no período. Tem-se então, um conjunto de dados anemométricos compostos por data, hora, temperatura local, direção e velocidade do vento.

Os dados anemométricos utilizados para a realização deste trabalho foram obtidos através de medições realizadas durante um período de tempo longo o suficiente para caracterização do regime de ventos da região. Por motivos de sigilo de dados, estes não serão apresentados neste trabalho. Entretanto, o regime de ventos local é ilustrado através da rosa dos ventos da Fig. 2.



**Figura 2** – Rosa dos ventos de frequência referente aos dados anemométricos adquiridos ao longo do período de medições e a uma altura de 80 m em relação ao solo. Adaptado de Rocca (2015).

## MODELAGEM COMPUTACIONAL

O modelamento numérico é realizado através do plug-in EnviroWizard disponível no software CFD STAR-CCM+. Este plug-in é uma interface gráfica específica para o modelamento de parques eólicos. Permite a importação da geometria do terreno através de um modelo CAD, configuração dos principais parâmetros para

criação da malha computacional e a determinação de características e informações pertinentes ao modelamento numérico de parques eólicos, tais como: direção do vento, altura de rugosidade aerodinâmica, localização das turbinas, características dos aerogeradores (curva de potência e curva de coeficiente de empuxo), definição do perfil vertical de velocidades do vento e demais condições iniciais e de contorno.

Sendo o caso estudado neste trabalho estacionário e adiabático, assume-se que a CLA é estável e neutra, de modo que os efeitos de empuxo por efeitos térmicos são desconsiderados e a equação de conservação de energia é negligenciada. Assim, o conjunto de equações utilizado para modelamento numérico do problema é formado pelas equações RANS combinadas ao modelo de turbulência k- $\epsilon$  de constantes modificadas para escoamentos atmosféricos proposto por Mandas et al. (2004). A fim de solucionar estas equações na região da esteira, as turbinas eólicas são modeladas através de discos atuadores discretizados através de volumes de controle, de modo que cada volume atua como um sumidouro de momentum, adicionando às equações de quantidade de movimento um termo fonte relacionado à força axial de empuxo atuante no disco dada por

$$T = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^2 C_T A \quad (1)$$

onde  $T$  é a força de empuxo axial [N],  $\rho$  a massa específica do fluido [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ],  $U_{\infty}$  a velocidade de corrente livre [m/s],  $A$  a área do plano rotor [ $\text{m}^2$ ] e  $C_T$  o coeficiente de empuxo adimensional.

Segundo CD-Adapco (2017), o STAR-CCM+ estima a velocidade de corrente livre  $U_{\infty}$  através da média de velocidades incidentes sobre a área superficial de um disco virtual geometricamente semelhante ao disco atuador denominado inflow velocity plane e posicionado um diâmetro (1D) à montante do disco atuador. Visto que o coeficiente de empuxo  $C_T$  é função da velocidade de escoamento livre e que esta é a velocidade média no inflow velocity plane, a estimativa de  $C_T$  é realizada através da curva do coeficiente de empuxo da turbina utilizada. O detalhamento completo de como o STAR-CCM+ soluciona as equações em cada volume de controle pode ser verificado em CD-Adapco (2017).

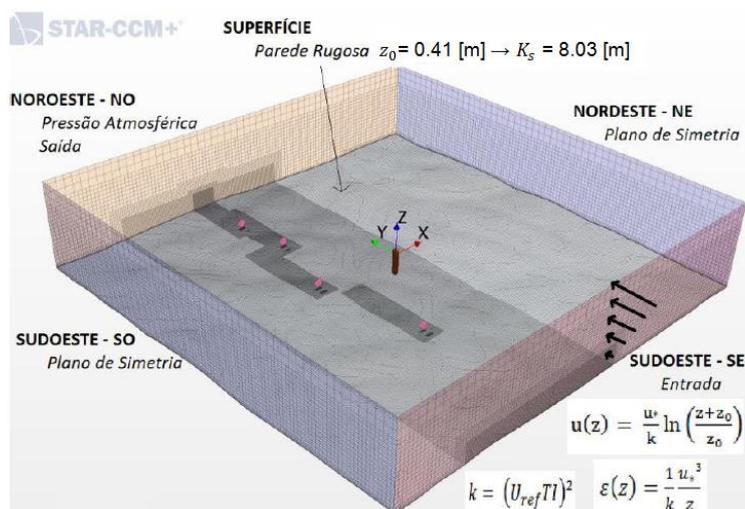
## DOMÍNIO COMPUTACIONAL

Através de dados da SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) retirados de Jarvis (2008), é possível realizar o modelamento digital de alta resolução do relevo da região de Panambi. Através do software *Global Mapper*, exportam-se estes dados como um ficheiro CAD, importado para o STAR-CCM+ através do plug-in *EnviroWizard*.

O domínio computacional é ilustrado na Fig. 3 e corresponde a uma área retangular de 5,5 km x 5,5 km (61,1D x 61,1D), centralizada na torre de medições. A escolha de 1 km (11,1D) para a altura do domínio é baseada nos estudos numéricos

do mesmo terreno realizados por Radunz (2016).

Por motivo de sigilo, as coordenadas geográficas respectivas ao posicionamento exato das turbinas não são apresentadas. Entretanto, a Tab. 2 exhibe o posicionamento das turbinas com relação ao centro de coordenadas fixado na torre de medições da Fig. 3.



**Figura 3** - Domínio e malha computacional. Os discos de cor rosa representam as turbinas e a linha vertical central representa a torre de medições na define-se e fixa-se o eixo de coordenadas.

	T1	T2	T3	T4
$\Delta x$	-6,8D	-9,9D	-6,4D	-7,5D
$\Delta y$	-11,5D	3,6D	14,6D	22D

**Tabela 2** – Posicionamento e distância das turbinas eólicas T1, T2, T3 e T4 em função do diâmetro do rotor (D) e em relação ao eixo de coordenadas fixo à torre de medições.

## CONDIÇÕES DE CONTORNO

Conforme Barthelmie *et al.* (2007), a maior redução no potencial gerado devido aos efeitos de esteira (perdas por esteira) acontece quando as turbinas estão posicionadas umas à jusante das outras de modo que seu alinhamento é paralelo à direção do vento incidente. Para o *layout* utilizado neste estudo, espera-se que as maiores perdas por esteira ocorram para escoamentos na direção do eixo y da Fig. 3. Diante disso, optou-se como região de entrada do domínio a face sudeste, de modo que a direção do vento é no sentido positivo do eixo y do sistema de coordenadas.

À face de entrada é imposta condição de velocidade prescrita por perfil logarítmico, o qual é amplamente aceito para representação de escoamentos atmosféricos neutros sobre terrenos complexos e rugosos. As demais condições de entrada são baseadas em Castro *et al.* (2003) de modo que a energia cinética turbulenta  $k$  [ $m^2/s^2$ ] é considerada constante e a taxa de dissipação de energia cinética turbulenta  $\epsilon$  [ $m^2/s^3$ ] é inversamente proporcional à altura. Para uma representação mais realista do escoamento atmosférico sobre a região de interesse, foram utilizadas condições

de contorno baseadas no regime de ventos local, topografia e vegetação do terreno. Através da análise dos dados anemométricos, tem-se que a velocidade do vento na face de entrada assume o valor de 6,47 m/s a 80 m de altura. A face noroeste é definida como região de saída do domínio e tem como condição de contorno pressão atmosférica constante.

Conforme recomendado por CD-Adapco (2017), define-se a face superior e os lados do domínio como planos de simetria e mantêm-se um afastamento mínimo entre a região de interesse e as fronteiras do domínio. A distância entre a primeira turbina T1 e a região de entrada é de 19D. Lateralmente, a distância entre as turbinas e as fronteiras do domínio é de, no mínimo, 20,6D. Visto que a completa recuperação da esteira da turbina T4 não é de significante importância neste trabalho, a fim de reduzir custos computacionais, optou-se por posicionar a região de saída a uma distância de 8,5D à jusante de T4.

No que diz respeito à condição de parede rugosa da superfície do terreno, o parâmetro utilizado pelo *STAR-CCM+* é o *sand-grain roughness*  $K$  [m]. CD-Adapco (2010) recomenda que  $k$  varie entre 10 a 40 vezes o valor de  $z_0$ . Os valores da rugosidade aerodinâmica e da velocidade de fricção  $u_*$  [m/s] são obtidos através da análise dos dados anemométricos e equivalem a 0,41 m e 0,515 m/s, respectivamente. As condições de contorno são mostradas em detalhes na Fig. 3.

## QUALIDADE DE MALHA

A fim de tornar os erros de discretização do domínio desprezíveis e garantir que o refinamento da malha não interfira no resultado das simulações numéricas, faz-se necessário a realização de um estudo de qualidade de malha.

Neste trabalho, o estudo de independência de malha é baseado no método GCI (Grid Convergence Index). Três malhas com grau de refinamento diferentes nas regiões de esteira e do disco atuador são analisadas. A variável de referência selecionada neste trabalho é a velocidade média registrada pelo inflow velocity plane da primeira turbina [m/s]. A Tab. 3 exhibe os resultados obtidos através do método GCI.

Percebe-se que o resultado obtido pela malha M1 (6,5831 m/s) se aproxima significativamente do valor assintótico (exato) previsto pelo método ( $f_{xato} = 6,5834$  m/s) de modo que um novo refinamento seja desvantajoso devido ao aumento do custo computacional.

Malha	Volumes de Controle	[m/s]	Razão de Refinamento	Erro Relativo [%]	GCI [%]	[m/s]
M1	3868591	6,5831	$r = 1,37$	$\xi_{12} = 0,0615$ $\xi_{23} = 0,7367$	GCI <sub>12</sub> = 0,007 GCI <sub>23</sub> = 0,089	6,5834
M2	1486532	6,5791				
M3	584350	6,5306				

Tabela 3 – Parâmetros GCI

Optou-se pela utilização de malha hexaédrica devido ao fato de esta poder ser construída de tal forma que os volumes de controle estão alinhados em relação ao escoamento. Para a região próxima à superfície do terreno, as células são prismáticas e ortogonais a este, crescendo através de um fator de 1,1 até a altura de 15 m, acima da qual tem início a discretização da malha hexaédrica.

## ENERGIA ANUAL GERADA (EAG)

A distribuição de Weibull é um método estatístico comumente utilizado na literatura para representar o regime de ventos de uma determinada região e é dado pela seguinte função densidade de probabilidade

$$f(U) = \frac{k_w}{c_w} \left(\frac{U}{c_w}\right)^{k_w-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c_w}\right)^{k_w}\right] \quad (2)$$

$$\frac{\overline{U^3}}{(\overline{U})^3} = \frac{\Gamma(1+3/k_w)}{\Gamma^3(1+1/k_w)} \quad (3)$$

$$c_w = \frac{U}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k_w}\right)} \quad (4)$$

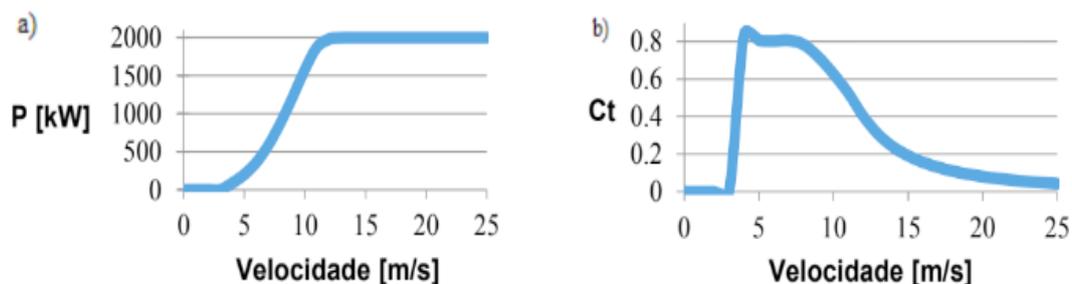
onde  $f$  é a função de Weibull,  $k_w$  o fator de forma da distribuição de Weibull,  $c_w$  o fator de escala da distribuição de Weibull [m/s],  $\Gamma$  a função gama e  $U$  a velocidade no centro do rotor [m/s].

A velocidade  $U$  utilizada na Eq. (2) referente ao cálculo da distribuição de Weibull para uma determinada turbina, tanto para o caso I, quanto para o caso II, é a velocidade obtida em pontos localizados 1D à montante das turbinas e a 80 m de altura em relação ao solo. Os parâmetros de Weibull são calculados através dos dados anemométricos e da Eq. (3) e Eq. (4). Com o auxílio da curva de potência do aerogerador dada pela Fig. 4, a EAG por cada turbina é estimada através da seguinte equação

$$EAG = 8760 \sum_N P(U) f(U) \quad (5)$$

onde  $P(U)$  é a potência gerada para velocidade  $U$  na curva de potência da turbina eólica [kW], a constante 8760 representa o número total de horas anuais e  $N$  o número total de faixas de velocidade.

A turbina eólica selecionada neste estudo é o modelo Vestas 90/2.0MW. Este aerogerador possui potência nominal de 2,0 MW, diâmetro do rotor equivalente a 90 m e altura de operação de 80 m. As curvas de potência e do coeficiente de empuxo podem ser visualizadas na Fig. 4.



**Figura 4** – (a) Curva de potência da turbina eólica modelo Vestas 90/2MW e (b) curva do coeficiente de empuxo da turbina eólica modelo Vestas 90/2MW (Vestas, 2010).

### 3 | RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através da metodologia detalhada no Capítulo 2. Para compreensão dos resultados exibidos nas seguintes seções, é importante observar através da Fig. 3 e Tab. 2, que, embora as turbinas não estejam perfeitamente alinhadas em relação à direção do escoamento, pode-se assumir que a turbina T4 opera na região de esteira da turbina T3, e que ambas operam na região de esteira da turbina T1.

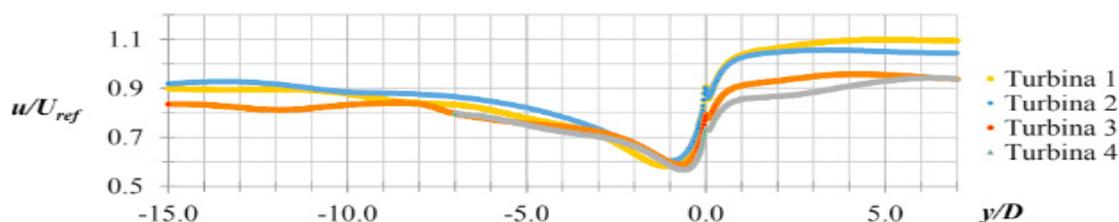
#### INFLUÊNCIA DA ESTEIRA AERODINÂMICA NO CAMPO DE VELOCIDADES

Na Fig. 5 são apresentados valores para a velocidade do vento ao longo de uma linha horizontal que passa pelo eixo de rotação de cada turbina. Estes valores são normalizados com relação à velocidade do perfil logarítmico de entrada a 80 m de altura [m/s].

Verifica-se que, à medida que o escoamento se aproxima do rotor da turbina ( $y/D = 0$ ), a velocidade é gradualmente reduzida. Esta redução é consequência da força exercida pela turbina ao escoamento, a qual é a reação da força axial de empuxo exercida pelo escoamento no plano rotor. Percebe-se que a alteração do escoamento à montante de todas as turbinas, inicia-se a uma distância de aproximadamente  $4D$ . Ainda através da análise das curvas da Fig. 5, pode-se observar a brusca redução na velocidade do vento entre as regiões imediatamente à montante e imediatamente à jusante do rotor, consequência da extração de energia cinética.

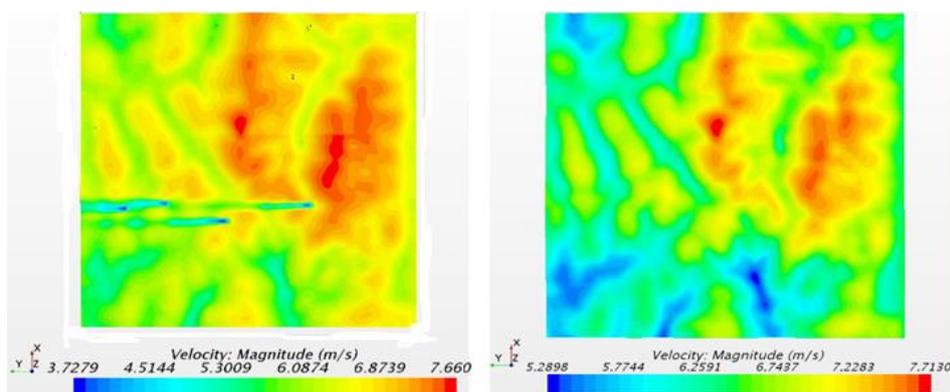
O fenômeno de recuperação da esteira também é ilustrado nas curvas da Fig. 5. Verifica-se que o déficit de velocidade é minimizado em torno de  $10D$  à jusante dos aerogeradores. Constata-se ainda, que a não recuperação completa da esteira referente à turbina T1 impacta diretamente nas velocidades incidentes nas turbinas T3 e T4, uma vez que estas operam na região de esteira da turbina T1. A influência deste déficit de velocidade na EAG pelas turbinas T3 e T4 pode ser observada na Fig. 9 e Tab. 4.

Outro fenômeno também presente na Fig. 5 é a influência da orografia do terreno na velocidade do vento. Visto que a velocidade do vento à montante da turbina T1 é cerca de 10% maior que a velocidade imposta na entrada do domínio, e cerca de 5% maior para a turbina T2, e levando-se em consideração o fato de que estas máquinas estão livres de efeitos de esteira, pode-se dizer que esta aceleração do escoamento é consequência da orografia do terreno.



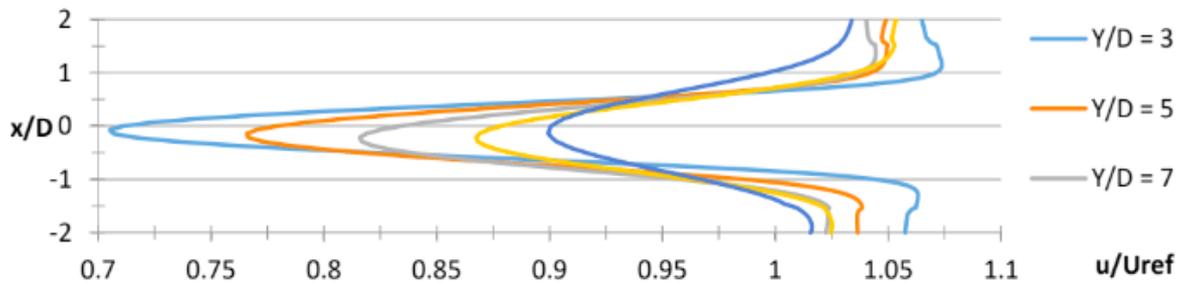
**Figura 5** – Velocidade normalizada do vento com relação à  $U_{ref}$  ao longo de uma linha horizontal que passa pelo eixo de rotação de cada turbina.

A Fig. 6 exhibe o campo de velocidades obtido para os casos I e II, respectivamente, à altura relativa de 80 m.



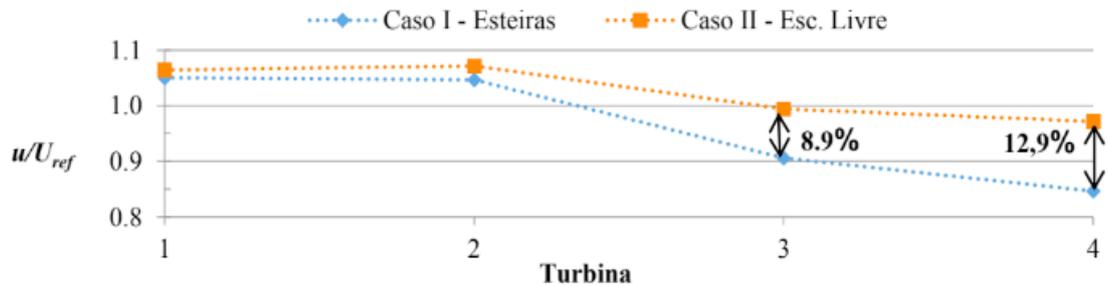
**Figura 6** – (a) Campo de velocidades obtido para o caso I à altura relativa de 80 m e (b) campo de velocidades obtido para o caso II à altura relativa de 80 m.

As curvas da Fig. 7 apresentam valores para a velocidade normalizada com respeito à  $U_{ref}$  ao longo de linhas horizontais perpendiculares ao eixo de rotação da turbina T1 e posicionadas 3D, 5D, 7D, 10D e 15D à jusante desta máquina. Estas curvas representam o perfil lateral da velocidade normalizada ao longo da região de esteira. Verifica-se que estas curvas aproximam-se de Gaussianas e sua amplitude representa o déficit de velocidade. Assim, através da redução na amplitude das curvas da Fig. 7 à medida que o escoamento se afasta da turbina, fica evidenciada a recuperação da velocidade na região de esteira. Concomitante à redução na amplitude das curvas, verifica-se o achatamento das mesmas, representando a expansão da esteira à jusante da turbina. O comportamento das curvas apresentadas na Fig. 7 vai ao encontro de resultados obtidos por estudos experimentais e numéricos realizados por diversos autores (Rados et al., 2001; Réthoré et al., 2009).



**Figura 7** – Perfil lateral de velocidades normalizadas com relação à ao longo de linhas horizontais perpendiculares à linha de centro da turbina ao longo da região de esteira.

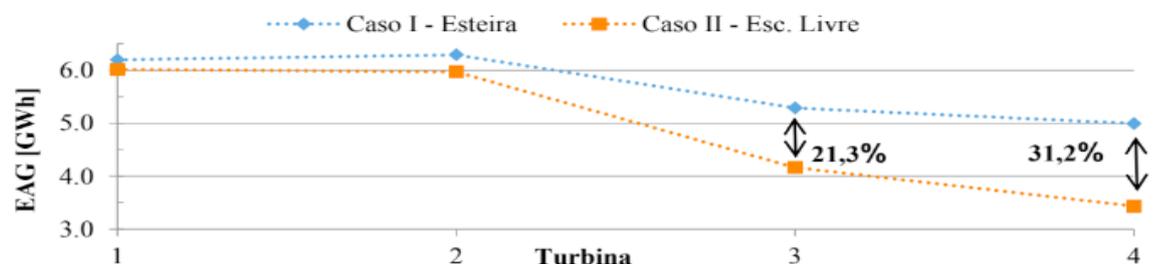
Através da Fig. 8 pode-se verificar a influência do efeito de esteira na velocidade pontual 1D à montante de cada turbina e a 80 m de altura. Comparando os resultados obtidos nas simulações dos casos I e II, observa-se uma variação de 8,9% na velocidade incidente na turbina T3 e de 12,9% para a turbina T4. Estas variações quantificam o déficit de velocidades a qual cada turbina está submetida devido ao fato de estarem operando na região de esteira de T1. Adicionalmente, percebe-se que a variação para turbina T4 é ainda maior que a variação para a turbina T3. Este padrão já era esperado visto que T4 opera na região de esteira de T3 e T1. Verifica-se também que não há variação significativa para as velocidades referentes às turbinas T1 e T2, evidenciando o fato de que estas máquinas operam livre do efeito de esteira de turbinas vizinhas.



**Figura 8** - Velocidade pontual a 80 m de altura e 1D à montante de cada turbina. Valores normalizados com relação à  $U_{ref}$ .

## ENERGIA ANUAL GERADA

Os valores presentes na Fig. 9 e na Tab. 4 para a EAG de cada turbina são consequência dos déficits de velocidade apresentados na Fig. 8



**Figura 9** – EAG por cada turbina para os casos I e II.

	Energia Anual Gerada [GWh]		Perdas por Esteira	
	Caso I - Esteira	Caso II - Esc. Livre		
<b>Turbina 1</b>	6,014	6,199	0,185 GWh	3,0%
<b>Turbina 2</b>	5,968	6,290	0,322 GWh	5,1%
<b>Turbina 3</b>	4,162	5,286	1,124 GWh	21,3%
<b>Turbina 4</b>	3,435	4,995	1,559 GWh	31,2%
<b>Total</b>	<b>19,579</b>	<b>22,769</b>	<b>3,190 GWh</b>	<b>14,0%</b>

**Tabela 4** – EAG por cada turbina e EAG total para os casos I e II.

Para o *layout* de posicionamento das turbinas proposto neste estudo e considerando escoamento proveniente da face sudeste do domínio computacional, observa-se através da Fig. 9 e Tab. 4 uma significativa redução na EAG pelas turbinas T3 e T4. Visto que operam na região de esteira da turbina T1, estas máquinas apresentam as maiores perdas energéticas, consequência direta do déficit de velocidades característico das regiões de esteira. Para T3, as perdas por esteira equivalem a 1,124 GWh e representam uma variação de 21,3% se comparado a EAG por esta turbina caso estivesse operando livre dos efeitos de esteira. Para T4, a redução na EAG equivale a 1,559 GWh e representa uma variação de 31,2% em relação ao caso livre do efeito de esteira. Fica claro, portanto, o impacto que as esteiras aerodinâmicas e o déficit de velocidade existente nesta região provocam na EAG de um conjunto de turbinas eólicas.

No que diz respeito à EAG pelo conjunto de turbinas, as perdas por esteira equivalem a 3,190 GWh e representam uma variação de 14% quando comparado ao potencial eólico do escoamento livre. Conforme estudos realizados por Barthelmie *et al.* (2007), as perdas energéticas considerando somente o efeito de esteira assumem, em média, valores próximos a 10%. Segundo Sandersen *et al.* (2011), estas perdas podem atingir 40% para turbinas operando em regiões de esteiras completamente desenvolvidas.

## 4 | CONCLUSÃO

Através do software CFD *STAR-CCM+*, este trabalho investigou a influência do déficit de velocidades presente nas regiões de esteiras aerodinâmicas de turbinas no potencial eólico de um determinado conjunto de aerogeradores localizados em um terreno real através do modelo do disco atuador. As turbinas eólicas são

modeladas a partir do modelo do disco atuador, os quais atuam como um sumidouro de momentum, adicionando às equações de quantidade de movimento um termo fonte relacionado à força axial de empuxo atuante no disco. A utilização das equações RANS juntamente com o modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  de constantes modificadas para escoamentos atmosféricos formam o conjunto de equações do modelamento numérico. Para uma representação mais realista do escoamento atmosférico sobre a microrregião de interesse, utilizaram-se condições de contorno baseadas na topografia, vegetação e regime de ventos local. Dados anemométricos obtidos por uma torre de medições localizada no terreno são utilizados para determinação do perfil logarítmico de velocidades imposto na região de entrada. Estes dados também são utilizados para determinação da rugosidade aerodinâmica do terreno, de modo que a formulação de função de parede seja consistente com a rugosidade real. No que diz respeito à malha computacional, um estudo de qualidade de malha baseado no método GCI foi realizado a fim de alcançar a independência de malha.

Através da comparação de dois casos numéricos, um deles considerando o modelamento das esteiras e outro considerando somente o escoamento livre sobre a superfície do terreno, mostrou-se que, de fato, a EAG por turbinas operando na região de esteira é significativamente menor se comparado a EAG caso cada turbina operasse livre dos efeitos de esteira. No que diz respeito à microrregião e *layout* de posicionamento das turbinas analisados neste trabalho, a redução na EAG pelas turbinas que operam na região de esteira de turbinas vizinhas assume valores de 1,124 GWh e 1,559 GWh, representando perdas energéticas de 21,3% e 31,2% respectivamente. Se levados em consideração o conjunto de turbinas, as perdas por esteira equivalem a 3,190 GWh e representam uma variação de 14% quando comparado ao potencial eólico do escoamento livre.

A utilização do modelo do disco atuador para representação das turbinas eólicas e avaliação do déficit de velocidades na região de esteira produz resultados que vão ao encontro de resultados existentes na literatura. Demonstra-se assim, a adequação da metodologia utilizada neste trabalho, possibilitando a sua utilização em estudos mais aprofundados.

No que diz respeito às recomendações para trabalhos futuros, sugere-se:

- Investigação da influência de diferentes valores de intensidade de turbulência do escoamento livre, bem como de rugosidade do terreno, na estrutura e recuperação da esteira aerodinâmica;
- Avaliação dos efeitos de esteira na EAG para escoamento proveniente de outras direções, respeitando o regime de ventos local;

## 5 | REFERÊNCIAS

- ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Brasil é o maior gerador de energia eólica da América Latina**. 2017. Disponível em <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2017/03/brasil-e-o-maior-gerador-de-energia-eolica-da-america-latina>. Acesso em 02/07/2017.
- Barthelmie, R. J.; Pryor, S. C.; Réthoré, P. E.; Jorgensen, H. E. **Modelling and Measurements of Power Losses and Turbulence Intensity in Wind Turbine Wakes at Middelarunden Offshore Wind Farm**. *Wind Energy*, vol. 10, pp. 217-228, 2007.
- Cabezón, D.; Sanz, J.; Marti, J.; Crespo, A. **CFD Modelling of the Interaction between the Surface Boundary Layer and Rotor Wake. Comparison of results obtained with different turbulence models and mesh strategies**. European Wind Energy Conference, Marseille, 2008.
- Castro, F. A.; Palma, J. M. L. M.; Silva L. A. **Simulation of the Askervein flow. Part 1: Reynolds Averaged Navier–Stokes equations ( $k-\epsilon$  turbulence model)**. *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 107, pp. 501-530, 2003.
- CD-Adapco. **Windpark Siting Training CFD for Windpark Designers**. Training Resources, 2010.
- CD-Adapco. **STAR-CCM+ v12.04.010 User Guide**. Technical Report, 2017.
- GWEC – Global Wind Energy Council. **Wind in Numbers**. 2017. Disponível em <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2017/05/Global-Status-2016.pdf>. Acesso em 02/07/2017.
- Jarvis, A. **Hole-filled SRTM for the globe Version 4**. 2008. Disponível em [www.cgiar-csi.org/data/srtm-90mdigital-elevation-database-v4-1](http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90mdigital-elevation-database-v4-1). Acesso em 08/05/2017
- Lissman, P. B. S. **Energy effectiveness of arbitrary arrays of wind turbines**. *Journal of Energy*, vol. 3, n. 6, pp. 323-328, 1979.
- Mandas, N.; Cambuli, F.; Crasto, G.; Cau, G. **Numerical simulation of the Atmospheric Boundary Layer (ABL) over complex terrains**. European Wind Energy Conference, Londres, 2004.
- Masson, C.; Smaili, A. **Numerical study of turbulent flow around a wind turbine nacelle**. *Wind Energy*, vol. 9, pp. 281-298, 2006.
- Norris, S. E.; Cater, J. E.; Stol, K. A.; Unsworth, C. P. **Wind Turbine Wake Modelling using Large Eddy Simulation**. 17th Australian Fluid Mechanics Conference, Auckland, 2010.
- Radunz, W. C.; Petry, A. P.; Paula, A. V. **Numerical Modelling of the Multi-Directional Neutrally-Stratified Atmospheric Boundary Layer Flow Over Real Terrain Through CFD for Wind Energy Assessment**. 16 ENCIT – 16 Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas, Vitória, 2016.
- Rocca, W. B. **Dimensionamento de um Parque Eólico e sua Subestação, Comparando Ferramentas de CFD e Atlas Eólicos**. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRGS, Porto Alegre, 2015.
- Sanderse, B.; Van der Pij, S. P.; Koren, B. **Review of computational fluid dynamics for wind turbine wake aerodynamics**. *Wind Energy*, vol. 14, pp. 799-819, 2011.
- Vestas. **General Specification V90-1.8/2.0 MW 50Hz VCS**. Technical Report, 2010.

## COMPARAÇÃO DE RESULTADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DE DIFERENTES BASES DE DADOS DE IRRADIAÇÃO - ESTUDO DE CASO EM CURITIBA

### **Danilo Carvalho de Gouveia**

danilocgou@gmail.com

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,  
Programa de Pós Graduação em Sistemas de  
Energia

### **Jeanne Moro**

jeannemoro@gmail.com

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil

### **Muza Iwanow**

mu.iwanow@gmail.com

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,  
Programa de Pós Graduação em Sistemas de  
Energia

### **Rebecca Avença**

re.utfpr@gmail.com

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,  
Programa de Pós Graduação em Sistemas de  
Energia

### **Jair Urbanetz Junior**

urbanetz@utfpr.edu.br

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,  
Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

são os métodos para obtenção de estimativas de energia destes sistemas. Este estudo tem por objetivo realizar a comparação entre os resultados de estimativas de energia gerada e os dados reais obtidos num sistema fotovoltaico na cidade de Curitiba através de três métodos distintos: SWERA, base de dados do INMET e mapa fotovoltaico do Estado do Paraná. Os resultados obtidos com a Base de Dados do INMET foi o que mais se aproximou dos dados reais do sistema fotovoltaico em operação (variação de 0,5%), enquanto que os métodos que utilizam a base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar apresentaram maior desvio (14,3%, 15,9% e 22,3%). Estas diferenças são justificadas pelo fato de que os dados oriundos do Atlas são uma média de valores ao longo de 10 anos de medições considerando anos típicos e atípicos e os dados do INMET são dados medidos por uma estação solarimétrica em um período de tempo menor na mesma região da geração de energia do sistema fotovoltaico em estudo. Conclui-se que o sistema de base dados do INMET é o que apresenta a melhor fidelidade aos resultados reais de geração de energia e pode ser utilizado para aferição da geração do sistema fotovoltaico após sua instalação. Entretanto, para questões de projeto e dimensionamento, é recomendável ainda se utilizar a base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, pois está baseado em um

**RESUMO:** Devido a crescente demanda energética as fontes alternativas de geração de energia vêm ganhando espaço cada vez mais. A geração fotovoltaica tem grande potencial no Brasil devido a sua localização, estando em sua maior parte na região intertropical. Vários

período de referência maior do que os dados do INMET (10 anos contra 4 anos), o que representa erros menores em longo prazo devido às variações climáticas.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Solar Fotovoltaica, Atlas Brasileiro de Energia Solar, Geração de Energia.

**ABSTRACT:** Due to the increasing energy demand, the alternative energy generation sources are becoming more popular. Because of its location, mostly an intertropical country, the photovoltaic generation in Brazil has a remarkable potential. The approaches to estimate these systems' energy are many. This paper aims to compare the estimated generated energy and data from a real system, based in Curitiba, using three different methods: SWERA, INMET database and Paraná's photovoltaic maps. The results obtained using the INMET database were the closest to the existing photovoltaic system (deviation of 0.5%), while the results obtained using the maps (Atlas Brasileiro de Energia Solar) had the greatest deviations (14.3%, 15.9% and 22.3%). The differences are explained as a reflex of the data acquisition: the maps data is an average, considering the last 10 typical and atypical years, of energy measures while INMET data is obtained in a solarimetric station in the studied real system's location, during a shorter period. Hence, the INMET database, that shows closest results to the real system's behavior, can be used to calibrate the installed photovoltaic system after its installation. However, for design and project purposes, it is still recommendable to use the Atlas Brasileiro de Energia Solar database, since its data has been collected for a wider period than the INMET database (4 years of data). It represents better the climate variations, which induces less deviation in the long term.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Solar Energy, Atlas Brasileiro de Energia Solar, Power Generation.

## 1 | INTRODUÇÃO

A demanda energética no mundo é crescente, o que também inclui o Brasil. Segundo Pereira et al. (2006) o aumento da demanda energética em conjunto com a possibilidade de redução da oferta de combustíveis convencionais e a crescente preocupação com a preservação do meio ambiente estão impulsionando a comunidade científica a pesquisar fontes de energia alternativas que sejam menos poluentes, renováveis e que produzam pouco impacto ambiental.

Os primeiros estudos sobre energia solar datam da década de 50 com as primeiras tentativas de implantação de um centro de pesquisa em energia solar, mas somente na década de 70 em decorrência da crise do petróleo, é que houveram grandes incentivos na pesquisa de fontes alternativas de energia (Tiepolo, 2015).

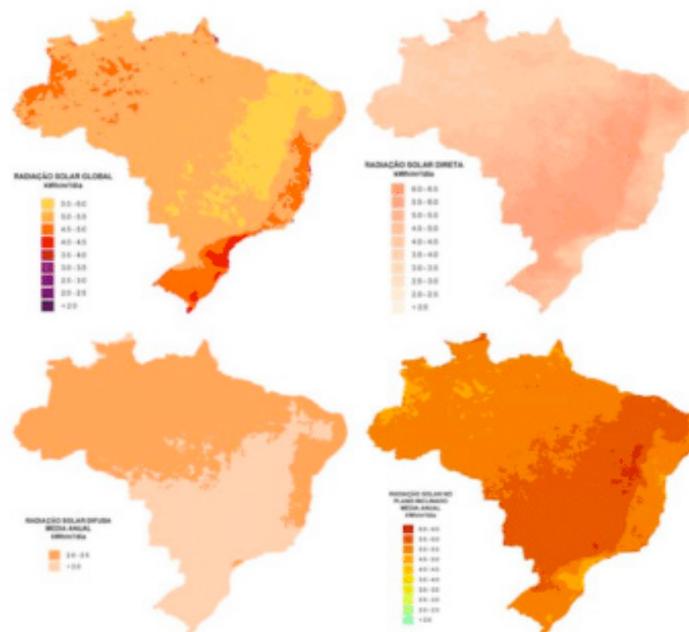
A energia fotovoltaica apresenta um grande potencial de aproveitamento da energia solar no Brasil por ser um país localizado em sua maior parte na região intertropical (Pereira et al., 2006). O sistema fotovoltaico é composto por células

fotovoltaicas que transformam a energia solar diretamente em energia elétrica, sem emissão de gases, sem necessidade de partes móveis e silenciosamente, utilizando o sol que é uma fonte de energia limpa, renovável e virtualmente inesgotável. As células, devidamente interligadas e acondicionadas, formam os módulos fotovoltaicos, os quais são normalmente reunidos em painéis para constituir um sistema gerador fotovoltaico (Viana et al., 2007).

Uma das primeiras iniciativas no Brasil em pesquisas de energia solar foi a criação do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e de 20 estações da Rede Solarimétrica Nacional que passaram a operar a partir de 1977, sendo duas delas no estado do Paraná: uma em Curitiba (Latitude Sul 25° 26'; Longitude Oeste 49° 16'), e outra em Foz do Iguaçu (Latitude Sul 25° 33'; Longitude Oeste 54° 34') (Ferreira, 1993 *apud* Tiepolo, 2015).

Em 1996, com a utilização de modelo computacional e utilizando informações derivadas de imagens do satélite, com dados entre o período de 1985 e 1986, são geradas cartas solares para as médias mensais da soma diária global e difusa da radiação solar em MJ/m<sup>2</sup>.dia para os meses de dezembro a fevereiro e de junho a agosto, onde esses períodos coincidem com overão e inverno no hemisfério sul, respectivamente. A continuação deste estudo em 1998 resultou com a publicação do “Atlas de irradiação solar do Brasil”, sendo a 1ª versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície. Elaborado pelo LABSOLAR/NCTS (Laboratório de Energia Solar/Núcleo de Controle Térmico de Satélites) e DGE/INPE (Divisão de Geofísica Espacial/Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), este trabalho apresenta o mapa anual e os mapas mensais de irradiação global, média diária (Tiepolo, 2015).

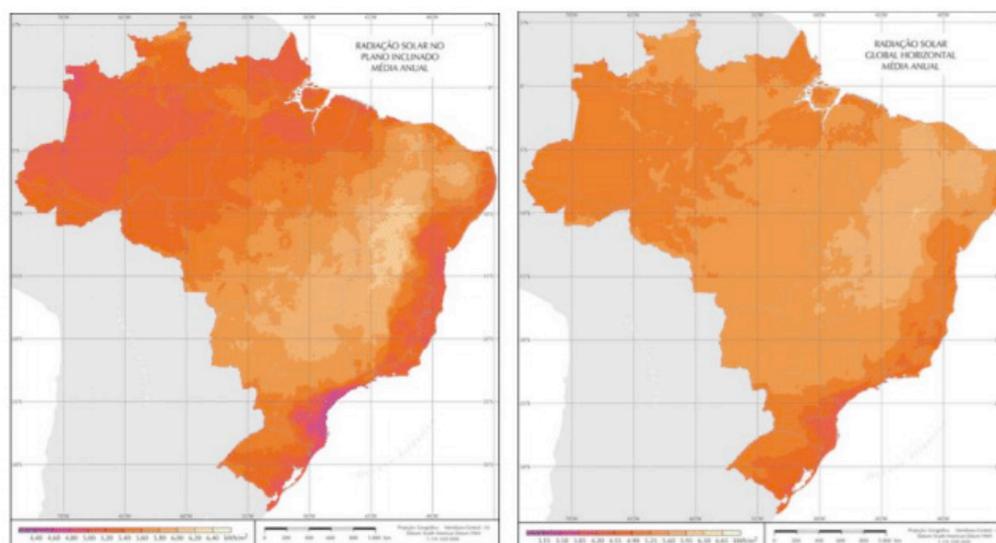
A obtenção de uma estimativa da irradiação solar incidente na superfície utilizando o modelo BRASIL- SR está atrelada a três conjuntos principais de informações: a) valores climatológicos de temperatura, visibilidade, umidade relativa e albedo de superfície; b) dados digitais extraídos de imagens de satélite; e, c) aplicação do “Método de Dois-Fluxos” (Martins, 2001 *apud* Martins *et al.*, 2005) para solução da equação de transferência radiativa na atmosfera (Martins *et al.*, 2005), conforme mostra a Fig. 1.



**Figura1** - Mapas de irradiação solar média anual para o território brasileiro obtidos com o uso do modelo BRASIL-SR a partir de dados climatológicos e imagens de satélite GOES-8 para o ano de 2000: (A) irradiação global, (B) irradiação direta, (C) irradiação difusa e (D) irradiação global em plano inclinado em ângulo igual à latitude local.

Fonte: Martins *et al.*, 2005

O Atlas Brasileiro de Energia Solar, publicado em 2006, mostra a média anual do total diário de irradiação solar global incidente no território brasileiro (Fig. 2), levando-se em consideração os dados de irradiação obtidos no período entre 1995 e 2005 (Tiepolo *et al.*, 2014).

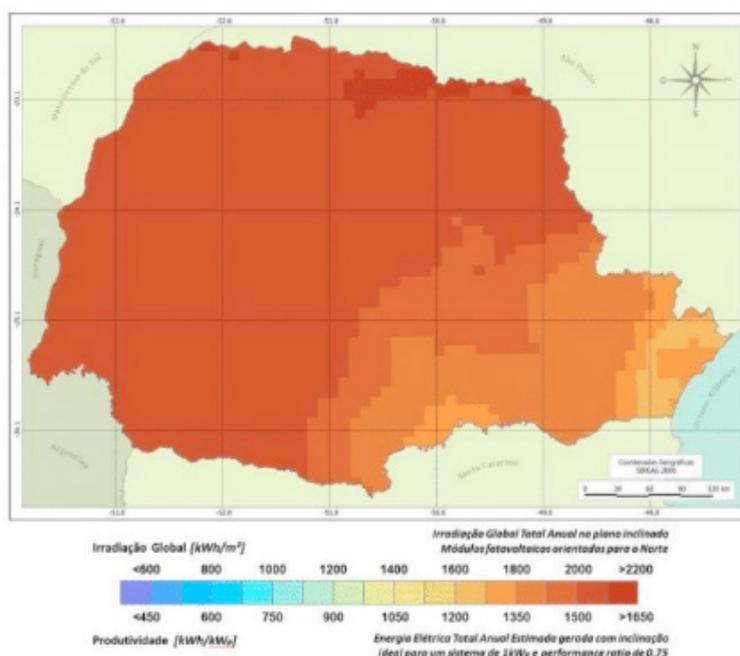


**Figura 2** - Mapas de irradiação solar média anual horizontal e no plano inclinado para o território brasileiro

Fonte: Pereira *et al.*, 2006

Uma das dificuldades encontradas pelos pesquisadores na área de fotovoltaica

é a realizar a comparação entre os mapas elaborados com mapas de outros países ou regiões. Nem sempre esta comparação é visualmente fácil, devido à diferença entre as escalas e cores utilizadas para representar os níveis de irradiação nos vários mapas existentes em países ou regiões de diferentes continentes. Com isto, foram elaborados os Mapas Fotovoltaicos do Estado do Paraná com o Total Anual e com a Média Diária Sazonal (Fig. 3) considerando os mesmos critérios utilizados pela European Commission para elaboração dos Mapas Fotovoltaicos para a Europa. (Tiepolo et al., 2014).



**Figura 3** - Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná – Valores de Irradição Global no Plano Inclinado, e de Produtividade em kWh/kWp para TD 0,75 - Total Anual

Fonte: Tiepolo *et al.*, 2014

Este artigo tem como finalidade comparar os resultados de estimativa de energia gerada do sistema fotovoltaico instalado em Curitiba a partir de diferentes bases de dados de irradiação solar.

## 2 | METODOLOGIA

Para este artigo científico foi utilizado o método de investigação estudo de caso, aplicado a um sistema fotovoltaico conectado a rede de 2,4 kWp localizado na cidade de Curitiba. Adotou-se esse método, pois se trata de uma análise de um caso empírico particular e de realidade delimitada, sendo considerados três aspectos fundamentais: a natureza da experiência, o conhecimento que se pretende alcançar e a possibilidade de generalização de estudos a partir do método.

Realizou-se a comparação e avaliação dos valores reais de energia elétrica gerada no último ano por esse sistema com estimativas de geração de energia obtida

a partir de três bases de dados: INMET (2012-2015), Atlas Brasileiro de Energia Solar (1995 - 2005) e Projeto SWERA, este com correção do ângulo de inclinação no software RADIASOL.

## 2.1 Objeto de Estudo

Foi escolhido um sistema fotovoltaico conectado a rede (SFVCR) instalado na região de Curitiba com um ano de operação ininterrupta (Fig. 4). Os dados foram coletados do site da empresa *Solar Energy*, fabricante do inversor.



Figura 4 – Imagem do objeto de estudo

VI Congresso Brasileiro de Energia Solar–Belo Horizonte, 04 a 07 de abril de 2016

O sistema escolhido é composto por um painel de potência de 2,4 kWp, localizado nas coordenadas de latitude  $-25,43^\circ$  e longitude  $-49,30^\circ$  com desvio azimutal nulo pois está orientado para o norte geográfico e inclinação do telhado de  $24^\circ$ .

A geração mensal produzida pelo sistema fotovoltaico está disponível no site do fabricante através do sistema de medição e monitoramento web que fornece a geração mês a mês, dentre outros dados de medição (Fig. 5).

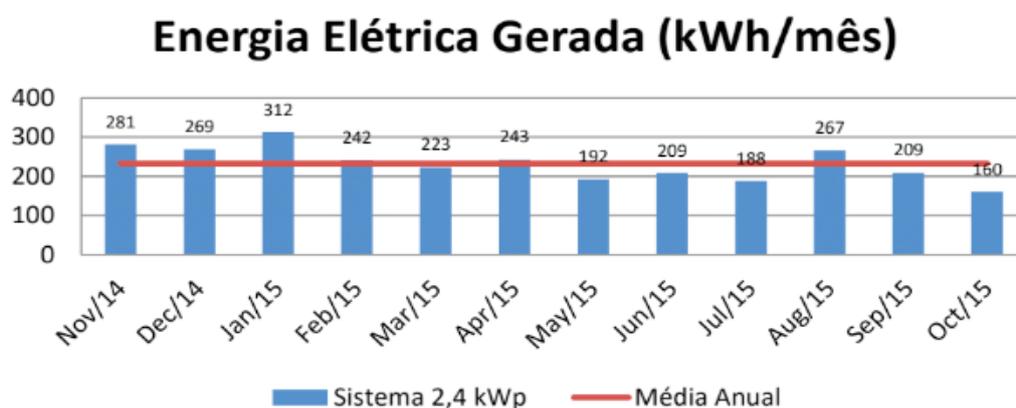


Figura 5 – Dados de energia elétrica gerada no local de estudo

Fonte: Adaptado *Solar Energy*, 2015

Foram utilizados três métodos de análise de energia elétrica gerada como premissas do sistema com a finalidade de constatar qual método apresenta resultados mais próximos da realidade.

## 2.2 Método 1– Base de Dados Projeto SWERA

Neste método, o primeiro procedimento adotado foi encontrar o ponto mais próximo disponibilizado no Atlas Brasileiro de Energia Solar. O ponto está a uma distancia de 3 km das coordenadas do sistema fotovoltaico instalado. Utilizando então o banco de dados no plano global horizontal deste ponto foi utilizado o programa RADIASOL para fazer o ajuste da inclinação do telhado para 24°.

Para o cálculo da energia elétrica gerada com os dados do SWERA considerando o desvio azimutal calculado através do RADIASOL, foi utilizada Eq. (1):

$$E = \frac{P_{fv} * H_{tot} * PR}{G} \quad (1)$$

Onde:

$P_{fv}$ : potência do sistema fotovoltaico [ Wp];

$H_{tot}$ : valor da irradiação [kWh/m<sup>2</sup>.dia];

PR: Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio*;

$G_{stc}$ : irradiância solar na condição STC (1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 25°C, e Massa de Ar de 1,5).(ROCHA , 2014).

A potência do sistema fotovoltaico adotada para realizar a comparação dos diferentes dados com a geração real obtida na casa foi a potência de 2,4 kWp.

Para o cálculo da irradiação no plano inclinado, foi utilizado o software RADIASOL. Como resultados foram obtidos os valores de irradiação à 24° (Tab. 1).

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
5,50	5,46	5,29	4,55	3,80	3,74	3,95	4,90	4,59	5,11	5,82	5,69	4,867

**Tabela 1** – Valores de Irradiação com ajuste na inclinação de 24° [ kWh/m<sup>2</sup>.dia]

Para o cálculo do potencial fotovoltaico foi considerado a Taxa de Desempenho utilizada na elaboração de mapas fotovoltaicos na Europa que é 75% ou 0,75 (TIEPOLO *et al.*, 2014).

## 2.3 Método 2 – Base de Dados INMET

A segunda análise se deu através da base de dados do INMET. Os valores

foram obtidos através do tratamento dos dados de irradiância disponibilizados pelo INMET diariamente a cada 15 minutos. Os dados pesquisados se concentraram na estação solarimétrica A807 localizada na região metropolitana de Curitiba no período de novembro de 2012 a outubro de 2015. Para efeito de posterior comparação, considerando que o piranômetro da estação A807 está instalado na horizontal, estes dados de irradiância foram convertidos em irradiação média diária mensal para uma inclinação de 24°, mantendo desvio azimutal 0°, através do *software* RADIASOL (Tab. 2). Com esses resultados, foram obtidos os valores de irradiação média diária, mensal e anual no plano de estudo.

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
5,71	5,02	4,40	3,73	2,96	2,58	2,90	4,07	4,14	4,76	5,23	5,48	4,24

**Tabela 2** – Valores de Irradiação média ( $H_{TOT}$ )

### 2.4 Método 3 – Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná

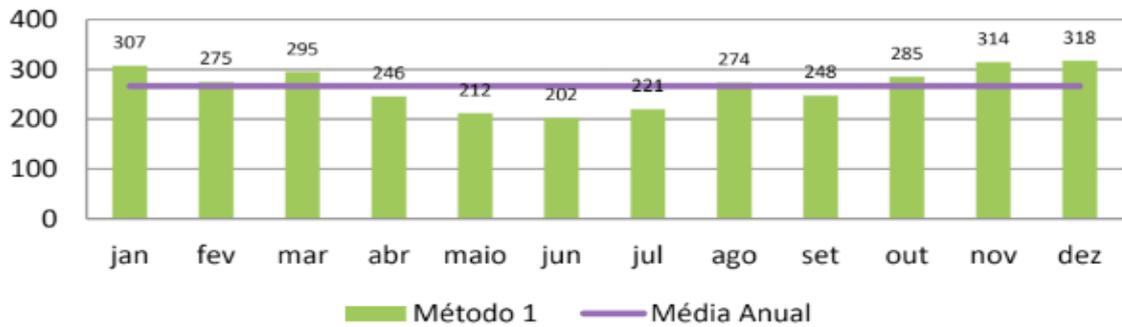
O método 3 estima a energia elétrica gerada através do Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná (Fig. 3), elaborado a partir dos dados de irradiação do ATLAS 2006.

A escala de cores representa na parte superior os valores de irradiação global anual no plano inclinado e com os módulos orientados para o norte geográfico, enquanto na parte inferior são apresentados os valores correspondentes de energia elétrica anual estimada, gerada por um sistema de 1kWp e com *Performance Ratio* (PR) de 0,75 (TIEPOLO et al., 2014).

## 3 | RESULTADOS

Para calcular a energia elétrica gerada estimada a partir do método 1, onde os dados de irradiação foram obtidos através do banco de dados do projeto SWERA, aplicou-se os dados de irradiação obtidos (Tab. 1) à Eq. 1 e chegou-se a uma estimativa média de energia gerada de aproximadamente 266,35 kWh/mês (Fig. 6). Considerando que o sistema opere todos os dias do ano, a estimativa anual de energia elétrica gerada é de 3,196MWh/ano.

## Energia Elétrica Gerada (kWh/mês)

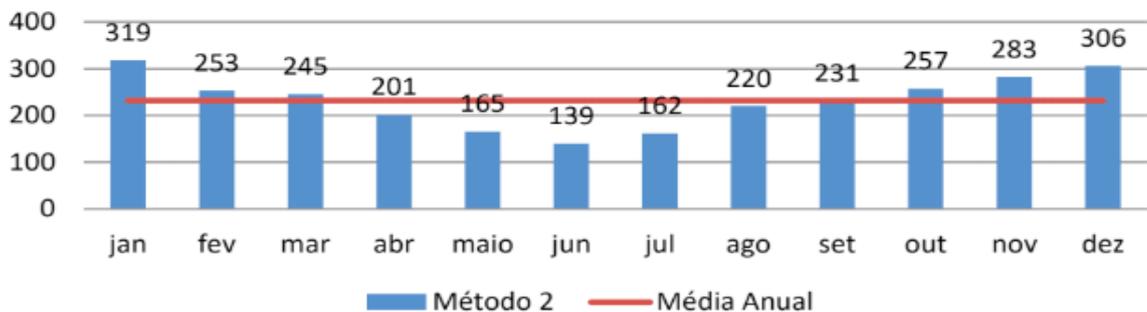


**Figura 6** – Energia Elétrica Gerada no objeto de estudo através dos dados de irradiação do projeto SWERA

Fonte: Autor

Utilizando o segundo método, Base de dados de irradiação do INMET, os dados de irradiação média obtidos (Tab.2), assim como no método 1, foram aplicados na Eq. (1) para o cálculo da estimativa de energia elétrica gerada. Obteve-se como resultado a estimativa de 231,75 kWh/mês de energia gerada (Fig. 7). Para o período de um ano a estimativa de energia elétrica gerada é de 2,781MWh/ano.

## Energia Elétrica Gerada (kWh/mês)



**Figura 7** – Energia Elétrica Gerada no objeto de estudo através dos dados de irradiação da Base de dados do INMET

Fonte: Autor

Quanto ao método 3, considerando o Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná (Fig. 3), os valores estimados de produtividade, que é a energia elétrica diária média gerada com inclinação ideal para um sistema de 1kWp e *Performance Ratio* (PR) de 0,75, variam entre 1350 kWh/kWp (menor valor gerado para um dia médio) e 1425 kWh/kWp (maior valor gerado para um dia médio), estes valores podem ser observados na escala de cores da Fig. 3.

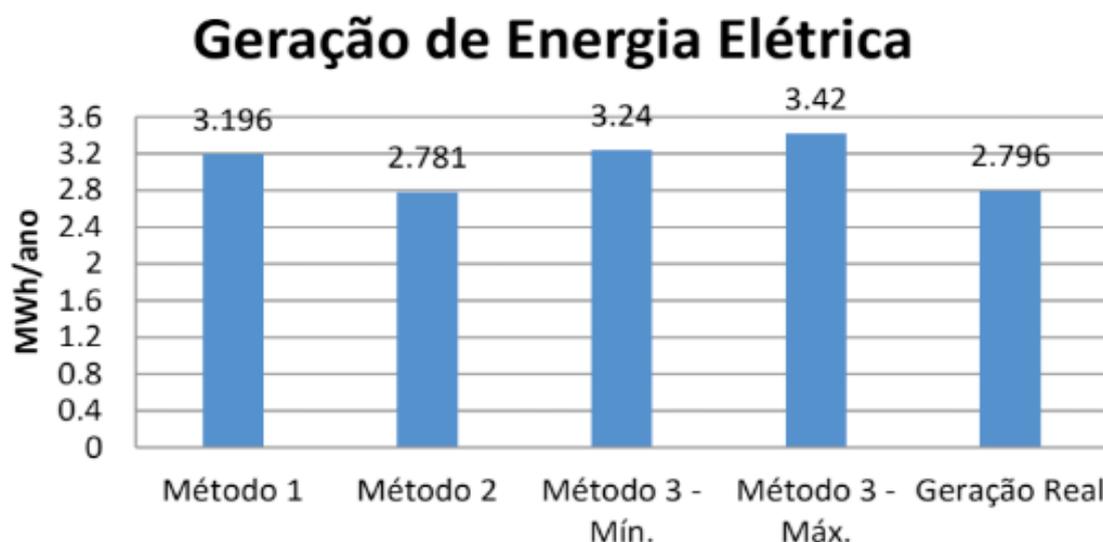
Seguindo a premissa de um sistema fotovoltaico conectado a rede de potência de 2,4 kWp, a geração elétrica anual do sistema está entre 3.240 kWh/ano (mínimo) e 3.420 kWh/ano (máximo) para a região representada. Destaca-se que os dados são

referentes à inclinação ideal do sistema conectado a rede, cuja inclinação é igual à latitude, ou seja, para a cidade de Curitiba é de 25°.

#### 4 | CONCLUSÕES

Ao se calcular a geração estimada de energia elétrica com os diferentes métodos apresentados neste estudo, pode-se concluir que os métodos apresentaram diferentes resultados (Fig. 8).

Comparando os resultados obtidos com os dados reais do sistema fotovoltaico em operação (Fig. 4), o método 2 – Base de Dados do INMET, foi o que mais se aproximou dos dados reais, com uma variação de 0,54%. Já os métodos 1 e 3 que utilizam a base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar apresentaram um maior desvio: 14,3% referente ao método 1 e 15,9% e 22,3% quanto aos valores mínimo e máximo do método 3, respectivamente.



**Figura 8** – Gráfico comparativo das estimativas de geração de energia nos diferentes métodos e a geração real

Fonte: Autor

Os resultados dos métodos 1 e 3 que utilizam como base de dados o Atlas Brasileiro de Energia Solar indicam maior diferença entre o resultado real, pois os dados do projeto SWERA são uma média de valores ao longo de 10 anos de medições considerando anos típicos e atípicos e as estimativas de geração devem-se à utilização da média dos valores de energia elétrica gerada para um dia médio da região.

Segundo Pereira (2006), a região Sul do Brasil apresenta a maior variabilidade inter anual, com as médias anuais variando entre 4,6 e 6,0kWh/m<sup>2</sup>, o que representa uma faixa de 30 % de desvio na mesma região. As previsões de geração dos métodos 1 e 3 estão dentro dessa faixa aceitável.

O método 3 é um mapa visual do Atlas Brasileiro de Energia Solar. Assim, tem-se uma faixa de valores de produtividade para determinada região, o que justifica a diferença de resultados entre o método 1 (pontual) e método 3 (visual). No sistema fotovoltaico em estudo, na região de Curitiba a geração está entre 3.240 kWh(menor valor gerado) e 3.420 kWh(maior valor gerado).

Há ainda que se considerar que no método 1, o ponto mais próximo mapeado pelo projeto SWERA encontra-se a 3 km de distância do local onde o sistema fotovoltaico está instalado. Além disto, este ponto é originado através de modelos computacionais para determinar a estimativa da radiação solar incidente indicado por Pereira et al.,2006 (2006).

O método 2 foi o que mais se aproximou do valor real, principalmente devido aos dados do INMET serem dados medidos por uma estação solarimétrica situada também em Curitiba e que fornece medições do valor real da irradiação a cada 15 minutos. Há de se considerar ainda que os períodos utilizados para comparação foram similares.

Portanto, conclui-se que o sistema de base dados do INMET é o que apresenta a melhor fidelidade aos resultados reais de geração de energia e pode ser muito bem utilizado para aferição da geração do sistema fotovoltaico após sua instalação. Entretanto, para questões de projeto e dimensionamento, é recomendável ainda se utilizar a base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, pois está baseado em um período de referência maior do que os dados do INMET (10 anos contra 4 anos), o que representa erros menores em longo prazo devido às variações climáticas.

## 5 | REFERÊNCIAS

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. de; Colle, S. Mapas de irradiação solar para o Brasil – resultados do projeto Swera. Anais XII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Goiânia, Brasil, 16-21 abril 2005, INPE, p. 3137-3145.

PEREIRA, E.B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. de; RÜTHER, R. Atlas brasileiro de energia solar. 1ª Edição. São José dos Campos. 2006.

ROCHA, A. V. Energia Solar Fotovoltaica Unidade III – Módulos Fotovoltaicos. Disponível em: <[http://docente.ifrn.edu.br/alexandrorocha/energias-renovaveis/energia-solar-fotovoltaica/energia-solar-unidade-3\\_1-modulos-fotovoltaicos](http://docente.ifrn.edu.br/alexandrorocha/energias-renovaveis/energia-solar-fotovoltaica/energia-solar-unidade-3_1-modulos-fotovoltaicos)> Acesso em: 01 de Dezembro de 2015

SOLAR ENERGY. Dados de monitoramento do sistema fotovoltaico instalado. Disponível em: <http://monitor.solarenergy.com.br/dashboard/Default2.aspx?ID=1756fd05-4023-417b-b118-a92f999dcd29>. Acessado em Novembro/2015

TIEPOLO, G. M.; CANGIOLIERI JR, O.; URBANETZ JR, J.; VIANA, T.; PEREIRA, E. B.; comparação entre o potencial de geração fotovoltaica no estado do Paraná com Alemanha, Itália e Espanha. V Congresso Brasileiro de Energia Solar – Recife, 31 a 03 de abril de 2014.

TIEPOLO, G. M. Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná. Tese de Doutorado. Curitiba/PR. 2015

VIANA, T. S.; ZOMER, C. D.; NASCIMENTO, L.; RÜTHER, R. Centro de eventos da UFSC: integração de sistemas fotovoltaicos à arquitetura. IX Encontro nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído – ENCAC. Ouro Preto. 2007.

## DESENVOLVIMENTO DE SUPERFÍCIES SUPERHIDROFÓBICAS COM EFEITO AUTOLIMPANTE PARA APLICAÇÕES EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

### **Aline Geice Vitor Silva**

Universidade Federal de Minas Gerais,  
Departamento de Engenharia Metalúrgica e de  
Materiais

Belo Horizonte – Minas Gerais

### **Angela de Mello Ferreira**

Centro Federal de Educação Tecnológica de  
Minas Gerais, Departamento de Engenharia de  
Materiais

Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em  
Recursos Minerais, água e Biodiversidade. INCT-  
Acqua

Belo Horizonte – Minas Gerais

### **Lucélio Oliveira Lemos**

Centro Federal de Educação Tecnológica de  
Minas Gerais, Departamento de Engenharia de  
Materiais

Belo Horizonte – Minas Gerais

### **Magnum Augusto Moraes Lopes de Jesus**

mamlopes@hotmail.com

Universidade Federal de Minas Gerais,  
Departamento de Química

Belo Horizonte – Minas Gerais

**RESUMO:** O aproveitamento da energia solar que chega na superfície da terra, tanto como fonte de calor quanto de luz é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras. Os módulos fotovoltaicos estão sujeitos a ação da poluição, empoeiramento e demais fatores

naturais, que dificultam ou reduzem a incidência dos raios solares nas células, prejudicando seu rendimento. O desenvolvimento de superfícies de vidro hidrofóbicas e autolimpantes apresenta grande interesse na comunidade científica devido às suas diversas possibilidades de aplicações tecnológicas, dentre as quais vidros para módulos fotovoltaico. Neste estudo, uma superfície super-hidrofóbica foi desenvolvida através da deposição de um filme fino sobre superfície de um substrato de vidro utilizando-se tecnologia sol-gel. Um sol estável foi obtido usando tetraetilortossilicato (TEOS) como precursor e as deposições foram realizadas pelo processo de recobrimento por imersão (dip-coating). O efeito super-hidrofóbico foi obtido pela deposição de filmes finos de  $\text{SiO}_2$  e funcionalização subsequente utilizando um tensoativo como agente de acoplamento. O revestimento depositado foi caracterizado em relação à energia de superfície através da avaliação do ângulo de contato e quanto à transmitância óptica por espectrofotometria UV-Vis. As medidas de ângulo de contato dos filmes finos antes e após funcionalização foram menores que  $5^\circ$  e  $134^\circ$ , respectivamente, confirmando o caráter hidrofílico inicial e hidrofóbico após funcionalização. A transmitância de vidro aumentou após o revestimento. Neste trabalho, um filme fino de sílica transparente e super-hidrofóbico livre de rachaduras foi obtido por

uma rota simples, com boa propriedade de autolimpeza.

**PALAVRAS-CHAVE:** Acúmulo de Sujidade, Filmes finos Autolimpantes, Funcionalização, Sílica.

**ABSTRACT:** The utilization of solar energy reaching the earth's surface, both as a source of heat and light, is now one of the most promising energy alternatives. The photovoltaic modules are exposed to the action of pollution, dusting and other natural factors that reduces the sunlight onto the cells, impairing their performance. The development of hydrophobic self-cleaning glazed surfaces is of great interest because of their various technological applications such as glasses for photovoltaic modules, cell phone, windshields of mobiles. In this study, a super-hydrophobic surface was developed by sol-gel technology. A stable sol was obtained using tetraethylorthosilicate (TEOS) as precursor and the depositions were performed by dip-coating process on a slide microscope glass as substrate. The super-hydrophobic effect was obtained by deposition of SiO<sub>2</sub> thin film and subsequent funcionalization using a surfactant as a coupling agent. The deposited coating was characterized in relation to contact angle and optical transmittance by UV-Vis spectrophotometry. The contact angle measurements of thin film before and after funcionalization was lower than 5° and 134° respectively, confirming the initial hydrophilicity and the hydrophobicity after funcionalization. The glass transmittance has been improved by the coating. In this work a transparent and super-hydrophobic thin film, free of cracks, has been obtained by a simple route with good self-cleaning property.

**KEYWORDS:** Dust accumulation, Self-cleaning thin films, Funcionalization, Silica.

## 1 | INTRODUÇÃO

A comunidade científica possui grande interesse na nanotecnologia devido às novas propriedades adquiridas pelos materiais antes não observadas em escala macroscópica. Um aspecto interessante e motivador para o estudo e desenvolvimento dos nanomateriais é a possibilidade de diminuição do seu tamanho mantendo a sua capacidade de operação. Esses materiais funcionais são projetados para aplicações específicas que requerem controle da sua estrutura em escala atômica com morfologia e dimensões controladas de acordo com as propriedades desejadas, como ressaltado por Ferreira et al, (2014).

Uma forma interessante de trabalhar com os nanomateriais é através da síntese de filmes finos nanoestruturados, onde as propriedades de superfície podem ser modificadas pela incorporação de grupos funcionais específicos ou pela introdução controlada de porosidade. Os revestimentos nanoestruturados se destacam por apresentarem novas propriedades físicas e químicas. De acordo com Zhang (2014), revestimentos com propriedade de autolimpeza, por exemplo, tem atraído atenção significativa da comunidade científica devido aos seus aspectos fundamentais e

às amplas aplicações práticas. Dentre elas podem-se citar vidros de janelas para ambientes climatizados, coletores solares, módulos fotovoltaicos, telas de dispositivos eletrônicos, etc.

Nesse sentido, os revestimentos autolimpantes podem prevenir ou minimizar o acúmulo de sujidades em painéis fotovoltaicos, além de aumentar a transmitância dos vidros destes módulos. Uma boa transmitância da superfície que recobre os módulos é fundamental o desempenho das células solares. A deposição da poeira produzida nos arredores devido à poluição ou fenômenos naturais está relacionada às condições ambientais nas quais a superfície está exposta. Normalmente onde os níveis de radiação são mais elevados existe baixo índice de precipitação de chuva e o efeito do acúmulo de sujidade, também conhecido como efeito *soiling*, é mais grave. A chuva pode reduzir a sujeira, pois produz a limpeza natural da superfície. De acordo com Sarver et al. (2013) e Sayyah et al. (2014), um dos problemas não considerados na implantação e operação da maioria dos sistemas solares é o impacto do acúmulo de sujidades como partículas de poeira ou sujeira em superfícies expostas ou intermediárias. Estes autores ainda ressaltam que o acúmulo de poeira e outras partículas em coletores solares pode provocar perdas significativas de transmissão em sistemas fotovoltaicos.

A Fig. 1 apresenta os módulos fotovoltaicos (PV) instalados na “University of Bahrain” (UoB). Segundo ALNASER et al. (2015) essa região é composta por 2.088 painéis fotovoltaicos, com área total de 3.400 m<sup>2</sup> cuja limpeza manual apresenta elevado custo para ser realizada.

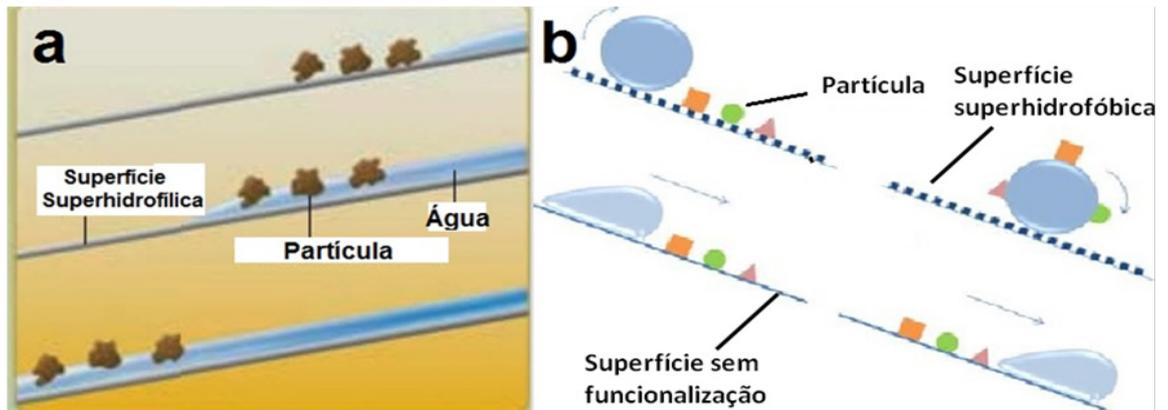


**Figura 1:** Módulos fotovoltaicos PV instalados na “University of Bahrain” (UoB). Composta por 2.088 painéis fotovoltaicos (policristalino), área total de 3.400 m<sup>2</sup>. FONTE: ALNASER et al, (2015).

A solução para minimizar o efeito da sujidade seria produzir uma superfície autolimpante para que, mesmo em regiões de pouca chuva, houvesse acúmulo menor de sujidades nos vidros e outras superfícies que estão sujeitas a esse tipo de aplicação. Segundo Vivar et al. (2008), as sujidades diminuem a transmitância

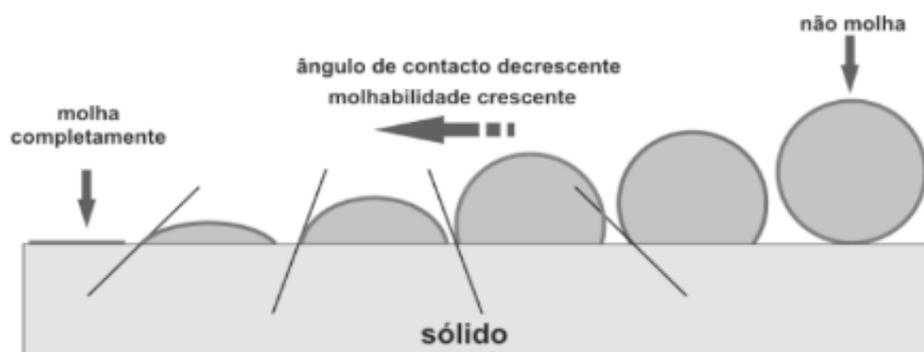
dos módulos fotovoltaicos devido ao espalhamento da radiação incidente, reduzindo a intensidade que chega à célula. Em particular, painéis fotovoltaicos com sistema ópticos concentradores (CPV) podem apresentar perda de até 26% de corrente gerada quando o painel está sujo.

Os recobrimentos autolimpantes estão divididos em duas categorias: superhidrofílico e superhidrofóbico. Os recobrimentos de ambos os tipos apresentam o efeito autolimpante com a ação da água, sendo o primeiro pelo espalhamento de água que carregam a sujeira para fora da superfície e o segundo pela formação de gotículas de água rolantes, como pode ser visto na Fig. 2.



**Figura 2**– Recobrimento autolimpante superhidrofílico (a) e superhidrofóbico (b).

As superfícies autolimpantes apresentam uma molhabilidade especial (superhidrofilicidade ou superhidrofobicidade) e sua obtenção pode contribuir grandemente para a diminuição do acúmulo de sujidades sobre a superfície. A molhabilidade é uma propriedade importante de uma superfície sólida e o ângulo de contato é comumente utilizado para caracterizar sua molhabilidade, Fig 3. Uma superfície pode apresentar diferentes características dependendo da sua natureza física, como tensão superficial, ou dependendo da rugosidade e topologia da superfície.



**Figura 3:** Molhabilidade e ângulo de contato.

FONTE: NETO, 2012.

O ângulo de contato ( $\theta$ ) CA que define a molhabilidade de uma superfície plana

pode ser calculado pela expressão de Young, Eq. (1).

$$\cos \theta = \frac{(\gamma_{SG} - \gamma_{SL})}{\gamma_{LG}} \quad (1)$$

Onde  $\gamma_{SG}$  é a tensão superficial interfacial para S(sólido)-G(gasoso),  $\gamma_{SL}$  para L(líquido)-G(gasoso) e  $\gamma_{LG}$  para G(gasoso)-L(líquido). O ângulo de contato é o ângulo entre a tangente da superfície da gota de água na interface líquido-gás e a superfície do material. Para o ângulo de contato ( $\theta$ ) maior que  $90^\circ$  a superfície é dita como hidrofóbica, se menor que  $90^\circ$  é dita hidrofílica, se maior que  $150^\circ$  é superhidrofóbica e se abaixo de  $5^\circ$  é superhidrofílica.

A partir dessa perspectiva, espera-se que os filmes finos de sílica modificados ( $\text{SiO}_2$ ) possam proporcionar o efeito autolimpante durável aos painéis fotovoltaicos sem afetar significativamente a transmitância dos mesmos. Muitas estratégias têm sido desenvolvidas através da aplicação de filmes finos para modificar as propriedades de superfícies e interfaces, tais como as técnicas sol-gel e evaporação e-beam. Entre elas, a tecnologia sol-gel se destaca devido à operação simples e por apresentar custo e impacto ambiental relativamente baixos. Segundo Brinker & Scherer (1990) a formação da película fina pelo método sol-gel envolve a preparação de um sol, deposição do sol sobre uma superfície, formação de um estado gel e secagem do gel. Para obtenção de recobrimentos com propriedades autolimpantes é importante que os reagentes utilizados na síntese sol-gel tenham elevada pureza. O processo sol-gel permite a produção de materiais cerâmicos, vidro, vitrocerâmica e compósitos a baixa temperatura, com elevada pureza e homogeneidade. Este processo ocorre à baixa temperatura, possibilita o controle da morfologia e, sobretudo a porosidade do produto final. Devido a essas vantagens, ele tem sido bastante utilizado na área de recobrimento.

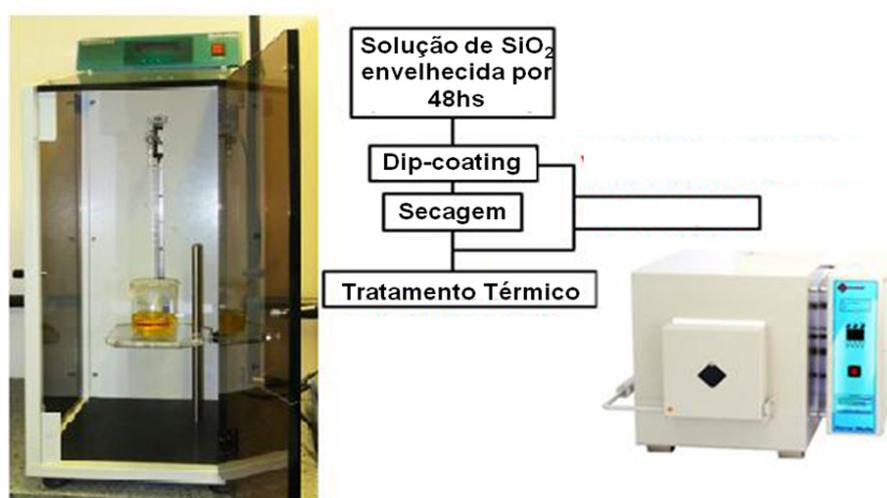
A grande contribuição desse trabalho está em desenvolver uma superfície superhidrofóbica para a aplicação em painéis solares. Nesse sentido, estão sendo estudadas possibilidades de modificação das superfícies dos vidros via funcionalização por meio da deposição de filmes funcionais capazes de conferir à superfície a propriedade autolimpante, minimizar o efeito do acúmulo da sujeira e aumentar a refletância em painéis solares. Além desses efeitos este recobrimento deve apresentar características tais como durabilidade; transparência no intervalo de 300- 1700 nm, que é a região do espectro importante para o funcionamento da célula fotovoltaica; baixo custo; facilidade de aplicação em longas superfícies, entre outras.

## 2 | OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é o desenvolvimento de filmes finos de sílica funcionalizada através da tecnologia sol-gel visando obter superfícies superhidrofóbicas e autolimpantes para aplicações em módulos fotovoltaicos.

## 3 | METODOLOGIA

A obtenção dos filmes finos hidrofóbicos foi realizada em duas etapas. Primeiramente pela deposição de  $\text{SiO}_2$  sobre substratos de vidro a partir do método sol-gel via imersão por processo de *dip-coating* para obtenção de filmes hidrofílicos. Em seguida, foi realizada a funcionalização da superfície hidrofílica utilizando-se composto organossilano. Os substratos de vidro utilizados foram previamente limpos com água e detergente para remoção da gordura e embebidos em etanol sob ultrassom por 15 minutos. Para obtenção dos filmes de sílica, uma solução utilizando tetraetilortosilicato (TEOS) foi preparada de acordo com a rota estabelecida por Lopes de Jesus (2015). Nessa solução, foi utilizado TEOS como precursor, isopropanol como solvente e ácido clorídrico como catalisador. As amostras foram recobertas por *Dip-coating* utilizando-se um equipamento da Marconi (MA 765), como ilustrado na Fig. 4. Os substratos de vidro foram imersos na solução de TEOS) a uma velocidade constante de 3,7 mm/s. Após esta etapa, os filmes foram secos em estufa a 100 ° C. Após a deposição dos filmes foi feito o tratamento térmico das amostras a 500°C por 2 horas.



**Figura 4** – Fluxograma do processo de recobrimento dos filmes de  $\text{SiO}_2$ . FONTE: NETO, 2012.

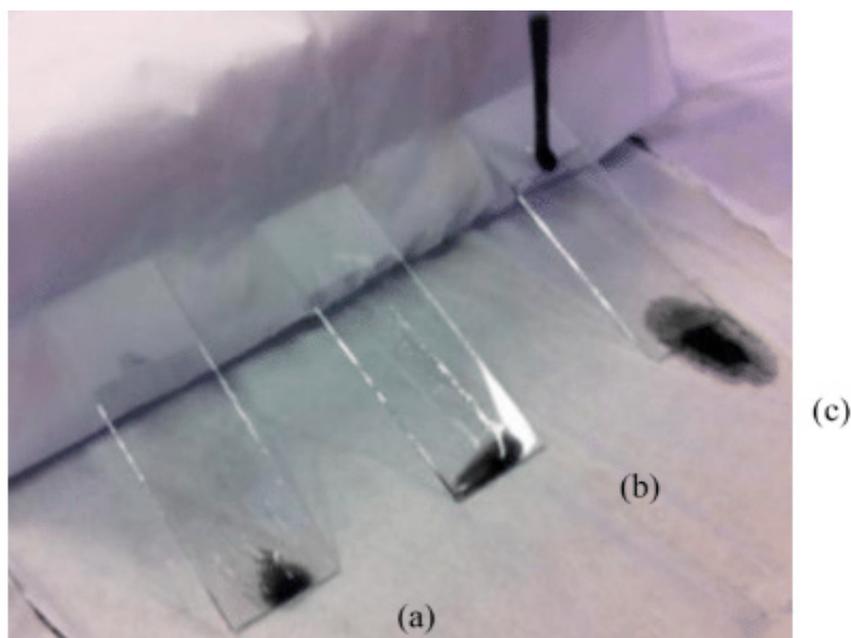
O procedimento de funcionalização foi realizado a partir da imersão dos substratos recobertos por filmes de sílica em solução alcoólica de organossilano, onde as amostras foram imersas por 30 min. Após a funcionalização as amostras foram colocadas em ultrassom por 5min em acetona e em água destilada, sequencialmente

para retirada do excesso de reagente modificador e maior durabilidade das mesmas.

Os filmes foram caracterizados quanto às propriedades ópticas através das medidas da transmitância no espectrofotômetro de luz UV/VIS VARIAN CARY 50 na região ultravioleta/visível (200-1000nm). As medidas do ângulo de contato foram obtidas a partir de um medidor de ângulo de contato da marca KRUSS DS 100. O volume da gota utilizado foi de 2 a 5 $\mu$ L. A medida foi realizada após a estabilização do valor de ângulo de contato da gota sobre a superfície para avaliação do caráter hidrofílico e hidrofóbico.

#### 4 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Fig. 5 mostra a comparação entre as superfícies antes e após a funcionalização, sendo a Fig. 5a o substrato de vidro sem revestimento, a Fig. 5b após a deposição de sílica, tornando a superfície do vidro superhidrofílica e a Fig. 5c após a funcionalização da superfície de sílica com tensoativo como agente de acoplamento, tornando-a hidrofóbica.



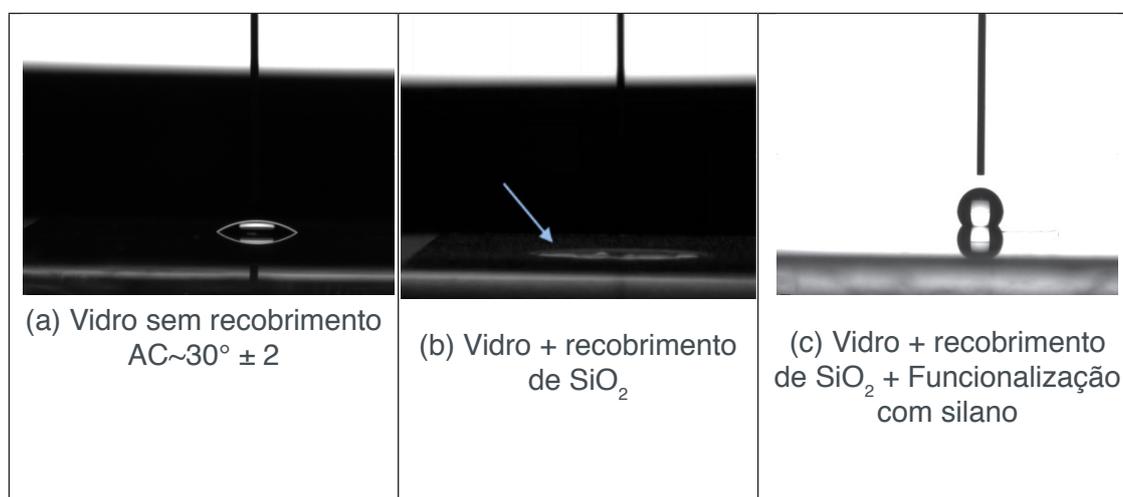
**Figura 5** – (a) Vidro sem recobrimento. (b) Vidro com 1 camada de sílica. (c) Vidro com 1 camada de sílica funcionalizado com organossilano.

Após simular a deposição de sujeira com partículas de carvão ativado, observa-se nitidamente o caráter autolimpante da superfície hidrofóbica, pois toda a sujeira inserida na superfície não se acumula sobre o vidro, escorrendo totalmente, deixando-o sempre limpo.

##### 4.1 Filmes superhidrofílicos de SiO<sub>2</sub>

A solução se apresentou bastante homogênea e estável, confirmando a

estabilidade e a reprodutibilidade dessa rota. Após o recobrimento via sol-gel, as amostras se mostraram superhidrofílicas. As amostras de  $\text{SiO}_2$  produzidas a partir da solução de TEOS, após 48 horas de envelhecimento em temperatura ambiente, se mostraram livres de trincas, e transparentes. Medidas de ângulo de contato (AC) das amostras foram realizadas após recobrimento de  $\text{SiO}_2$ , como pode ser observado na Fig. 6.



**Figura 6** – Medidas de ângulo de contato das amostras de vidro antes (a) e após recobrimento com filme fino de  $\text{SiO}_2$  (b) e após funcionalização com organossilano (c).

As amostras com 1 camada de sílica apresentaram medidas de ângulos de contato abaixo de 5° (Fig. 6b), o que caracteriza superhidrofilidade, como mencionado por Yao e He, (2014), e sugere a disponibilidade das hidroxilas (OH) que servirão de pontos de ancoramento ao processo posterior de funcionalização. O vidro utilizado como substrato sem recobrimento (Fig. 6a) apresentou ângulo de contato de 30°. O revestimento do substrato de vidro com os filmes finos de  $\text{SiO}_2$  mudou claramente a hidrofilicidade do mesmo.

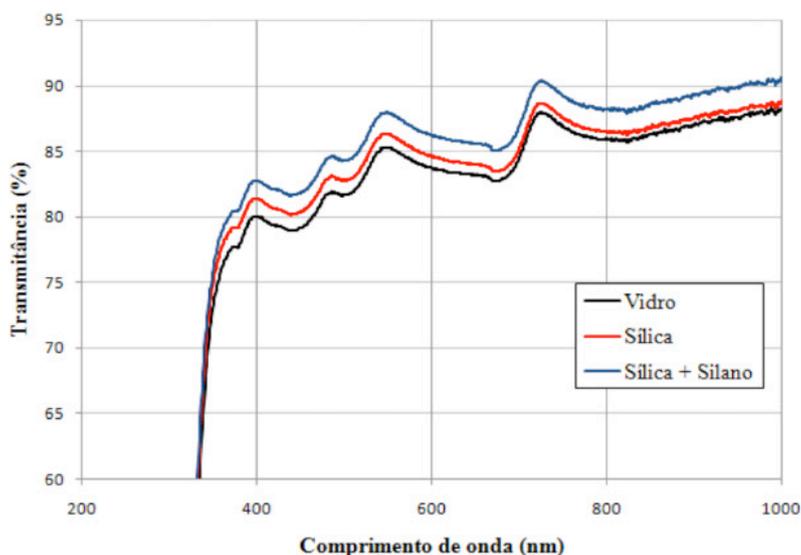
Após a funcionalização dos filmes de sílica através da imersão das amostras em solução contendo a solução alcoólica do organossilano, as amostras se mostraram livres de trincas e transparentes. Além disso, o comportamento hidrofóbico desejado foi obtido, conforme pode observado através da Fig. 6c. Após a funcionalização das amostras, foram encontrados ângulos de 134°. Segundo Ajami et al. (2011), Wang e Lieberman (2003) e Li et al. (2012), a introdução de organossilanos na superfície do vidro proporciona valores de ângulos de contato de 108° a 120°. De fato esses valores foram encontrados no presente trabalho, porém após a lavagem com água e acetona em ultrassom, o valor do ângulo de contato se elevou ainda mais.

#### 4.2 Transmitância e Refletância

De acordo com Nascimento (2007) os filmes de  $\text{SiO}_2$  podem conferir propriedade anti-refletores ao vidro, aumentando a sua transmitância na região do visível. Essa

propriedade foi avaliada para as amostras de vidro com recobrimento de filmes finos de  $\text{SiO}_2$  obtidas. A Fig. 7 mostra o espectro de transmitância das amostras na região de 200 a 1000nm. Observou-se que a amostra com 1 recobrimento de  $\text{SiO}_2$  apresentou um ganho em torno de 2% de transmitância ao longo do espectro e, após a funcionalização, os filmes de sílica não apresentaram perda de transmitância. Alguns autores também reportaram ganhos de transmitância expressivos com a aplicação de uma camada de  $\text{SiO}_2$ . Fujishima et al. (2008) obtiveram um ganho de 4,4% na transmitância do vidro com a aplicação de uma camada de nanopartículas de  $\text{SiO}_2$  de 123nm. Çamurlu et al. (2009) obtiveram um ganho de 6% na transmitância do vidro com a aplicação de uma camada de  $\text{SiO}_2$  de 89nm.

Os filmes de  $\text{SiO}_2$  tratados antes e após funcionalização com o organossilano apresentaram transmitância elevada ( $> 80\%$ ) na região do visível e infravermelho próximo (370-2100 nm), cuja propriedade é fundamental na aplicação na área de energia solar. O objetivo principal do presente trabalho é a autolimpeza e os resultados de transmitância revelam que a hidrofobicidade proporcionada pelo filme não comprometeu a transmitância do vidro e ainda a aumentou. Esse resultado é muito significativo, visto que recobrimentos semelhantes utilizando dióxido de titânio, por exemplo, que também são utilizados para autolimpeza, segundo Lopes (2015), comprometem a transmitância reduzindo-a em até 10%.



**Figura 7** – Espectro de transmitância UV-Vis dos filmes de  $\text{SiO}_2$ , antes e após funcionalização com tensoativo em função do comprimento de onda (nm).

O espectro de refletância total dos filmes de  $\text{SiO}_2$  antes e após funcionalização pode ser visto na Fig. 8. Foi observado que deposição da camada de sílica proporciona o aumento da transmitância dos filmes e a diminuição da refletância. Isso ocorre porque o material depositado é menos denso que o substrato e essa densificação aumenta o índice de refração do material. Um maior índice de refração do material resulta em uma menor transmitância e torna o material mais reflexivo, como mencionado por Luo

et al. (2011).

À medida que a quantidade de  $\text{SiO}_2$  (índice de refração  $\text{SiO}_2 = 1,45$ ) aumenta nos filmes, os filmes se tornam menos reflexivos, pois o índice de refração dos filmes também diminui (índice de refração do substrato de vidro = 1,5).

Esse efeito pode ser explicado a partir do desenvolvimento da Eq. (2).

$$A + R + T = 1 \quad (2)$$

Onde A é a absorptância, R reflectância e T transmitância.

Considerando que os filmes finos têm uma absorção desprezível a Eq. (2) se torna a Eq. (3), isolando-se T:

$$T = 1 - R \quad (3)$$

A partir do desenvolvimento de algumas equações (FANDERLIK, 1983), a reflectância R do material pode ser definida pela Eq. (3):

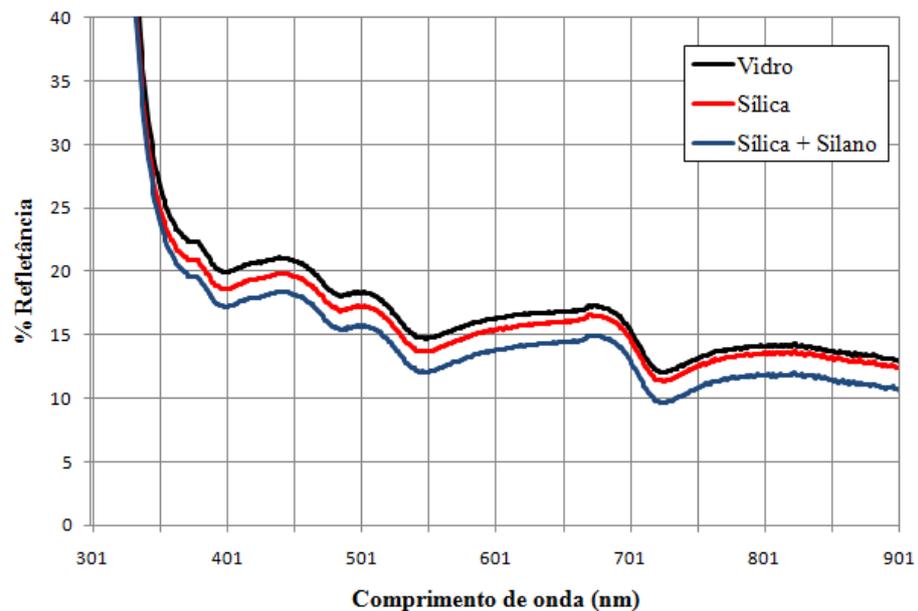
$$R = \left( \frac{n_1^2 - n_0 \cdot n_2}{n_1^2 + n_0 \cdot n_2} \right)^2 \quad (4)$$

Onde  $n_1$  = índice de refração do filme,  $n_0$  = índice de refração do ar e  $n_2$  = índice de refração do vidro.

Substituindo a Eq. (4) na Eq. (3) se obtém a Eq. (5), conhecida como equação de Fresnel (FANDERLIK, 1983).

$$T = 1 - \left( \frac{n_1^2 - n_0 \cdot n_2}{n_1^2 + n_0 \cdot n_2} \right)^2 \quad (5)$$

A partir da Eq. (4), observou-se que o índice de refração do filme está relacionado de forma diretamente proporcional à sua refletância. Assim, filmes com maior quantidade de sílica apresentam menor índice de refração e, conseqüentemente, menor refletância (de acordo com a Eq. (4)) e maior transmitância (de acordo com a Eq. (5)).



**Figura 8** – Curva da variação de reflectância em função do comprimento de onda (nm).

## 5 | CONCLUSÃO

O recobrimento de sílica funcionalizado de caráter superhidrofóbico, capaz de tornar a superfície do vidro autolimpante para utilização principal em painéis fotovoltaicos foi obtido com sucesso. O processo de modificação da superfície do vidro tornando-o autolimpante é relativamente simples e promove a redução de sujeira acumulada em período de pouca chuva, pois esta superfície se limpa apenas com poucas gotículas de água. Os filmes desenvolvidos poderão reduzir os custos de manutenção de limpeza de sistemas fotovoltaicos instalados devido à prevenção ou minimização do acúmulo de neve, sujidades e poluentes presentes no ar.

O recobrimento autolimpante apresenta grande potencial de aplicações em diversos setores como automotivo (vidros, carrocerias de automóveis, coberturas de lâmpadas e espelhos); construção (vidros, fachadas, portas e perfis de janelas, telhados de plástico e pérgulas); domésticos (acessórios de cozinha e torneiras); aplicações marítimas (proteção anti-corrosão); aeroespacial (antiaderente e superfícies gelofóbicas); aplicações ópticas (câmeras, lentes, telescópios, sensores ópticos, painéis solares). Este trabalho continua com os testes *soiling*, ou seja, avaliação de desempenho das superfícies autolimpantes com amostras expostas às intempéries numa região urbana, no caso, Belo Horizonte, no Campus II do CEFET-MG, ao lado de uma avenida de grande tráfego com emissões consideráveis de poluentes. Além disso, os autores deste projeto continuam avaliando as propriedades mecânicas deste recobrimento a fim de avaliar sua resistência ao risco e sua aderência à superfície.

## 6 | AGRADECIMENTOS

À CAPES e ao CEFET/MG pelo apoio financeiro e ao INCT-Acqua pela infraestrutura concedida.

## 7 | REFERÊNCIAS

- Ajam, E., Francois, K., Aguey, Z., 2011. **Formation of OTS self-assembled monolayers at chemically treated titanium surfaces**, Journal of Materials Science: Materials in Medicine, vol. 22, pp. 1813-1824.
- Alnaser, N. W., Dakhel A. A., Al Othman, M. J., Batarseh, I., Lee, J.K., Najmail, S., Alnaser, W. E., 2015. **Dust Accumulation Study on the Bapco 0.5 MW PV Project at University of Bahrain**, International Journal of Power and Renewable Energy Systems, vol. 2, pp. 38-54.
- Brinker, C., Scherer, G., 1990. **The Physics and Chemistry of Sol-Gel Processing**. Academic Press.
- Çamurlu, H. E., Kesmez, O., Burunkaya, E.; Arpaç, E., 2009. **Sol-gel preparation and characterization of anti-reflective and self-cleaning SiO<sub>2</sub>-TiO<sub>2</sub> double-layer nanometric films**, Solar Energy Materials & Solar Cells, vol. 93, pp. 1833-1839.
- Fanderlik, I., 1983. **Optical properties of glass**. Glass Science and Technology, vol.5.
- Ferreira, A. M., Silva, G. C., Duarte, H. A., 2014. **Materiais Funcionais para a Proteção Ambiental**. Cadernos Temáticos de Química Nova na Escola, vol. 8, pp. 30-38.
- Fujishima, A., Liu, Z., Zhang, X., Murakami, T., 2008. **Sol-gel SiO<sub>2</sub>/TiO<sub>2</sub> bilayer films with self-cleaning and antireflection properties**, Solar Energy Materials & Solar Cells, vol. 92, pp. 1434-1438.
- Li, Z., Yoon, R., 2012. **Thermodynamics of hydrophobic interaction between silica surfaces coated with silanes**, Journal of Colloid and Interface Science, vol. 392, pp. 369-375.
- Lopes de Jesus, M. A. M., 2015. **Desenvolvimento de superfícies autolimpantes superhidrofílicas e fotocatalíticas obtidas pela deposição de filmes finos de TiO<sub>2</sub> e TiO<sub>2</sub>/SiO<sub>2</sub> pelo método sol-gel**, Dissertação de Mestrado, DEMAT, CEFET/MG, Belo Horizonte.
- Lopes de Jesus, M. A. M., Ferreira, A. M., Neto, J. T. S., Timò, G. Paiva, P. R. P., Dantas, M., 2015. **Superhydrophilic self-cleaning surfaces based on TiO<sub>2</sub> and TiO<sub>2</sub>/SiO<sub>2</sub> composite films for photovoltaic module cover glass**, Applied Adhesion Science, vol. 3, pp.3-5.
- Luo, C., Chuang, L., Yang, S., 2011. **The structure and mechanical properties of thick rutile-TiO<sub>2</sub> films using different coatings treatments**, Applied Surface Science, vol. 258, p. 297-303.
- Nascimento, G. L. T., 2007. **Caracterização de ORMOSILs na forma de monólitos e filmes finos preparados pelo processo sol-gel para aplicações ópticas**, Tese de Doutorado, Química, UFMG, Belo Horizonte.
- Sarver, T., Al-Qaraghuli, A., Kazmerski, L., 2013. **A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 22, pp. 698-733.
- Sayyah, A., Horenstein, M., Mazumder, M., 2014. **Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels**, Solar Energy, vol. 107, pp. 576-604.

- SILVA NETO, J. T., 2013. **Propriedades ópticas e estruturais de filmes finos de TiO<sub>2</sub> produzidos pelo processo sol-gel**. Dissertação de Mestrado DEMAT, CEFET/MG, Belo Horizonte. Vivar, M., Herrero, R., Moretón, R., Moreno, F. M., Sala, G., 2008. Effect of soiling on PV concentrators: Comparison with flat modules, Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid.
- Wang, Y., Lieberman, M., 2003. **Growth of Ultrasmooth Self-Assembled Monolayers on SiO<sub>2</sub>**, Langmuir, vol. 19, pp. 1159-1167.
- Yao & He, 2014. **Recent progress in antireflection and self-cleaning technology – From surface engineering to functional surfaces**, Progress in Materials Science, vol. 61, pp. 94–143.
- Zhang, et al., 2014. **Multifunctional antireflection coatings based on novel hollow silica – silica nanocomposites**. Applied Materials and Interfaces, vol. 3, pp. 1415-1423.

## DESENVOLVIMENTO DE UM APLICATIVO PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

### **Stéphane Rodrigues da Silva**

Centro Federal de Educação Tecnológica de  
Minas Gerais,  
Departamento de Elétrica e eletrônica  
Leopoldina-MG

### **Érica Tiemi Anabuki**

Centro Federal de Educação Tecnológica de  
Minas Gerais,  
Departamento de Elétrica e eletrônica  
Leopoldina-MG

### **Luis Cláudio Gambôa Lopes**

Centro Federal de Educação Tecnológica de  
Minas Gerais,  
Departamento de Elétrica e eletrônica  
Leopoldina-MG

**RESUMO:** Devido ao aumento crescente no preço da energia e aos incentivos governamentais aplicados a fontes renováveis de geração de energia elétrica, a energia solar fotovoltaica vem se tornando uma das principais alternativas quanto ao suprimento da geração de energia no país. Tendo em vista esse cenário, é proposto nesse artigo o desenvolvimento de um aplicativo interativo para dispositivos móveis de fácil manuseio a ser utilizado para dimensionar sistemas fotovoltaicos, além de monitorar o histórico de geração de energia através dos mesmos. O dimensionamento leva em consideração as condições climáticas

da localização do usuário, conforme a base de dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), e a energia consumida pelo mesmo anualmente. O aplicativo possibilita, desse modo, que o usuário possa escolher os equipamentos adequados para compor seu sistema com base em uma análise de requisitos técnicos e econômicos. O aplicativo proposto pode ser utilizado por usuários interessados na instalação de sistemas fotovoltaicos em suas residências e por instituições de ensino e pesquisa.

**PALAVRAS-CHAVE:** Dimensionamento, Sistemas fotovoltaicos, Aplicativo

**ABSTRACT:** Due to the increasing price of energy and government incentives applied to renewable energy, photovoltaic system has become one of the main alternatives for the supply of energy generation in the country. Considering this scenario, it is proposed in this article the development of an interactive application for mobile devices of easy handling to be used to size photovoltaic systems, besides monitoring the history of power generation through them. The sizing takes into account the climatic conditions of the user's location according to the INMET (National Meteorological Institute) database and the energy consumed by it annually. This enables the user to choose the appropriate equipment to compose their

system based on an analysis of technical and economic requirements. The proposed application can be used by users interested in the installation of photovoltaic systems in their homes, and by educational and research institutions.

**KEYWORDS:** Dimensioning, Photovoltaic systems, App.

## 1 | INTRODUÇÃO

Um país é definido como desenvolvido conforme sua capacidade de dar acesso à população a serviços de infraestrutura, como saneamento, transporte, telecomunicações e energia. Sendo a energia, neste contexto, um fator dominante para o desenvolvimento econômico e social do país (ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, 2008).

Devido ao aumento constante nos preços da energia, incentivos fiscais, condições climáticas e queda nos preços da energia gerada pelas fontes fotovoltaicas, a energia solar fotovoltaica vem se tornando uma das principais alternativas para suplementar a geração de energia elétrica no país. Os estudos do Plano Nacional de Energia - PNE 2050, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, apontam que até 2050 18% dos municípios contarão com geração fotovoltaica, desses 18% em torno de 13% serão de consumo residencial (ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, 2008).

Atualmente o governo possui diversos incentivos buscando promover a utilização da energia fotovoltaica no país, como o ProGD (Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica) que estimula a geração de energia elétrica pelos próprios consumidores, a isenção do IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) e do ICMS (Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias). Outro incentivo promovido é o Plano Inova de Energia, que é um fundo de R\$ 3 bilhões, criado em 2013, pelo BNDES, Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e ANEEL, com foco na empresa privada e com o objetivo de pesquisa e inovação tecnológica nas áreas de redes inteligentes de energia elétrica, linhas de transmissão de longa distância em alta tensão, energias alternativas, como a solar, e eficiência de veículos elétricos (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2016).

Motivado pelo cenário exposto, é proposto nesse artigo o desenvolvimento de um aplicativo para dispositivos móveis de fácil manuseio que possibilita ao usuário realizar um prévio dimensionamento de um sistema fotovoltaico para sua propriedade. A aplicação busca otimizar a quantidade de equipamentos a serem utilizados na instalação do sistema fotovoltaico conforme as necessidades do usuário, levando em consideração o gasto médio de energia elétrica anual informado por ele. Além do gasto médio de energia, o dimensionamento realizado pelo aplicativo também leva em consideração a característica climática da região em que o usuário deseja instalar o sistema. Com essas informações o usuário pode escolher os equipamentos e principais acessórios adequados para compor seu sistema de geração fotovoltaica,

reduzindo assim custos com aquisição de equipamentos.

Além do dimensionamento, também é possível através da aplicação fazer o monitoramento da energia consumida pelo usuário e da energia gerada pelo sistema fotovoltaico dimensionado. O aplicativo permite ao usuário informar o histórico de energia elétrica consumido por ele no último ano, e comparar, através de um gráfico, com a energia elétrica gerada a cada mês prevista pelo dimensionamento do sistema fotovoltaico. Permite também monitorar e comparar o gasto médio da energia consumida do ano anterior informada pelo usuário com o custo encontrado na última conta de energia elétrica recebida. Isso possibilita que se verifique se o valor atual da última conta do usuário se encontra dentro da média de consumo de energia informada no ano anterior, verificando desse modo, se o sistema adotado ainda atende os requisitos de consumo do usuário.

O aplicativo também estima um bônus em dinheiro de energia com a instalação do sistema fotovoltaico dimensionado, quando o consumo de energia pelo usuário for inferior à energia gerada pelo sistema. Apesar do sistema de compensação de energia regulado pela Resolução Normativa N° 482 da ANEEL não gerar um bônus em dinheiro e sim em energia, estimar o valor do bônus informar os ganhos econômicos com o sistema fotovoltaico.

Esse aplicativo leva em consideração a geração de energia através de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. São sistemas que, dependendo da faixa de capacidade de potência nominal utilizada, produzem energia que pode atender parte da carga gerada localizada e/ou ser injetada diretamente na rede de serviço de abastecimento elétrico convencional (BARBOSA et al., 2007). Neste caso, através da resolução 482 da ANEEL pode-se gerar crédito de energia a ser utilizado nos meses seguintes.

## 2 | METODOLOGIA

Para dimensionar um sistema fotovoltaico é preciso levar em consideração inicialmente dois equipamentos: painéis fotovoltaicos e inversores.

Um painel fotovoltaico é formado por um conjunto de células fotovoltaicas que em conjunto são responsáveis por transformar a energia luminosa solar em corrente elétrica (MARQUES, 2009).

O inversor é um equipamento que faz a interface entre um ou mais painéis e a rede elétrica buscando adequar as formas de onda das grandezas elétricas DC (Corrente Contínua) do painel às formas de onda AC (Corrente Alternada) exigidas pela rede (CASTRO, 2002).

O aplicativo implementado realiza o dimensionamento do sistema fotovoltaico através do cálculo do número de painéis e inversores necessários para compor o sistema de geração fotovoltaica requisitado pelo usuário. Ao iniciar a aplicação

ele pode escolher um modelo de painel e inversor a partir de diferentes modelos, tamanhos e preços dos equipamentos. A partir dos dados de tensão, potência, área do painel, dos dados de consumo de energia elétrica informados pelo usuário no último ano e condição climática da região escolhida, é informado para o usuário o número de painéis e inversores necessários conforme o modelo escolhido e o preço dos equipamentos. A partir da definição do número de painéis e inversores o usuário pode optar por monitorar a energia elétrica gerada pelo sistema dimensionado, a energia consumida do último ano e os gastos obtidos estimados com a utilização de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

A característica climática da região influencia diretamente na energia produzida pelos painéis solares, quanto maior o índice de radiação solar maior a energia produzida por ele. Esse índice de radiação é denominado irradiância, que corresponde ao fluxo radiante solar que incide na superfície de um terreno por área de superfície. Essa informação foi retirada da base de dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia, e cinco municípios de Minas Gerais foram utilizadas como base de dimensionamento: Barbacena, Belo Horizonte, Juiz de Fora, Sete Lagoas e Araxá. Para cada uma destes municípios foi realizada uma coleta dos valores de irradiância diários referentes a 5 anos (2011-2015) e após a coleta, uma média mensal foi aproximada para cada município.

Como o dimensionamento depende da energia elétrica consumida pelo usuário, uma tela foi implementada para o recolhimento desses dados. O software utilizado para fazer a implementação do aplicativo foi o Android Studio.

## 2.1 Dimensionamento do número de painéis

Para calcular o número de painéis necessários para suprir uma demanda de energia é preciso calcular a energia produzida diariamente por um painel, encontrar a energia gerada mensalmente e então dividir a energia consumida pelo usuário pela energia gerada mensal. O cálculo da energia produzida diariamente por um painel pode ser expresso conforme a Eq. (1):

$$E_D = E_S \times A_P \times \eta_P \times TD \quad (1)$$

Em que:

$E_D$  = Energia produzida diariamente por um painel

$E_S$  = Irradiação média diária da região

$A_P$  = Área do painel

$\eta_P$  = Eficiência do painel

$TD$  = Taxa de desempenho. Referente a influência da sujeira, poeira, sombreamento e outros fatores. Para fins de testes foi considerado como 0.75 (75%).

A eficiência do painel pode ser expressa pela Eq. (2):

$$\eta_p = \frac{P_{MAX}}{A_p \times 1000} \quad (2)$$

Em que:

$P_{MAX}$  =Potência máxima do painel nas condições padrão de ensaio (STC)

A energia mensal gerada por cada painel será a energia produzida pelo painel diariamente vezes o número de dias do mês. Para facilitar o dimensionamento, todos os meses foram considerados como sendo compostos por 30 dias. O cálculo da Energia média produzida pode ser expresso através da Eq. (3):

$$E_M = E_D \times 30 \quad (3)$$

O Número de painéis necessários para suprir a demanda do sistema será dado pela Eq. (4):

$$N_p = \frac{E_{necessária}}{E_M} \quad (4)$$

Em que:

$E_{necessária}$  =Média da energia consumida pelo usuário

Com base na Eq.(4) o aplicativo calcula o número de painéis e inversores necessários para suprir a requisição energética da propriedade do usuário conforme um modelo de painel escolhido previamente.

## 2.2 Dimensionamento do número de inversores

A especificação dos inversores depende basicamente de dois dados: a tensão total dos painéis utilizados e a potência total deste conjunto. Os painéis são associados em série. Num sistema em série, sabe-se que a tensão total é a soma da tensão de cada painel, isso é demonstrado na Eq. (5).

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (5)$$

Onde:

$V_T$  =Tensão total dos painéis

$V_1$  =Tensão do painel 1

$V_2$  =Tensão do painel 2

$V_n$  =Tensão do painel n

Caso todos os painéis sejam idênticos, então a tensão total dos painéis será o e potência dos painéis, caso não seja suficiente para atender essas especificações número de painéis multiplicado pela tensão gerada por cada um deles. O mesmo é válido para a potência. Com a tensão total e a potência total dos painéis, é possível determinar o número de inversores. O inversor deve atender as especificações de tensão outro inversor de mesmo modelo deve ser conectado em paralelo para suprir a demanda do sistema.

### 3 | RESULTADOS

A tela inicial do aplicativo, Fig.1, conta com uma interface de fácil manuseio com uma descrição do aplicativo e um botão dimensionar o sistema que carrega a segunda tela do aplicativo, Fig.2. Na segunda tela o usuário deve escolher o município mais próximo à região em que deseja instalar o sistema de geração fotovoltaica já que o valor da irradiância média mensal referente ao município escolhido implica no cálculo da energia produzida pelo conjunto de painéis. Atualmente ao acessar a aplicação o usuário tem acesso a cinco municípios do estado de Minas Gerais: Araxá, Barbacena, Belo Horizonte Juiz de Fora e Sete Lagoas.

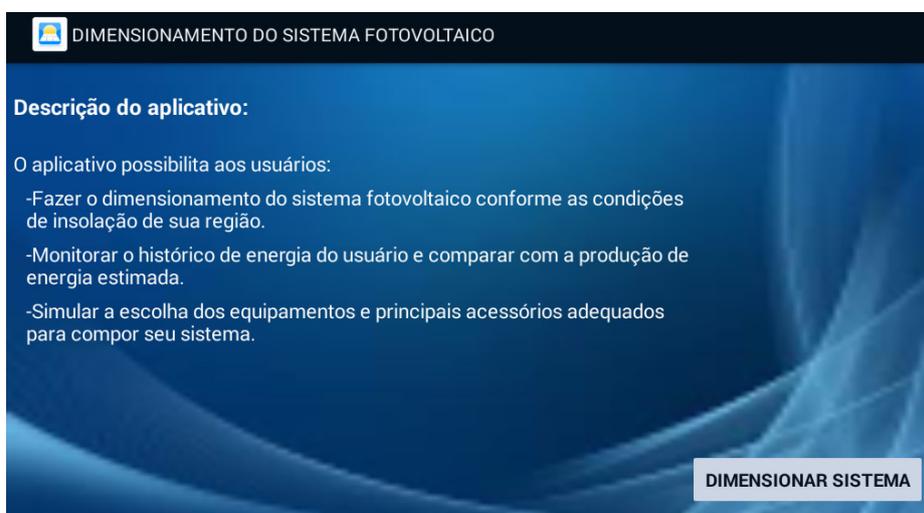


Figura 1 – Tela inicial do aplicativo

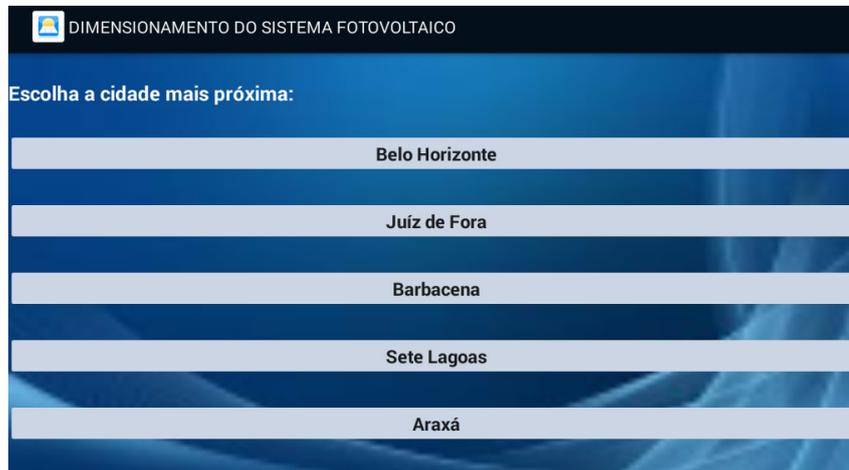


Figura 2 – Tela de escolha das cidades

O próximo passo da aplicação é definir um modelo de painel fotovoltaico e inversor. Ambos os equipamentos foram definidos conforme os modelos mais comumente encontrados no mercado. Na Fig.3 cinco modelos de inversores são disponibilizados para o usuário e ao escolher um dos modelos uma nova tela, Fig.4 é carregada onde as especificações do inversor escolhido podem ser visualizadas.



Figura 3 – Modelo de inversor



Figura 4 – Especificação do inversor

Após a escolha do inversor o usuário também deve escolher um modelo de

painel fotovoltaico. Após escolher um modelo de painel, Fig.5 uma nova tela com as especificações do modelo escolhido é carregada, Fig. 6.



Figura 5 – Modelo de painel



Figura 6 – Especificação do inversor

Após a escolha dos principais equipamentos necessários para compor o sistema fotovoltaico, a tela principal do aplicativo é aberta (Fig. 7). Na tela principal o usuário pode escolher o que deseja verificar no aplicativo como gráfico da energia estimada x energia consumida, gráfico da energia estimada x energia real (consumida), número de painéis, número de inversores, custo médio de consumo e atualização dos dados de consumo. É recomendado que o usuário acesse primeiramente o campo atualização dos dados de consumo, insira seus dados e retorne a tela principal.

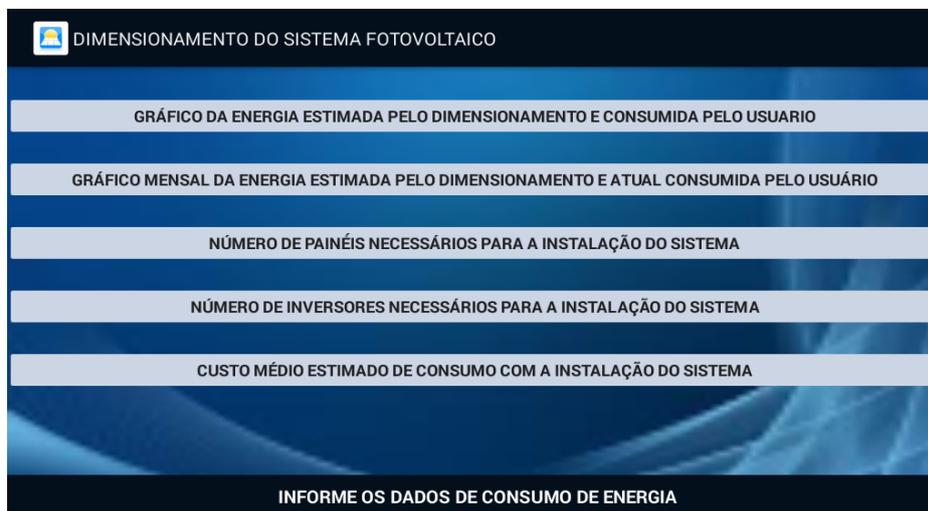


Figura 7 – Tela principal do aplicativo

### 3.1 Campo informe os dados de consumo de energia

O dimensionamento do sistema é feito com base na localidade e nos dados de consumo de energia elétrica do usuário, buscando dessa forma, especificar um sistema de baixo custo que atenda as requisições do mesmo durante todo o período anual.

Ao clicar no campo Informe os dados de consumo de energia (Fig. 7) uma nova tela é aberta, Fig.8, onde o usuário deve inserir o valor de energia consumido em KWh para cada mês do último ano, Fig. 8. O cálculo médio do consumo de energia leva em consideração o número de meses informados pelo usuário, portanto, quanto mais informações o usuário inserir no aplicativo mais real será o dimensionamento realizado pelo aplicativo. Após a inserção de dados o aplicativo retorna para a tela principal.

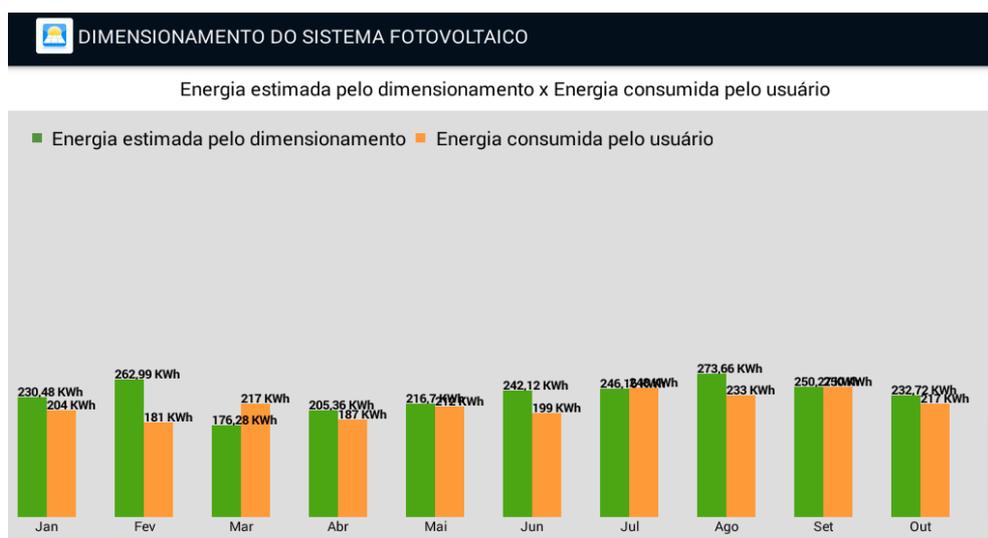


Figura 8 – Tela de preenchimento dos dados do usuário

### 3.2 Campo gráfico da energia estimada pelo dimensionamento e consumida pelo usuário

Ao clicar no campo Gráfico da energia estimada pelo dimensionamento e

consumida pelo usuário na tela principal (Fig. 7), o usuário pode comparar seu consumo de energia elétrica com a energia elétrica gerada estimada pelo sistema fotovoltaico para cada mês do ano através de um gráfico de barras (Fig. 9). Como a energia estimada pelo sistema leva em consideração além das condições de insolação da região também a média aritmética de dados de consumo de energia elétrica do usuário, dependendo do mês, a produção de energia do sistema pode ficar inferior ao consumo. O contrário também pode acontecer, tornando a produção muito superior ao consumo, ocasionando uma compensação de energia, nesse caso.



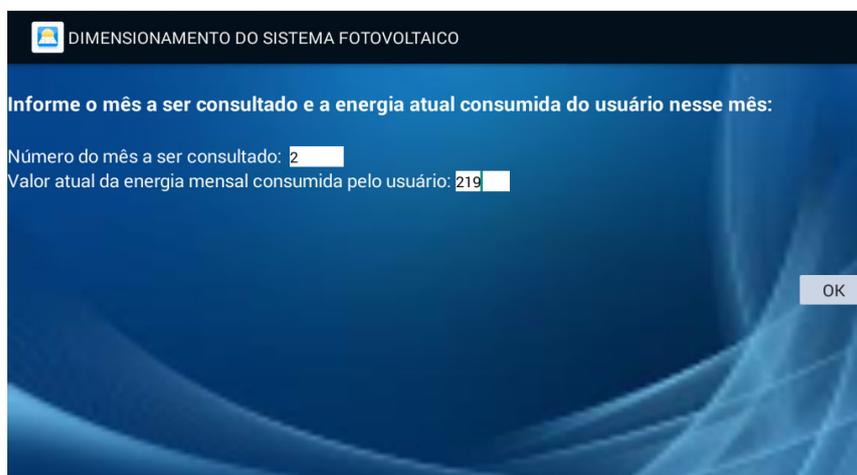
**Figura 9** – Gráfico da energia consumida e estimada que possibilita ao usuário fazer uma comparação de valores

### 3.3 Campo gráfico da energia estimada pelo dimensionamento e atual consumida pelo usuário

No campo Gráfico da energia estimada pelo dimensionamento e atual consumida pelo usuário disposto na tela principal (Fig. 7), o usuário pode verificar se a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico está acima ou abaixo do valor real de consumo de energia para um determinado mês do ano (Fig. 10). No campo Número do mês a ser consultado ele deve inserir o mês ao qual deseja consultar a energia estimada pelo sistema e no campo Valor atual da energia mensal consumida pelo usuário o usuário deve inserir o valor real de consumo em KWh informado pela conta de energia elétrica.

Como a energia produzida pelo sistema depende também do histórico de consumo do usuário do ano anterior, caso o valor informado no campo Valor atual da energia mensal consumida pelo usuário seja superior ao valor do ano anterior pode-se verificar se o sistema dimensionado continua atendendo as requisições do usuário ou não. Isso pode ocorrer no caso do usuário não atualizar o histórico anual da energia elétrica consumida no aplicativo e em algum momento quiser verificar se um novo valor mensal, disposto na última conta de energia por exemplo, acarreta em um acréscimo ou decréscimo do bônus em energia recebido pela concessionária.

Após inserir os dados e ao clicar no botão OK na Fig. 10 uma nova tela é aberta onde a comparação entre a energia estimada pelo aplicativo e a consumida pode ser vista, Fig.11. Comparando os valores de energia consumida das Figs. 9 e 11 é possível verificar que o para o mês de Fevereiro o acréscimo do consumo de 181 KWh para 219KWh não foi suficiente para ocasionar o pagamento de tarifas a concessionária de energia, visto que a energia gerada pelo painel fotovoltaico foi superior ao valor de consumo.



DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Informe o mês a ser consultado e a energia atual consumida do usuário nesse mês:

Número do mês a ser consultado: 2

Valor atual da energia mensal consumida pelo usuário: 219

OK

Figura 10 – Valor mensal e real

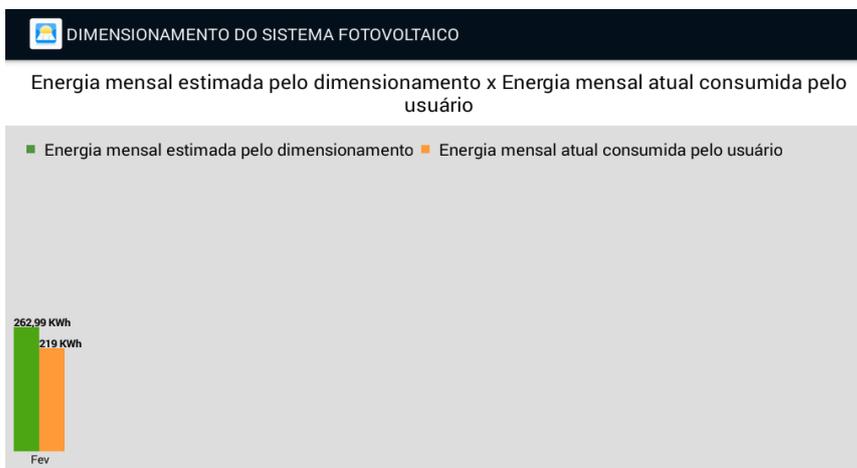


Figura 11 – Comparação mensal

### 3.4 Campo número de painéis necessários para a instalação do sistema

Acessando o campo Número de painéis necessários para a instalação do sistema, Fig.7, o usuário pode consultar informações tais como a quantidade de painéis necessários para suprir aproximadamente seu consumo, preço médio do modelo escolhido e o valor médio a ser gasto com a quantidade total de painéis do modelo escolhido (Fig. 12). O número de painéis varia conforme o modelo, tamanho do painel, irradiância média da região e a média de consumo de energia do usuário.



Figura 12 – Estimativa do número de painéis

### 3.5 CAMPO NÚMERO DE INVERSORES NECESSÁRIOS PARA A INSTALAÇÃO DO SISTEMA

No campo Número de inversores necessários para a instalação do sistema, Fig. 7, é possível estimar o número de inversores necessários para controlar e regular os níveis de tensão e corrente utilizados pelo conjunto de painéis fotovoltaicos. Os inversores são responsáveis pela conexão dos painéis fotovoltaicos à rede e necessitam que haja compatibilidade de tensão e potência com todos os painéis utilizados. Na Fig. 13 é informado o número de inversores conforme o modelo de painel escolhido pelo usuário anteriormente.



Figura 13 - Número de inversores

### 3.2 Campo custo médio estimado de consumo com a instalação do sistema

Outro campo disposto na tela principal (Fig. 7) é o campo Custo médio estimado de consumo com a instalação do sistema. Ele permite comparar o custo real de energia da conta de luz com o custo estimado de pagamento de energia com o sistema implementado. Ao clicar no campo é aberta uma nova tela, Fig. 14. Nessa tela há duas opções que podem ser acessadas pelo usuário o usuário, o campo Informe o custo obtida na última conta de energia elétrica e o campo Custo médio estimado após o dimensionamento do sistema.



**Figura 14** – Tela com opções referentes ao custo do consumo

No campo Informe o custo obtida na última conta de energia elétrica o usuário pode inserir o valor de energia cobrado na conta de energia (Fig. 15) do mês anterior. O campo informado será utilizado para comparação quando o campo Custo médio estimado após o dimensionamento do sistema for selecionado, Fig.16.



**Figura 15** – Tela de inserção do custo real

Ao clicar no campo Custo médio estimado após o dimensionamento do sistema (Fig. 16) uma nova tela é aberta, nela o usuário pode comparar o valor que pagou na conta de energia (campo Informe o custo obtida na última conta de energia elétrica) com o custo estimado pelo sistema com e sem o dimensionamento dos painéis e inversores. Na Fig. 16, por exemplo, sem o sistema fotovoltaico dimensionado o usuário poderia pagar uma conta de R\$ 154,88. Esse cálculo é feito mediante a média dos dados de energia informados pelo usuário no último ano e o valor do KWh informado na tela como Custo de Energia. Com o sistema implementado, além de não pagar o valor estipulado pelo sistema, ele recebe uma bonificação em torno de R\$8,96. Conforme dito anteriormente, como o sistema de compensação de energia RN 482 da ANEEL não gera um bônus em reais e sim em energia, o aplicativo possibilita informar ao usuário estimar os ganhos econômicos com a utilização de sistemas fotovoltaicos.

Com os dados fornecidos pelo aplicativo o usuário pode também comparar o custo real, Fig. 16, com o valor estimado pelo sistema a partir dos dados de consumo do ano anterior considerando o custo de energia, informado na Fig.16, verificando a influência de diversos fatores no custo da conta de energia, tais como aumento da tarifa de energia, mudanças climáticas, instalação de novos equipamentos, entre outros.



**Figura 16** – Tela de comparação com o custo estimado

## 4 | CONCLUSÃO

O aplicativo possibilita ao usuário recolher diversas informações a respeito dos sistemas fotovoltaicos e realizar o dimensionamento do sistema conforme as condições de insolação de sua região, podendo escolher desse modo os equipamentos e principais acessórios adequados para compor seu sistema. Através dele, o usuário pode verificar o número de painéis e inversores necessários de acordo com o modelo escolhido, a potência e a energia gerada pelos mesmos, assim como fazer um levantamento do histórico de geração da energia pelo sistema fotovoltaico e de consumo de sua instalação.

O aplicativo desenvolvido é uma ferramenta de fácil utilização e alta interatividade cujo intuito é demonstrar a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos levando em consideração o custo e a região a ser implantada. O dimensionamento possibilita reduzir a dependência do usuário com a concessionária de energia, o que é benéfico principalmente nos períodos em que a conta de luz se encontra na bandeira vermelha.

Através do dimensionamento o usuário pode verificar o número de painéis e inversores serem utilizados no sistema, e o histórico de geração de energia e consumo, conforme os meses do ano. O aplicativo traz ao usuário a possibilidade de fazer uma avaliação de custo da utilização de sistemas fotovoltaicos e escolher tipos de painéis e inversores adequados às suas necessidades e que podem ser facilmente encontrados no mercado, uma vez que foram utilizados modelos comerciais.

Como desenvolvimento futuro pretende-se fazer a expansão do sistema para um número maior de municípios em diferentes estados do país, buscando assim compreender e analisar a influência climática no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Outra possível implementação é permitir que a escolha do painel e inversor seja realizada pelo aplicativo e não mais pelo usuário, fazendo com que o sistema adeque os equipamentos necessários conforme o consumo de energia elétrica e a localidade geográfica do usuário.

## 5 | AGRADECIMENTOS

Esse artigo é resultado da implementação do projeto “Desenvolvimento e estudo de um sistema de geração fotovoltaica para o CEFET-MG” apoiado pela FAPEMIG e CEFET-MG. Agradecemos ambas as instituições pela oportunidade.

## 6 | REFERÊNCIAS

**Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** Brasília. 2008.

Barbosa, E.M.S., Silva, D.O., Melo, R.O., 2007. **Sistema Fotovoltaico conectado à rede com baterias**, ASADES - Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Argentina.

Castro, R.M.G. **Introdução a energia fotovoltaica.** Disponível em: [http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao\\_a\\_Energia\\_Fotovoltaica.pdf](http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao_a_Energia_Fotovoltaica.pdf). Acesso em: 16/11/2017

Marques, J.P.P.T., 2009. **Modelação e Controlo de Conversor DC/AC para interligação de painéis fotovoltaicos à Rede**, Dissertação de Mestrado, FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO.

Moreira, N.J.H. **Resolução Normativa N°482, de 17 de Abril de 2012.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 16/11/2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Energia Solar no Brasil e no Mundo.** Julho, 2016.

## DO PETRÓLEO À ENERGIA FOTOVOLTAICA: A INSERÇÃO DO BRASIL NESTE NOVO MERCADO

### **Emilia Ribeiro Gobbo**

UFRJ, Poli/DEI, Curso de Engenharia de Petróleo  
Rio de Janeiro – Rio de Janeiro

### **Maria Antonia Tavares Fernandes da Silva**

UFRJ, Poli/DEI, Curso de Engenharia de Petróleo  
Rio de Janeiro – Rio de Janeiro

### **Rosemarie Bröker Bone**

UFRJ, Poli/DEI, Curso de Engenharia de Petróleo  
Rio de Janeiro – Rio de Janeiro

**RESUMO:** Como uma alternativa de diminuição de gastos em energia elétrica e um estímulo à prática de preservação do caráter limpo e renovável da matriz energética, o uso de energia solar fotovoltaica tem surgido como uma possibilidade real em construções residenciais, indústrias e até mesmo em plataformas para extração e produção de petróleo. Busca-se, através desse artigo, analisar os modelos de financiamentos em países influentes quando se fala em energias renováveis; e os investimentos feitos pelas majors petroleiras que, a partir do óleo, investem em energias alternativas, se tornando empresas de energia. Arelado a isso, estuda-se o crescimento da incorporação da fonte de energia fotovoltaica no Brasil através da análise de sua legislação e instrumentos de apoio dados pelo Governo Federal ao setor fotovoltaico. Concluiu-se que o país deve agir com maior efetividade na

transformação de oportunidades em negócios concretos. Percebeu-se também, que a falta de financiamentos com juros baixos, se torna um dos gargalos para a disseminação da energia solar no país.

**PALAVRAS-CHAVE:** Brasil, Energia fotovoltaica, *majors* petrolífera, regulamentação.

**ABSTRACT:** The utilization of photovoltaic solar energy is nowadays being examined concerning residential and industrial buildings not to mention oil rigs as a substantial alternative. Its application is valuable due to the fact that it downgrades the usage of electric energy, therefore expanding the clean energy business. The present article's main objective is to analyze renewable energy financing plans on influent countries as well as the investments made by major oil companies on this field which consequently transforms them into energy companies.

Additionally, the implementation of solar energy in Brazil is studied through the research of legislation and funding opportunities given by the Federal Government. It was concluded that the country must act with greater effectiveness in the transformation of opportunities in concrete businesses. It was also realized that the lack of low-interest financing becomes one of the key obstacle for the spread of solar energy in the country.

**KEYWORDS:** Brazil, photovoltaic energy, major oil companies, regulation.

## 1 | INTRODUÇÃO

O mundo tem se tornado mais limpo. Os incentivos têm sido inúmeros na busca por energia vinda de fontes renováveis, com o firme propósito de reduzir o uso do carvão, petróleo e outras fontes finitas e poluentes. As economias desenvolvidas, em especial, estão à frente nesta questão, com financiamentos diretos ao uso destas fontes na geração de energia para uso industrial e doméstico.

Esta nova tendência veio com as crises da década de 70, que fizeram as empresas petrolíferas iniciarem uma ampla mudança no seu perfil produtivo. Gradativamente deixaram de se preocupar somente com o petróleo, seu principal produto de exploração, e passaram a concentrar esforços na geração de outras energias, consideradas alternativas. Especificamente, os investimentos nas energias alternativas são proporcionados pelos resultados positivos vindos da exploração e produção (E&P) de óleo e gás natural, além das crescentes preocupações com o meio ambiente, em especial, com as emissões de Gás Efeito Estufa (GEE). Pode-se dizer que a diversificação produtiva das empresas petrolíferas as tornou empresas de energia. Logo, não se trata de uma prática de curto prazo, mas uma tendência que veio para ficar, alavancada pela característica inerente dos combustíveis fósseis, – não renováveis e/ou finitos.

Este selo “verde” por parte de governos e da opinião pública mundial, além das flutuações nos preços do petróleo, tem levado as majors a desenvolverem no seu portfólio, um amplo leque de energias renováveis. Tem-se como exemplo, as empresas petroleiras Shell, Total e Equinor (ex Statoil), principalmente, as quais vêm investindo em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), a fim de desenvolverem tecnologias com o uso do sol, vento, biomassa, entre outras. Dentre as energias renováveis, a energia fotovoltaica foi a que apresentou maior crescimento e obteve os maiores investimentos em todo o mundo (REN21, 2016).

O Brasil se destaca como uma possível potência em energia solar por possuir altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade; o quartzo contém silício, principal material utilizado para a fabricação da célula fotovoltaica. Estas são características naturais do Brasil, que possibilitam vantagens competitivas em produtos de alto valor agregado, como a fabricação de energia fotovoltaica (FALSIROLI, 2015). Sendo assim, o Brasil ciente do seu potencial vem aumentando os incentivos à geração de energia fotovoltaica para uma maior inserção na sua matriz energética.

O artigo tem como objetivo apresentar o mercado fotovoltaico no mundo e os incentivos que vem sendo realizados para o aumento da sua participação na matriz energética. O primeiro objetivo específico é mostrar a energia fotovoltaica a partir do petróleo. Para isso parte-se da contextualização desta fonte de energia a partir

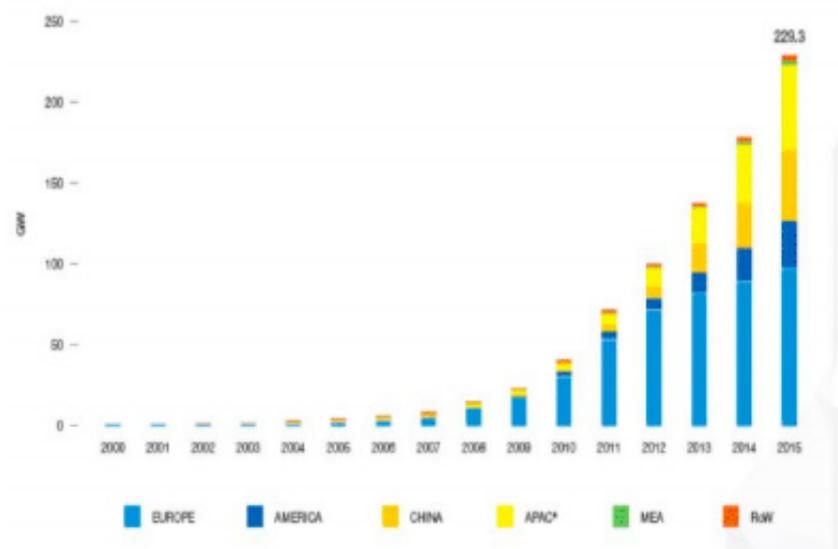
da apresentação dos incentivos vindos da diversificação energética nas economias desenvolvidas e pelas empresas petrolíferas. O segundo objetivo específico tem como foco o detalhamento do panorama da energia fotovoltaica no Brasil, onde encontram-se as vantagens e os desafios desta nova fonte de energia no país.

## 2 | MERCADO FOTOVOLTAICO NO MUNDO

Mesmo durante as grandes crises econômicas, o mercado fotovoltaico (FV) cresceu notavelmente ao longo da última década e está no caminho para se tornar uma importante fonte de geração de energia do mundo.

Dentre as energias renováveis, a energia solar foi a que apresentou maior crescimento; em 2015, obteve os maiores investimentos, com mais de US\$ 81 bilhões (REN21, 2016).

Depois de ter atingido um recorde de crescimento em 2010, comparativamente aos anos anteriores; em 2015, como mostra a Figura 1, atingiu uma capacidade acumulada de 178 GigaWatts (GW) (EPIA, 2015).



**Figura 1.** Capacidade instalada acumulada mundial, 2000-2015

Fonte: EPIA, 2016.

Uma das principais alavancas para o crescimento da capacidade instalada da energia FV foi a queda observada dos custos em infraestrutura (ou seja, a redução em 75% ao longo de 10 anos), dados os massivos incentivos fiscais. Com isso, há expectativas de atingir a meta de 540 GW em capacidade instalada mundial acumulada no final de 2017 (EPIA, 2014), ou seja, espera-se dobrar a capacidade instalada acumulada mundial.

TOP 10 COUNTRIES IN 2015 FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				TOP 10 COUNTRIES IN 2015 FOR CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY			
1		China	15,2 GW	1		China	43,5 GW
2		Japan	11 GW	2		Germany	39,7 GW
3		USA	7,3 GW	3		Japan	34,4 GW
4		UK	3,5 GW	4		USA	25,6 GW
5		India	2 GW	5		Italy	18,9 GW
6		Germany	1,5 GW	6		UK	8,8 GW
7		Korea	1 GW	7		France	6,6 GW
8		Australia	0,9 GW	8		Spain	5,4 GW
9		France	0,9 GW	9		Australia	5,1 GW
10		Canada	0,6 GW	10		India	5 GW

**Figura 2.** O mercado fotovoltaico dos países Top 10, 2015

Fonte: IEA PVPS, 2016.

A Figura 2 ilustra, na coluna à esquerda, os dez países com as maiores capacidades instaladas em energia solar em 2015. Já a coluna da direita ilustra os dez países com as maiores capacidades instaladas acumuladas até 2015.

China, Japão e EUA foram os países responsáveis pela maior parte da capacidade instalada adicionada em 2015: 30,4%, 22% e 14,6% respectivamente (REN21, 2016). A China está na primeira colocação nos dois rankings, mostrando que os investimentos interferem positivamente na inserção desta energia na matriz energética mundial.

Ao se observar a Figura 2, nota-se também que a Alemanha possui alta capacidade instalada. Porém, em 2014, após o governo alemão reduzir os incentivos ao uso de energia solar, dado o aumento da taxa em 380% sobre a energia renovável, tornou o valor da energia muito alto naquele país (THE GERMAN ENERGIE WENDE, 2014). Por isso, a instalação de novos painéis desacelerou em comparação aos anos anteriores, proporcionando um aumento de apenas 3% da capacidade instalada no país em 2015. Comprova-se o alto valor cobrado pela energia na Alemanha ao se observar a Tabela 1.

	Preço (ct/kWh)	Preço (R\$/kWh)
<b>Alemanha</b>	30	0,951
<b>Dinamarca</b>	30	0,951
<b>Brasil</b>	28	0,885
<b>Espanha</b>	23	0,729
<b>Japão</b>	18	0,570
<b>França</b>	16	0,507
<b>EUA</b>	9	0,285
<b>Canadá</b>	8	0,254

**Tabela 1.** Preço do kWh nos países com as maiores capacidades instaladas, 2016

Fonte: CLENER ENERGY, 2017.

Para tal análise, converteu-se o preço do kWh de *cents* para real (R\$),

considerando um *cent* para 0,031691 reais. A Alemanha juntamente com a Dinamarca e o Brasil possuem os maiores valores pagos por kWh. Já o Canadá e os EUA detêm os valores mais baixos.

## 2.1 POLÍTICA E EVOLUÇÃO DOS INCENTIVOS

A geração fotovoltaica vem atuando como um significativo mercado do sistema de energia solar mundial e o seu rápido crescimento afeta todo o planejamento e o *design* da rede de geração total. Isso é impactante tanto nos modelos de negócio, quanto na forma como as empresas executam seus projetos.

Os principais mecanismos de incentivo ao aproveitamento energético de fontes renováveis é o sistema de cotas, onde as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a atender parte de seu mercado com fontes renováveis, como exemplo: certificados de energia renovável (em inglês *renewable energy certificates*), leilões de compra e o sistema de preços, onde a geração por fontes renováveis é adquirida a preços diferenciados, também chamados de contrato de oferta padrão (em inglês *feed-in tariff system*, FiT) (EPIA, 2014).

Novas formas de incentivos e modelos de negócio começaram a surgir ao longo dos últimos anos, tais como: a) arrendamentos solares, b) contratos de compra de energia (PPA), c) *Behind-the-meter*, (BTM) (em português “atrás do medidor”), d) títulos verdes e e) *crowdfunding* (em português “financiamento coletivo”), buscando beneficiar consumidores e empresários, a partir de uma redução dos custos e aumento da lucratividade (EPIA, 2014).

A Tabela 2 resume os principais incentivos governamentais à energia fotovoltaica nos EUA, Europa, China e Japão. Distinção: \*EUA, \*\*Europa, \*\*\*China e \*\*\*\*Japão.

Mecanismo	Breve descrição
Tarifa-prêmio (** ***)	Aquisição, pela distribuidora, da energia a uma tarifa superior àquela paga pelo consumidor. Subsídio dado pelo governo e repassado aos demais consumidores.
Sistema de cotas (** ***)	Instrumento de aquisição obrigatória de determinado patamar de geração elétrica a partir de fontes renováveis.
Subsídio ao investimento inicial (* ***)	Subsídio direto, seja sobre equipamentos específicos, seja sobre o investimento total do sistema FV.
Dedução no imposto de renda (*)	Dedução do imposto de renda de parte ou todo investimento realizado em sistemas FV.
Incentivo à aquisição de eletricidade "verde" oriunda de sistemas fotovoltaicos (** **)	Confere ao consumidor final o direito de escolha quanto à aquisição de eletricidade proveniente de geração FV, mediante pagamento de uma tarifa menor.
Obrigatoriedade de aquisição de FV no portfólio de renováveis (* ***)	Instrumento de aquisição obrigatória de determinado patamar de geração elétrica proveniente de geração FV.
Fundos de investimentos para FV (*)	Oferta de ações em fundos privados em investimentos.
Ações voluntárias de bancos comerciais (** ***)	Concessão preferencial de hipotecas para construções que possuam sistemas FV e empréstimos para instalações destes sistemas.
Ações voluntárias de distribuidoras (** ***)	Mecanismos de suporte à aquisição de energia renovável pelos consumidores, instalação de plantas centralizadas de FV, financiamento de investimentos e modelos de aquisição de eletricidade derivada de FV.
Padrões em edificações sustentáveis (** **)	Estabelecimento de padrões mínimos de desempenho para edificações (existentes e novas), cujo contexto favorece, entre outras, a adoção de sistemas FV.

**Tabela 2.** Mecanismos de incentivos governamentais existentes nos EUA, Europa, China e Japão

Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2011).

Ao se observar a Tabela 2, destacam-se as *Feed-in Tariffs*, a redução de impostos, os leilões de energia solar e os empréstimos a juros baixos, como sendo os mecanismos de incentivos mais recorrentes nos países onde a geração de energia solar é muito significativa.

A Tabela 3 mostra as principais iniciativas quanto ao desenvolvimento da energia fotovoltaica nos países onde essa fonte de energia é mais significativa e incentivada.

Países	Modelos	Descrição
China	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tarifas fixas; Subsídios; <i>Golden Sun</i>;</li> <li>Redução de impostos</li> <li>Empréstimos a juros reduzidos</li> </ul>	Oferecem garantia de retorno para os proprietários dos sistemas FV sobre a energia gerada, concedidos em contratos de longo prazo, em um período de 15 a 20 anos.
EUA	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redução dos impostos</li> <li>Sistemas diferentes para cada estado</li> <li><i>Leasing</i> de placas solares</li> <li>Financiamentos e investimentos comunitários</li> <li>Incentivos de desempenho</li> <li>Créditos de energias renováveis</li> <li>Tarifa fixa</li> </ul>	Os tipos e alcance dos incentivos financeiros e regulatórios variam entre os diversos estados norte-americanos devido as metas locais de redução de emissões, competitividade da energia FV distribuída com a tarifa local e disponibilidade de diferentes fontes de geração.
Japão	<ul style="list-style-type: none"> <li>Novo Programa Luz do Sol (PD&amp;I)</li> <li>Lei de Energia Alternativa</li> <li>Programas para redução dos GEE</li> <li>Subsídios</li> <li>Empréstimos com juros baixos</li> <li>Tarifa fixa</li> </ul>	O governo japonês lançou o programa FiT, que determina que os serviços públicos locais sejam obrigados a comprar 100% da energia gerada a partir de instalações solares de mais de 10 quilowatts (KW) por um período de 20 anos.
Alemanha	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tarifa fixa</li> <li>Leilões de Energia Solar</li> </ul>	Definida pelo <i>German Renewable Energy Act</i> de 2004 que garantia 10 anos de tarifa fixa.

**Tabela 3.** Iniciativas e incentivos a energia fotovoltaica em países selecionados, 2017

Fonte: Elaboração própria com base em acervo BNDES (2017).

Nota-se que os tipos e alcance dos incentivos financeiros e regulatórios variam de país para país, devido a uma série de fatores, entre eles: a) metas locais de redução de emissões, b) competitividade da energia FV distribuída com a tarifa local e c) disponibilidade de diferentes fontes de geração. No processo de escolha do modelo mais adequado consideram-se as estruturas de mercado e modelos regulatórios vigentes no país.

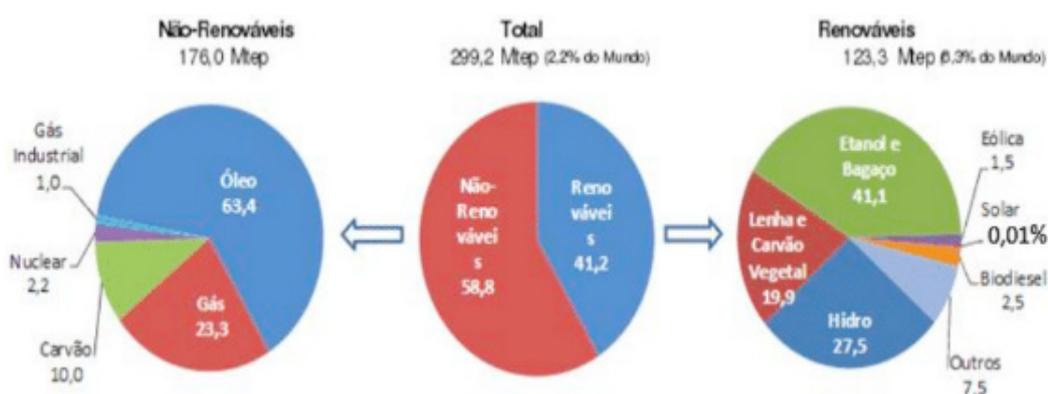
A seguir serão mostradas as iniciativas quanto à geração de energia fotovoltaica no Brasil nos últimos anos, visando compara-las com o que ocorre em nível mundial.

### 3 | ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

A matriz elétrica brasileira foi planejada com grandes investimentos em hidrelétricas e termoeletricas. Segundo o Relatório Alvorada (GREENPEACE, 2016), cerca de 64% da eletricidade brasileira é oriunda de hidrelétricas e 17,5% de termoeletricas. Esta característica implica em problemas socioambientais, como a perda de biodiversidade e a inundação de áreas habitadas por populações urbanas e comunidades indígenas. Por outro lado, órgãos públicos como o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Secretaria de Assuntos Especiais (SAE) e Ministério do Meio Ambiente (MMA) vem identificando mudanças climáticas que podem comprometer a capacidade de geração de energia vinda de hidrelétricas, o que poderá dificultar e/ou inviabilizar novas construções (GIRARD, 2015).

A Figura 3 ilustra a estrutura da oferta interna de energia em 2015, onde pode-se verificar a esquerda, a matriz para energias não renováveis (tais como: óleo, gás natural, gás industrial, nuclear e carvão), a direita para energias renováveis (tais como: etanol e bagaço, eólica, solar, biodiesel, lenha e carvão vegetal, hidroelétrica e outros) e ao centro, o totalizador dividido em não-renováveis e renováveis. Observa-se que a participação de renováveis versus não-renováveis é de 41,2% frente a 58,8%; porém, desses 41,2% apenas 0,010% são oriundos da energia solar.

A oferta de energia interna a qual se refere a Figura 3 (a) (b) e (c), mostra a importância do petróleo e gás natural como fonte de energia, pois representam 86,7% do total da oferta de recursos não renováveis.



**Figura 3.** Matriz Energética no Brasil (a) não-renováveis (b) total (c) renováveis, 2015

Fonte: MME, 2016.

Nota-se a supremacia das energias renováveis na matriz energética no Brasil, onde: 41,2% do total são renováveis frente a 14,2% da média mundial (MME, 2016). Especificamente, o etanol e o bagaço de cana detêm a maior participação, 41,1%. Já a energia solar e a eólica representam somadas 1,51% do total.

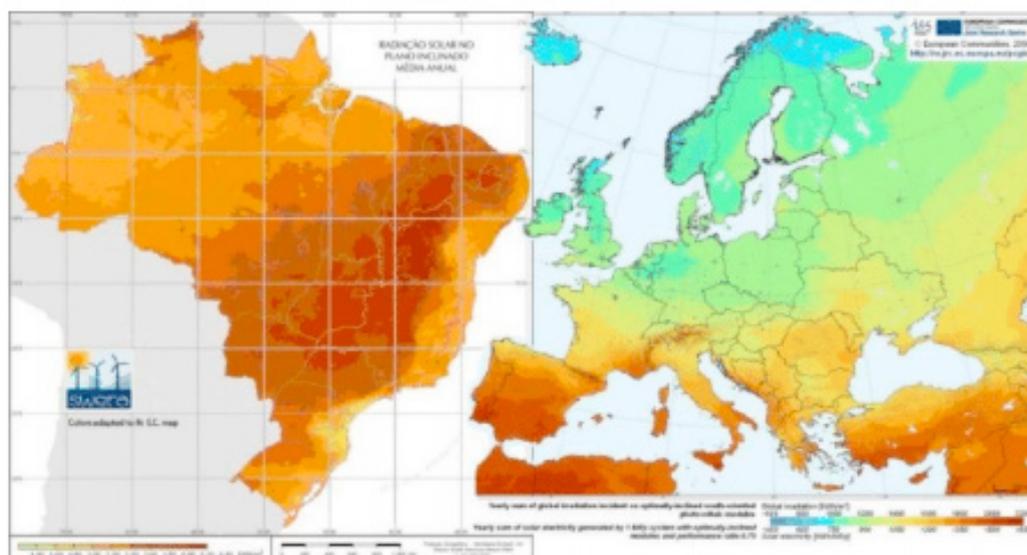
Um país como o Brasil, que apresenta uma matriz com forte presença de energia renovável, uma maior inserção da energia solar diminuiria, cada vez mais, a dependência da energia de origem fóssil.

Uma série de fatores destaca o Brasil como uma possível potência da energia fotovoltaica: (a) os altos níveis de insolação e (b) as grandes reservas de quartzo de qualidade. Esses fatores possibilitam vantagens competitivas em produtos de alto valor agregado, como a produção de silício, com elevado grau de pureza, para a fabricação de células e módulos solares (FALSIROLI, 2015).

De acordo com o estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no ano de 2014, concluiu-se que se todo o potencial de geração de energia solar nas residências e comércios brasileiros fosse aproveitado com sistemas fotovoltaicos, o país produziria 283,5 milhões de MWh por ano. Esse volume de energia seria suficiente para abastecer mais de duas vezes o atual consumo doméstico de eletricidade, que é de 124,8 milhões de MWh por ano.

Tais fatores atraem investidores e o desenvolvimento do mercado interno, fazendo com que a energia fotovoltaica passe a ter um papel importante na matriz energética nacional. Entretanto, é possível verificar um baixo aproveitamento da energia fotovoltaica no território brasileiro. Por exemplo, o estado de Santa Catarina é caracterizado por registrar o menor índice de radiação solar do Brasil, com cerca de 4,25 kWh/m<sup>2</sup> (EPE, 2012); mas corresponde a quatro vezes mais a radiação total da Alemanha, considerada uma das líderes mundiais em aproveitamento de energia fotovoltaica. Por outro lado, a Europa possui instalados 88GW de energia fotovoltaica, enquanto o Brasil detém em torno de 1GW (PORTAL SOLAR, 2016). Pode-se, então, afirmar que o Brasil poderá incrementar o uso da energia vinda de radiações solares.

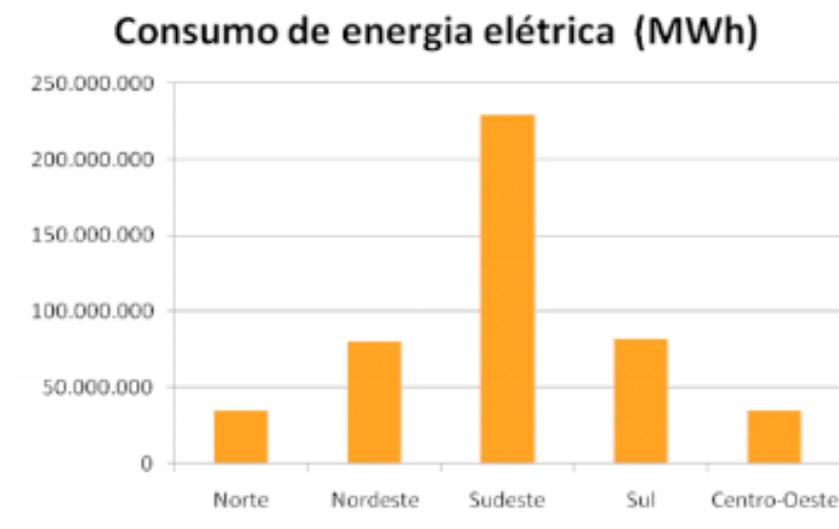
A Figura 4 traz uma comparação dos valores de irradiação solar do Brasil e da Europa. No ano de 2016, a irradiação média anual do Brasil variou entre 1.200 e 2.400 kWh/m<sup>2</sup>, valores que são significativamente superiores a maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam intervalos entre 900 e 1.250 kWh/m<sup>2</sup>/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650 kWh/m<sup>2</sup>/ano na França e entre 1.200 e 1.850 kWh/m<sup>2</sup>/ano na Espanha (EPE, 2012).



**Figura 4.** Irradiação solar no Brasil e Europa, 2006

Fonte: PORTAL SOLAR, 2016.

As maiores irradiações solares no Brasil, como mostra a Figura 5, estão no Centro-Oeste, interior do Nordeste e o Sudeste, respectivamente.



**Figura 5.** Consumo de energia elétrica nas regiões brasileiras, 2016<sup>(a)</sup>.

Fonte: Elaboração das autoras com base em EPE, 2012.

<sup>(a)</sup> previsão.

Ao se observar a Figura 5, que apresenta o consumo de energia elétrica por região no ano de 2016, nota-se que as regiões com maiores irradiações solares estão entre as regiões com menores consumos de energia (Centro-oeste, Nordeste).

O Brasil busca o desenvolvimento do setor fotovoltaico, através de um conjunto de incentivos para uma maior inserção desse setor em sua matriz energética. A partir de 2012, o governo brasileiro iniciou intervenções e revisões do arcabouço regulatório do setor elétrico.

Na próxima seção serão exemplificadas as Resoluções Normativas, Decretos e Leis que objetivam trazer um marco regulatório para o crescimento gradual dessa fonte energética, no país.

### 3.1 REGULAMENTAÇÃO E LEGISLAÇÃO DA ENERGIA SOLAR

No Brasil, o Governo Federal, juntamente com ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e Ministério de Minas e Energia (MME), a partir de 2012 intensificaram os incentivos para a geração de energia elétrica a partir da energia solar. A Tabela 4 resume as principais iniciativas do país.

Ano	Regulamentação	Objetivo
2012	Resolução Normativa 482	Estabelecimento das condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. A iniciativa foi desenvolvida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
2013	Portarias 226 e 300	Inclusão da fonte solar (fotovoltaica e heliotérmica) pelo Ministério de Minas e Energia nos leilões de energia A-3/2013 e A-5/2013, respectivamente. Estas portarias abriram a possibilidade de competir igualmente com outras fontes, como a eólica e as térmicas, na modalidade “por disponibilidade”.
2014	Portaria 236	Definição das condições do Leilão de Energia de Reserva de 2014, onde os projetos fotovoltaicos não competiram com outras fontes, apenas entre si
2014	Lei 19.618	Isonomia do Imposto sobre Importação para equipamentos e componentes para a geração de energia solar.
2015	Resolução Normativa 687	Atualização da REN nº 482/2012, diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios, ou seja, empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras.
2015	Lei 696	Determinar o uso obrigatório de recursos de pesquisa e desenvolvimento em fontes alternativas, por empresas do setor elétrico e pela Indústria do Petróleo. Este projeto de lei visa alterar a Lei nº 9.991 de 24 de julho de 2000, bem como as Leis nº 9.478 de 6 de agosto de 1997 e nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010.
2015	Projeto de Lei 1868	Expandir para as famílias do programa “Minha Casa Minha Vida”, a instalação e geração de energia elétrica vinda da solar e fomentar, assim, a implantação dos sistemas de energia solar nas novas edificações comerciais e residenciais.
2015	Projeto de Lei 371	Permitir o uso de recursos do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) na aquisição e na instalação de equipamentos destinados à geração própria de energia elétrica em residências.
2016	Lei 4.332	Prover uma fonte de recursos para a instalação de unidades de microgeração ou minigeração distribuída de energia elétrica com a criação do Programa Brasil Solar.

**Tabela 4.** Marco regulatório da geração de energia solar no Brasil, 2012-2016

Fonte: Elaboração das autoras com base em Senado Federal (2017).

Como mencionado na Tabela 4, em 2014, através da Portaria nº 236/2014 foram definidas as condições do Leilão de Energia de Reserva de 2014. Os Leilões de Energia de Reserva (LER) contratam via chamada pública, a energia de reserva destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta energia adicional busca restaurar o equilíbrio entre as garantias físicas atribuídas às usinas geradoras e a garantia física total do sistema, sem que haja impacto nos contratos existentes e nos direitos das usinas geradoras. A contratação desta energia tem por objetivo, ainda, reduzir os riscos de desequilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica. Tais riscos decorrem, principalmente, de atrasos imprevisíveis de obras, ocorrência de hidrologias muito críticas e indisponibilidade de usinas geradoras (MME, 2016).

Dessa forma, houve um número significativo de projetos incentivando a energia fotovoltaica ao longo do período de 2013 a 2014. Foram cadastrados 400 projetos, que totalizaram mais de 10 GWp (EPE, 2012). No Leilão de Energia de Reserva

de 2014 foram contratados 18 empreendimentos instalados no Nordeste com 520 MW de capacidade instalada no total e 13 na região Sudeste, totalizando 370 MW de capacidade instalada na região (BNDES, 2017). Nota-se que as contratações de projetos para a energia solar ocorreram, de forma majoritária, nas regiões Nordeste e Sudeste do Brasil (PORTAL SOLAR, 2016).

O principal desafio da popularização dos sistemas de energia solar é seu preço, considerado elevado para a média da população. Esses custos têm origem não só na necessidade de importação das placas fotovoltaicas ou de seus componentes, mas também a instalação que deve ser feita por empresa especializada.

A obtenção de recursos para o investimento inicial destinados à compra e instalação de equipamentos não é trivial para a maioria da população de média e baixa renda. Nesse cenário surge como alternativa a utilização dos recursos do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) para este fim (SENADO FEDERAL, 2017). Essa proposta de utilização do FGTS, além de aumentar a eficiência energética com as fontes renováveis, beneficiará principalmente a população de baixa renda, a partir de valores menores com a conta de energia elétrica.

Algumas empresas buscam diminuir os custos e apresentar soluções mais acessíveis para aumentar o alcance da tecnologia e a sua implementação em larga escala, sobretudo com o treinamento de mão de obra. Por isso, parcerias com empreendimentos imobiliários de grande escala — como o “Minha Casa, Minha Vida”, por exemplo, que já usa o sistema de aquecimento solar são as principais portas de entrada das empresas do setor fotovoltaico (SOLARVOLT, 2017).

Os conjuntos residenciais do “Minha Casa, Minha Vida” para famílias de baixa renda no sertão baiano se transformaram em uma micro usina de energia solar, com potencial de produção de 2,1 MW, o suficiente para abastecer 3,6 mil domicílios em um ano (PORTAL ECOD, 2015).

O desempenho de uma cadeia produtiva fotovoltaica no país, de modo competitivo e sustentável, deve passar pelo esforço conjunto e coordenado do governo federal, estadual e municipal e o setor privado.

Os desafios da energia fotovoltaica no Brasil são grandes, pois é necessário vencer: (a) as grandes construtoras/incorporadoras, que preferem hidrelétricas às usinas solares; e (b) a falta de financiamentos viáveis economicamente.

Um esforço para a adoção de energias alternativas vindo de fontes de energia consagradas veio com a Lei nº 696 de 2015. Nesta Lei, as empresas petrolíferas devem utilizar recursos de pesquisa e desenvolvimento em fontes alternativas a fim de diminuir as emissões Gás de Efeito Estufa (GEE) em suas operações. Com isso, percebe-se um movimento coordenado de empresas petrolíferas para empresas de energia de nível global.

Na próxima seção serão apresentados os investimentos em energias renováveis de três grandes empresas petrolíferas, a saber: Shell, Equinor (ex Statoil) e Total.

## 4 | EMPRESAS DE PETRÓLEO VERSUS EMPRESAS DE ENERGIA

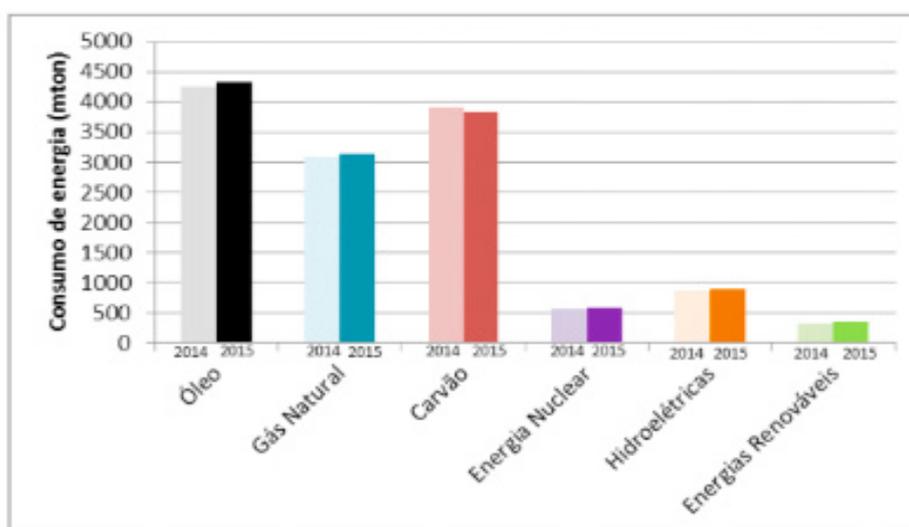
Com as crises enfrentadas a partir de 2008, com a redução do preço do barril (ANTUNES, 2016), as empresas de petróleo: Shell, Equinor (ex Statoil) e Total, entre outras, resolveram diversificar seus investimentos, inserindo em seu portfólio a produção de energia a partir da radiação solar. Isso veio a modificar o perfil das empresas petrolíferas de nível mundial. O objetivo de tal diversificação é minimizar os impactos das oscilações de preços do barril de óleo na lucratividade.

Aliam-se a busca pela manutenção da lucratividade, as pressões vindas de governos e da opinião pública mundial quanto às consequências de mudanças climáticas relacionadas à emissão de CO<sub>2</sub> decorrentes da queima de combustíveis fósseis.

A energia fotovoltaica foi, por muito tempo, vista como uma escolha ambientalmente responsável, atualmente é também vista como uma escolha econômico-fiscal inteligente.

A utilização de todas as fontes de energia se faz necessária para atender um mundo que apresenta padrões de vida crescentes. Na Figura 6 apresenta-se o consumo de energia discriminado por tipo de combustível no ano de 2015. Nota-se um aumento no consumo de energias em 2015 comparado a 2014. Neste cenário apenas o consumo de carvão diminuiu, apesar de modestamente, comprovando, assim, a busca global por uma matriz energética menos poluente.

Observando o aumento da demanda global de energia, as empresas ao longo dos últimos anos investiram visando ganhos de escala na geração de energias, tornando possível, entre outras, a geração de energia fotovoltaica com baixo custo.



**Figura 6.** Consumo global de energia primária, 2014-2015

Fonte: Elaboração própria com base em BP, 2016.

Segundo a British Petroleum (BP), em 2016, a energia fotovoltaica é a fonte de energia que mais cresce; o setor de energias renováveis acrescentou 213 terawatt-

hora de capacidade eólica, solar e de biocombustível em 2015.

Nas próximas subseções serão apresentadas as iniciativas de empresas petrolíferas na geração de energia fotovoltaica, a saber: Shell, Equinor (ex Statoil) e Total.

#### 4.1 SHELL

A Shell atualmente investe aproximadamente R\$ 636 milhões por ano na exploração e desenvolvimento de novas energias. A empresa criou em 2016, um departamento específico para estudar possibilidades de investimento em energias renováveis e com baixa emissão de carbono, chamadas “Novas Energias”. Com isso, está se movendo, além das energias renováveis tradicionais, para três novas áreas de oportunidades: a) novos combustíveis para a mobilidade - biocombustíveis e hidrogênio, b) soluções energéticas integradas, onde as energias eólica e fotovoltaica poderão se associar ao gás natural para suprirem as intermitências e c) aumentar a eficiência do sistema (SHELL SUSTAINABILITY REPORTING, 2016). Além disso, a empresa busca maneiras de explorar as tecnologias fotovoltaicas existentes visando diminuir a intensidade de emissões de carbono e o consumo de energia em suas operações (SHELL, 2017).

Com esse mesmo intuito, a *Glass Point Solar* - empresa na qual a Shell é investidora - desenvolveu uma tecnologia para atender às necessidades exclusivas da indústria de petróleo. A tecnologia consiste no uso de energia solar na geração de vapor a partir da água presente nos campos petrolíferos. Este vapor gerado é injetado nos poços visando aumentar a recuperação terciária de óleo (em inglês *Enhanced Oil Recovery* - EOR), assim como o vapor produzido pela queima de combustível. Estes geradores de vapor solar podem reduzir o consumo de gás e as emissões de carbono de um campo de petróleo em até 80%. O gás economizado pode ser redirecionado para o mercado de exportação ou outros usos de alto valor, como o desenvolvimento industrial e a geração de eletricidade (GLASS POINT, 2017).

A Shell vem buscando uma energia emergente com baixa emissão de carbono, ou seja, unindo combustíveis tradicionais, como o petróleo e o gás natural, a energia renovável (SHELL SUSTAINABILITY REPORT, 2016).

#### 4.2 EQUINOR

A empresa Equinor iniciou seus esforços para gradualmente complementar seu portfólio petrolífero com energias renováveis no ano de 2016, ainda sob o nome Statoil.

Os investimentos no setor se iniciaram com a criação do Statoil Energy Ventures, um fundo corporativo de investimentos destinado às empresas voltadas às energias renováveis. Foram investidos US\$ 200 milhões para as chamadas “Novas Soluções Energéticas” (STATOIL, 2017).

No âmbito das energias renováveis, a Statoil desde 2010, se destaca pela geração

eólica offshore e é líder na captura e armazenamento de carbono. Desenvolveu a Hywind, a primeira turbina de vento flutuante de escala completa no mundo, que pode suportar ondas marítimas de 19 metros. Estabeleceu, paralelamente, uma redução de emissões de CO<sub>2</sub> por barril de óleo equivalente (boe) em 10% até 2020 (STATOIL, 2017).

A energia renovável se insere em um mercado onde há uma dura concorrência e poucos projetos; com isso, a Statoil reforçou sua posição em investir em energia renovável; porém, com foco na energia solar e eólica.

#### 4.3 TOTAL

A empresa Total é a quarta maior do ramo privado de óleo e gás natural do mundo e a terceira maior operadora em energia fotovoltaica através da *SunPower* (TOTAL, 2017).

Em 2015, a empresa investiu US\$1,068 milhões em PD&I; dentre as áreas de pesquisa estão o desenvolvimento e a industrialização da energia fotovoltaica, de biomassa e carbono, e em tecnologias de armazenamento. O objetivo da empresa é tornar-se competitiva em energias renováveis (TOTAL, 2017).

Investir em energia fotovoltaica está em linha com a estratégia da Total para o setor de gás natural. Segundo a empresa, estas duas fontes de energia são complementares em termos de disponibilidade e custo; ou seja, os recursos de gás natural prontamente disponíveis podem: a) compensar a natureza intermitente da energia fotovoltaica, b) ajudar na minimização das flutuações de preços do gás natural a partir do preço fixo da eletricidade gerada pela energia fotovoltaica (TOTAL, 2017).

Para um horizonte de 20 anos buscar-se-ão: a) diminuir em 20% das emissões de carbono; b) incrementar as energias renováveis, juntamente com o armazenamento de energia. Especificamente com relação aos painéis fotovoltaicos, pretende triplicá-los nos próximos cinco anos, a partir de 2017 (TOTAL, 2017).

## 5 | CONCLUSÃO

Ao longo dos anos, as mudanças ocorridas na matriz energética mundial concentram-se nos esforços na geração de energias alternativas.

O artigo teve como objetivo apresentar o mercado fotovoltaico no mundo e os incentivos que estão sendo realizados para que aumente a sua participação na matriz energética. Como primeiro objetivo específico mostrou-se a energia fotovoltaica a partir do petróleo e diferentes incentivos financeiros e legislações, onde muitas empresas entraram no mercado de financiamento de energia fotovoltaica devido a estes incentivos. O segundo objetivo específico se focou no detalhamento do panorama da energia fotovoltaica no Brasil, onde se apresentou as vantagens e os desafios

desta nova fonte de energia no país. O Brasil, por se destacar como uma possível potência da energia solar, em virtude dos altos níveis de irradiação, grandes reservas de quartzo de qualidade e pelo aumento dos incentivos tem entrado nesta nova forma de produção energética. Contudo, os esforços brasileiros ainda são insuficientes na geração de energia fotovoltaica e uma definitiva inserção desta energia na sua matriz energética. Concluiu-se que a energia fotovoltaica no Brasil enfrenta e enfrentará inúmeros desafios como: vencer as hidrelétricas, a falta de mão de obra qualificada para a realização das instalações dos sistemas de energia solar, além da falta de financiamentos com juros baixos que é um dos gargalos da energia solar no país. Além do fato de o sistema de compensação de energia, *net metering*, adotado no Brasil desde 2012, não oferecer a mesma atratividade proporcionada por outros mecanismos empregados inicialmente em outros países, conforme apresentados na seção 1.

Para que a energia solar se torne viável e o Brasil vença os desafios que esta nova fonte introduz, como sugestões, devem-se: a) aumentar os incentivos governamentais; b) diminuir os custos de instalação; c) aumentar os investimentos em tecnologia para o aumento da eficiência; d) utilizar modelos externos para as políticas de desenvolvimento no Brasil; e) incentivar a população; f) introduzir micro usinas de energia solar em condomínios residenciais; g) governo com mais financiamentos em projetos em PD&I.

Na sequência optou-se pela escolha de três empresas, representantes das *majors* da indústria petrolífera, que possuem investimentos em energias renováveis, dentre elas a solar. Avaliou-se quantitativamente cada um desses esforços. Observado o aumento da demanda global de energia, as empresas ao longo dos últimos anos investiram visando ganhos de escala na geração de energias, tornando possível, entre outras, a geração de energia fotovoltaica a baixo custo, destacando-se o efeito de substituição do petróleo pelas energias alternativas, em especial a fotovoltaica.

A valorização da sustentabilidade com viés socioeconômico, alinhada as questões ambientais e as novas tecnologias são um cenário propício à quebra do paradigma da economia baseada no carbono e em combustíveis fósseis.

## 6 | REFERÊNCIAS

ANTUNES, 2016. “**Avaliação das majors petrolíferas frente às oscilações nos preços do barril de petróleo: BP, CHEVRON E TOTAL**” Disponível em: < <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10020850.pdf>> Acessado: 27/04/2017.

BNDES, 2017. “**BNDES**”. Disponível em: < <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home>> Acessado: 15/09/2017.

BRITISH PETROLEUM, 2016. “**BP Global – Energy Economics**”. Disponível em: < <http://www.bp.com/>> Acessado: 17/02/2017.

CLENER ENERGY, 2017. “**Cleener Energy**” Disponível em: <<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power>> Acessado: 12/09/2017.

EPE, 2012. “**Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**”. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos\\_23/NT\\_EnergiaSolar\\_2012.pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf)> Acessado: 13/03/2017.

EPIA, 2014. “**Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018**”. Disponível em: <[http://helapco.gr/pdf/Global\\_Market\\_Outlook\\_2014\\_-2018\\_lr\\_v23.pdf](http://helapco.gr/pdf/Global_Market_Outlook_2014_-2018_lr_v23.pdf)> Acessado: 06/06/2016.

EPIA, 2015. “**Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019**” Disponível em: <<http://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/global-market-outlook-for-solar-power-2015-2019>> Acessado: 04/02/2017.

EPIA, 2016. “**Global Market Outlook – For Solar Power- 2016-2020**”. Disponível em: <[http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user\\_upload/documents/Events/SolarPower\\_Webinar\\_Global\\_Market\\_Outlook.pdf](http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Events/SolarPower_Webinar_Global_Market_Outlook.pdf)> Acessado: 04/02/2017.

FALSIROLI, 2015. “**Energia Fotovoltaica Sob o Prisma da EPE**”. Disponível em <<https://pt.linkedin.com/pulse/energia-fotovoltaica-sob-o-prisma-da-epe-carlos-falsiroli>> Acessado: 04/02/2017.

GIRARD, 2015. “**Mudança climática pode reduzir capacidade hidrelétrica em até 20%**”. Disponível em: <<http://sustentabilidade.estadao.com.br/noticias/geral,mudanca-climatica-pode-reduzir-capacidade-hidreletrica-em-ate-20,1788407>> Acessado: 11/02/2017.

GLASSPOINT, 2017. “**GlassPoint**”. Disponível em: <<https://www.glasspoint.com/>> Acessado: 13/07/2017.

GREENPEACE, 2016. “**Relatório Alvorada**”. Disponível em: <[http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/documentos/2016/Relatorio\\_Alvorada\\_Greenpeace\\_Brasil.pdf](http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/documentos/2016/Relatorio_Alvorada_Greenpeace_Brasil.pdf)> Acessado: 26/02/2017.

IEA PVPS, 2016. “**Trends in Photovoltaic Applications**” -21th Edition 2016. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/index.php?id=256>> Acessado: 09/03/2017.

IEA, 2011. “**World Energy Outlook**” Disponível em: <[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011\\_WEB.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf)> Acessado: 19/01/2017.

MME, 2016. “**Resenha Energética Brasileira**”. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/02++Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+2016++Ano+Base+2015+\(PDF\)/66e011ce-f34b-419e-adf1-8a3853c95fd4?version=1.0](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/02++Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+2016++Ano+Base+2015+(PDF)/66e011ce-f34b-419e-adf1-8a3853c95fd4?version=1.0)> Acessado: 19/02/2017.

PORTAL ECOD, 2015. “**Editoriais Energia**”. Disponível em: <<http://www.ecodesenvolvimento.org/posts/2015/setembro/energia-solar-financia-melhorias-em-condominios-do?tag=energia>> Acessado 03/07/2017.

PORTAL SOLAR, 2016. “**Mercado de Energia Solar para o Brasil**”. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>> Acessado: 20/03/2017.

REN21, 2016. “**Renewables 2016 Global Status Report**”. Disponível em: <[https://www.ambienteenergia.com.br/wpcontent/uploads/2016/06/REN21-GSR2016\\_Final\\_High-res.compressed1.pdf](https://www.ambienteenergia.com.br/wpcontent/uploads/2016/06/REN21-GSR2016_Final_High-res.compressed1.pdf)> Acessado: 20/06/2016.

SENADO FEDERAL, 2017. “**Projeto de Lei do Senado**”. Disponível em: <<https://legis.senado.leg.br/sdleggetter/documento?dm=2919678&disposition=inline>>Acessado: 24/05/2017.

SHELL SUSTAINABILITY REPORT, 2016. “**Sustainability Report-2016**”. Disponível em: <<https://>>

reports.shell.com/sustainability-report/2016/servicepages/download-centre.html> Acessado: 07/03/2017.

SHELL, 2017. “**Shell do Brasil – Energia e Inovação**”. Disponível em: < <http://www.shell.com.br/>> Acessado : 07/03/2017.

SOLARVOLT, 2017. “**Avanço da Implementação da energia solar no Brasil**”. Disponível em: < <http://www.solarvoltenergia.com.br/saiba-mais-sobre-o-avanco-da-implementacao-de-energia-solar-brasil/>> Acessado em: 15/03/2017.

STATOIL, 2017. “**New Energies Solutions**”. Disponível em: < <https://www.statoil.com/en/what-we-do/new-energy-solutions.html>> Acessado: 10/06/2017.

THE GERMAN ENERGIE WENDE, 2014. “**Energy Transition**”. Disponível em: < <http://energytransition.de/>> Acessado: 01/07/2016.

TOTAL, 2017. “**Por uma energia melhor**”. Disponível em: <<http://br.total.com/pt-br/por-uma-energia-melhor/projetos-mundiais/sunpower-coloca-total-na-dianteira-da-energia-solar>> Acessado: 07/03/2017.

## EFEITO DO SOMBREAMENTO EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

### **Carlos Roberto Coutinho**

Instituto Federal do Espírito Santo, Coordenadoria  
de Eletrotécnica  
São Mateus - ES

### **Adriano Fazolo Nardoto**

Instituto Federal do Espírito Santo, Coordenadoria  
de Eletrotécnica  
São Mateus - ES

### **José Rafael Cápuca Proveti**

Universidade Federal do Espírito Santo,  
Departamento de Ciências Naturais  
São Mateus - ES

### **Daniel José Custódio Coura**

Universidade Federal do Espírito Santo,  
Departamento Computação e Eletrônica  
São Mateus - ES

**RESUMO:** O presente trabalho aborda os efeitos provocados em sistemas de microgeração devido ao sombreamento de módulos fotovoltaicos. Embora os sistemas fotovoltaicos sejam uma alternativa na geração de eletricidade, se deve levar em consideração as estruturas próximas à instalação. Estruturas ao entorno de módulos fotovoltaicos provocam regiões de sombra que podem afetar seu funcionamento. A forma como as células fotovoltaicas são interligadas, propicia o mau funcionamento de parte considerável dos módulos fotovoltaicos, reduzindo assim a potência gerada pelo

sistema, sob o sombreamento de poucas células. Através de um circuito eletrônico que varia a carga aplicada ao módulo fotovoltaico, e a coleta de dados como tensão e corrente elétrica, são traçadas as curvas características de módulos fotovoltaicos, sob diferentes níveis de sombreamento. Estas curvas são utilizadas na comparação entre os diferentes níveis e na verificação dos efeitos provocados pelo sombreamento. Ao final, o trabalho propõe a utilização de diodos de bypass como possível solução para instalações onde os efeitos provocados pelo sombreamento são eminentes. **PALAVRAS-CHAVE:** Módulo fotovoltaico, sombreamento, célula fotovoltaica.

**ABSTRACT:** This paper discusses the effects caused in microgeneration systems due to shading of photovoltaic modules. Although photovoltaic systems are an alternative for power generation, one should take into consideration the next to install structures. The structures around photovoltaic modules cause shadow regions that may affect its operation. The way solar cells are interconnected, provides the malfunction of a considerable part of the photovoltaic modules, thus reducing the power generated by the system, under the shade of a few cells. Through an electronic circuit that varies the load applied to the photovoltaic module, and collecting data as voltage and

electric current, the characteristic curves of photovoltaic modules under different levels of shading are drawn. These curves are used in the comparison between the different levels and verification of the effects caused by shading. Finally, the paper proposes the use of bypass diodes as a possible solution for installations where the effects caused by shading are eminent.

**KEYWORDS:** Photovoltaic module, shading, photovoltaic cell.

## 1 | INTRODUÇÃO

Preocupada com melhores condições para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico brasileiro, bem como o aproveitamento adequado dos recursos naturais e utilização eficiente das redes elétricas, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou em abril de 2012 a resolução normativa número 482, que estabelece as condições de acesso à micro e minigeração de energia elétrica (ANEEL, 2012). Com esta resolução, qualquer consumidor do sistema elétrico, além de comprar, pode gerar parte ou toda energia elétrica que consome, e ainda fornecer o excedente para a concessionária podendo ser compensado por isso. Este tipo de geração, também chamada de geração distribuída, apresenta como grande vantagem o fato de a carga estar mais próximo, ou dentro da unidade geradora, reduzindo as perdas e possibilitando melhor qualidade no serviço. Segundo (Moreira, 2012) o conceito de microgeração tem sido objeto de estudo por vários autores, tendo sido definida como sendo a produção de calor ou energia em pequena escala quando comparada com as centrais termoelétricas típicas, normalmente variando de alguns kW até algumas dezenas de MW.

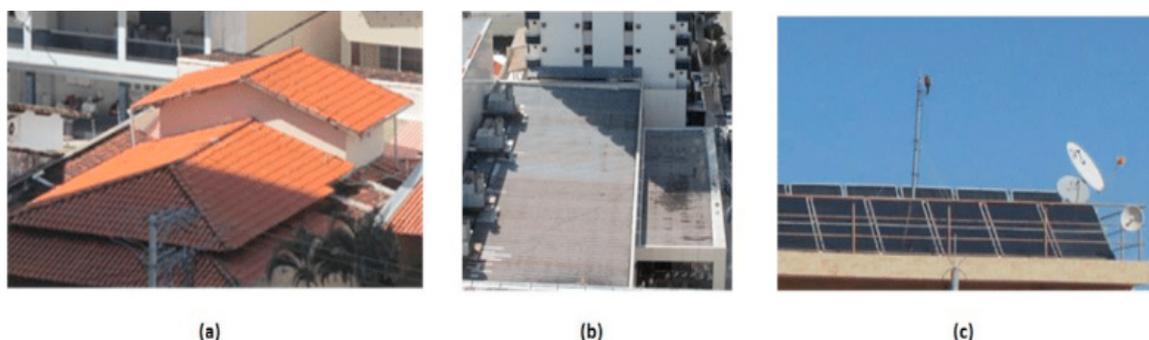
A diferença básica entre microgeração e minigeração, segundo (ANEEL, 2012), é a potência que cada central pode produzir, menor ou igual a 100 kW e de 100 a 1 MW respectivamente. Este tipo de geração já é amplamente utilizado em países europeus, como Alemanha e Espanha, porém, no Brasil ainda caminha a passos curtos.

Em uma unidade de microgeração, a energia elétrica pode ser gerada pela energia solar, por meio de painéis fotovoltaicos. Esta energia gerada é interligada a um inversor de frequência, transformando-a de contínua para alternada, para que possa alimentar as cargas instaladas na residência (ANEEL, 2014). Caso a potência demandada nesta instalação seja menor que a consumida, este excedente pode ser cedido à concessionária, ficando o consumidor com os créditos da energia fornecida. Nos períodos em que a geração não consegue suprir a potência demandada, a instalação se utiliza da energia da rede de distribuição e é compensada pelos períodos em que forneceu. Nesta instalação se faz necessário ainda um medidor capaz de contabilizar a quantidade de energia fornecida e a consumida, para que ocorra uma compensação àquela que mais forneceu energia, a concessionária ou residência (Moreira, 2012).

Vislumbrando uma forma de gerar energia de maneira limpa e sustentável, e ainda, diminuir os custos domiciliares devido aos constantes aumentos nas tarifas de energia elétrica, os consumidores estão cada vez mais interessados em transformar suas residências em uma unidade de micro, ou até mesmo minigeração através da conversão da energia solar em energia elétrica.

## 2 | SOMBREAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Um grande problema encontrado na produção de energia elétrica através da radiação solar é, que devido às construções ao entorno da unidade de consumo, o período em que os painéis ficam expostos à radiação se torna menor. Edifícios, torres de comunicação e outras estruturas acabam interferindo na captação de radiação, provocando áreas de sombra no equipamento fotovoltaico. A Fig. 1 mostra algumas situações de sombreamento, que podem afetar a produção de energia elétrica.



**Figura 1** - Exemplos de sombreamento

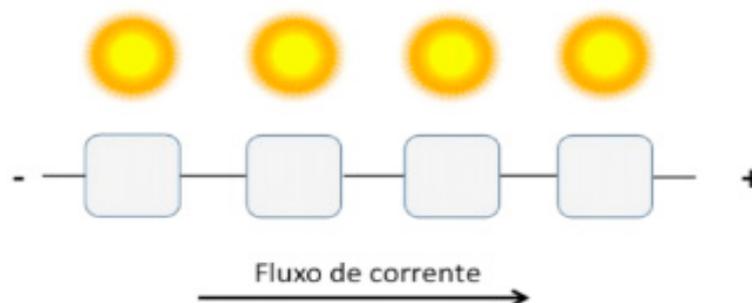
Fonte: autor.

No caso das Figs. 1(a) e 1(b), a sombra provocada pela estrutura vizinha pode interromper totalmente a captação de radiação solar em um módulo ali instalado. Este tipo de sombreamento, chamado de sombreamento total, faz com que este módulo deixe de fornecer energia, e, dependendo do arranjo montado, pode interferir em todo o sistema de geração fotovoltaica. A Fig. 1(c) ilustra um caso de sombreamento parcial, onde a sombra sobre algumas células pode fazer com que o módulo deixe de fornecer energia.

Uma maneira de minimizar as perdas nos painéis fotovoltaicos por sombreamento é a utilização de diodos de *bypass*. Estes dispositivos tem a função de isolar as células ou painéis afetados pelo sombreamento, impedindo que todo o sistema de geração de energia seja afetado.

## 2.1 Efeito do sombreamento no módulo fotovoltaico

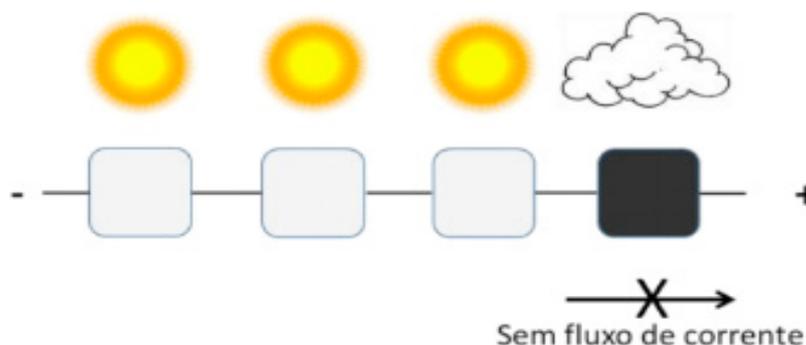
Um módulo fotovoltaico consiste em um arranjo de células fotovoltaicas ligadas em série e paralelo. A ligação série é feita para que se alcance um nível de tensão desejado, enquanto a ligação paralela aumenta a corrente elétrica fornecida (Hecktheuer, 2001). A Fig. 2 ilustra a ligação em série de quatro células fotovoltaicas, bem como o fluxo de corrente nestas quando há a presença de radiação solar.



**Figura 2** - Ligação série de células fotovoltaicas

Fonte: adaptado de (Villalva & Gazoli, 2012).

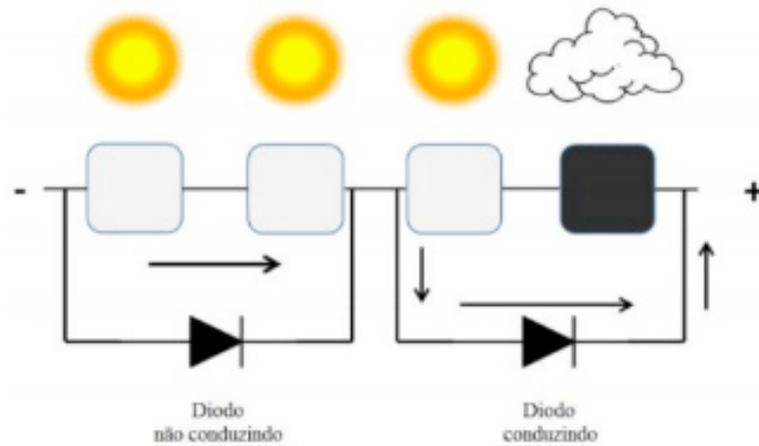
Segundo (Resende, 2004), as células fotovoltaicas são fotodiodos, que, sob a presença da radiação solar, fornecem corrente elétrica para um circuito. O grande problema ao serem ligadas em série, se dá ao fato de que se uma das células não mais receber a radiação solar, ela deixa de conduzir, impedindo que todo o arranjo forneça corrente elétrica ao circuito (CRESESB, 2008) conforme ilustra a Fig. 3.



**Figura 3** - Ligação em série de células fotovoltaicas com sombreamento.

Fonte: adaptado de (Villalva & Gazoli, 2012).

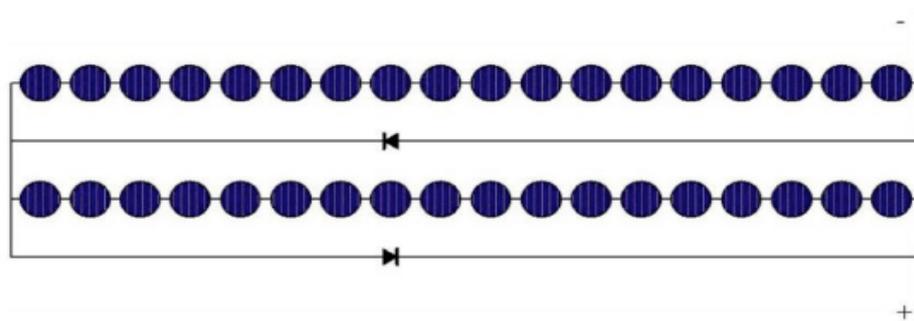
Uma possível solução para este problema é a inserção de um diodo em paralelo com uma célula, ou um arranjo de células, para que este desvie a corrente da célula sombreada. Este diodo, também chamado de diodo de *bypass* é responsável em não permitir que todo o módulo seja afetado pelo sombreamento de uma única célula, além de proteger o módulo contra tensões reversas muito altas que poderiam causar o aparecimento de pontos quentes com consequente deterioração do módulo (Hecktheuer, 2001). A Fig. 4 ilustra o funcionamento do diodo de *bypass*.



**Figura 4** - Células fotovoltaicas com diodo de *bypass*.

Fonte: adaptado de (Villalva & Gazoli, 2012).

Os módulos fotovoltaicos comercializados são formados por conjuntos de células fotovoltaicas interligadas em série (Carvalho, 2013), logo, estão sujeitos ao problema do sombreamento. Para amenizar os efeitos, são interligados alguns diodos de *bypass* a grupos de células.



**Figura 5** - Ligação de diodos de *bypass* em módulos fotovoltaicos.

Fonte: (CRESESB, 2008).

A Fig. 5 ilustra a ligação dos diodos de *bypass* em um módulo fotovoltaico, onde cada um dos diodos protege um grupo de dezoito células. Caso ocorra o sombreamento em uma célula, todo o grupo ao qual está inserida será afetado, entrando em funcionamento o diodo que cria um desvio para a corrente gerada no módulo. Quando o sombreamento atinge células de grupos distintos, os dois diodos entram em funcionamento, e embora o módulo deixe de fornecer potência, evitará danos (Hecktheuer, 2001).

O objetivo deste trabalho é estudar os efeitos do sombreamento em módulos fotovoltaicos. O estudo se baseia na comparação da capacidade de geração de energia de módulos fotovoltaicos sob diferentes níveis de sombreamento. Além dos efeitos do sombreamento, verificar também sua minimização através dos diodos de *bypass*.

### 3 | METODOLOGIA

A quantidade de radiação solar incidente sobre um módulo fotovoltaico influencia diretamente na quantidade de energia elétrica produzida. Assim, quando uma parte deste módulo deixa de ser iluminada, ou sombreada, ela deixa de fornecer potência à carga.

Com o objetivo de verificar este fenômeno, este trabalho realiza comparações com painéis sombreados e não sombreados, e compara a potência gerada em ambos os casos. A forma como é feita a comparação e as ferramentas utilizadas são descritas nos tópicos a seguir

#### 3.1 Coleta de dados

Segundo (Gasparin, 2009), a curva corrente versus tensão (I-V) descreve o comportamento da corrente em função da tensão em uma célula, módulo ou arranjo fotovoltaico. A curva descreve como estas grandezas variam de acordo com a variação da carga conectada, estando diretamente ligada à irradiância, e inversamente à temperatura. Da mesma forma, a curva de potência, potência versus tensão (P-V) caracteriza a variação da potência fornecida pelo sistema fotovoltaico.

Como o objetivo do presente trabalho é verificar o efeito do sombreamento, a análise das curvas características será utilizada na comparação da resposta dos módulos fotovoltaicos ao sombreamento. Desta forma, utiliza um sistema eletrônico que varia a carga conectada ao módulo e coleta dados de tensão e corrente. Este sistema, através de transistores de junção bipolar (BJT), simula uma carga que parte de valores próximos a um curto-circuito, e atinge o valor máximo de um circuito aberto. Os dados coletados são enviados a um software matemático, que é responsável em plotar as curvas.

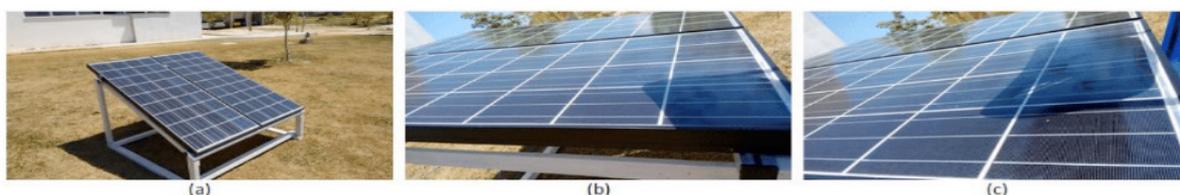
Devido à influência da temperatura e da irradiância, estas duas grandezas também foram mensuradas. Para as medidas de temperatura dos painéis foi utilizada a câmera termográfica da marca Irisys modelo IRI4035, bem como as medidas de irradiância foram feitas com o medidor da marca Icel modelo SP-2000.

#### 3.2 Simulação do sombreamento

Para verificação dos efeitos do sombreamento são utilizados os módulos fotovoltaicos da marca Kyocera, modelo KD135SX-UPU. Estes módulos são fabricados com silício policristalino, e possuem uma eficiência em torno de 16%. Cada um dos módulos é constituído por 36 células no total interligadas em série, com dois diodos de *bypass*, um para cada grupo de dezoito células, como ilustrado pela Fig. 5. Cada um dos painéis será testado sob três condições diferentes, para que seja feita a comparação.

Os testes foram realizados considerando três situações distintas:

- Módulos sem sombreamento: no primeiro teste os módulos ficaram expostos à radiação solar sem nenhuma célula obstruída, conforme Fig. 6 (a). Após traçar suas curvas, foram adotadas como parâmetro de comparação com as curvas nos testes onde ocorre sombreamento;
- Sombreamento total de uma célula, com o objetivo de verificar o efeito provocado, a segunda etapa consistiu em sombrear totalmente uma célula de cada módulo, conforme Fig. 6(b) e plotar suas curvas. O efeito foi provocado instalando um anteparo entre o módulo e a direção do sol;
- Sombreamento total de duas células afetando os dois arranjos do módulo. Como os módulos possuem dois arranjos série, cada um com um diodo de *bypass*, ao bloquear a radiação em uma célula de cada, a potência fornecida pelo módulo fica totalmente comprometida. Da mesma forma, que nos testes anteriores, o efeito foi provocado instalando um anteparo entre o módulo e a direção do sol.



**Figura 6** - Testes de sombreamento realizados nos módulos fotovoltaicos.

Fonte: autor.

## 4 | RESULTADOS OBTIDOS

Para cada um dos dois módulos foram traçadas as curvas P-V e I-V para os três casos propostos na subseção 3.2, as curvas obtidas são apresentadas a seguir.

### 4.1 Módulo 1

Os dados coletados no Módulo 1, foram sob uma irradiância de  $740 \text{ W/m}^2$  e temperatura de  $51,2 \text{ }^\circ\text{C}$ , medidos com os instrumentos descritos na subseção 3.1. As curvas sem sombreamento, com uma e duas células sombreadas seguem respectivamente.

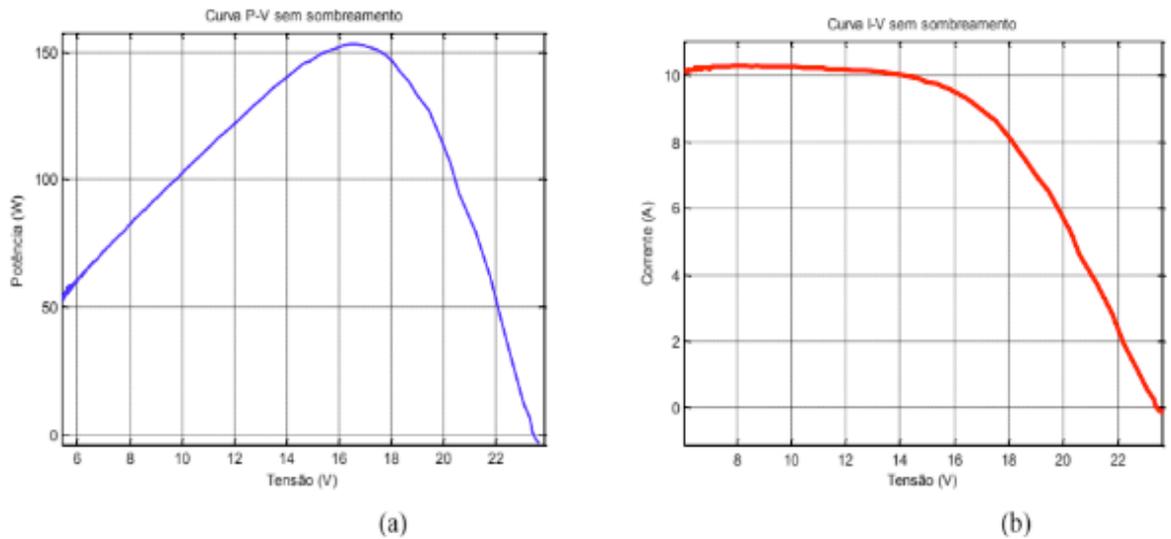


Figura 7 - Curvas P-V e I-V do Módulo 1 sem sombreamento.

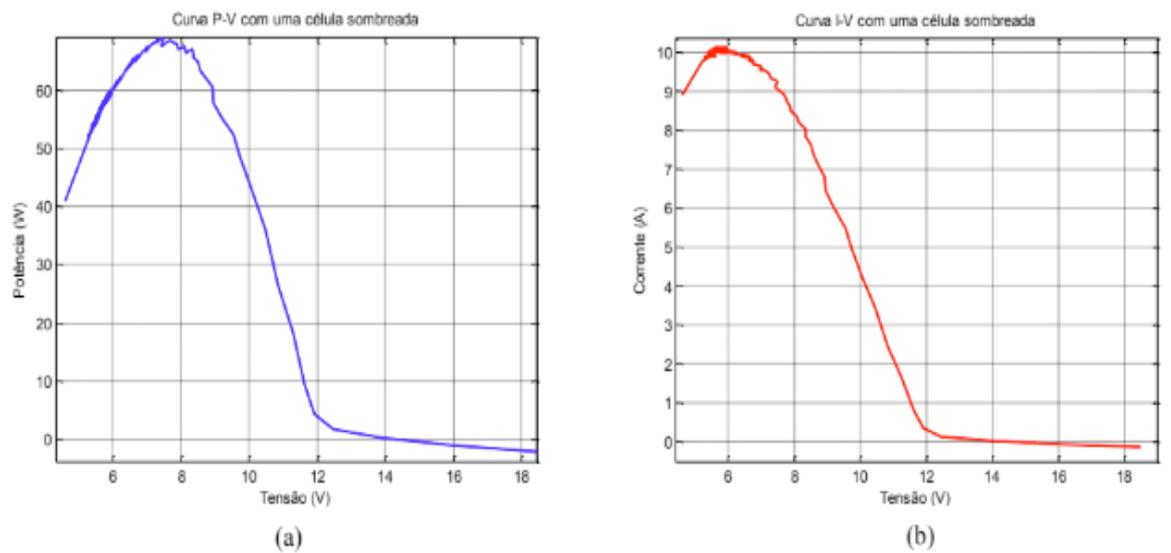


Figura 8 - Curvas P-V e I-V do módulo 1 com sombreamento em uma célula.

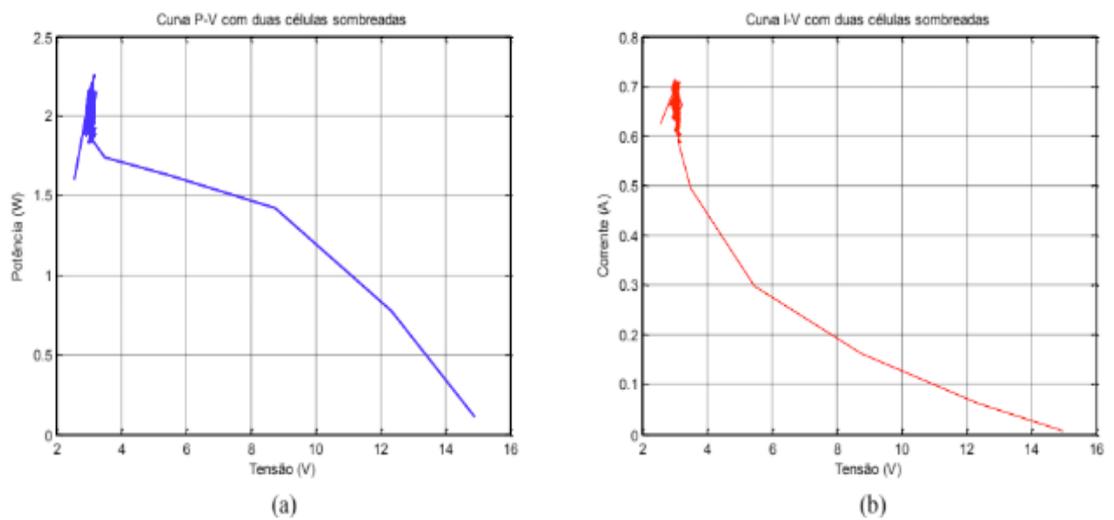


Figura 9 - Curvas P-V e I-V do módulo 1 com sombreamento em duas células.

## 4.2 Módulo 2

Os dados coletados no Módulo 2, foram sob uma irradiância de  $690 \text{ W/m}^2$  e temperatura de  $51,7 \text{ }^\circ\text{C}$ , medidos com os instrumentos descritos na subseção 3.1. As curvas sem sombreamento, com uma e duas células sombreadas seguem respectivamente.

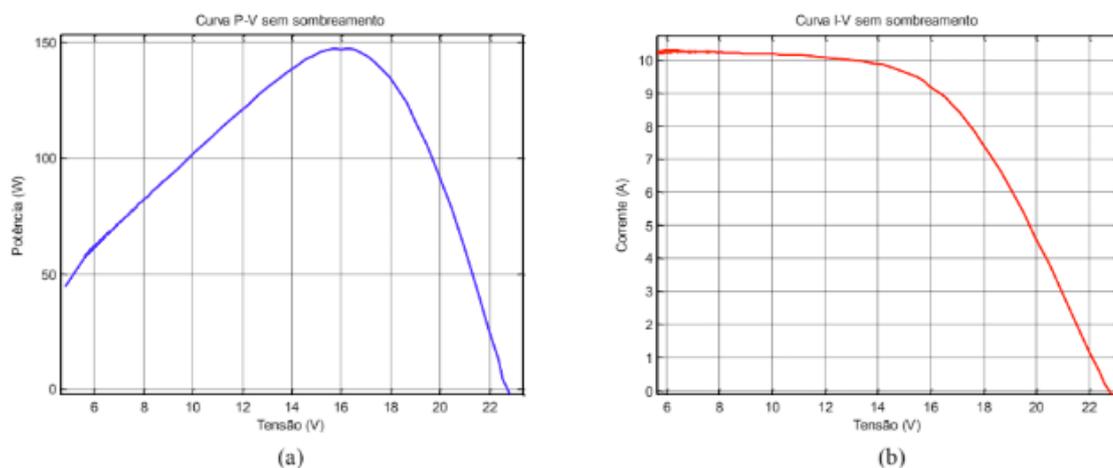


Figura 10 - Curvas P-V e I-V do módulo 2 sem sombreamento.

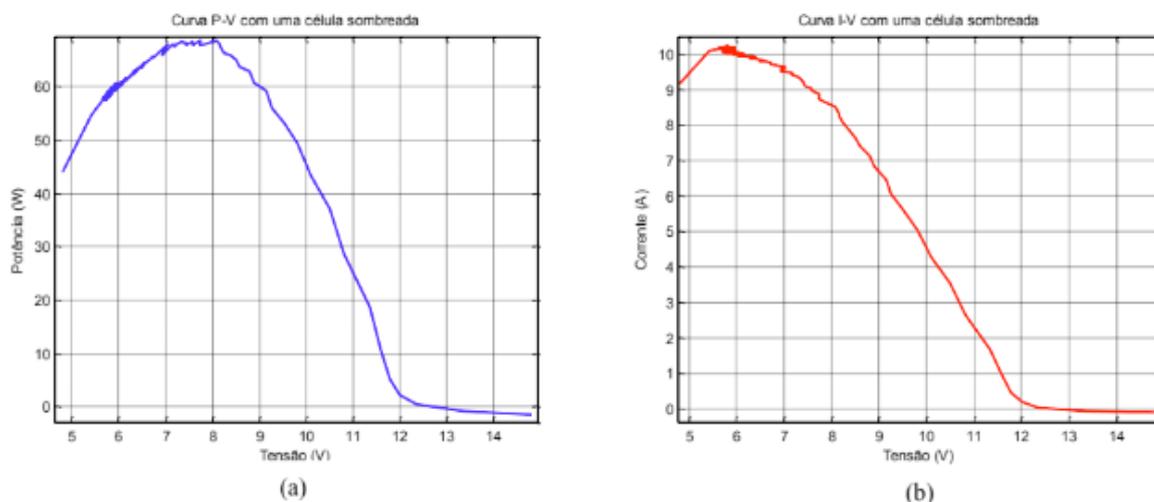


Figura 11 - Curvas P-V e I-V do módulo 2 com sombreamento em uma célula.

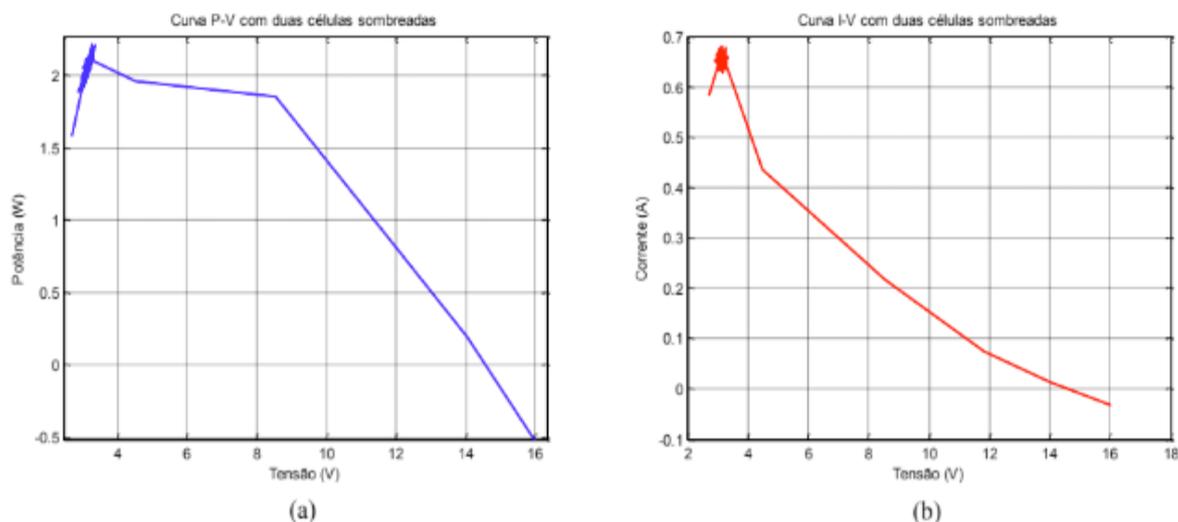


Figura 12 - Curvas P-V e I-V do módulo 2 com sombreamento em duas células.

## 5 | ANÁLISE DOS RESULTADOS

Ao comparar as curvas P-V sem sombreamento com as com uma célula sombreada, de ambos os módulos, se pode verificar uma queda na potência máxima atingida em aproximadamente cinquenta por cento. Sem sombreamento todas as células do módulo estão fornecendo potência à carga, enquanto ao sombrear uma célula, todo um conjunto de dezoito células deixa de fornecer potência. Desta forma, apenas metade do módulo continua funcionando.

Outra observação importante nesta primeira comparação é em relação ao nível de tensão fornecido pelos módulos, que também sofreu uma redução em torno de cinquenta por cento. Como apenas metade do módulo continuou funcionando, a tensão entregue à carga é justamente a referente à esta metade. A corrente fornecida não sofreu grandes alterações, pois todas as células estão ligadas em série.

Um grande efeito nas grandezas observadas verifica-se ao sombrear duas células nos módulos. Como estas células são uma de cada grupo, os dois arranjos série deixam de funcionar, entregando uma potência praticamente zerada à carga.

## 6 | CONCLUSÕES

Diante dos dados coletados este trabalho aponta as seguintes conclusões:

- Pequenas áreas de sombra podem acarretar um grande efeito aos sistemas de microgeração;
- Sendo a potência elétrica o produto entre tensão e corrente elétrica, a redução na potência entregue à carga é devido à queda no nível de tensão;
- A queda no nível de tensão entregue também pode provocar mau funcionamento nos inversores de frequência do sistema de microgeração, pois traba-

lham com valores mínimos de tensão em sua entrada. Um módulo sombreado pode gerar uma tensão abaixo da mínima necessária ao funcionamento do inversor, afetando todo o sistema de microgeração.

- Os inversores de frequência possuem um sistema de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*), porém, um conjunto de módulos fotovoltaicos sob sombreamento pode gerar diferentes pontos de máxima potência, dificultando assim a correta atuação do sistema de rastreamento, fazendo com que opere em um ponto (máximo local) diferente daquele onde o máximo de potência poderia ser extraído do sistema fotovoltaico. Este problema pode ser minimizado com a utilização de inversores com mais de uma entrada de MPPT;
- O sombreamento em uma única célula compromete a metade do módulo. Caso este sombreamento atinja duas células de diferentes grupos todo o módulo ficará comprometido;
- Os diodos de *bypass* mostraram sua eficácia na minimização dos efeitos, uma vez que ao sombrear uma célula, apenas uma metade do módulo deixa de funcionar. Caso as células estivessem interligadas sem este componente, todo o módulo deixaria de funcionar;
- Com a ligação de um maior número de diodos de *bypass*, ao invés de dois grupos de dezoito células quatro grupos de nove células, a redução na potência poderia estar em torno de vinte cinco ou cinquenta por cento, nos casos de sombreamento de uma e duas células respectivamente;
- Módulos com um maior número de diodos de *bypass*, embora tenham um maior custo, podem ser uma solução viável a unidades de microgeração onde as estruturas vizinhas possam provocar sombreamento.

## 7 | REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**, Pub. L. No. 482/2012 (2012). Brasília. Disponível em: <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

ANEEL. (2014). **Micro e Minigeração Distribuída**. Brasília: ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>

Carvalho, P. M. S. de. (2013). **Modelação e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos**. INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA. Disponível em: <http://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/2541/1/Dissertação.pdf>

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. (2008). **Energia solar princípios e aplicações**. *Centro de Referência Para Energia Solar E Eólica*, 28. [http://doi.org/10.1016/0038-092X\(72\)90013-8](http://doi.org/10.1016/0038-092X(72)90013-8)

Gasparin, F. P. (2009). **Sistema traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos**. Disponível em: <ftp://ftp.solar.ufrgs.br/teses/gasparin.pdf>

Hecktheuer, L. A. (2001). **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos**. UFRGS. Disponível em: <http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/2125/000314640.pdf?sequence=1>

Moreira, D. (2012). **Implementação de microgeração no sector residencial**. Disponível em: <http://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/60292>

Resende, S. M. (2004). **Materiais e Dispositivos Eletrônicos** (2nd ed.). São Paulo: Livraria da Física.

Villalva, M. G., & Gazoli, J. R. (2012). **Energia Solar Fotovoltaica** (1st ed.). São Paulo: Érica.

## ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA E DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO AO COMPLEXO AQUÁTICO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**Helena Flávia Naspolini**

**Julio Boing Neto**

**Gustavo Xavier de Andrade Pinto**

**Ricardo Rüter**

Universidade Federal de Santa Catarina

Campus Universitário Trindade, Caixa Postal 476,

Florianópolis-SC, 88040-900

**RESUMO:** Este trabalho tem como objetivo estimar a contribuição energética e o desempenho de um sistema fotovoltaico hipotético conectado à rede e integrado à arquitetura do complexo aquático da Universidade Federal de Santa Catarina. Os resultados mostram que, embora Florianópolis esteja localizada na região de menor incidência de irradiação solar no país e com a maior variabilidade, a energia solar apresenta grande potencial de aproveitamento. Os resultados mostram ainda que a geração anual de energia fotovoltaica obtida através de dados medidos de irradiação solar global horizontal no Campus da Trindade - UFSC, em Florianópolis, seria 13 % menor do que a geração anual obtida para Florianópolis através dos bancos de dados da NASA, NREL e INPE para o sistema fotovoltaico com módulos de filmes finos de CdTe e 12 % menor para o sistema fotovoltaico com módulos de p-Si. Para os sistemas analisados, o gerador

fotovoltaico composto por módulos de CdTe apresenta maior produtividade anual do que o sistema fotovoltaico composto por módulos de p-Si.

**ABSTRACT:** The objective of this paper is to estimate the performance and energetic contribution of a hypothetical building-integrated photovoltaic system at the Universidade Federal de Santa Catarina aquatic center. The results show that even though Florianópolis is located in the region containing the lowest values and highest variability of solar radiation in Brazil, there is a great potential for solar power use. Furthermore, it is shown that the annual power generation obtained via the use of global horizontal irradiance measured data for the Trindade - Campus, in Florianópolis, would be 13 % lower than the values of annual power generation obtained via NASA, NREL and INPE databases for the photovoltaic system composed by thin-film cadmium telluride (CdTe) PV modules, and 12 % lower for the photovoltaic system composed by crystalline silicon (p-Si) PV modules. For the case studied, the photovoltaic system composed by CdTe modules presented a higher annual yield than that of the system composed of p-Si PV modules.

## 1 | INTRODUÇÃO

Os recursos de irradiação solar no Brasil, além de se apresentarem como uns dos maiores do mundo podem ser descritos como uniformemente distribuídos e com pequena variabilidade anual (Pereira *et al.*, 2006). O Brasil apresenta médias diárias regionais de irradiação solar global no plano horizontal tais como: Norte: 5,5 kWh/m<sup>2</sup>, Nordeste: 5,7 kWh/m<sup>2</sup>, Centro Oeste: 5,6 kWh/m<sup>2</sup>, Sudeste: 5,5 kWh/m<sup>2</sup> e Sul 5,0 kWh/m<sup>2</sup> (Colle *et al.*, 2000). O índice médio anual de irradiação solar no país é maior na região Nordeste, com destaque para o Vale do São Francisco e menor na região Sul. O nível médio anual de irradiação solar global em Florianópolis (27° S, 48° O), embora seja um dos menores níveis de irradiação solar global média anual do país, é de cerca de 1.600 kWh/m<sup>2</sup> (Colle *et al.*, 2001). Mesmo em climas mais temperados como os da região Sul, com menores índices de irradiação solar, o país apresenta potencial econômico e técnico para o aproveitamento da energia solar (Goldemberg *et al.*, 2004; Rosa e Lomardo, 2004; Carlo e Lamberts, 2008).

A integração da energia solar fotovoltaica à edificação é uma boa alternativa para reduzir o consumo de energia elétrica e o Brasil tem as condições necessárias para aproveitar tais tecnologias (Rüther e Zilles, 2011). Estudos demonstram benefícios para investidores do setor comercial ao integrar esse tipo de geração em suas edificações, reduzindo custos do pico de demanda (Braun e Rüther, 2010; Jardim *et al.*, 2008). Consumidores residenciais também se beneficiam do uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) ao reduzir o custo do uso de energia elétrica (Rezaie *et al.*, 2013). Adicionalmente, estudos apontam para resultados promissores no que diz respeito à eficiência da geração, vida útil e redução de custos de implantação de tecnologias de módulos fotovoltaicos (Gregg *et al.*, 2005; Dunlop *et al.*, 2005, Dunlop e Halton; 2006; El Chaar *et al.*, 2011). Ao longo dos anos, o custo médio de implantação de sistemas fotovoltaicos vem diminuindo e incentivos fiscais e criação de novas indústrias nesta área devem aumentar (Green, 2004).

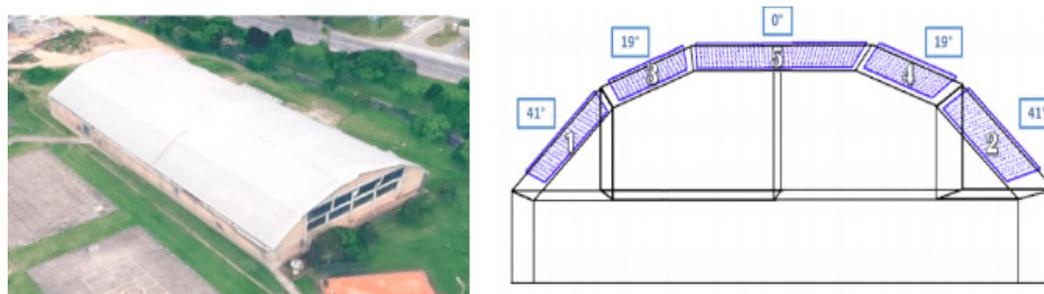
A utilização de energias renováveis apresenta ótimas soluções sustentáveis para campi universitários (Yarbrough *et al.*, 2015, Kalkan *et al.*, 2011). Para avaliar o desempenho da tecnologia solar fotovoltaica, foi instalado em setembro de 1997, no Campus da Trindade - UFSC, o primeiro sistema fotovoltaico do Brasil integrado à arquitetura e interligado à rede elétrica, com potência instalada de 2,015 kWp, composto por módulos fotovoltaicos de filmes finos de silício amorfo, distribuído em 5 *strings* com 13 módulos cada, orientado para o norte geográfico, com desvio de 6° para o leste (Rüther e Dacoregio, 2000).

## 2 | METODOLOGIA

Este trabalho tem como objetivo estimar a contribuição energética e o desempenho

de um SFCR e integrado à edificação para diferentes tecnologias (filmes finos de telureto de cádmio – CdTe e silício policristalino p-Si) e diferentes bancos de dados meteorológicos, através de simulações utilizando o *software* PVSyst ([www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)). O sistema fotovoltaico analisado é integrado à área da superfície (aproximadamente 3.400 m<sup>2</sup>) do arco do ginásio do Complexo Aquático do Centro de Desportos da Universidade Federal de Santa Catarina (27° 36' S e 48° 31' O), localizado no Campus da Trindade - UFSC, em Florianópolis.

A Fig. 1 apresenta imagem do ginásio e a localização dos subsistemas do SFCR tanto para módulos de CdTe como para módulos de p-Si.



**Figura 1** - Ginásio do Complexo Aquático do CDS/UFSC e localização dos subsistemas.

(Fonte: Google Earth).

Para avaliar o recurso solar no local de inserção da edificação, a metodologia adotada consiste em levantar a evolução mensal da irradiação solar média diária no plano horizontal e da temperatura ambiente média diária para o Campus da Trindade - UFSC.

A Eq. (1) apresenta a irradiação solar horizontal no local de inserção da edificação, em intervalos de 5 minutos.

$$I_{rr} = I_r \times \frac{5}{60} \quad (1)$$

onde:

***I<sub>rr</sub>*** = Irradiação solar horizontal, expressa em Wh/m<sup>2</sup>;

***I<sub>r</sub>*** = Irradiância no plano horizontal, expressa em W/m<sup>2</sup>.

A irradiação solar horizontal no intervalo de tempo especificado pode ser obtida pela soma das irradiações solares horizontais calculadas a cada intervalo de 5 minutos, integrante do intervalo de tempo especificado.

Para o período compreendido entre 2009 e 2013, a irradiação solar média diária no plano horizontal e a temperatura ambiente média diária foram obtidas através de dados (irradiância e temperatura) registrados em intervalos de 5 minutos pelo *datalogger* SMA Sunny Webbox do sistema de 2 kWp instalado no Campus da Trindade

- UFSC. Através desses dados, foi obtido um ano médio representativo deste período, intitulado “Média 09-13”.

Os valores de irradiação solar média diária do ano “Média 09-13” foram comparados com valores médios diários de irradiação solar horizontal para Florianópolis oriundos dos bancos de dados da NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>), do NREL (<https://www.data.gov/>) e do INPE/Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (<http://en.openei.org/datasets/>). Os valores de temperatura ambiente média diária do ano “Média 09-13”, foram comparados com valores médios diários de temperatura ambiente para Florianópolis, oriundos do banco de dados da NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>) e do INMET (<http://www.inmet.gov.br/>).

Para os diferentes bancos de dados meteorológicos, a contribuição energética e o desempenho do SFCR integrado à edificação foram avaliados através de simulações via PVSyst para módulos fotovoltaicos de CdTe e de p-Si. A Tab. 1 apresenta as principais características dos módulos fotovoltaicos.

Tecnologia	Potência (W)	$V_{MPP}$ (V)	$I_{MPP}$ (A)	$V_{OC}$ (V)	$I_{SC}$ (A)
Filme Fino/Telureto de Cádmio (CdTe)	105	67,0 V	1,38	86,0	1,54
Silício policristalino (p-Si)	260	30,9 V	8,41	38,9	8,98

**Tabela 1** - Características dos módulos fotovoltaicos.

onde:

$V_{MPP}$  = Tensão de máxima potência;  
potência;

$I_{MPP}$  = Corrente de máxima

$V_{OC}$  = Tensão de circuito aberto;  
circuito.

$I_{SC}$  = Corrente de curto

Como não é possível reproduzir uma superfície curva no PVSyst, no modelo tridimensional adotado para as simulações, a cobertura do ginásio foi dividida em cinco subsistemas, conforme mostrado na Fig. 1 e detalhado na Tab. 2. As simulações foram realizadas com os módulos em posição paisagem, a fim de que o menor lado fosse responsável pela curvatura da cobertura do edifício.

	Subsistemas		Área (m <sup>2</sup> )		Número de módulos	
	Inclinação	Orientação azimutal	p-Si	CdTe	p-Si	CdTe
1	41°	-65°	666	553	408	768
2	41°	115°	666	553	408	768
3	19°	-65°	500	461	306	640
4	19°	115°	500	461	306	640
5	0°	-	1.000	922	612	1.280

TOTAL	3.332	2.950	2.040	4.096
-------	-------	-------	-------	-------

**Tabela 2** - Subsistemas da superfície curva da edificação simulada.

A especificação do inversor levou em consideração a compatibilidade entre este equipamento e os módulos fotovoltaicos utilizados, facilitando assim as simulações. Além disso, foram levados em consideração fatores técnicos e de utilização. Neste trabalho, os inversores escolhidos são do mesmo fabricante. Apesar de que na Europa comumente inversores são projetados com fator de dimensionamento do inversor (FDI) entre 0,6 e 0,7, no Brasil, devido aos altos níveis de irradiação solar, existe a recomendação para se dimensionar o inversor mais próximo à potência nominal da geração fotovoltaica (Zilles *et al.*, 2012). Para cada tecnologia analisada foi adotado um FDI próximo porém menor do que 1. Para o sistema composto por módulos de p-Si, adotou-se FDI = 0,90 e para o composto por módulos de CdTe, FDI = 0,94.

A Tab. 3 apresenta resumidamente a potência fotovoltaica instalada e a potência dos inversores de cada subsistema.

Subsistemas	Potência FV instalada (kWp)		Potência do inversor (kWp)	
	Sistema p-Si	Sistema CdTe	Sistema p-Si	Sistema CdTe
1	106	80,6	100	80
2	106	80,6	100	80
3	79,6	67,2	70	60
4	79,6	67,2	70	60
5	159	134	138	125
TOTAL	530,2	429,6	478	405

**Tabela 3** - Potência instalada e potência dos inversores de cada subsistema.

A Eq. (2) apresenta o Desempenho global (PR) anual do SFCR.

$$PR = \frac{E_{Grid} \times G_{STC}}{GlobInc \times P_{nom}} \quad (2)$$

onde:

$PR$  = Desempenho global anual;

$E_{Grid}$  = Energia anual injetada na rede, expressa em kWh;

$GlobInc$  = Irradiação solar global anual incidente no plano dos arranjos fotovoltaicos, expressa em kWh/m<sup>2</sup>;

$P_{nom}$  = Potência nominal do arranjo nas condições padrão de teste (STC), expressa em kWp;

$G_{STC}$  = Irradiância nas condições padrão de ensaio (1.000 W/m<sup>2</sup>).

A Eq. (3) apresenta a produtividade anual (*Yield*) do SFCR.

$$Yield = \frac{E_{Grid}}{P_{nom}} \quad (3)$$

onde:

*Yield* = Produtividade anual, expressa em kWh/kWp;

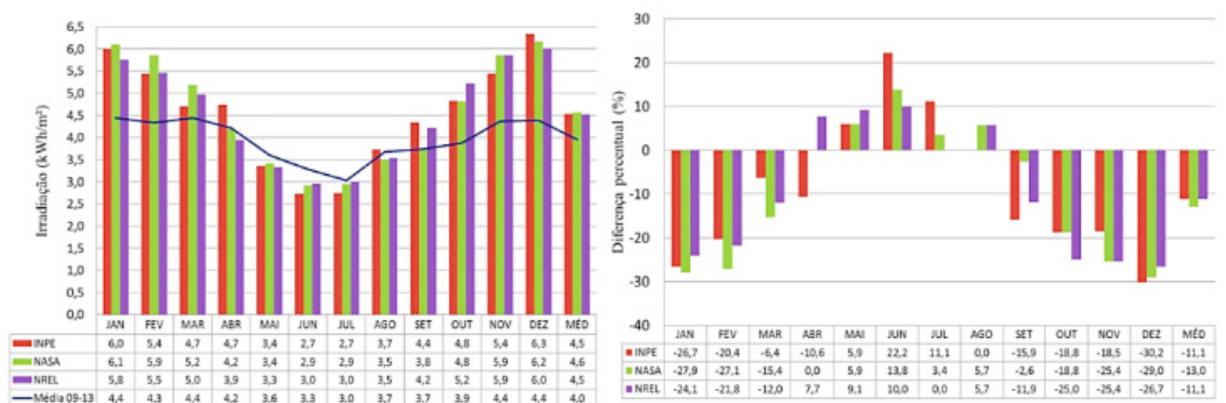
$E_{Grid}$  = Energia anual injetada na rede, expressa em kWh;

$P_{nom}$  = Potência nominal do arranjo nas condições padrão de teste (STC), expressa em kWp.

### 3 | RESULTADOS E DISCUSSÕES

As simulações foram realizadas através do *software* PVsyst na versão 6.39, utilizando os bancos de dados de irradiação solar e de temperatura do INPE, NASA, NREL, INMET e dados registrados durante o período compreendido entre 2009 e 2013, pela estação solarimétrica do primeiro sistema fotovoltaico do Brasil integrado à arquitetura e interligado à rede elétrica, instalado no Campus da Trindade - UFSC. Para os diferentes bancos de dados meteorológicos, a contribuição energética e o desempenho do SFCR integrado à edificação foram avaliados para módulos fotovoltaicos de CdTe e p-Si.

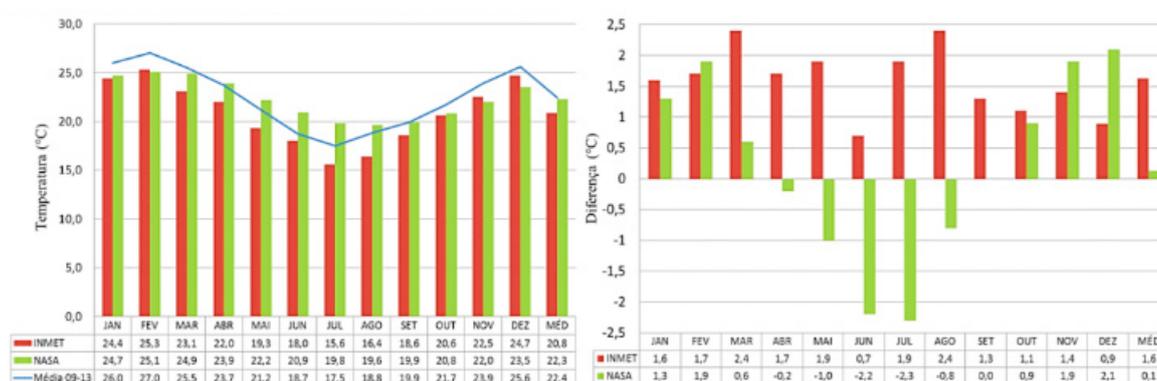
A Fig. 2 apresenta a evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária do ano médio representativo intitulado “Média 09-13” e a evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária para Florianópolis, obtida através de dados oriundos do INPE, NASA e NREL. Apresenta ainda as diferenças percentuais entre a irradiação solar global horizontal média diária “Média 09-13” medida no Campus da Trindade - UFSC e a irradiação solar global horizontal média diária do INPE, NASA e NREL.



**Figura 2** – Evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária e das diferenças percentuais.

Os resultados mostram que a irradiação solar global horizontal média diária foi de 4,0 kWh/m<sup>2</sup> (Média 09-13), 4,6 kWh/m<sup>2</sup> (NASA), 4,5 kWh/m<sup>2</sup> (NREL e INPE). A irradiação solar média diária (Média 09-13) é aproximadamente 11 % menor do que a irradiação solar média diária do INPE e NREL e 13% menor do que a irradiação solar média diária da NASA.

A Fig. 3 apresenta a evolução mensal da temperatura ambiente média diária do ano médio intitulado “Média 09-13” e a evolução mensal da temperatura ambiente média diária para Florianópolis, obtida através do banco de dados do INMET e da NASA. Apresenta ainda as diferenças percentuais entre a temperatura ambiente média diária “Média 09-13” e a temperatura ambiente média diária do INPE, NASA e NREL.



**Figura 3** – Evolução mensal da temperatura ambiente média diária e das diferenças.

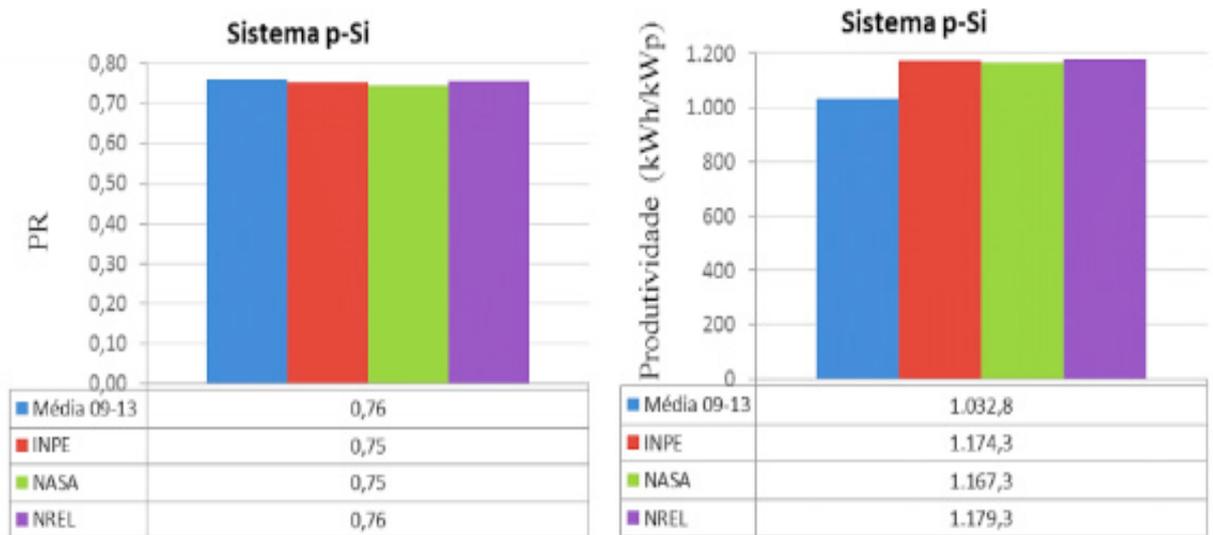
Os resultados mostram temperatura ambiente média diária de 22,4 °C (Média 09-13), 20,8 °C (INMET) e 22,3 °C (NASA). A temperatura ambiente média diária (Média 09-13) é 1,6 °C maior do que a temperatura ambiente média diária (INMET) e aproximadamente igual à temperatura ambiente média diária (NASA).

Para todos os sistemas analisados, as perdas consideradas nas simulações foram definidas e padronizadas, conforme mostra a Tab. 4. Os dados de perdas são inseridos nos parâmetros da simulação e são importantes na composição dos resultados.

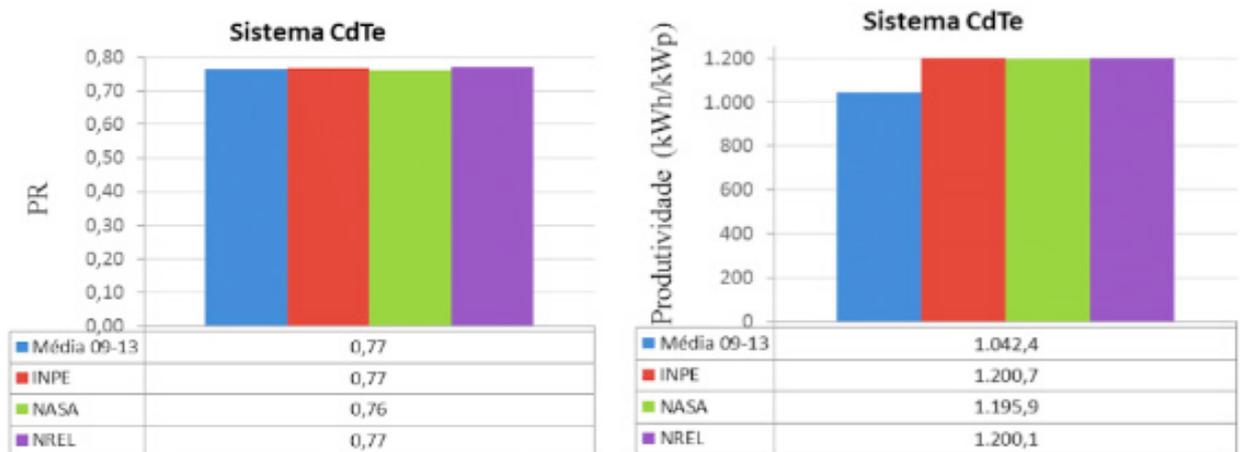
Tecnologia	Perda ôhmica	Perda da eficiência dos módulos	Perda por mismatch	Perda por sujeira	Indisponibilidade do sistema	Perdas LID
CdTe	1,5%	2,5%	0,8%	3,0%	2,0%	-
p-Si	1,5%	-0,8%	1,0%	3,0%	2,0%	1,3%

**Tabela 4** – Perdas padronizadas do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

As Fig. 4 e 5 apresentam o Desempenho Global (PR) anual e a produtividade (yield) anual do SFCR.



**Figura 4** – Desempenho Global (PR) anual e produtividade anual do sistema fotovoltaico com módulos de p-Si.



**Figura 5** – Desempenho Global (PR) anual e produtividade anual do sistema fotovoltaico com módulos de CdTe.

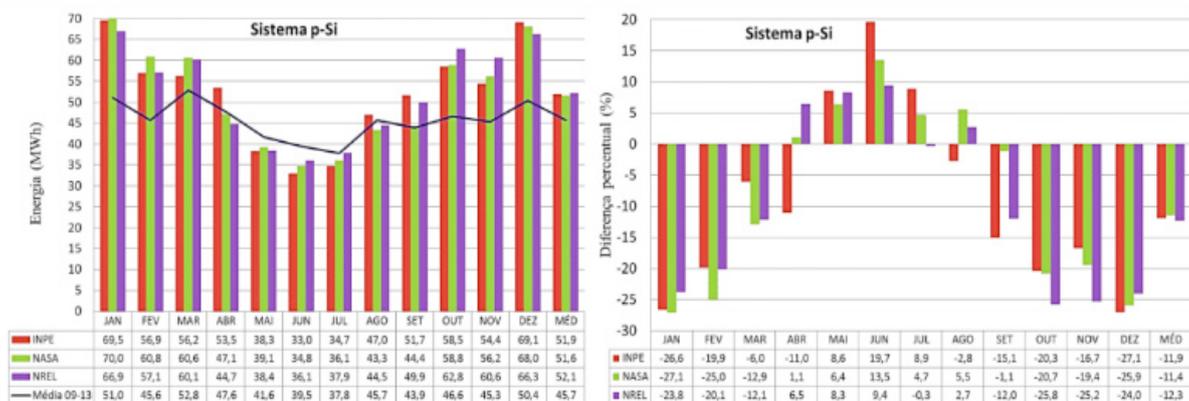
A Tab. 5 apresenta as perdas por temperatura para as tecnologias de CdTe e p-Si.

Banco de Dados	Perdas por temperatura (%)	
	p-Si	CdTe
Média 09-13	11,2	9,5
NASA	12,5	10,4
INPE	11,7	9,8
NREL	11,7	9,8

**Tabela 5** - Perdas por temperatura.

Observa-se que o sistema fotovoltaico composto por módulos de CdTe apresenta menores perdas por temperatura e consequentemente maior produtividade do que o sistema fotovoltaico composto por módulos de p-Si.

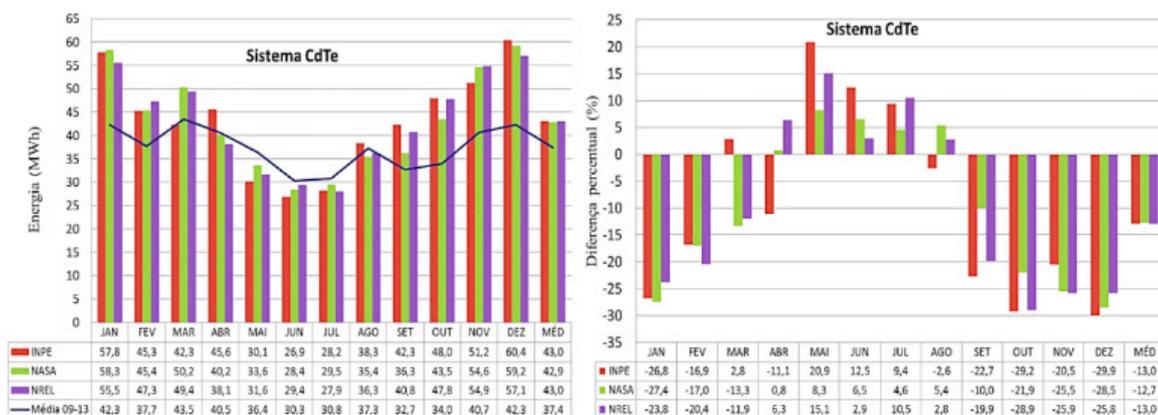
A Fig. 6 apresenta a evolução mensal da energia gerada pelo SFCR composto por módulos de p-Si para diferentes bancos de dados de irradiação solar global horizontal média diária. Apresenta também as respectivas diferenças percentuais entre a “Média 09-13” e os diferentes bancos de dados.



**Figura 6** – Evolução mensal da energia gerada pelo sistema com módulos de p-Si e diferenças percentuais entre a “Média 09-13” e os diferentes bancos de dados utilizados.

Os resultados mostram valores médios mensais de energia gerada pelo SFCR (p-Si) de 51,9 MWh (INPE), 51,6 MWh (NASA), 52,1 MWh (NREL) e 45,7 MWh (Média 09-13). Os resultados de um ano de simulação mostram geração média mensal (Média 09-13) 11,9 % menor do que a geração média mensal (INPE), 12,3 % menor do que a geração média mensal (NREL) e 11,4 % menor do que a geração média mensal (NASA).

A Fig. 7 apresenta a evolução mensal da energia gerada pelo SFCR composto por módulos de CdTe para diferentes bancos de dados de irradiação solar global horizontal média diária. Apresenta também as respectivas diferenças percentuais entre a “Média 09-13” e os diferentes bancos de dados.



**Figura 7** – Evolução mensal da energia gerada pelo sistema com módulos de CdTe e diferenças percentuais entre a “Média 09-13” e os diferentes bancos de dados utilizados.

Os resultados mostram valores médios mensais de energia gerada pelo SFCR (CdTe) de aproximadamente 43 MWh (INPE, NASA e NREL) e 37,4 MWh (Média 09-13). Os resultados de um ano de simulação mostram geração média mensal (Média 09-13) aproximadamente 13% menor do que a geração média mensal (INPE, NREL e NASA).

Os resultados mostram que a geração anual de energia (Média 09-13) seria, para o sistema fotovoltaico com módulos de CdTe, 13 % menor do que a geração anual obtida para Florianópolis através dos bancos de dados da NASA, NREL e INPE e para o sistema fotovoltaico com módulos de p-Si seria 12 % menor.

A Tab. 6 resume, para os diversos bancos de dados e para os sistemas analisados, os valores anuais de irradiação global horizontal, energia gerada, desempenho global (PR) e produtividade.

		Potência instalada CdTe (429,6 kWp)			Potência instalada p-Si (530,2 kWp)		
Banco de dados	Irradiação global horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )	Energia (MWh)	PR	Produtividade (kWh/kWp)	Energia (MWh)	PR	Produtividade (kWh/kWp)
Média 09-13	1.440,8	448,4	0,77	1.042,4	547,9	0,76	1.032,8
NASA	1.661,7	514,6	0,76	1.200,7	619,3	0,75	1.174,3
INPE	1.653,9	516,5	0,77	1.195,9	622,7	0,75	1.167,3
NREL	1.647,9	516,3	0,77	1.200,1	625,3	0,76	1.179,3

**Tabela 6** - Irradiação global horizontal, energia gerada, desempenho global e produtividade.

#### 4 | CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo estimar a contribuição energética e o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede e integrado à edificação para diferentes tecnologias e diferentes bancos de dados meteorológicos através de simulações utilizando o *software* PVSyst. O sistema fotovoltaico analisado é integrado ao ginásio do Complexo Aquático do Centro de Desportos, localizado no Campus da Trindade da Universidade Federal de Santa Catarina, em Florianópolis.

As estimativas de geração fotovoltaica foram simuladas através de ferramentas computacionais baseadas em diferentes bancos de dados de irradiação e temperatura, tais como NASA, NREL, INPE, INMET e dados medidos no Campus da Trindade – UFSC, no período compreendido entre 2009 e 2013.

Observa-se que embora Florianópolis esteja localizada na região de menor incidência de irradiação solar no país e com a maior variabilidade, a energia solar

apresenta-se abundante e bem distribuída, com grande potencial de aproveitamento. Os resultados mostram que a geração anual de energia fotovoltaica obtida através de dados medidos de irradiação solar global horizontal seria 13 % menor do que a geração anual obtida, para Florianópolis, através dos bancos de dados da NASA, NREL e INPE para o sistema fotovoltaico com módulos de CdTe e 12 % menor para o sistema fotovoltaico com módulos de p-Si. Os resultados mostram ainda, para os sistemas analisados, que o sistema fotovoltaico composto por módulos de CdTe apresenta menores perdas por temperatura e conseqüentemente maior produtividade anual do que o sistema fotovoltaico composto por módulos de p-Si.

## 5 | REFERÊNCIAS

- Braun, P., Rütther, R., 2010. The role of grid-connected building integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate, *Energy Conversion and Management*, vol, 51, pp. 2457-2466.
- Carlo, J., Lamberts, R., 2008. Development of envelope efficiency labels for commercial buildings: effect of different variables on electricity consumption, *Energy and Buildings*, vol. 40, pp. 2002-2008.
- Colle, S.; Pereira, E.B., 2000. Atlas de Radiação Solar do Brasil - INMET/LABSOLAR/CEPTEC/INPE .
- Colle, S.; Abreu, S.L.; Rütther, R., 2001. Uncertainty in Economical Analysis of Solar Water Heating and Photovoltaic Systems. *Solar Energy*, Elsevier Science 70, pp. 131-142.
- Dunlop, E. D., Halton, D., 2006. The performance of crystalline silicon photovoltaic solar modules after 22 years of continuous outdoor exposure, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 14, pp. 53-64.
- Dunlop, E. D., Halton, D., Ossenbrink, H. A., 2005. 20 years of life and more: where is the end of life of a PV module? *Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Thirty-first IEEE*, pp:1593-1596.
- El Chaar, L., Lamont, L. A., El Zein, N., 2011. Review of photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.15, pp. 2165-2145.
- Goldemberg, J., Coelho, S.T., Gol, O.L., 2004. How adequate policies can push renewables, *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1141-1146.
- Gregg, A., Blieden, R., Chang, A., Ng, H., 2005. Performance analysis of large scale, amorphous silicon, photovoltaic power systems, *Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Thirty-first IEEE*, pp. 1615,1618.
- Green, M. A., 2004. Recent developments in photovoltaics, *Solar Energy*, vol. 76, pp. 3-8.
- INMET. Banco de dados de irradiação solar e temperatura ambiente para a estação Florianópolis. Disponível em <<http://www.inmet.gov.br/>>. Acesso em: 10/09/15.
- INPE. Solar Radiation in Brazil. Disponível em <<http://en.openei.org/datasets/dataset>>. Acesso em: 03/09/15.
- Jardim, C. D. S., Rütther, R., Salamoni, I. T., Viana, T. D. S., Rebechi, S. H., Knob, P. J., 2008. The

strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil, *Energy and Buildings*, vol 40, pp. 365-370.

Kalkan, N., Bercin, K., Cangul, O., Morales, M.G., Saleem, M.M.K.M., Marji, I. Metaxa, A., Tsigkogianni, E., 2011. A renewable energy solution for Highfield Campus of University of Southampton, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.15, pp. 2940-2959.

NASA. Surface meteorology and Solar Energy Release Data Set. Disponível em: <<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>>. Acesso em: 03/09/15.

NREL. CSR Model data for South America. Disponível em: <<https://www.data.gov>>. Acesso em: 03/09/15.

Pereira, E.B., Martins, F.R., Abreu, S.L., Rüther, R., 2006. Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE, São José dos Campos, Brasil, p. 31, ISBN: 978-85-17-000300-0. .

PVSyst - *Software* de dimensionamento fotovoltaico. Modelo 6.39, 2015. Disponível em: <[www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)>

Rosa, L.P., Lomardo, L.L.B., 2004. The Brazilian energy crisis and a study to support building efficiency legislation, *Energy and Buildings*, vol.36, pp. 89-95.

Rezaie, B., Dincer, I., Esmailzadeh, E., 2013. Energy options for residential buildings assessment, *Energy Conversion and Management*, vol.65, pp. 637-646.

Rüther, R., Dacoregio, M.M., 2000. Performance assessment of a 2kWp grid-connected, building-integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol.7, pp. 257-266.

Rüther, R., Zilles, R., 2011. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil, *Energy Policy*, vol. 39, pp. 1027-1030.

Zilles, R, Macêdo, W. I. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, São Paulo, Oficina de Textos, vol.1, pp. 208.

Yarbrough, I., Sun, Q., Reeves, D.C., Hackman, K., Bennett, R., Henshel, D.S., 2015. Visualizing building energy demand for building peak energy analysis, *Energy and Buildings*, vol. 91, pp. 10-15.

## ESTUDO DA SECAGEM INTERMITENTE DA MANGA UTILIZANDO SECADOR HÍBRIDO SOLAR-ELÉTRICO

### **Camila Lucas Guimarães**

Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia,  
Niterói - Rio de Janeiro

### **Juliana Lobo Paes**

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,  
Departamento de Engenharia,  
Seropédica - Rio de Janeiro

### **Raphaela Soares da Silva Camelo**

Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia,  
Niterói - Rio de Janeiro

### **Madelon Rodrigues Sá Braz**

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,  
Departamento de Engenharia,  
Seropédica - Rio de Janeiro

### **Ícaro da Silva Misquita**

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,  
Departamento de Engenharia,  
Seropédica - Rio de Janeiro

### **Lizandra da Conceição Teixeira Gomes de Oliveira**

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro,  
Departamento de Engenharia  
Seropédica – RJ

**RESUMO:** A utilização da energia solar fototérmica possibilita o funcionamento de secadores localizados em regiões com pouca acessibilidade energética. No entanto, este

sistema ainda necessita de informações técnicas e operacionais. Desta forma, objetivou-se estudar a cinética de secagem solar com intermitência da manga (*Mangifera indica* L.), bem como avaliar as características físico-químicas e sensoriais. Utilizou-se o secador híbrido solar-elétrico composto por câmara de secagem, coletor solar e sistema de exaustão elétrico. A temperatura, a umidade relativa e a velocidade do ar média no interior da câmara de secagem foram de 37 °C, 46% e 1,0 m s<sup>-1</sup>, respectivamente. Verificou-se que, após o período de intermitência, houve pico de razão de umidade, seguido por acentuada queda, devido ao fenômeno de reabsorção e redistribuição de água na fruta. O modelo de Page representa, satisfatoriamente, a cinética de secagem solar da manga. Com o estudo da cinética de secagem solar durante 72 h pode-se afirmar que em 47 h foi possível obter manga seca em equilíbrio higroscópico com o ambiente. Além disso, observou-se que não houve variação significativa dos parâmetros físico-químicos da manga pela análise de variância ao longo do armazenamento. A avaliação sensorial mostrou que os produtos tiveram boa aceitabilidade e intenção de compra.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia solar, Cinética de secagem, Qualidade, Frutas.

**ABSTRACT:** The use of solar energy enables

the operation of the dryer in regions where there is a low energetic accessibility. However, this system still requires technical and operational information. Therefore, this study aimed at evaluating intermittent drying kinetics of the mango (*Mangifera indica* L.) and to assess its quality by physical, chemical and sensorial methods. Used one hybrid solar-electric dryer consisting of drying chamber, solar collector and electrical exhaust system. The temperature, relative humidity and average air velocity inside the drying chamber were equivalent to 37 °C, 46% and 1.0 m s<sup>-1</sup>, respectively. It was verified that after the period of intermittency there was a peak of moisture ratio, followed by a marked fall due to the phenomenon of reabsorption and redistribution of water in the fruit. The Page model satisfactorily represents the solar drying kinetics of mango. With the study of solar drying kinetics during 72 h it can be affirmed that in 47 h get dry mango in hygroscopic balance with the environment. In addition, it was observed that there was no significant variation of physical and chemical parameters of the mango by analysis of variance along the storage. The sensorial evaluation showed that the products had good acceptability and purchase intention.

**KEYWORDS:** Solar energy, Drying kinetics, Quality, Fruits.

## 1 | INTRODUÇÃO

Em vista da abundância natural da manga na época de colheita, a oferta torna-se maior que a demanda, acarretando considerável perda, bem como a possibilidade do aumento de renda dos produtores na agricultura familiar.

Uma solução para este entrave consiste na adoção da secagem solar na etapa de processamento. A utilização de um secador solar indireto para o aquecimento do ar de secagem permite o aproveitamento da energia fototérmica e a redução de gastos, normalmente contabilizados em secadores convencionais. Em soma, os sistemas de secagem solar permitem o funcionamento do secador em regiões com pouca acessibilidade energética (SREEKUMAR, 2010; BELESSIOTIS; DELYANNIS, 2011). A utilização deste recurso representa, para o produtor rural, criação de emprego local e renda por meio de alternativa na comercialização da fruta, absorção do excesso de produção e consumo em todas as épocas do ano, principalmente no período de entressafra (AMUNUGODA et al., 2013).

No entanto, o uso da energia solar para secagem de frutas ainda necessita de informações técnicas e operacionais (BELESSIOTIS; DELYANNIS, 2011; EL-SEBAIL; SHALABY, 2012; AMUNUGODA et al., 2013), tais como a intermitência no processo. Durante o intervalo de intermitência ou tempo de equalização, submete-se o produto a intervalos subsequentes de repouso sem exposição ao calor do ar de secagem (GARCIA et al., 2004). Fato este que ocorre durante o período noturno, quando não se utiliza a secagem solar. No entanto, estudos relatam efeitos benéficos da intermitência apenas em processo de secagem com combustíveis convencionais para grãos e

sementes. Desta forma, objetivou-se estudar a cinética de secagem com intermitência da manga em secador híbrido solar-elétrico e avaliar sua qualidade por métodos físicos, químicos e sensoriais.

## 2 | MATERIAL DE MÉTODOS:

O experimento foi realizado em secador híbrido solar-elétrico localizado na área experimental do Departamento de Engenharia (DE) / Instituto de Tecnologia (IT) da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, campus Seropédica.

O secador híbrido solar-elétrico utilizado foi constituído por coletor solar, câmara de secagem e sistema de exaustão elétrico convencional (Figura 1). O ar de secagem foi aquecido no coletor através da energia solar e mantido em circulação no interior da câmara de secagem através sistema de exaustão.



**Figura 1.** Secador híbrido solar-elétrico

As mangas (*Mangifera indica L.*) variedade Palmer, foram adquiridas no comércio local do município de Seropédica-RJ e selecionadas, levando-se em consideração uniformidade de maturação, coloração da casca e ausência de danos físicos (Figura 2).



**Figura 2.** Manga (*Mangifera indica* L.) variedade Palmer

As frutas foram lavadas em água corrente, descascadas manualmente e cortadas em tiras de formas longitudinais de aproximadamente 5 cm. As amostras sanificadas com solução de água mineralizada e sanitária (1:10) foram escorridas, dispostas em oito bandejas de secagem, pesadas em balança de precisão e levadas à câmara de secagem.

O estudo da secagem da manga ocorreu em duas etapas: na primeira, avaliou-se a cinética de secagem e, na segunda, as características físico-químicas e sensoriais da fruta in natura, seca e ao longo do armazenamento. Para o monitoramento da temperatura e umidade relativa (UR) do ar de secagem no interior da câmara, utilizou-se termopares conectados a um milivoltímetro com precisão de  $\pm 0,1$  °C e termo-higrômetro marca Minipa, modelo MTH-1380, respectivamente. A velocidade do ar de secagem foi monitorada na saída do exaustor da câmara de secagem com o auxílio de um termoanemômetro digital, marca Minipa e modelo MDA II.

Na obtenção da curva de secagem avaliou-se a perda de água ao longo da secagem por diferença de massa, pesando-se o conjunto bandeja-amostra a cada hora, até atingir o teor de água de equilíbrio. A cada período de secagem, correlacionou-se o teor de água instantâneo com o teor de água inicial e o teor de água de equilíbrio (Eq. 1).

$$RU_{exp} = \frac{X^* - X_e^*}{X_i^* - X_e^*} \quad (1)$$

Em que: RU - Razão de umidade, adimensional;  $x^*$  - Teor de água do produto;  $x_i^*$  - Teor de água inicial do produto;  $x_e^*$  - Umidade de equilíbrio, decimal.

Com os dados de razão de umidade determinou-se a curva de secagem em função do período de operação incluindo o tempo de intermitência por meio do programa computacional SigmaPlot 10.0.

Para o estudo da cinética de secagem, os modelos matemáticos Page (Eq. 2), Henderson e Pabis (Eq. 3), Midilli (Eq. 4) e Logaritmo (Eq. 5) foram ajustados aos dados experimentais de razão de umidade por meio de análise de regressão não

linear utilizando o programa computacional SigmaPlot 10.0.

$$RU = e^{(-Kt^n)} \quad (2)$$

$$RU = ae^{(-Kt)} \quad (3)$$

$$RU = ae^{(-Kt^n)} + bt \quad (4)$$

$$RU = ae^{(-Kt^n)} + b \quad (5)$$

Em que: RU - Razão de umidade, adimensional; t - tempo de secagem (h); a, b, k, n - constante do modelo.

Para selecionar o modelo matemático que melhor prediz o fenômeno foram considerados a magnitude do coeficiente de determinação ( $R^2$ ) mais próximo da unidade, menores valores de desvio quadrático médio (DQM) (Eq. 6), erro médio estimado (SE) (Eq. 7), teste do qui-quadrado ( $\chi^2$ ) (Eq. 8) (MOLINA-FILHO et al., 2006; COSTA et al., 2011; ANDRÉ et al., 2014; LEITE et al., 2017) e a magnitude do erro médio relativo (P) (Eq. 9) inferior a 10% (FARIA et al., 2012).

$$DQM = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (RU_{pred} - RU_{exp})^2}{n}} \quad (6)$$

$$SE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (RU_{exp} - RU_{pred})^2}{GLR}} \quad (7)$$

$$\chi^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (RU_{exp} - RU_{pred})^2}{GLR} \quad (8)$$

$$P = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|RU_{exp} - RU_{pred}|}{2} \quad (9)$$

Em que:  $RU_{pred}$  – razão de umidade predita pelo modelo;  $RU_{exp}$  – razão de umidade experimental; n - número de observações e GLR - grau de liberdade.

A caracterização das propriedades físicas e químicas da manga in natura, seca e armazenadas durante 7, 14, 21 e 28 dias foram realizadas pelas análises de teor de água, pH, acidez (ATT em % ácido cítrico) e sólidos solúveis totais (SST) em triplicata (IAL, 2008).

A análise sensorial foi realizada em mesas individuais, iluminadas com luz branca, com amostras codificadas em números de três dígitos aleatórios. As amostras únicas acompanhadas por copo com água à temperatura ambiente foram servidas para 100 provadores não treinados. Utilizou-se o Teste de Aceitação em escala hedônica estruturada de 9 pontos com os extremos gostei extremamente a desgostei extremamente, levando-se em consideração os atributos sensoriais de aparência, aroma, sabor e textura. Ainda foi analisada a intenção de compra, em escala hedônica não estruturada entre âncoras com os extremos definitivamente compraria e definitivamente não compraria.

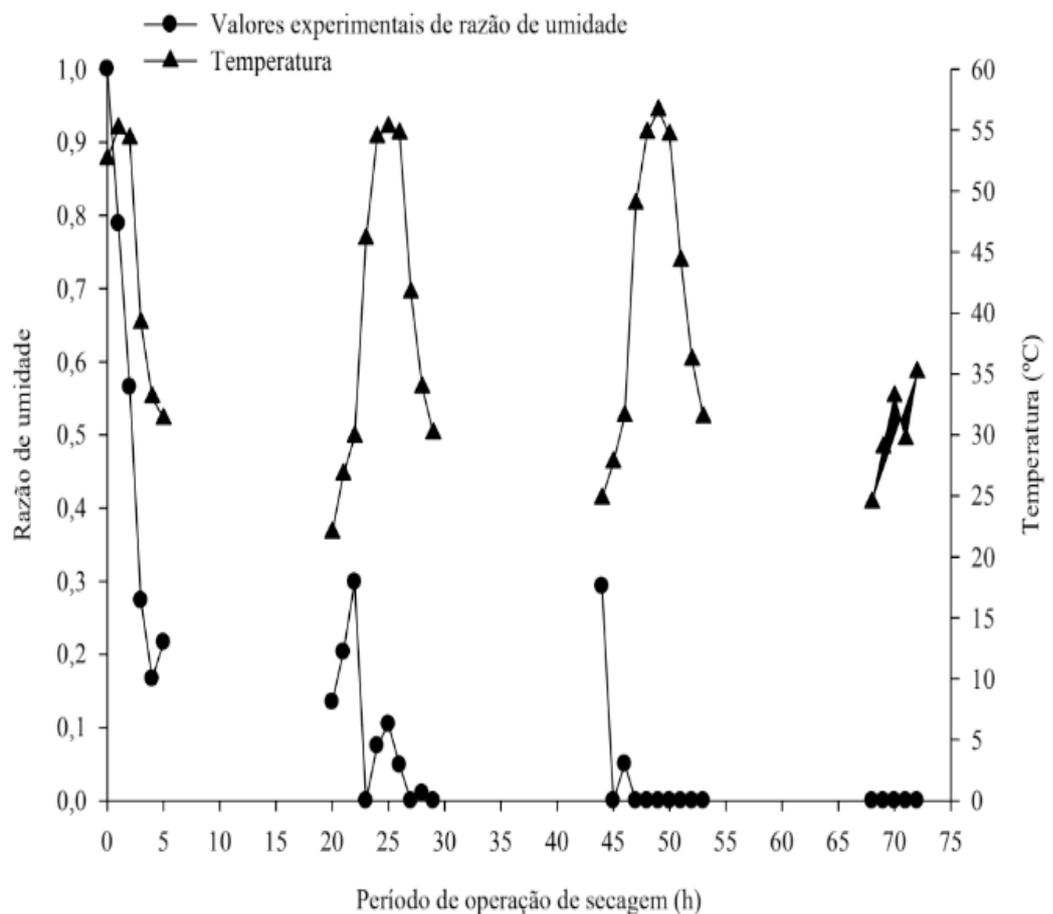
Os valores médios das análises físico-químicas e sensoriais das frutas in natura,

secas e armazenadas foram submetidos à análise de variância (ANOVA) e teste Tukey a 5% de probabilidade, com o uso do programa estatístico SISVAR 5.6.

### 3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

A secagem da manga ocorreu com temperatura, umidade relativa e velocidade do ar média no interior da câmara de secagem de 37 °C, 46% e 1,0 m s<sup>-1</sup>, respectivamente.

O período de operação de secagem das mangas ocorreu em quatro dias seguidos totalizando 72 h, com tempo de intermitência de 14 h (Figura 3).



**Figura 3.** Razão de umidade da manga e temperatura na câmara de secagem em função do período de operação.

A curva apresentada no primeiro dia foi similar à reportada por Touré e Kibangu-nkembo (2004), Dissa et al. (2009), Dissa et al. (2011) e Adepoju e Osunde (2017), na secagem solar da manga com temperatura entre 30 a 35 °C, 34 a 45 °C e 39 a 48 °C e média de 32 °C, respectivamente. Em contrapartida, a secagem em temperaturas mais elevadas acarreta uma maior taxa de perda de água e, conseqüentemente, o teor de água diminuiu mais rapidamente, devido ao aumento da entalpia do ar, e subsequente aceleração da migração de água no interior da manga, conforme a secagem da variedade Ataulfo a 60 °C (VILLA-CORRALES et al., 2010), Tommy a 62 °C (OCHOA-

MARTÍNEZ et al., 2012) e Kent a 60 °C (AKOY, 2014).

No segundo e terceiro dias de secagem, os picos de razão de umidade após o período de intermitência podem ser justificados pela reabsorção de água durante o período noturno, em que não há ação do ar aquecido de secagem, a fim de atingir a condição de equilíbrio com o ambiente. A reabsorção da água no período de intermitência foi observada na secagem solar do abacaxi (AMUNUGODA et al., 2013). Segundo esses autores, em sistemas de secagem solares sem nenhuma fonte artificial de energia térmica externa dificilmente será possível manter altas temperaturas e baixa UR na câmara de secagem, sendo necessários maiores tempos de secagem.

Em seguida, houve acentuada queda na razão de umidade sendo necessárias 8 e 4 h, no segundo e terceiro dias, respectivamente, para atingir valores constantes e nulos. Essa redução pode estar atrelada à remoção da água livre presente na superfície da manga devido à reabsorção e redistribuição de água na fruta durante a intermitência (GARCIA et al., 2004; TOURÉ; KIBANGU-NKEMBO, 2004; DISSA et al., 2009; TOMAR et al., 2017). Segundo DISSA et al. (2009), à noite, sem a radiação solar, as taxas de secagem são fortemente amortecidas em quase 6% do valor máximo do primeiro dia, caracterizada por uma difusão interna lenta da água do interior para a superfície da manga.

Em adição, deve-se considerar o aumento gradual da temperatura em concomitância com a redução da UR no interior da câmara de secagem, durante o período diurno para o decaimento da razão de umidade (Figura 3). Dissa et al. (2009) relatou que o teor de água da manga variou fracamente durante o período noturno e diminuiu acentuadamente após o nascer do sol no dia seguinte. Ressalta-se que a temperatura e a umidade relativa apresentaram o mesmo perfil durante os quatro dias de secagem (Figura 3).

No quarto dia de secagem, não foi verificado o pico de razão de umidade, provavelmente devido à fruta ter atingido o equilíbrio higroscópico com o ambiente após 47 h de secagem (terceiro dia). Em pesquisa semelhante, Dissa et al. (2009) e Dissa et al. (2011) relataram que o primeiro dia, corresponde ao período de maior perda de água não ligada, com taxas de secagem muito eficientes e decrescentes nos três dias subsequentes. Segundo esses autores, a secagem é cada vez mais limitada pela difusão interna de água durante os últimos dias. Esses fatos confirmam a necessidade de períodos de intermitência na secagem solar da manga, a fim de obter produtos de melhor qualidade.

Observando esses aspectos, pode ser plausível inferir que, na secagem intermitente da manga, há necessidade de um período de adaptação da fruta ao sistema para dar início à perda de água após a equalização, tendendo a reduzir conforme a manga entra em equilíbrio higroscópico. Ressalva-se que, segundo Touré e Kibangu-nkembo (2004) e Tomar et al. (2017), este período inicial de adaptação consiste em uma fase de aquecimento transitória muito curta.

Ainda, na Figura 3, pode-se observar que a maior parte da remoção de água

ocorre durante os dois primeiros dias de secagem, atingindo valores nulos após 26 h de secagem efetiva. Dissa et al. (2009) também encontrou maior eficiência de secagem da manga em secador solar indireto nos dois primeiros dias, porém atingiu razão de umidade de 0,2 em 26 h e próximo a zero após 60 h de secagem. Isto se deve, provavelmente, ao fato de que, neste trabalho foi estudado o intervalo de temperatura de 32 a 55 °C, diferente do usado por aqueles autores (34 a 45 °C), além da variedade da fruta. De acordo com Dissa et al. (2009) e Dissa et al. (2011), a variedade da manga tem grande influência na cinética de secagem solar.

No que tange o estudo da cinética, considerou-se apenas o período efetivo de secagem (26 h) pela impossibilidade de obter curvas da razão de umidade em função do período de operação, devido aos picos pós-intermitência.

Na Tabela 1, encontram-se os parâmetros de ajuste dos modelos de Page, Henderson e Pabis, Midili e Logaritmo empregados para a representação do processo de secagem da manga Palmer em secador híbrido solar- elétrico e seus respectivos coeficientes de determinação ( $R^2$ ), desvio quadrado médio (DQM), erro médio estimado (SE), qui-quadrado ( $\chi^2$ ) e erro médio relativo (P).

Considerando-se este ajuste, os modelos Page e Midili apresentaram melhor coeficiente de determinação, sendo de 98% (Tabela 1), seguido pelos modelos Henderson e Pabis e Logaritmo, que apresentaram  $R^2$  de 97% (Tabela 1). No entanto, o coeficiente de determinação sozinho não é suficiente para determinar satisfatoriamente o melhor modelo, tornando-se viável a avaliação dos demais parâmetros.

Em relação ao DQM, os modelos Henderson e Pabis e Logaritmo apresentaram valores superiores aos demais modelos (Tabela 1). Os modelos de Page e Midili apresentaram valores de 0,0359 e 0,0355, respectivamente, sendo o modelo Midili o menor valor apresentado.

A respeito do comportamento do SE e  $\chi^2$ , o modelo de Page apresentou valores inferiores aos demais modelos, seguido pelo modelo Midili (Tabela 1). Nas condições estudadas, todos os modelos apresentaram valores inferiores a 10% para P (Tabela 1), adequado para a recomendação como melhor modelo.

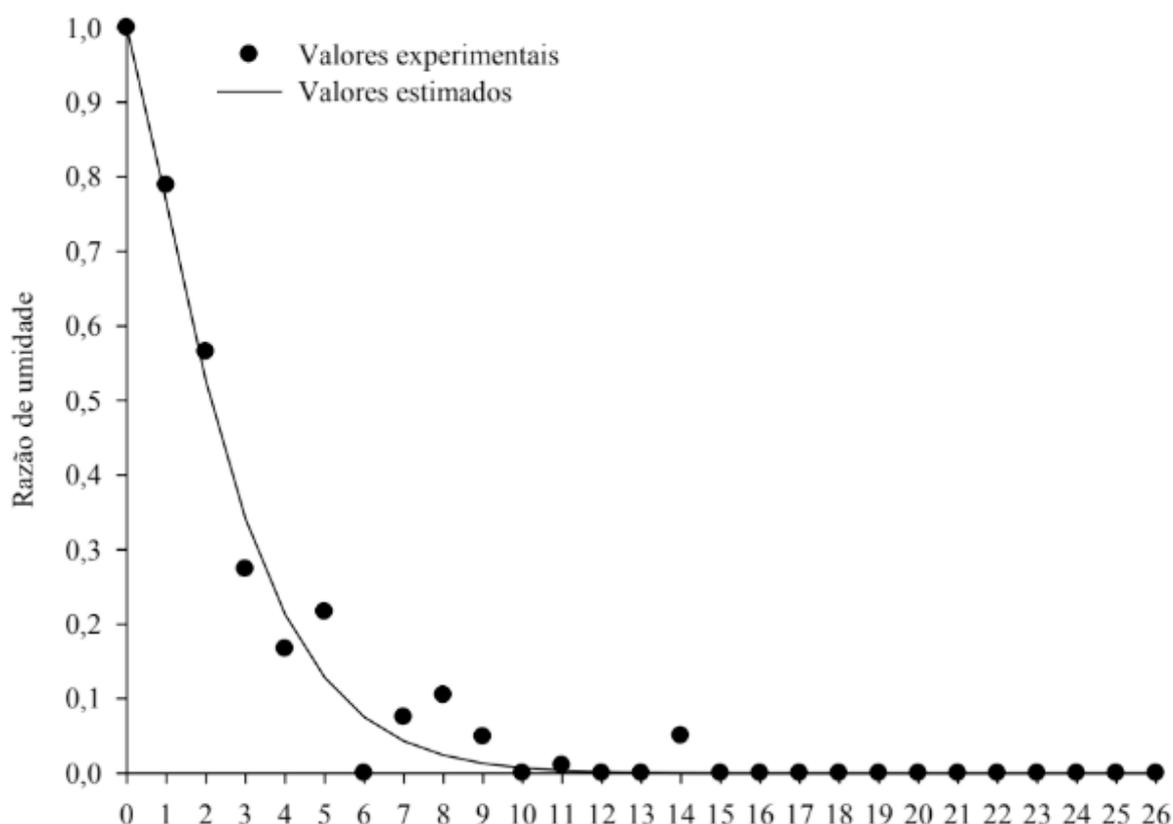
Desta forma, o modelo de Page foi selecionado para prever o fenômeno de secagem solar da manga. Este modelo apresentou o maior coeficiente de determinação (98%), menores valores de SE (0,0366),  $\chi^2$  (0,0013) e P (1,07) e simplicidade (Tabela 1).

Akoy (2014) também selecionou o modelo de Page como o mais adequado para descrever as características da secagem convectiva das fatias de manga da variedade Kent. Já no trabalho desenvolvido por Dissa et al. (2011), o Modelo de exponencial de dois termos e o de Aproximações da difusão foram os que melhores se ajustaram aos dados observados de razão de umidade em função do período de operação da secagem solar indireta da manga variedade Amelie e Brooks, respectivamente.

Modelos	Parâmetros				R <sup>2</sup>	DQM	SE	χ <sup>2</sup>	P
	K	n	a	B					
Page	0,2667	1,2685			0,98	0,0359	0,0366	0,0013	1,07
Henderson e Pabis	0,3796		1,0494		0,97	0,0401	0,0409	0,0017	1,27
Midilli	0,2743	1,2595	1,0125	0,0003	0,98	0,0355	0,0378	0,0014	1,16
Logaritmo	0,3779		1,0503	0,0014	0,97	0,0401	0,0417	0,0017	1,26

**Tabela 1.** Parâmetros obtidos, coeficientes de determinação (R<sup>2</sup>), desvio quadrático médio (DQM), erro médio estimado (SE), Qui-Quadrado (χ<sup>2</sup>) e erro médio relativo (P) dos modelos matemáticos ajustados às curvas de cinética de secagem solar da manga.

Apresentam-se, na Figura 4, as curvas de razão de umidade em função do período efetivo de secagem (h), representadas pelos valores experimentais e estimados pelo modelo de Page.



**Figura 4.** Representação gráfica do modelo de Page para manga.

Pode-se observar o adequado ajuste do modelo de Page para a descrição da cinética de secagem no secador solar.

Após 47 h, sob as condições de temperatura e umidade relativa do ar de secagem e manejo do secador híbrido solar-elétrico, o teor de água reduziu 56%, sem apresentar diferenças estatísticas significativas ao nível de 95% durante o armazenamento (Tabela 2). O valor médio de teor de água da manga seca ao longo do armazenamento encontrado no presente estudo (29%) foi próximo ao encontrado por Touré e Kibangukembo (2004) para a manga característica do Oeste da África (28%), enquanto que ligeiramente superior quando comparado com a variedade Amelie (20%) e inferior da Brooks (40%), conforme reportado por Dissa et al. (2011) na secagem solar direta. Já

Dissa et al. (2009) encontraram valores inferiores (14%) na secagem solar indireta da manga Amelie.

Apresentam-se na, Tabela 2, os valores médios dos parâmetros de qualidade da manga in natura e seca armazenada por 0; 07; 14; 21 e 28 dias.

PA (dias)	TA (%)	pH	SST (°Brix)	ATT (% ácido cítrico)
In Natura	84,7 a	5,3 b	16,4 a	0,7 a
0	28,2 b	4,1 a	14,6 a	1,0 b
7	26,3 b	4,3 a	15,2 a	1,2 b
14	33,2 b	4,2 a	14,0 a	1,1 b
21	29,0 b	4,4 a	13,4 a	1,1 b
28	29,0 b	4,3 a	16,0 a	1,1 b

**Tabela 2.** Valores médios de teor de água (TA), pH, sólidos solúveis totais (SST) e acidez total titulável (ATT) da manga em diferentes períodos de armazenamento (PA).

\*\*Médias dentro da mesma coluna, com a mesma letra, não são significativamente diferentes, no nível de 5%, pelo teste de Tukey.

Assim como o teor de água, o pH, SST e ATT foram estáveis durante o armazenamento, porém somente o SST não apresentou diferença estatística em relação à fruta in natura. O valor médio do pH da manga seca armazenada (4,3) encontrou-se próximo ao relatado por Duarte et al. (2006). De acordo com esses autores, era esperado que a secagem provocasse redução do pH da fruta. O valor do pH ficou satisfatório, uma vez que, para a industrialização de frutas é interessante que seu pH seja inferior a 4,3, pois confere aos produtos industrializados maior resistência aos microrganismos patogênicos (DUARTE et al., 2006). Os SST das amostras de manga in natura e ao longo do armazenamento estão de acordo com a legislação brasileira, a qual determina um percentual mínimo de 11,0° Brix (BRASIL, 2000). Em relação à ATT da fruta seca armazenada, observou-se aumento quando comparado com a manga in natura. Este resultado está de acordo com Duarte et al. (2006), os quais observaram o aumento da acidez da manga seca e liofilizada em relação à fruta in natura.

No que tange a análise sensorial, dentre os provadores analisados, a maioria (46%) nunca consumiu, 39% consomem esporadicamente e 15% sempre consomem fruta desidratada. Esses dados indicam que fruta desidratada é um produto pouco consumido no mercado. O aroma e o sabor foram os atributos que receberam as maiores notas e, portanto, o que mais influenciou a aceitação positiva do produto. As médias obtidas de intenção de compra estiveram mais próximas da afirmação definitivamente compraria, representando cerca de 64% dos provadores analisados. Esses resultados indicam a grande probabilidade de aceitação do produto pelos consumidores, uma vez que, neste teste, os atributos sabor e aroma foram preponderantes na escolha. Amunugoda et al. (2013) relatou que a secagem solar direta proporcionou produtos secos (abacaxi, mamão papaia e manga) com qualidade aceitável em termos de parâmetros físico-

químicos, microbiológicos e sensoriais e aceitabilidade do mercado. Batista et al. (2014) em 37 h de secagem, obteve banana-passa orgânica com características físico-químicas estáveis, coloração apropriada e condições microbiológicas por seis meses de armazenamento, estando aptas para a comercialização.

## 4 | CONCLUSÃO

O estudo da intermitência no processo de secagem torna-se necessário na operação de secadores híbrido solar-elétrico, devido ao conhecimento dos fenômenos de reabsorção e à redistribuição da água na fruta e à obtenção do momento em que se atinge o equilíbrio de higroscópico. O modelo de Page foi utilizado para prever o fenômeno de secagem híbrida solar-elétrica da manga, a qual, em 47 h de operação, originou produtos com características físico-químicas estáveis e correspondentes aos padrões de mercado.

## 5 | AGRADECIMENTOS

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e ao Programa BIENT da UFRRJ.

## 6 | REFERÊNCIAS

- ADEPOJU, L. A.; OSUNDE, Z. D. **Effect of pretreatments and drying methods on some qualities of dried mango (*Mangifera indica*) fruit.** Agricultural Engineering International: CIGR Journal, vol.19, n.1, p.187-194, 2017.
- AKOY, E. O. M. **Experimental characterization and modeling of thin-layer drying of mango slices.** International Food Research Journal, vol. 21, n.5, p.1911-1917, 2014.
- AMUNUGODA, P. N. R. J.; SENANAYAKE, N. S.; WILSON WIJERATNAM, R. S.; KULATUNGA, K. D. G. **Quality Enhancement of Dehydrated Products through the Modification of Solar Tunnel Dryer for Continuous Operation in Rural Communities.** International Journal of Energy Engineering, vol.3, n.1, p.7-14, 2013.
- ANDRÉ, A. M. M. C. N.; CASTRO, D. S.; ALMEIDA, R. D.; OLIVEIRA, V. F.; SANTOS M. I. **Comparação de modelos matemáticos da cinética de secagem de cascas de Manga Espada.** Revista Verde de Agroecologia e Desenvolvimento Sustentável, Pombal, vol.9, n.3, p.19-27, 2014.
- BATISTA D. V. S.; CARDOSO, R. L.; GODOY, R. C. B.; BARRETO, N. S. E. **Estabilidade físico-química e microbiológica de banana passa orgânica.** Ciência Rural, Santa Maria, vol.44, n.10, p.1886-1892, 2014.
- BELESSIOTIS, V.; DELYANNIS, E. **Solar drying.** Solar Energy, vol. 85, p. 1665-1691, 2011.
- BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Instrução Normativa nº 01, de 7 de

janeiro de 2000. Regulamento **Técnico Geral para fixação dos Padrões de Identidade e Qualidade para polpa de fruta**. Brasília, DF, Disponível em:< <http://www.agricultura.gov.br/> >.

COSTA, L. M.; RESENDE, O.; SOUSA, K. A.; GONÇALVES, D. N. **Coefficiente de difusão efetivo e modelagem matemática da secagem de sementes de Crambe**. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, Campina Grande, vol.15, n.10, p.1089-1096, 2011.

DISSA, A. O.; BATHIEBO, J.; KAM, S.; SAVADOGO, P. W.; DESMORIEUX, H.; KOULIDIATI, J. **Modelling and experimental validation of thin layer indirect solar drying of mango slices**. Renewable Energy, vol.34, n.1, p.1000-1008, 2009.

DISSA, A. O.; BATHIEBO, D. J.; DESMORIEUX, H.; COULIBALY, O.; KOULIDIATI, J. **Experimental characterisation and modelling of thin layer direct solar drying of Amelie and Brooks mangoes**. Energy, vol.36, n.5, p.2517-2527, 2011.

DUARTE M. E. M.; MATA, M. E. R. M.; AGRA, N. G. **Comparação entre as características físico-químicas da manga liofilizada e a manga-passa**. Revista Brasileira de Produtos Agroindustriais, Campina Grande, vol.8, n.2, p.127-134, 2006.

EL-SEBAILI, A. A.; SHALABY, S. M. **Solar drying of agricultural products: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.16, p.37-43, 2012.

FARIA, R. Q.; TEIXEIRA, I. R.; DEVILLA, I. A.; ASCHERI, D. P. R.; RESENDE, O. **Cinética de secagem de sementes de crambe**. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, Campina Grande, vol.16, n.5 p.573-583, 2012.

GARCIA, D. C.; BARROS, A. C. S. A.; PESKE, S. T.; MENEZES, N. L. **A secagem de sementes**. **Ciência Rural, Santa Maria**, vol.34, n.2, p.603-608, 2004.

Instituto Adolfo Lutz. **Métodos físico-químicos para análise de alimentos**. 4 ed. 1.ed. digital. São Paulo: Instituto Adolfo Lutz, 2008. 1020p.

LEITE, D. D. F.; SANTOS, F. S.; SANTOS, D. C.; LISBÔA, J. F.; FERREIRA, J. P. L.; QUEIROZ, A. J. M. **Modelagem matemática da cinética de secagem da casca do abacaxi**. Revista Verde de Agroecologia e Desenvolvimento Sustentável, Pombal, vol.12, n.4, p.769-774, 2017.

MOLINA-FILHO, L.; PEDRO, M. A. M.; TELIS-ROMERO, J.; BARBOZA, S. H. R. **Influência da temperatura e da concentração do cloreto de sódio (NaCl) nas isotermas de sorção da carne de tambaqui (*Colossomamacroparum*)**. Ciência e Tecnologia de Alimentos, Campinas, vol.26, n.2, p.453-458, 2006.

OCHOA-MARTÍNES, C. I.; QUINTERO, P. T.; AYALA, A. A.; ORTIZ, M. J. **Drying characteristics of mango slices using the Refractance Window (TM) technique**. Journal of Food Engineering, vol.109, n.1, p.69-75, 2012.

SIGMAPLOT. For Windows, version 10.0, Systat software, 2008.

SREEKUMAR, A. **Techno-economic analysis of a roof-integrated solar air heating system for drying fruit and vegetables**. Energy Conversion and Management, vol.1, n.1, p.2230-2238, 2010.

TOMAR, V.; TIWARI, G. N.; NORTON, B. **Solar dryers for tropical food preservation: Thermophysics of crops, systems and components**. Solar Energy, v.154, p.2-13, 2017.

TOURÉ, S.; KIBANGU-NKEMBO, S. **Comparative study of natural solar drying of cassava, banana and mango**. Renewable Energy, vol.29, n.6, p.975-990, 2004.

VILLA-CORRALES, L.; FLORE-PRIETO J. J.; XAMÁN-VILLASEÑOR, J. P.; GARCÍA-HERNÁNDEZ, E. **Numerical and experimental analysis of heat and moisture transfer during drying of Ataulfo mango**. Journal of Food Engineering, vol.98, n.2, p.198-206, 2010.

## ANÁLISE PRÉVIA DO VALOR DA DEPENDÊNCIA DO SOLO PARA AS ATIVIDADES AGRÍCOLAS COM A POSSÍVEL IMPLANTAÇÃO DO PARQUE EÓLICO DA SERRA, EM SÃO FRANCISCO DE PAULA, RS

**Antonio Robson Oliveira da Rosa**

tonisfp@hotmail.com

Mestre em Ambiente e Sustentabilidade,  
Universidade Estadual do Rio Grande do Sul. São  
Francisco de Paula, RS.

**Leonardo Beroldt**

beroldt@gmail.com

Professor Adjunto, Universidade Estadual do Rio  
Grande do Sul. São Francisco de Paula, RS.

**Rafael Haag**

rafael-haag@uergs.edu.br

Professor Adjunto, Universidade Estadual do Rio  
Grande do Sul. São Francisco de Paula, RS

**RESUMO:** O objetivo é apresentar parte do resultado de pesquisa, intitulada, Análise do projeto do Parque Eólico nos Campos de Cima da Serra do estado do Rio Grande do Sul na perspectiva da Economia Ambiental. A área de estudo, onde projeta-se a implantação do empreendimento, está localizada no município de São Francisco de Paula, RS. A utilização da energia eólica para produção de energia elétrica tem-se mostrado interessante na diversificação da matriz elétrica brasileira, principalmente pelo potencial eólico existente no Brasil. Contudo, sabe-se que qualquer intervenção realizada pelo homem ao meio, resulta em impactos. Verifica-se atualmente que os Bens Ecológicos de Interesse (BEI)

são desconsiderados nos cálculos econômicos de viabilidade da maioria dos projetos. Neste estudo, os produtores rurais que desenvolvem suas atividades na área onde está prevista a implantação do parque eólico, necessitam do solo para produzir, enquanto que a empresa proprietária do projeto necessita da área para implantação da usina. Durante a implantação, grande parte da poligonal ou mesmo sua totalidade, poderá ficar impossibilitada de ser utilizada pelos produtores, principalmente devido ao risco envolvido durante a fase de obras. O artigo mostra o resultado da estimativa do Valor da Dependência do solo, para as diversas atividades agrícolas existentes no interior da poligonal. Produtividade Marginal foi a ferramenta utilizada para realização das estimativas do Valor da Dependência do solo. A ferramenta foi escolhida, por possibilitar que sejam estimadas as possíveis perdas que podem ocorrer. O resultado pode ser utilizado como base para uma discussão para prevenir tais perdas.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Eólica, Economia Ambiental, Produtividade Marginal.

**ABSTRACT:** The present paper aims to present the partial results of the research Analysis of the wind park project in the Campos de Cima da Serra in the state of Rio Grande do Sul from the perspective of the Environmental Economy. The

study area, where the wind farm is planned, is in the city of São Francisco de Paula, RS. The use of wind energy to produce electricity has been an interesting alternative of renewable source to Brazilian matrix of electricity extraction. It is possible mainly due to the “wind potential” in the country. However, any human intervention on that environment causes impacts. It is verified that the so-called Ecosystem Services of Interest (BEI) in most projects is not in accordance with the economic feasibility studies. In a specific approach, rural producers need the area where the wind farm is projected. During its applying producers may not use the area, because of the risk while building the wind farm. This article itself presents the results from the value of the soil dependence grade in crop activities inside this are. Side area activity was the tool used to obtain the Soil Dependence Grade. This tool was chosen so that some possible loss may be considered. The result can be some basis to a discussion about how to prevent such loss.

**KEYWORDS:** Wind Energy, Environmental Economics, Marginal Productivity.

## 1 | INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira tem sua base constituída através das usinas hidroelétricas, isso justifica-se devido o Brasil possuir uma das mais ricas fontes hídricas do mundo. Contudo, a partir do ano de 2001, quando houve o racionamento de energia elétrica no Brasil, ocorrido principalmente pela crise hídrica devido à falta de chuva e à falta de investimento no setor elétrico nacional, iniciou-se um processo de diversificação da matriz elétrica nacional, instituindo-se o Programa de Incentivo as fontes alternativas (PROINFA). O PROINFA foi criado com o objetivo de fomentar a participação, na geração de energia elétrica, de mais fontes renováveis, como eólica, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa. Contudo, a fonte que mais obteve crescimento foi a eólica.

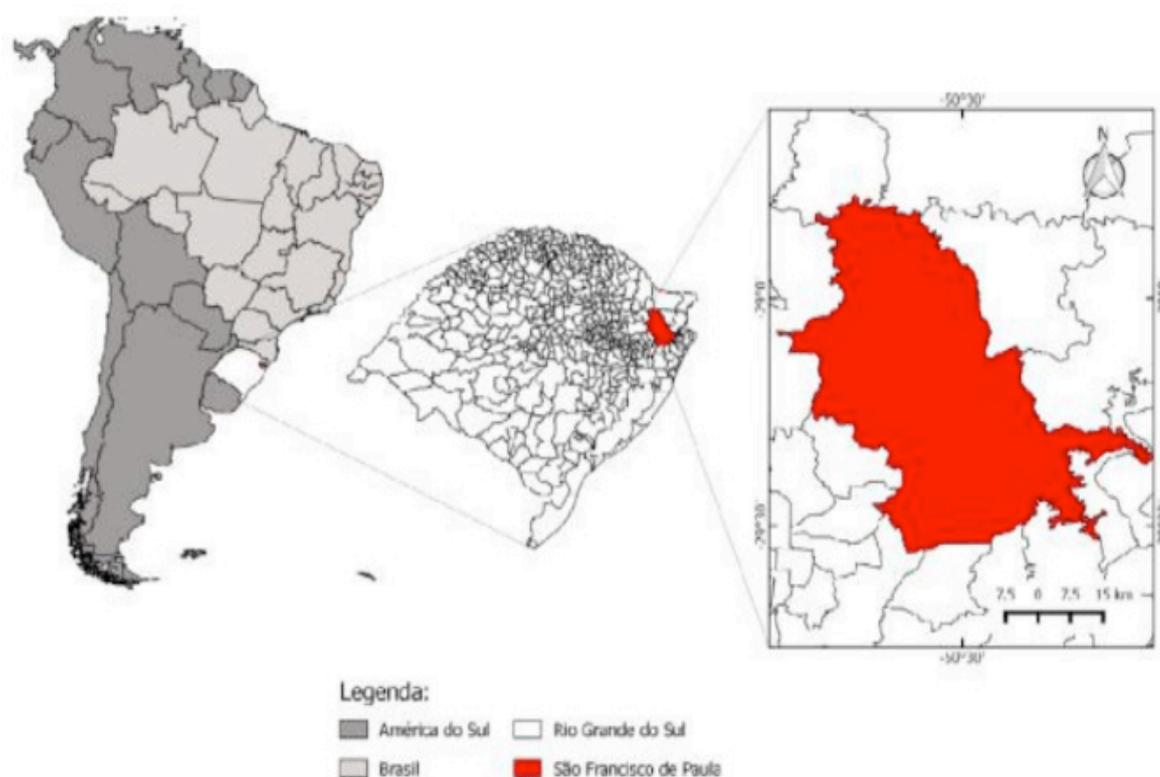
Mesmo a implantação de usinas eólicas ocasionando um impacto, principalmente o ambiental, menor quando comparado a usinas hidroelétricas e usinas termoelétricas, elas também impactam. Os impactos ambientais hoje, devem ser identificados e devem ser apresentadas as soluções ou mesmo formas de mitigações dos mesmos, para que o órgão responsável conceda os licenciamentos para implantação e posteriormente para operação do empreendimento. Contudo, os impactos nos Bens Ecológicos de Interesse (BEI) não são considerados no cálculo de viabilidade econômica dos projetos.

A Economia Ambiental surge como uma alternativa para valoração dos BEI e consecutivamente os impactos neles produzidos. Este ramo da Ciência Econômica defende a ideia de incluir os bens e serviços ecológicos junto às prioridades na tomada de decisão, resultado da análise entre o orçamento financeiro limitado, frente aos inúmeros gastos ligados aos investimentos ou mesmo consumo. O que acaba por

incidir na definição de prioridades, ou seja, o que, quanto e onde queremos preservar (MOTTA, 1997 e 2006).

Os custos ligados aos impactos ambientais, segundo Motta (1997), quando não pagos por quem os gerou, tornam-se externalidades econômicas, ou seja, definem-se por custos que não são assumidos e acabam afetando diretamente terceiros. As externalidades ambientais, como são considerados esses custos, são ignoradas na fase de planejamento no processo de verificação de viabilidade econômica, mesmo afetando terceiros. Pode-se definir isso como apropriação do capital natural por parte do investidor, que também é usuário deste capital, contudo não o único, e sem compensar esses custos aos demais usuários (GVces, 2014).

O objeto de estudo foi a possível implantação do Parque Eólico da Serra em São Francisco de Paula, RS. A Fig. 1 mostra a localização do município que pode receber a implantação do empreendimento.



**Figura 1** - Localização do município de São Francisco de Paula no estado do Rio Grande do Sul.

Fonte: Elaborado pelo mestrando em Ambiente e Sustentabilidade, Mateus Reis.

Estudos de viabilidade de energia eólica no Rio Grande do Sul tiveram início em São Francisco de Paula, em janeiro de 2001, especificamente no distrito de Tainhas, quando foi implantada a primeira torre anemométrica, com o objetivo de registrar dados relativos aos ventos na região, para a publicação do primeiro Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (ELETROSUL AGORA, 2009).

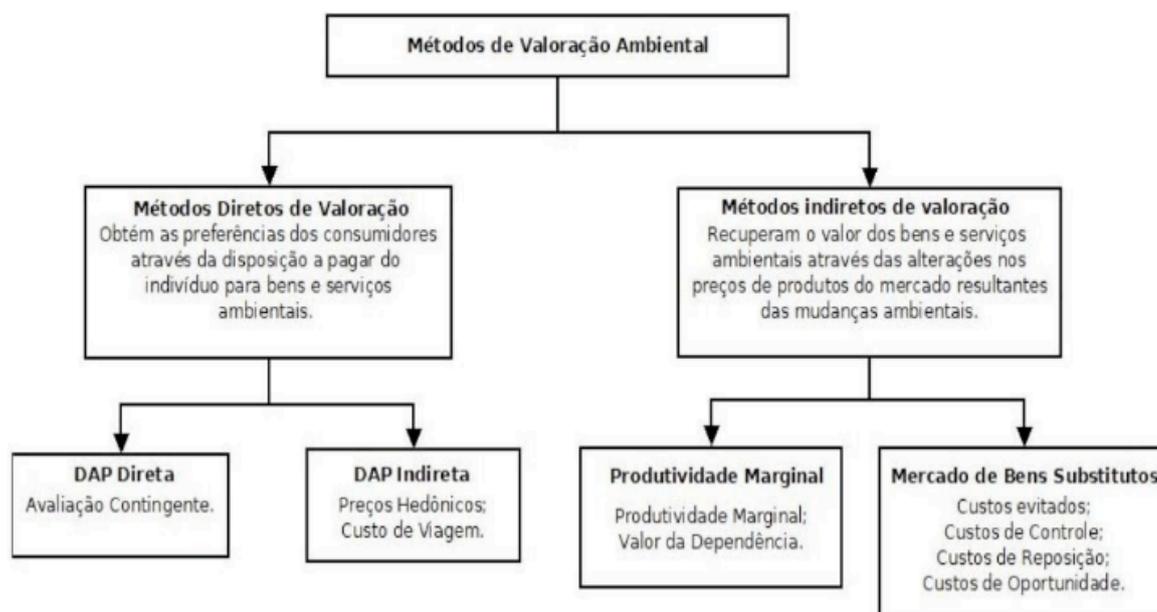
A proprietária do projeto eólico a ser implantado no município serrano é a InnoVent GmbH, empresa fundada em 1996 na Cidade de Varel (Golfo de Jade) na Alemanha.

No Brasil, a InnoVent tem sede na cidade de Curitiba, no estado do Paraná. No projeto a ser executado, a InnoVent tem como empresas parceiras no Brasil, dentre outras, a empresa Solaris Engenharia Ambiental Ltda.

O Módulo I do Parque Eólico, segundo informações fornecidas pela Empresa Solaris Engenharia Ambiental LTDA, terá uma área de aproximadamente 5.700 hectares. A previsão inicial é que o Módulo I tenha 50 aerogeradores com uma potência de 2 MW cada, totalizando uma potência de 100 MW.

## 2 | MÉTODOS

Os métodos de valoração econômico-ambientais possuem duas divisões, Métodos Diretos de Valoração e Métodos Indiretos de Valoração como mostrado na Figura 2.



**Figura 2** – Métodos de Valoração Ambiental

Fonte: Adaptado pelo autor de MAIA; ROMEIRO; REYDON (2004)

As estimativas de impacto, que no presente estudo está ligado diretamente à indisponibilidade do BEI demandado para as atividades agrícolas, ou mesmo para a possível implantação do Parque Eólico, que não necessita do serviço ecossistêmico do BEI, mas da área por ele apresentada, foram realizadas através de um dos métodos indiretos de valoração, o método de Produtividade Marginal, buscando estimar o Valor da Dependência do solo para as atividades agrícolas existentes dentro da poligonal.

Para estimar o Valor da Dependência do solo para as atividades agrícolas existentes dentro da poligonal foi necessário utilizar o resultado de outros dois objetivos da pesquisa, a classificação do uso e cobertura do solo e a estimativa da receita líquida das produções agrícolas existentes dentro da poligonal do Parque Eólico.

A classificação do uso e cobertura do solo teve seu desenvolvimento apoiado em imagens datadas de 13 de janeiro de 2017 do satélite LANDSAT – 8, sensor OLI (Operational Land Imager) e classificadas através do Sistema de Informação Geográfica (SIG) SPRING 5.5.0, com funcionalidade de processamento de imagens, programa este gratuito e disponibilizado no site do Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE). Após classificação das imagens através do SPRING foi realizada uma visita técnica à campo em julho de 2017, com o intuito de definir os tipos de produções agrícolas existentes no item classificado pelo programa como lavoura.

Para realizar a estimativa da receita líquida das produções agrícolas classificadas como campo nativo e lavoura, dentro da poligonal, foram utilizados dados primários como custo de produção, estimativa de produção por hectare e valor de comercialização no mercado em que a região está inserida, coletados junto a Secretaria de Desenvolvimento Econômico de São Francisco de Paula. Enquanto que para estimar a receita líquida da silvicultura, que durante a classificação foi constatada apenas a existência de *Pinus Ellioti*, dentro da poligonal foram coletados dados primários junto a empresa Terras Verdes Florestadora LTDA, empresa que atua no mercado de produção de *Pinus Ellioti* no município de São Francisco de Paula

Após foi elaborada uma estimativa, utilizando o método de Produtividade Marginal. Este método define-se pelo valor atribuído de um recurso ambiental ou serviço ecossistêmico, relacionado à quantidade ou mesmo qualidade de forma direta à produção de um produto ou serviço com preço definido no mercado (MAIA; ROMEIRO; REYDON, 2004). O Valor da Dependência, um dos itens do método da Produtividade Marginal, foi utilizado para definir o Valor da Dependência do solo na poligonal para as atividades agrícolas, lá existentes. O Valor da Dependência define-se pela necessidade de um recurso ambiental ou serviço ecossistêmico para que se alcance um objetivo determinado (GVces, 2014). A Equação (1), indicada por GVces (2014) foi utilizada na estimativa do Valor da Dependência.

$$VD = Pqd \times \$vp \quad (1)$$

onde:

VD – Valor da Dependência;

Pqd – Número de produtos ou serviços afetados pela variação ou indisponibilidade na quantidade ou qualidade do serviço ecossistêmico;

$\$vp$  – Preço de venda da produção sacrificada em função da indisponibilidade do recurso ambiental.

### 3 | RESULTADOS

Os resultados apresentados foram analisados individualmente por tipo de produção encontrada dentro da poligonal do parque eólico.

#### 3.1 Campo Nativo – Produção Extensiva de Bovinos

Durante a classificação do uso do solo na poligonal, definida para possível implantação do Parque Eólico da Serra, em São Francisco de Paula, foram identificados 3.098 hectares de campo nativo, utilizado para produção de bovinos.

A Tab. 1 demonstra uma estimativa anual de produção de bovinos através do campo nativo, assim como a estimativa de receita líquida para os 3.098 hectares de campo nativo classificados na poligonal.

Atividade	Área na poligonal (ha)	Preço de venda/Kg (RS)	Estimativa anual de produção por hectare (Kg)	Impostos/tributos na comercialização (%)	Receita Líquida Estimada/ano (RS)
Produção extensiva de bovinos	3.098	5,00	30	2,3	454.011,90

**Tabela 1** - Estimativa da receita líquida anual com a produção extensiva de bovinos na área da poligonal.

Fonte: Autor (2017)

Através dos dados da Tab. 1, a quantidade de hectares utilizados para a produção extensiva de bovinos, a estimativa do valor do quilo comercializado no mercado em que a região do município está inserido, foi possível estimar o Valor da Dependência do solo para produção extensiva de bovinos como mostrado na Tab. 2.

Área (ha)	Estimativa de produção por hectare (kg)	Valor de comercialização por kg (RS)	Valor da Dependência por hectare (RS)	Estimativa total de produção (kg)	Valor da Dependência (RS)
3.098	30	5,00	150,00	92.940	464.700,00

**Tabela 2** – Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção extensiva de bovinos utilizando campo nativo

Fonte: Autor (2017)

Ao analisar a Tab. 2 é possível verificar que a estimativa de produção por hectare na modalidade extensiva é de 30 kg. O valor de comercialização de bovinos na região, em setembro de 2017, foi de R\$ 5,00 por quilo. O Valor da Dependência por hectare na produção extensiva de bovinos, através da utilização do campo nativo, dentro da poligonal é de R\$ 150,00. Já o Valor da Dependência para os 3.098 hectares utilizados para a produção extensiva de bovinos na poligonal é de R\$ 464.700,00.

### 3.2 Lavouras de cultivos anuais

Durante a classificação do uso do solo dentro da poligonal do Parque Eólico foram identificados 231 hectares de lavoura, que após visita técnica foram identificadas como sendo lavouras de batatas.

A Tab. 3 demonstra a estimativa anual de produção de batata, assim como a estimativa de receita líquida para os 3.098 hectares de campo nativo classificados na poligonal.

Atividade	Área na poligonal (ha)	Estimativa de produção por hectare (kg)	Preço de venda/Kg (R\$)	Impostos/tributos na comercialização (%)	Receita Líquida Estimada da Produção na Poligonal (R\$)
Produção de batatas	231	27.000	1,00	2,3	6.093.549,00

**Tabela 3** – Estimativa da Receita Líquida anual com a produção de batatas na área da Poligonal

Fonte: Autor (2017)

Com base nas informações constantes na Tab. 3, como a área de 231 hectares e a estimativa da receita líquida de R\$ 6.093.549,00, foi possível estimar o Valor da Dependência do solo para produção de batatas como mostrado na Tab. 4.

Área (ha)	Estimativa de produção por hectare (kg)	Valor de comercialização por kg (R\$)	Valor da Dependência por hectare (R\$)	Estimativa total de produção (kg)	Valor da Dependência (R\$)
231	27000	1,00	27.000,00	6.237.000	6.237.000,00

**Tabela 4** - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de batatas

Fonte: Autor (2017)

Através da Tab. 4 é possível verificar que a estimativa de produção de batatas por hectare dentro da poligonal fica em torno de 27.000 kg. O valor de comercialização da batata em setembro de 2017 foi estimado em R\$ 1,00 por quilo. A área com cultivo de batatas era cerca de 231 hectares. O Valor da Dependência por hectare na produção de batatas, dentro da poligonal é de R\$ 27.000,00. Já o Valor da Dependência para os 231 hectares utilizados para produção de batatas na poligonal é de R\$ 6.237.000,00.

### 3.3 Silvicultura – *Pinus ellioti* com menos de 10 anos

Durante a classificação do uso do solo dentro da poligonal do Parque Eólico, também foram identificados 92 hectares com cultivo de *Pinus ellioti* com idade inferior há 10 anos.

O cultivo de *Pinus* na região de São Francisco de Paula resulta em três retiradas

de madeira, a primeira aos dez anos, a segunda aos 14 anos e a última aos 20 anos.

A Tab. 5 mostra a estimativa do Valor da Dependência do solo para produção do *Pinus ellioti* na sua primeira retirada aos dez anos.

Área (ha)	Estimativa de produção por hectare - Madeira de processo (ton)	Valor de comercialização por ton (R\$)	Valor da Dependência por hectare (R\$)	Estimativa total de produção (ton)	Valor da Dependência (R\$)
92	200	72,00	14.400,00	18.400	1.324.800,00

**Tabela 5** - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* (retirada aos 10 anos)

Fonte: Autor (2017)

Através da Tab. 5 é possível verificar que a estimativa de produção de madeira nos primeiros 10 anos, chega em torno de 200 toneladas por hectare. O valor médio de comercialização por tonelada é de R\$ 72,00. Existe em torno de 92 hectares de *Pinus ellioti* com idade inferior há dez anos sendo cultivados no interior da poligonal. Através destes dados foi possível estimar o Valor da Dependência do solo por hectare para produção de *Pinus ellioti* dentro da poligonal, dividindo-se o Valor da Dependência pela quantidade de hectares, chegando a R\$ 14.400 o Valor da Dependência por hectare. Já o Valor da Dependência para os 92 hectares utilizados para produção de *Pinus* com menos de dez anos na poligonal é de cerca de R\$ 1.324.800,00. A Tab. 5 mostra ainda que na primeira retirada, aos dez anos, existe somente a retirada de madeira de processo (lenha, galhos e toretes).

A elaboração da estimativa para determinar o Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti*, identificado durante a classificação do uso e cobertura do solo, na segunda retirada aos quatorze anos é mostrada na Tab. 6.

Área (ha)	Estimativa de produção por hectare - Toras (ton)	Toras valor de comercialização/ton (R\$)	Estimativa de produção por hectare - Madeira de processo (ton)	Madeira de processo valor de comercialização/ton (R\$)	Estimativa total da produção Toras (ton)	Estimativa total de produção Madeira de processo (ton)	Valor da Dependência (R\$)
92	200	85,00	150	72,00	18.400	13.800	R\$ 2.557.600,00

**Tabela 6** - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* (retirada aos 14 anos)

Fonte: Autor (2017)

A Tab. 6 apresenta a estimativa de produção de toras por hectare aos quatorze anos, que chega em torno de 200 toneladas. Já a madeira de processo é estimada em torno de 150 toneladas por hectare na segunda retirada aos quatorze anos. A comercialização da tonelada de toras foi estimada em R\$ 85,00 a tonelada. Enquanto que a comercialização da madeira de processo em R\$ 72,00 a tonelada. A área estimada é de 92 hectares. Através dos dados apresentados na Tab. 6, existe ainda a possibilidade de calcular o Valor da Dependência do solo por hectare para produção

de *Pinus ellioti* aos quatorze anos dentro da poligonal. Dividindo-se o Valor da Dependência pela quantidade de hectares, chega-se a R\$ 27.800,00 por hectare. Já o Valor da Dependência para os 92 hectares utilizados para produção de *Pinus* na segunda retirada, aos quatorze anos, é de R\$ 2.557.600,00. A Tab. 6 mostra ainda que na segunda retirada, aos quatorze anos, existe a retirada tanto de madeira de processo quanto de toras.

A elaboração da estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* na terceira e última retirada, aos vinte anos, é mostrada na Tab. 7.

Área (ha)	Estimativa de produção por hectare - Toras (ton)	Toras valor de comercialização/ton (R\$)	Valor da Dependência por hectare (R\$)	Estimativa total de produção (ton)	Valor da Dependência (R\$)
92	500	120,00	60.000,00	46.000	5.520.000,00

**Tabela 7** - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* (retirada aos 20 anos)

Fonte: Autor (2017)

A Tab. 7 mostra que a estimativa de produção de toras na terceira e última retirada é de 500 toneladas por hectare. A comercialização é realizada a um valor aproximado de R\$ 120,00 por tonelada de toras. A área estimada é de 92 hectares. Através dos dados mostrados na Tab. 7 existe a possibilidade de calcular o Valor da Dependência do solo por hectare para produção de *Pinus ellioti* aos vinte anos dentro da poligonal, dividindo-se o Valor da Dependência pela quantidade de hectares, chegando a R\$ 60.000,00. Já o Valor da Dependência para os 92 hectares utilizados para produção de *Pinus* na terceira e última retirada na poligonal é de R\$ 5.520.000,00. A Tab. 7 mostra ainda que na terceira retirada, aos vinte anos, existe a retirada somente de toras.

Durante a classificação do uso do solo também foi identificada uma área com 1.944 hectares de *Pinus ellioti* com mais de quatorze anos de idade, ou seja, apenas com a última retirada a ser realizada, pois a primeira aos dez anos e a segunda aos quatorze anos, já foram executadas.

A estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* com mais de quatorze anos classificados na poligonal é mostrada na Tab. 8.

Área (ha)	Estimativa de produção por hectare - Toras (ton)	Toras valor de comercialização/ton (R\$)	Valor da Dependência por hectare (R\$)	Estimativa total de produção (ton)	Valor da Dependência (R\$)
1944	500	120,00	60.000,00	972.000	116.640.000,00

**Tabela 8** - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* (retirada aos 20 anos)

Fonte: Autor (2017)

A Tab. 8 apresenta uma estimativa de produção em torno de 500 toneladas por hectare. O valor de comercialização é estimado em R\$ 120,00. A área é de aproximadamente 1.944 hectares. Através dos dados mostrados na Tab. 8 existe a possibilidade de calcular o Valor da Dependência do solo por hectare para produção de *Pinus ellioti*, aos vinte anos. Dividindo-se o Valor da Dependência pela quantidade de hectares, chega-se a R\$ 60.000,00. Já o Valor da Dependência para os 1.944 hectares utilizados para produção de *Pinus* é de R\$ 116.640.000,00.

#### 4 | CONCLUSÃO

Os métodos de valoração econômico-ambiental trazem hoje uma alternativa para valoração e inclusão na planilha de custos dos empreendimentos, o que não é feito atualmente. Hoje o capital natural e seus serviços ecossistêmicos são considerados como bens livres e à disposição do mercado. Os danos ocasionados nos bens ou serviços ambientais hoje, não são assumidos pelos empreendedores ficando, assim, o prejuízo para a sociedade (GVces (2014)).

Através das estimativas de Valoração da Dependência do solo por parte das atividades produtivas classificadas dentro da poligonal do Parque Eólico da Serra, foi possível elaborar uma estimativa com valores totais de dependência do solo por tipo de produção, que é mostrado através da Tab. 9.

<b>Atividade</b>	<b>Valor da Dependência do solo (R\$)</b>
Produção de bovinos através do campo nativo	464.700,00
Produção de batatas	6.237.000,00
Produção de <i>Pinus ellioti</i> (menos de 10 anos)	9.402.400,00
Produção de <i>Pinus ellioti</i> (mais de 14 anos)	116.640.000,00
<b>Total</b>	<b>132.744.100,00</b>

**Tabela 9** – Valores totais da Dependência do solo por atividade dentro da poligonal

Fonte: Autor (2017)

Analisando a Tab. 9 conclui-se que o Valor da Dependência do solo para produção de bovinos, utilizando o campo nativo, é de aproximadamente R\$ 464.700,00. O Valor da Dependência do solo para lavoura de batatas foi estimado em R\$ 6.237.000,00. O Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* com idade inferior a dez anos foi estimado em R\$ 9.402.400,00. Enquanto isso, o Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* com idade superior a quatorze anos foi estimado em R\$ 116.640.000,00. Portanto, utilizando os valores estimados e com base no período em que foram coletados os dados, o Valor total da Dependência do solo para as produções existentes no interior da poligonal somaram aproximadamente R\$ 132.744.100,00.

Deve-se mencionar que as atividades produtivas descritas neste trabalho não

serão incompatíveis após o início das operações do parque eólico, mas sofrerão redução em suas áreas úteis. Provavelmente serão suspensas integralmente somente no período de implantação do empreendimento, principalmente devido ao risco de acidente, uma vez que, durante a fase de obras, existe a circulação de máquinas e transporte de equipamentos de grande porte, que segundo Simas (2012), dura em torno de 18 meses. Contudo, neste período são feitas a terraplenagem, confecção das fundações dos aerogeradores, estradas internas, construção da subestação e linhas de transmissão, entre outras, o que pode ocasionar a utilização de áreas onde hoje existam alguma atividade produtiva, sendo necessária à sua suspensão para que a implantação do empreendimento ocorra. Por este motivo o cálculo de dependência, nesta pesquisa, foi elaborado para toda a área onde hoje existem produções.

Ressalta-se ainda que os leilões para venda de energia proveniente da fonte eólica preveem, contratos de fornecimento de energia elétrica entre vinte e trinta anos, dependendo da modalidade de leilão, podendo ser renovados. Neste sentido, o proprietário deve verificar o custo de oportunidade, analisando a área perdida para a produção agrícola durante a fase de implantação e após, durante a fase de operação, e se existirá ou não compensação financeira durante a fase de obras. Após a análise, deverá comparar com o arrendamento proposto pelo empreendedor, a confecção e melhoria de estradas, segurança privada na área, cercamento, entre outros.

É importante salientar que após a conclusão da fase de implantação de um parque eólico as atividades agrícolas podem continuar ocorrendo. Após a implantação, a área ocupada pelos aerogeradores e demais instalações ocupam um espaço relativamente pequeno se comparado a usinas que utilizam outras fontes de energia. De um modo geral admite-se que a área ocupada por um parque eólico em operação é de 0,08 a 0,13 km<sup>2</sup>/MW (8-13 MW/km<sup>2</sup>) (RIBEIRO; PAULOS; SOARES, 2005).

Por fim, recomenda-se um amplo debate entre os envolvidos com o objetivo de buscar as soluções mais adequadas, e que atenda primeiramente ao bem estar social. Recomenda-se também a realização de estudos relacionados aos impactos nas contas públicas municipais, através da arrecadação de tributos, tanto na fase de implantação, mas principalmente na fase de operação do empreendimento, uma vez que tais impactos, quando positivos, revertem em benefícios para a sociedade. Durante a fase dos estudos de impactos ambientais, também seria interessante realizar a valoração destes impactos através dos métodos apresentados, assim teríamos uma dimensão completa dos custos envolvidos, geralmente não contabilizados, do capital natural como afirmado por Motta (1997) e GVces (2014).

## 5 | REFERÊNCIAS

BRASIL. Altera a Resolução nº 411, de 6 de maio de 2009, que dispõe sobre procedimentos para inspeção de indústrias consumidoras ou transformadoras de produtos e subprodutos florestais madeireiros de origem nativa, bem como os respectivos padrões de nomenclatura e coeficientes de

rendimento volumétricos, inclusive carvão vegetal e resíduos de serraria. **Resolução CONAMA 411**. Brasília, Disponível em: <[http://www.mma.gov.br/port/conama/processos/D7F20C87/RevConama411\\_versao\\_publicacao\\_4aRE\\_CTAJ\\_19out15\\_LIMPA.pdf](http://www.mma.gov.br/port/conama/processos/D7F20C87/RevConama411_versao_publicacao_4aRE_CTAJ_19out15_LIMPA.pdf)>. Acesso em: 14 out. 2017.

ELETROSUL, Agora. **Florianópolis: Giusti Comunicação Integrada**, v. 116, mar. 2009. Mensal. Ano XVIII. Disponível em: <<http://www.eletrosul.gov.br/files/files/sala-de-imprensa/Publicações/EletrosulAgora-nº116-março>>. Acesso em: 21 mar. 2017.

GOOGLE EARTH (Brasil). **Google Earth Pro**. 2017. Disponível em: <<https://www.google.com.br/earth/download/gep/agree.html>>. Acesso em: 29 abr. 2017.

GVces. **Diretrizes Empresariais para Valoração Econômica de Serviços Ecosistêmicos**. Centro de Estudos em Sustentabilidade da Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas. São Paulo: 2014. 88 p.

MAIA, Alexandre Gori; ROMEIRO, Ademar Ribeiro; REYDON, Bastiaan Philip. **Valoração de recursos ambientais: metodologias e recomendações**. 2004. Texto para Discussão. IE/UNICAMP, Campinas, n. 116, mar. 2004. Disponível em: <<https://www.eco.unicamp.br/docprod/downarq.php?id=1833&tp=a>>  
Acesso em: 24 set. 2017.

MOTTA, Ronaldo Seroa da. **Economia Ambiental**. Rio de Janeiro: Editora Fgv, 2006. 228 p. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=r73teENUHdcC&oi=fnd&pg=PA9&dq=economia+ambiental+USP&ots=3s7V02hvMT&sig=PE854QzKLITF3JI4Klnl7xwYwwY#v=onepage&q=economiaambientalUSP&f=false>>. Acesso em: 12 maio 2017.

MOTTA, Ronaldo Seroa da. **Manual para Valoração Econômica de Recursos Ambientais**. Rio de Janeiro: IPEA/MMA/PNUD/CNPq, 1997. 254 p. Disponível em: <[http://www.terrabrasil.org.br/ecotecadigital/pdf/manu\\_al-para-valoracao-economica-de-recursos-ambientais.pdf](http://www.terrabrasil.org.br/ecotecadigital/pdf/manu_al-para-valoracao-economica-de-recursos-ambientais.pdf)>. Acesso em: 29 out. 2017.

RENNER HERRMANN (Brasil). **MADEIRA PARA PROCESSOS INDUSTRIAIS**. 2017. Disponível em: <<http://www.flosul.com.br/pt/produto/madeira-para-processos-industriais#js-position-target>>. Acesso em: 14 out. 2017.

RIBEIRO, António; PAULOS, Daniel; SOARES, Helena. **Impacto Visual de Parques Eólicos**. 2005. 95 f. TCC (Graduação) - Curso de Licenciatura em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, 2005. Disponível em: <<https://paginas.fe.up.pt/~ee03005/PDFs/Viseo.pdf>>. Acesso em: 28 out. 2017.

UFRGS - UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL (Brasil). **Time de Resposta a Incidentes**. 2014. Disponível em: <<http://www.ufrgs.br/tri/sead/polos/imagens/polo-sao-francisco-de-paula-mapa/view>>. Acesso em: 01 de maio 2017.

## APLICAÇÃO DE UM DVR EM AEROGERADORES SCIG E DFIG PARA AUMENTO DE SUPORTABILIDADE FRENTE A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

**Edmar Ferreira Cota**

edmar.elt@gmail.com

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Departamento de Eletrônica e Biomédica

Belo Horizonte - Minas Gerais

**Renato Amorim Torres**

renatoamorimtorres@gmail.com

Universidade Federal de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Belo Horizonte - Minas Gerais

**Victor Flores Mendes**

victormendes@cpdee.ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Belo Horizonte - Minas Gerais

**RESUMO:** A energia eólica é a energia renovável que mais cresce em todo mundo e uma das mais aplicadas para geração de eletricidade. Dentre as tecnologias de aerogeradores empregadas, a tecnologia que utiliza geradores de indução com rotor em gaiola ou *squirrel cage induction generator* (SCIG) é a mais simples e com menor custo. Já a tecnologia com geradores de indução duplamente excitados ou *doubly-fed induction generator* (DFIG) é a mais difundida, devido à sua característica de poder funcionar a velocidade variável e ter conversores de menor potência

conectados ao rotor. Todavia os códigos de rede de vários países não permitem a desconexão imediata de um aerogerador perante faltas na rede elétrica, sendo que as tecnologias SCIG e DFIG apresentam certa fragilidade a essas faltas, uma vez que os estatores dos geradores são conectados diretamente ao ponto de conexão comum (PCC) da rede elétrica. Neste trabalho é realizado um estudo, baseado em simulações no *software* Matlab/Simulink, utilizando-se um restaurador dinâmico de tensão ou *dynamic voltage restorer* (DVR) para aumentar a robustez de aerogeradores SCIG e DFIG perante afundamentos de tensão na rede elétrica.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia Eólica, Suportabilidade de Aerogeradores a Afundamentos de Tensão, Restaurador Dinâmico de tensão (DVR).

**ABSTRACT:** Wind power is the fastest growing renewable energy worldwide and one of the most applied for electricity generation. Among the wind turbine technologies, the technology squirrel cage induction generator (SCIG) is the simplest and lowest cost. Since the technology doubly excited induction generator (DFIG) is the most widespread, due to its characteristic of being operated at variable speed and it has less power converters connected to the rotor. However, grid codes of several countries don't allow immediate disconnection of a wind turbine

during voltage sags in the electrical grid and the SCIG and DFIG are technologies that presents a certain fragility to these faults, since their stators are directly connected to the common connection point (PCC). This paper presents a simulation in Matlab/Simulink software using a dynamic voltage restorer (DVR) to increase the robustness of SCIG and DFIG wind turbines during voltage sags in the electric grid.

**KEYWORDS:** Wind power, Low Voltage Ride Through, Dynamic Voltage Restorer.

## 1 | INTRODUÇÃO

Dentre as energias renováveis, a que apresenta maior crescimento nas últimas décadas é a energia eólica, pois possui grande potencial energético, abundância de matéria prima, o vento, e menor preço em relação às outras fontes renováveis. O Brasil está entre os 5 países com maior número de novas instalações eólicas em 2014, apesar de ainda estar distante de países como China, EUA e Alemanha no que diz respeito a potência eólica total instalada (GWEC, 2015).

Quanto às tecnologias de aerogeradores existentes, as mesmas podem ser agrupadas nos aerogeradores a velocidade fixa e a velocidade variável. O primeiro grupo, utiliza um gerador SCIG conectado diretamente à rede elétrica, com apenas um *soft-starter* para uma partida mais suave. Como a velocidade do gerador é fixa, não se consegue a máxima eficiência da turbina para a faixa de velocidades de vento em que o aerogerador opera, sendo essa tecnologia simples e de baixo custo. Essas turbinas se encontram presentes principalmente em países europeus, que investem em energia eólica há mais tempo (YARAMASU *et al.*, 2015).

Já no grupo de aerogeradores a velocidade variável, uma das tecnologias mais usadas é a DFIG, pois como os conversores são conectados ao rotor, os mesmos possuem menor potência (em geral em torno de 30% da potência nominal do gerador), o que diminui seus custos em relação às tecnologias que empregam conversores plenos no estator. Os aerogeradores desse grupo apresentam um custo maior que os de velocidade fixa, porém maximizam o rendimento da turbina eólica (IBRAHIM *et al.*, 2011). A Fig.1 representa os aerogeradores com as tecnologias SCIG e DFIG conectados à rede elétrica.

Contudo em ambas as tecnologias, o estator do gerador é conectado diretamente ao PCC, o que faz com que as mesmas sejam mais sensíveis a afundamentos de tensão na rede elétrica. Durante tais distúrbios, o gerador SCIG apresenta uma oscilação no torque eletromagnético, que pode levar o aerogerador a ter danos mecânicos (PAPATHANASSIOU; PAPADOPOULOS, 2001). Já para o DFIG, além de possuir o mesmo problema, tem o agravante de altas tensões e correntes poderem ser induzidas no rotor do gerador, elevando a tensão do barramento c.c. e podendo provocar danos permanentes aos conversores (IBRAHIM *et al.*, 2011).

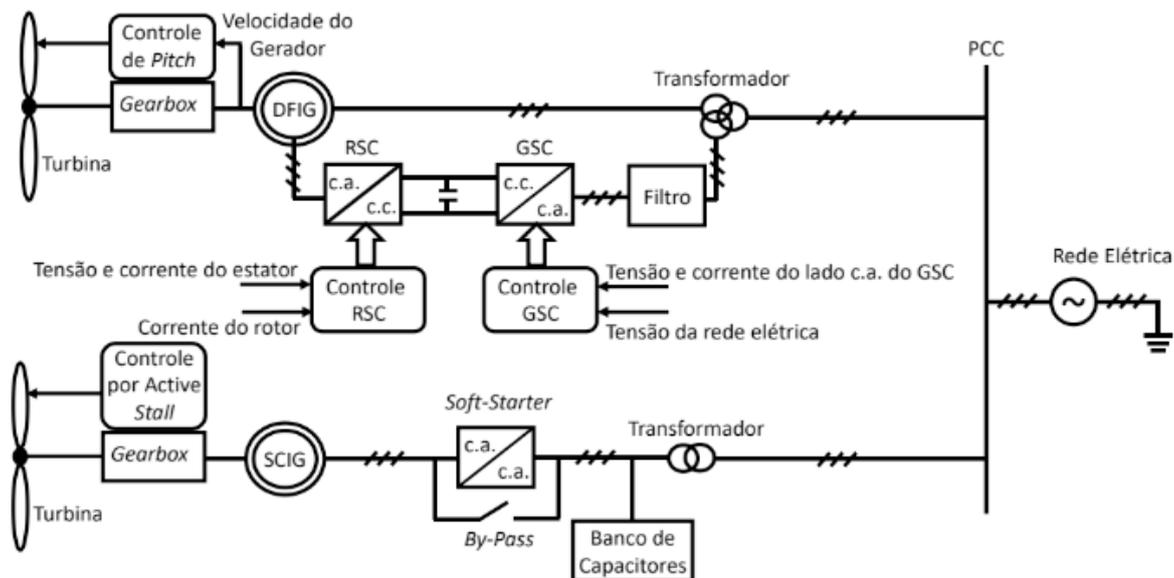


Figura 1 – Aerogeradores com Tecnologia DFIG e SCIG.

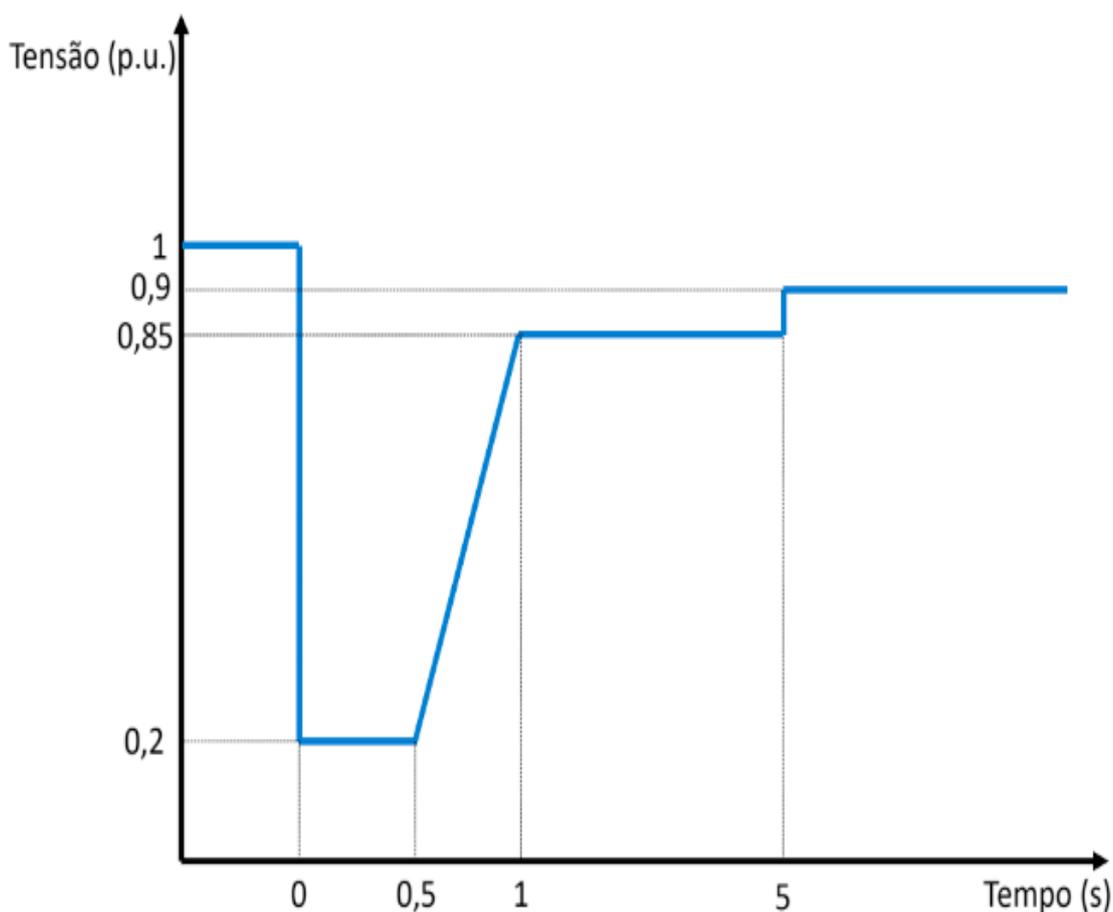


Figura 2 – Curva de suportabilidade de aerogeradores a afundamentos de tensão (ONS, 2009).

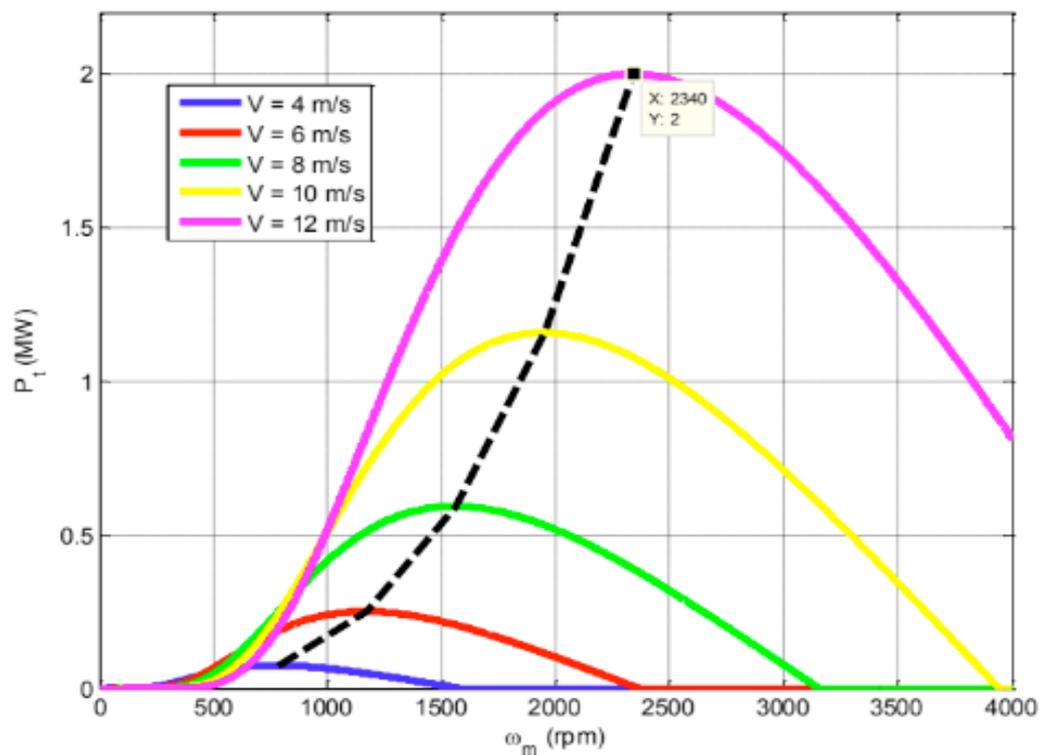
Nos códigos de rede atuais, se faz necessário que o aerogerador continue conectado à rede mesmo durante um afundamento de tensão. A Fig. 2 mostra a curva de suportabilidade de aerogeradores para o código brasileiro. Como se nota, apenas para afundamentos de tensão abaixo de 0,2 p.u., o aerogerador pode-se desconectar

imediatamente, enquanto que para tensões acima de 0,9 p.u., o a aerogerador não pode se desconectar.

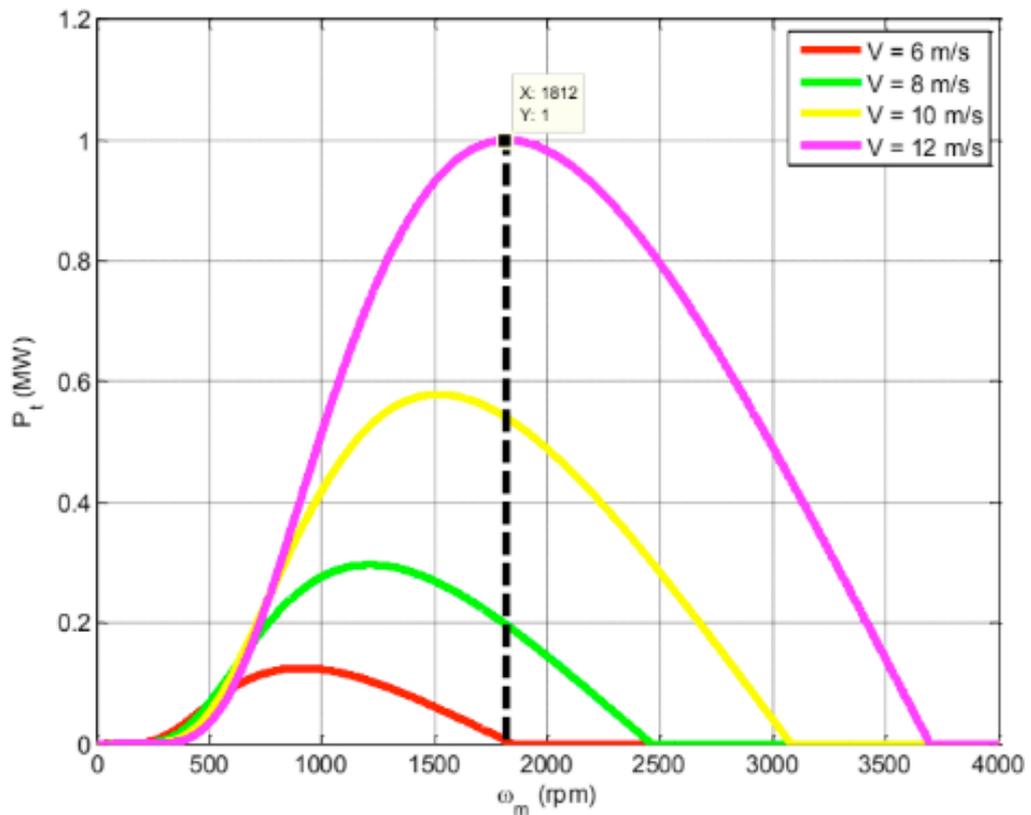
Assim neste trabalho pretende-se, com o auxílio do DVR, restaurar a tensão nos terminais dos aerogeradores DFIG e SCIG, perante afundamentos equilibrados e desequilibrados. Com isso, aumenta-se a suportabilidade de tais tecnologias de aerogeradores durante as faltas, para que as mesmas estejam dentro das normas estabelecidas pela ONS. Os resultados serão obtidos por meio de simulações no *software* Matlab/Simulink.

## 2 | AEROGERADORES COM TECNOLOGIA SCIG E DFIG

Para a simulação dos aerogeradores SCIG e DFIG, deve-se primeiro modelar a turbina eólica como (AKHMATOV, 2003). Assim para cada velocidade do vento, existe uma velocidade angular da turbina (e conseqüentemente um valor para velocidade angular do gerador, ) que permite uma máxima extração de potência do vento pela turbina .



(a)



(b)

**Figura 3** – Potência da turbina pela velocidade angular do gerador em várias velocidades de vento para (a)DFIG e (b)SCIG.

A Fig. 3 mostra para um aerogerador DFIG e outro SCIG, as curvas de potência da turbina pela velocidade do gerador, para diversas velocidades do vento, desde a *cut-in* (4m/s para o DFIG e 6m/s para o SCIG) até a nominal (12m/s). Como se observa no aerogerador com a tecnologia DFIG, o mesmo sempre extrai a maior potência do vento, pois permite variação na velocidade do gerador. Já para a tecnologia SCIG, apenas na velocidade de vento nominal o aerogerador apresenta o máximo rendimento. Essas turbinas são as mesmas utilizadas nesse trabalho.

O próximo passo para a implementação dos aerogeradores é modelar os geradores. O SCIG possui uma máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo, enquanto que o DFIG tem uma máquina de indução com rotor bobinado. Ambos modelos das máquinas são idênticos, a não ser pela tensão do rotor ser nula para o SCIG. Como pode ser obtido em (NOVOTNY; LIPO, 1996), as equações do modelo de uma máquina de indução em coordenadas girantes ( $dq0$ ) são dadas por:

$$\begin{aligned}
 \vec{v}_{dq0s} &= R_s \vec{i}_{dq0s} + \frac{d\vec{\psi}_{dq0s}}{dt} + j\omega_s \vec{\psi}_{dq0s} & \vec{\psi}_{dq0s} &= L_{ls} \vec{i}_{dq0s} + L_m (\vec{i}_{dqs} + \vec{i}_{dqr}) \\
 \vec{v}_{dq0r} &= R_r \vec{i}_{dq0r} + \frac{d\vec{\psi}_{dq0r}}{dt} + j(\omega_s - \omega_e) \vec{\psi}_{dq0r} & \vec{\psi}_{dq0r} &= L_{lr} \vec{i}_{dq0r} + L_m (\vec{i}_{dqr} + \vec{i}_{dqs}) \\
 T_e &= \frac{3P}{2} L_m (i_{qs} i_{dr} - i_{ds} i_{qr}) & \frac{2J}{P} \frac{d\omega_e}{dt} &= T_e - T_m
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

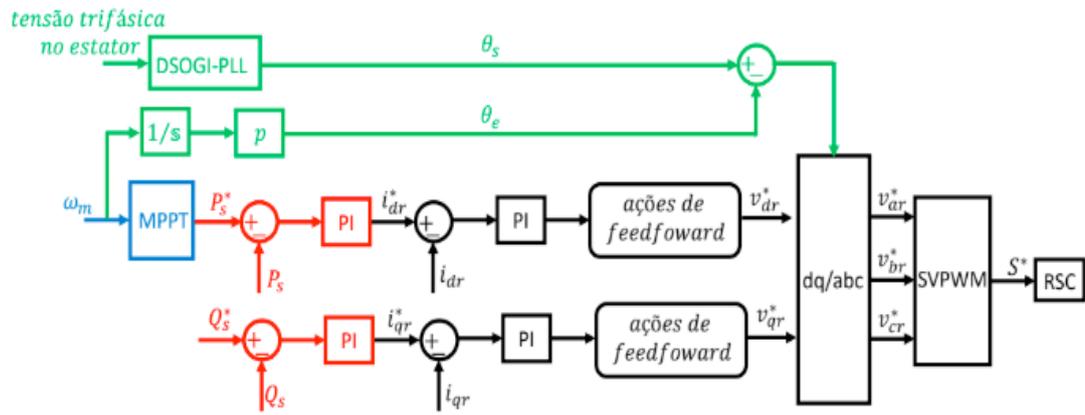
Nas equações acima todos subscritos  $dq0$  se referem às coordenadas de eixo direto, de quadratura e de sequência zero respectivamente. Já  $s$  e  $r$  correspondem a estator e rotor. Os termos  $v$ ,  $i$  e  $\psi$  significam tensão, corrente e enlace de fluxo respectivamente. Já  $R_s$  e  $R_r$  são as resistências dos enrolamentos do estator e rotor, enquanto que  $L_{ls}$ ,  $L_{lr}$  e  $L_m$  são as indutâncias de dispersão do estator, de dispersão do rotor e de magnetização. Por fim,  $\omega_s$  é a frequência das variáveis do estator (no caso igual a da rede),  $\omega_e$  é a velocidade elétrica de giro da máquina,  $T_e$  é o torque eletromagnético,  $T_m$  o torque de carga (no aerogerador será o da turbina),  $P$  é o número de par de polos e  $J$  é o momento de inércia do gerador.

Deve-se atentar que as variáveis do rotor são referidas ao estator e o torque eletromagnético pode ser obtido de várias formas. Outra observação é que na coordenada de sequência zero não há acoplamento entre as variáveis do rotor e estator. Além disso, no caso de distúrbio na rede elétrica, existe uma dinâmica da máquina para componentes de sequência positiva e negativa (existe também para sequência zero, caso os enrolamentos do estator sejam aterrados).

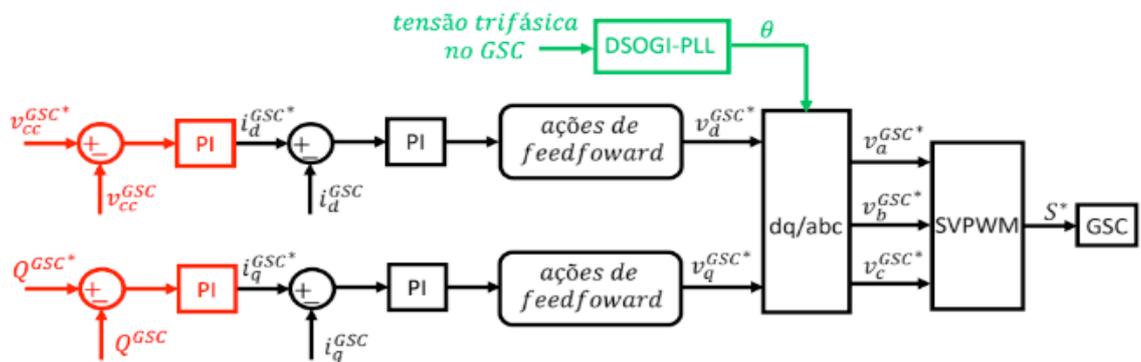
A tecnologia SCIG não possui um controle sobre a velocidade do gerador. Logo em regime de operação normal, o mesmo gira praticamente com velocidade fixa, tendo um escorregamento máximo entre 1 e 2%. Ainda para compensar os reativos do gerador, é necessário instalar um banco de capacitores, sendo que esse banco pode ser chaveado segundo a potência reativa do gerador (PAPATHANASSIOU; PAPADOPOULOS, 2001). Já tecnologia DFIG possui conversores na configuração *back-to-back* conectados ao rotor do gerador, como já mostrado na Fig. 1. Neste trabalho o conversor conectado do lado do rotor da máquina é denominado de RSC (*rotor side converter*), enquanto que o conversor conectado à rede elétrica é denominado de GSC (*grid side converter*).

O RSC é responsável por controlar a potência ativa e reativa que flui pelo estator da máquina. Para isso, o mesmo possui internamente às malhas de potência ativa ( $P_s$ ) e reativa ( $Q_s$ ) do estator, malhas que controlam a corrente do rotor em referencial girante ( $i_{dr}$  e  $i_{qr}$ ). Deve-se ainda ressaltar, que externamente à malha de potência ativa, há um seguidor de máxima potência ou *maximum power point tracking* (MPPT) que tem o objetivo de fazer com que o aerogerador extraia para qualquer velocidade do vento, entre a nominal e a de *cut-in* a maior potência possível. Para isso, utiliza-se da velocidade mecânica do gerador ( $\omega_m$ ). A Fig. 4(a) representa o controle do conversor RSC.

Já o GSC possui malhas internas que controlam as correntes do lado c.a. do conversor ( $i_d^{GSC}$  e  $i_q^{GSC}$ ). Essas malhas são utilizadas para controlar, através de malhas externas, a potência reativa no conversor ( $Q^{GSC}$ ) e a tensão no barramento c.c. ( $v_{cc}^{GSC}$ ). Além disso, projetou-se um filtro LCL no lado c.a. do GSC para filtrar os harmônicos de corrente oriundos do conversor, segundo (LISERRE; BLAABJERG; HANSEN, 2001). O controle do conversor GSC está na Fig. 4(b).



(a)



(b)

Figura 4 – Controle (a) RSC e (b) GSC.

A estratégia de chaveamento utilizada foi o SVPWM (*space vector pulse width modulation*), que permite maior aproveitamento da tensão do barramento c.c. (HAVA; KERKMAN; LIPO, 1999). Além disso, como as malhas de controle são em coordenadas girantes ( $dq0$ ), foi feito uso da DSOGI-PLL (*double second order generalized integrator phase locked loop*), que é uma PLL que apresenta maior robustez às faltas na rede (RODRIGUEZ et al., 2006). Maiores detalhes sobre o controle clássico do DFIG podem ser vistos em (MENDES et al., 2015).

### 3 | DVR

Com o estator conectado diretamente ao PCC, os aerogeradores SCIG e DFIG são bastante sensíveis aos afundamentos de tensão na rede, podendo ocasionar danos permanentes na ausência de proteções. Para o DFIG, em que se há a preocupação adicional durante tais distúrbios com o conversor do rotor, o mesmo pode ter algumas proteções específicas, como um dispositivo *crowbar*.

Esse dispositivo é conectado ao rotor do DFIG durante os afundamentos de tensão, a fim de limitar as sobretensões e sobrecorrentes no rotor. Contudo o mesmo não consegue eliminar as oscilações de torque e faz o gerador drenar grande

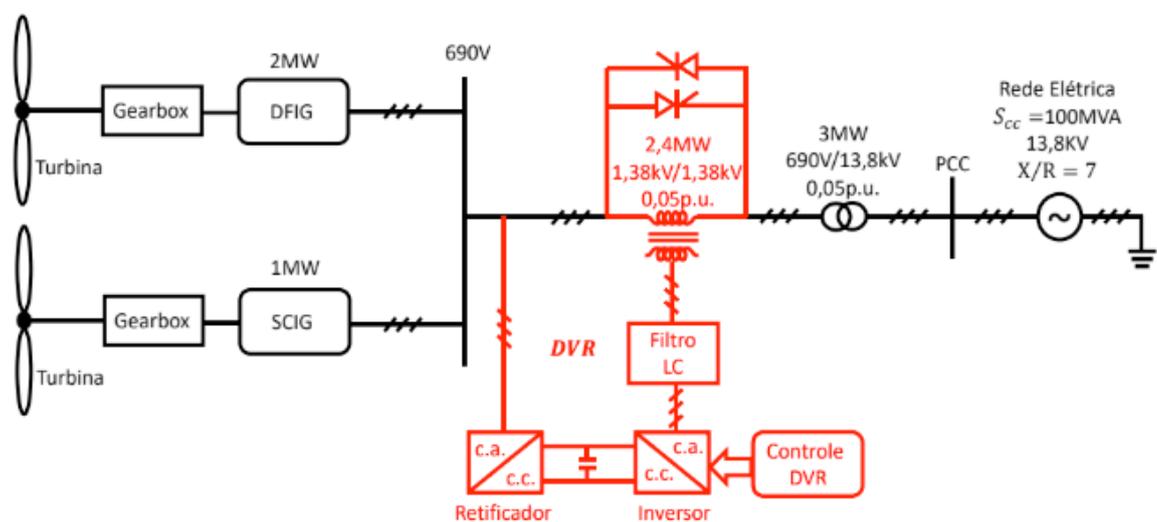
quantidade de energia reativa durante a falta, o que é uma não conformidade com vários códigos de rede (WESSELS; GEBHARDT; FUCHS, 2011).

Outro dispositivo que também é utilizado para proteção do DFIG e também do SCIG é o STATCOM, que consegue restaurar a tensão nominal no PCC através do fluxo de potência reativa, fazendo com que o gerador sinta um menor impacto durante um afundamento de tensão. Contudo o mesmo deve ter uma potência bastante elevada para restaurar a tensão, o que eleva seu custo e o limita a ser aplicado a apenas um aerogerador para potências mais elevadas (WESSELS; GEBHARDT; FUCHS, 2011).

Esses problemas podem ser contornados com o uso de um DVR, pois o mesmo restaura a tensão para os aerogeradores, diminuindo as oscilações de torque e o aumento das correntes. Além disso, tendo que o DVR opere apenas durante o afundamento de tensão, que em geral é durante um curto período de tempo, o mesmo pode ter uma potência mais reduzida e ser aplicado a mais de um aerogerador (IBRAHIM *et al.*, 2011).

A Fig. 5(a) mostra o esquemático do DVR implementado, protegendo os aerogeradores. Como se nota, o DVR possui um retificador a diodos para carregar o barramento c.c. e um inversor para controlar as tensões a serem induzidas na linha. Na saída do inversor há um filtro passa-baixa para filtrar os harmônicos de corrente do conversor. Os tiristores em paralelo com o transformador do DVR, fazem o *by-pass* do mesmo na ausência de afundamentos de tensão na rede. Além disso, a tensão no transformador é o dobro da tensão dos aerogeradores para evitar a saturação.

A malha de controle do inversor do DVR está no diagrama da Fig. 5(b), em que as variáveis se encontram no referencial girante, com malhas internas que controlam a corrente do lado c.a. do inversor e malhas externas que controlam a tensão induzida pelo DVR na linha. Novamente se fez uso da DSOGI-PLL e da técnica de chaveamento SVPWM. Detalhes sobre o controle do DVR podem ser encontrados em (IBRAHIM *et al.*, 2011; WESSELS; GEBHARDT; FUCHS, 2011).



(a)

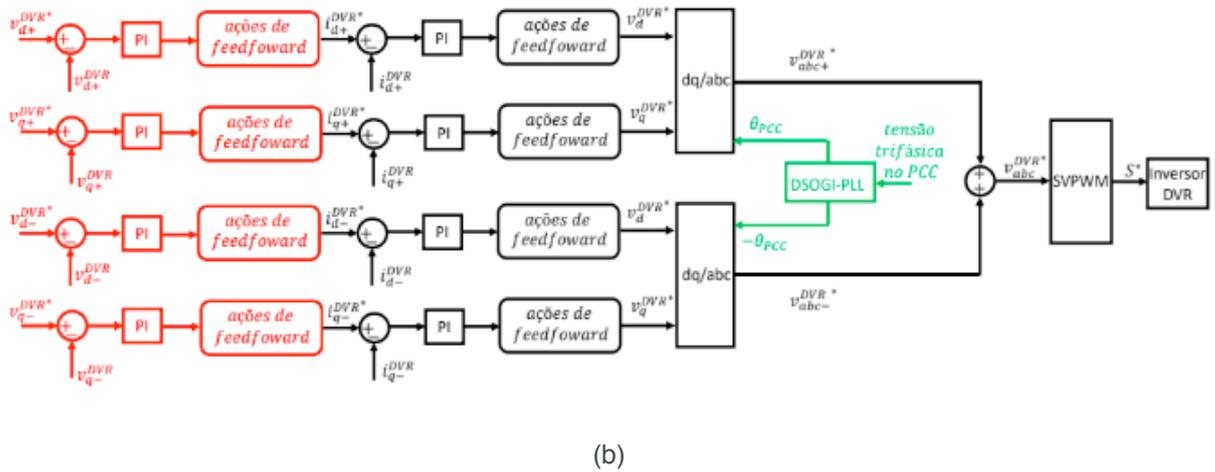


Figura 5 – (a) DVR aplicado ao SCIG e ao DFIG e (b) Malha de controle do DVR.

Como o afundamento na rede elétrica pode ser desequilibrado, é necessário implementar também uma malha de controle para as componentes de sequência negativa. Técnicas para desacoplar as componentes de sequência negativa das componentes de sequência positiva podem ser encontradas em (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

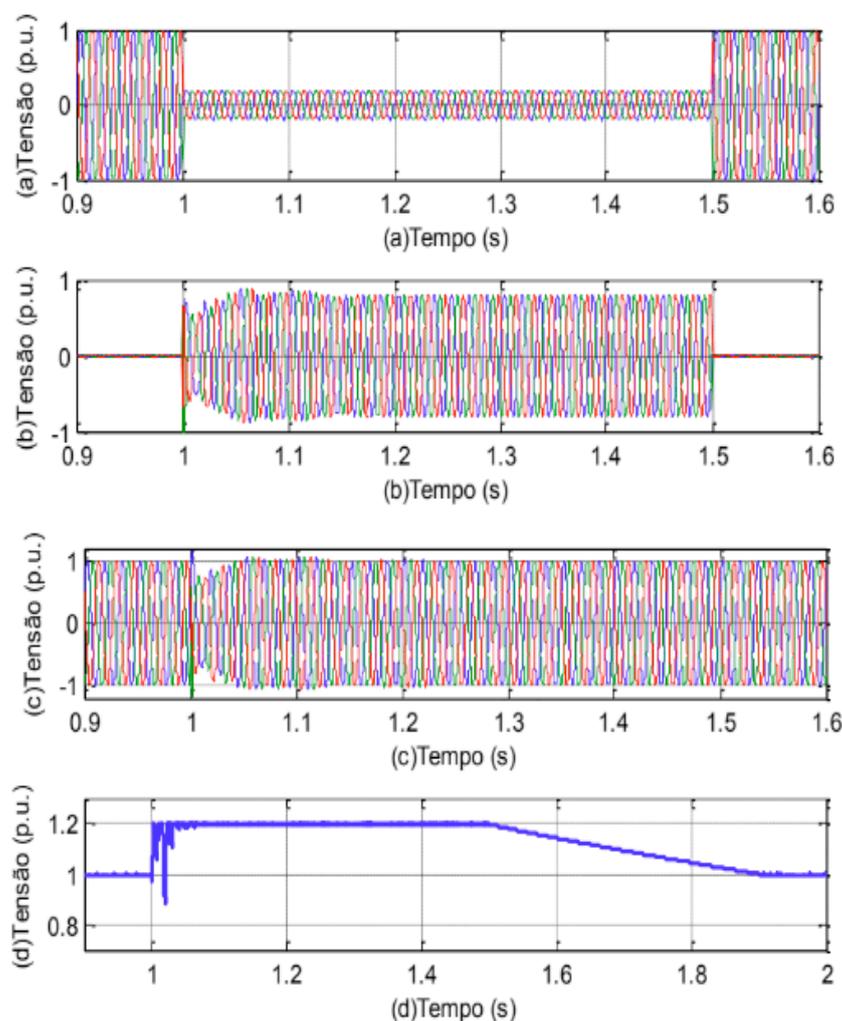
## 4 | RESULTADOS

Como já dito anteriormente a tecnologia DFIG é a mais aplicada em turbinas eólicas e em muitos países há aerogeradores SCIG. Logo não é estranho que parques eólicos com aerogeradores DFIG e SCIG estejam próximos. Assim nesse trabalho dois aerogeradores, cada um de uma tecnologia, estarão conectados à rede elétrica como demonstrado na Fig. 5(a). Em ambos será estudado o comportamento para um afundamento com tensão residual de 0,2 p.u. no PCC durante 0,5 segundos, com e sem a proteção do DVR. A velocidade de vento será a nominal, com os geradores gerando a máxima potência.

### 4.1 Afundamento Trifásico

Em primeiro momento será simulado um afundamento trifásico equilibrado no PCC entre os intervalos de 1 a 1,5 segundos. A Fig. 6 mostra as tensões de fase da rede, imposta pelo DVR e nos aerogeradores. Nota-se que a tensão nos aerogeradores é restaurada ao seu valor nominal com a atuação do restaurador dinâmico de tensão. Ainda na Fig. 6 é mostrada a tensão no barramento c.c. do DVR. Durante a falta essa tensão eleva-se, devido a energia consumida pelo dispositivo dos aerogeradores. Logo é necessário a instalação do *chopper* nesse barramento a fim de limitar a tensão, como demonstrado.

Na Fig. 7 é representada a corrente do estator, o torque eletromagnético, a potência ativa e reativa para o aerogerador SCIG sem e com o DVR. Como se observa, sem o restaurador, a corrente apresenta valores bem maiores no início e principalmente no final do afundamento. Isso se deve ao fato de que nesses instantes, há uma componente natural (transitório) e forçada (permanente), sendo que a componente forçada é maior quanto mais elevada à tensão do gerador (MORREN; HAAN, 2007). Para o caso com proteção, percebe-se um transitório mais evidente somente no início da falta. A justificativa para tal é que o DVR demanda um tempo para restaurar a tensão do gerador como está na Fig. 6c.

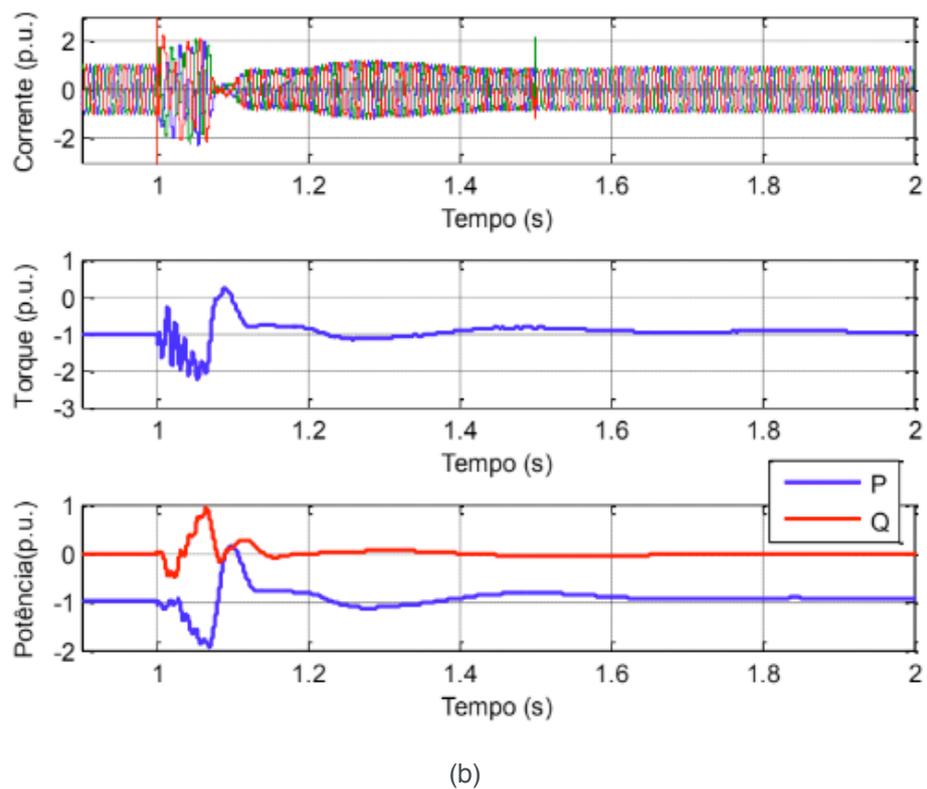
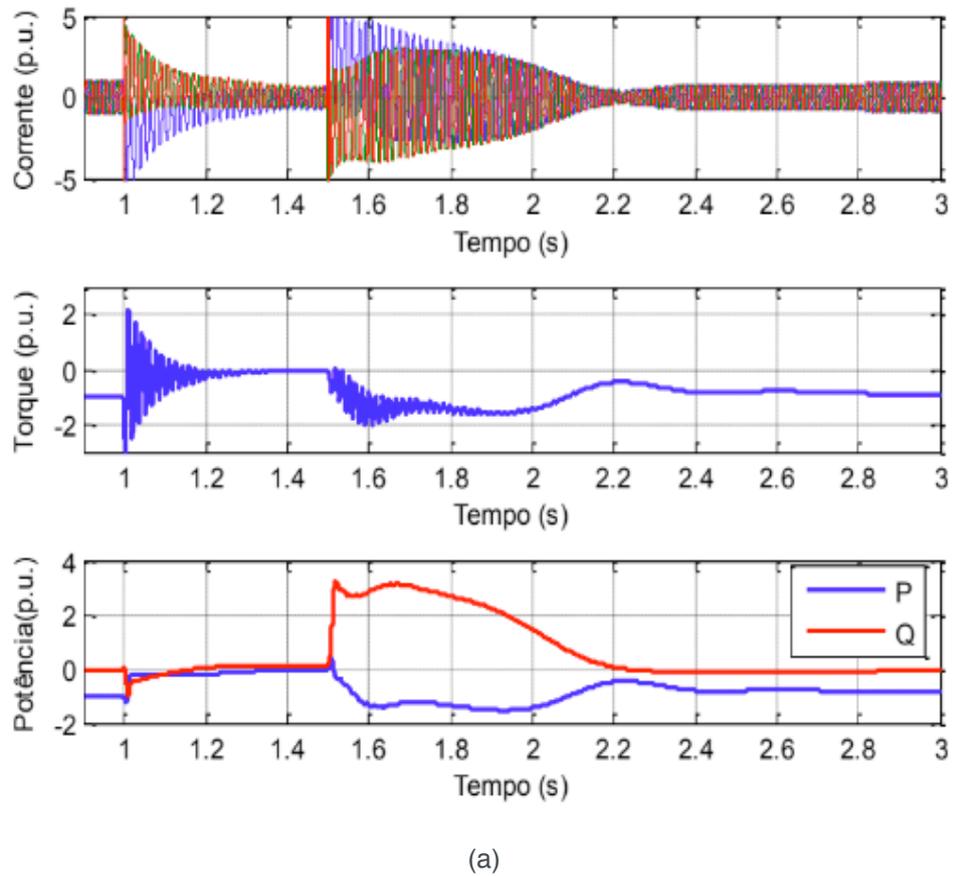


**Figura 6** – Tensão (a) de fase da rede (b) do DVR (c) de fase nos aerogeradores e (d) no barramento c.c. do DVR.

Quanto ao torque eletromagnético, o mesmo diminui com o SCIG sem proteção, o que faz com que o aerogerador acelere. Essa aceleração depende do momento de inércia da turbina e tende a ser menor para aerogeradores de grande porte. Além disso, as oscilações de conjugado são maiores para o caso sem o DVR, elevando as chances de danos mecânicos.

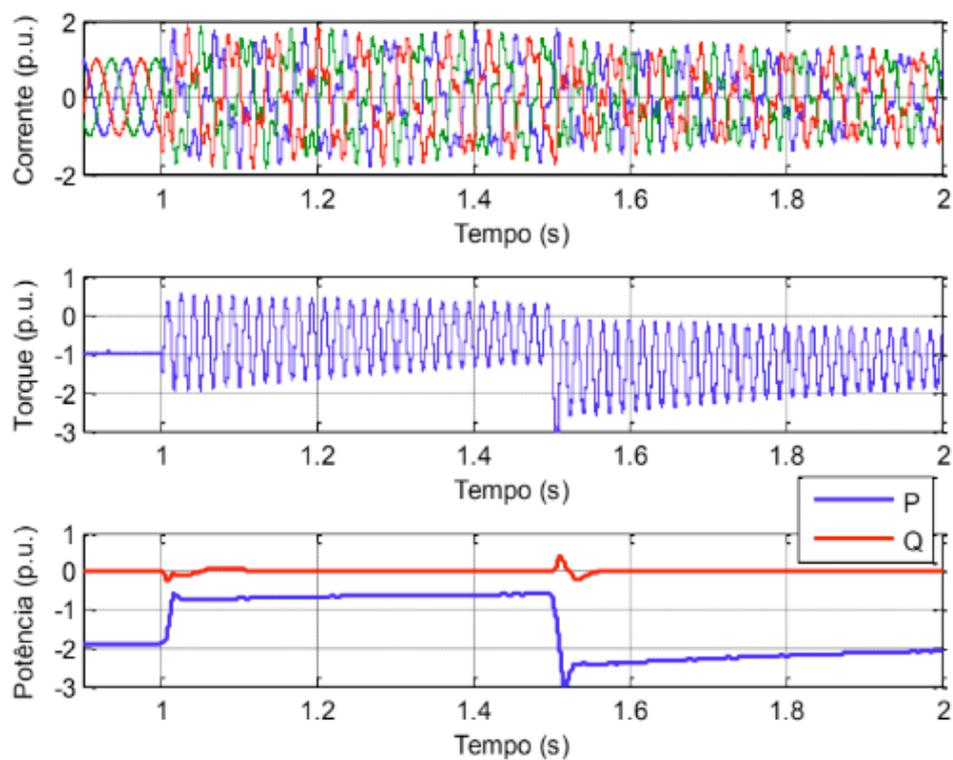
Já a potência ativa decai em módulo durante o afundamento para o SCIG sem DVR. Isso é a causa da diminuição do torque eletromagnético e aceleração

do gerador, que converte uma parcela da potência absorvida pela turbina do vento, em energia cinética. Com a proteção, a aerogerador consegue continuar gerando aproximadamente a mesma potência ativa, com exceção dos instantes após o início da falta, uma vez que sua tensão é restaurada.

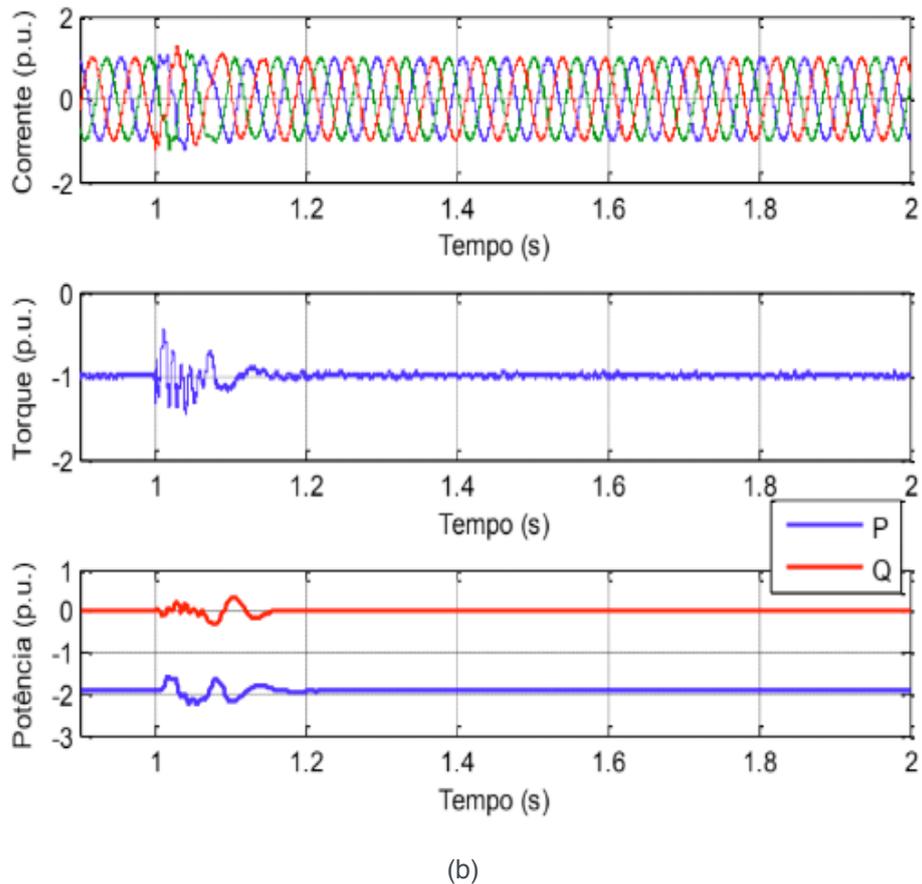


**Figura 7** – Afundamento trifásico para o SCIG (a) sem DVR e (b) com DVR.

A última variável analisada para o SCIG é a potência reativa. Sem o DVR, no início do afundamento a máquina diminui sua magnetização, fazendo com que o aerogerador tenha um fluxo de potência reativa capacitivo. Contudo o banco de capacitores para correção de fator de potência diminui sua energia armazenada com a queda de tensão, e antes do fim da falta o SCIG tem um fluxo de potência reativa indutivo. Com a tensão no PCC restaurada, a máquina aumenta sua magnetização (o que pode levá-la à saturação), tornando o fator de potência mais indutivo e tendo um pico de potência reativa de mais de 3p.u. Todavia, à medida que o tempo passa, a potência reativa tende a zero, pois o banco de capacitores volta a elevar sua tensão. Com o DVR, a potência reativa do SCIG apenas oscila inicialmente, devido ao transitório da corrente, tendendo a um valor nulo antes do fim da falta.



(a)



**Figura 8** – Afundamento trifásico para o DFIG (a) sem DVR e (b) com DVR.

Os resultados para o DFIG estão apresentados na Fig. 8. Os gráficos de corrente, dizem respeito às correntes do rotor e como se observa se tornam deformadas sem o DVR, que se deve a componente natural do enlace de fluxo do estator (MORREN; HAAN, 2007). Além disso, essas correntes praticamente dobram de amplitude no intervalo da falta e demoram a estabilizar após a mesma, o que pode causar danos aos conversores.

Para o torque eletromagnético, o mesmo é bastante oscilante sem o restaurador, novamente devido a componente natural do enlace de fluxo do estator, que distorce correntes do estator e rotor. Além disso, o seu valor médio diminui durante o afundamento, devido à queda da potência ativa entregue à rede, ocorrendo o inverso após a falta. Na presença do dispositivo de proteção, o torque do DFIG oscila apenas no início do afundamento, devido ao transitório da tensão restaurada, o que também causa um pequeno transitório na potência ativa.

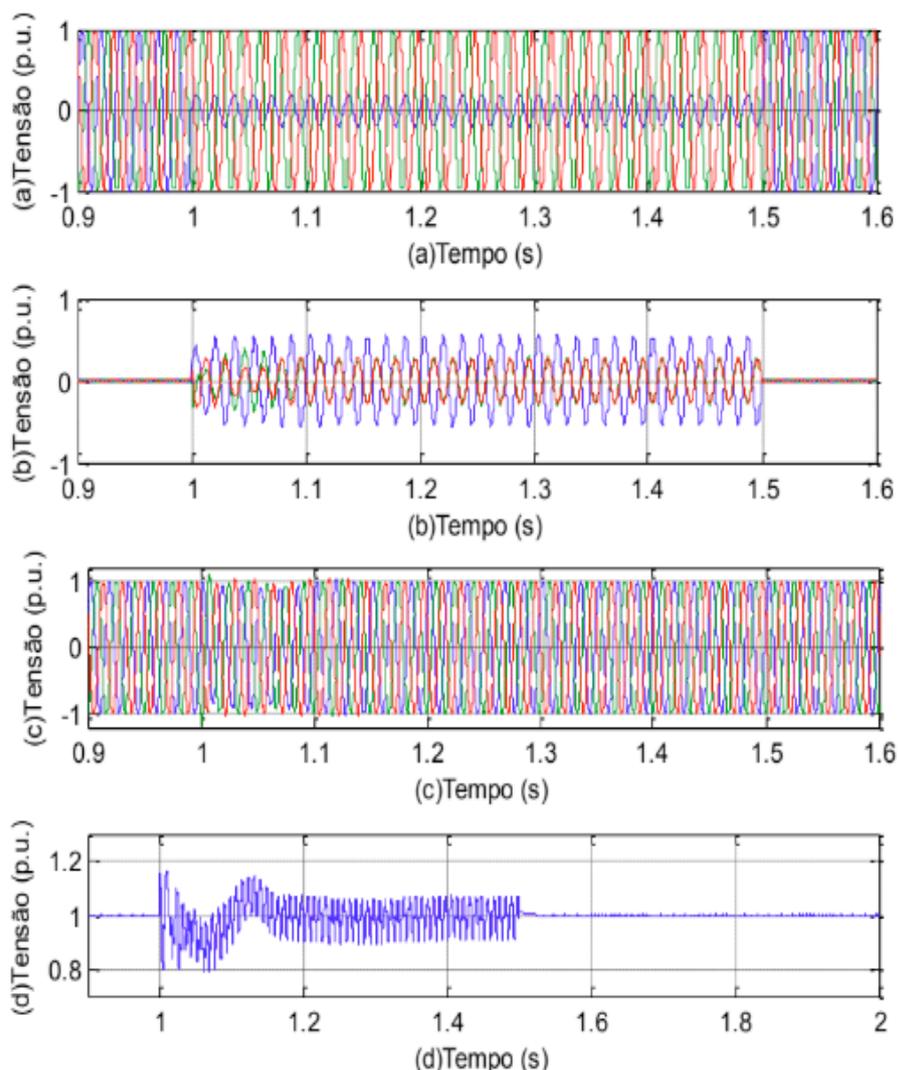
Já a potência reativa do DFIG não há grandes variações tanto com e sem o DVR, diferentemente do ocorrido com o SCIG. Isso se deve principalmente pelo fato dos conversores do DFIG controlarem a potência reativa, o que não ocorre no SCIG.

#### 4.2 Afundamento Monofásico

O afundamento mais comum a que os aerogeradores estão sujeitos é o

monofásico. Assim sendo, neste item será analisado esse afundamento no intervalo de 1 a 1,5 segundos, com uma tensão residual de 0,2 p.u. A Fig. 9 mostra as tensões de fase no PCC, as tensões impostas pelo DVR e as tensões de linha nos aerogeradores. Novamente se nota que a tensão nas turbinas eólicas é restaurada para o valor nominal durante a falta. Uma observação é que foi analisada a tensão de linha para os geradores, devido ao fato que um afundamento desequilibrado gera tensões de fase de sequência zero e a mesma não é compensada pelo DVR. Contudo esse fato não é um problema, uma vez que os geradores não são aterrados e não há circulação de correntes de sequência zero.

Ainda na Fig. 9 é representada a tensão no barramento c.c. do DVR. Como se observa a mesma não aumenta demasiadamente como no caso anterior, uma vez que a potência absorvida pelo dispositivo é bem menor. Contudo o mesmo apresenta oscilações devido ao desequilíbrio das tensões na rede, tendo em vista que esse barramento não é controlado.



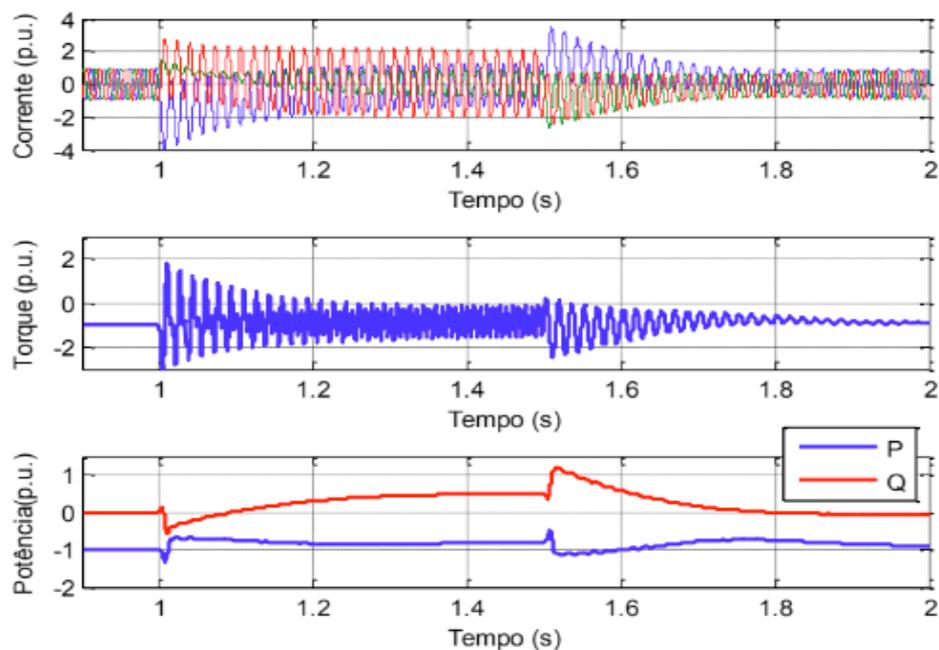
**Figura 9** – Tensão(a) de fase na rede (b) do DVR (c) de linha nos aerogeradores e (d) no barramento c.c. do DVR.

A Fig. 10 apresenta os resultados durante a falta para o SCIG, com e sem

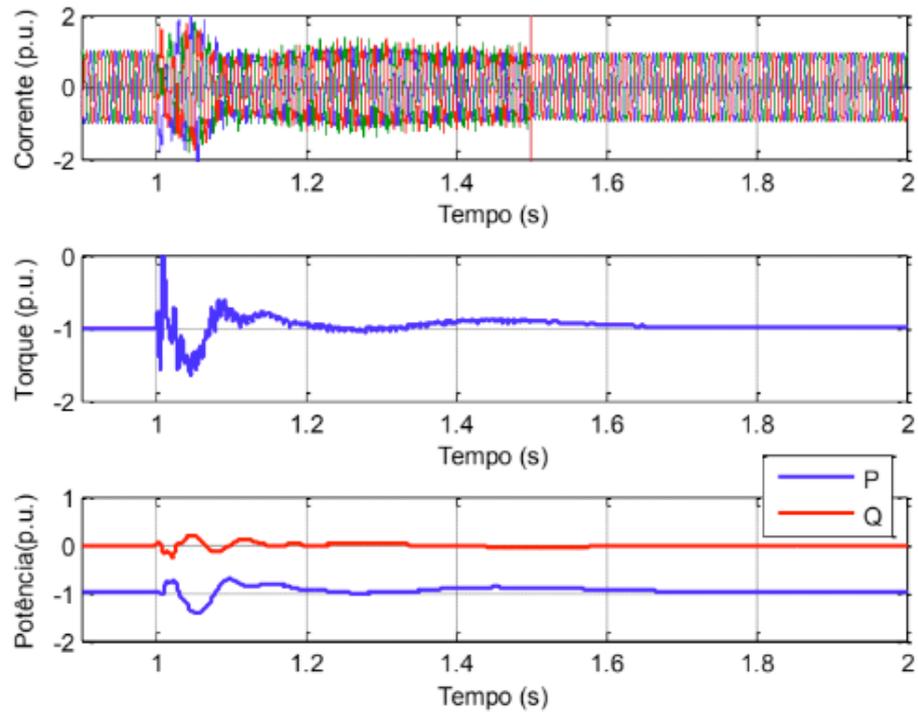
proteção. Como se percebe, sem o restaurador, a corrente do estator torna-se desequilibrada com picos elevados no início e fim do afundamento. Já com o DVR, a corrente apresenta um transitório inicial e depois tende a se tornar mais equilibrada, apesar de apresentar distorções até o fim da falta.

Para o torque eletromagnético, as oscilações são mais severas para o SCIG sem proteção, tanto durante quanto após o afundamento. Isso se deve ao fato de que em um afundamento desequilibrado, as correntes e enlaces de fluxo da máquina também tendem a se tornar desequilibrados, gerando variações bruscas no conjugado.

avaliando as potências ativa e reativa, tem-se que para o caso com o restaurador, que as variações são mais brandas, sendo mais nítidas no início da falta, devido os transitórios da corrente. Já sem o dispositivo de proteção, as alterações de potências são mais elevadas, com a potência ativa reduzindo durante o afundamento, enquanto a potência reativa se torna indutiva durante quase todo intervalo após início da falta. As justificativas para tais comportamentos são a mesmas das já descritas para o afundamento trifásico e são mais brandas devido ao menor número de fases que diminuem as tensões.



(a)



(b)

**Figura 10** – Afundamento monofásico para o SCIG (a) sem DVR e (b) com DVR.

Por fim a Fig. 11 mostra os resultados para o DFIG. Como no caso trifásico, as correntes do rotor e o torque eletromagnético são mais oscilatórios e atingem grandes amplitudes sem o DVR, sendo que com o dispositivo de proteção essas variáveis quase que não se modificam com o afundamento. Já para as potências ativa e reativa, não se vê grandes diferenças, a não ser pelas variações ao final do afundamento que ocorrem para a situação sem DVR.

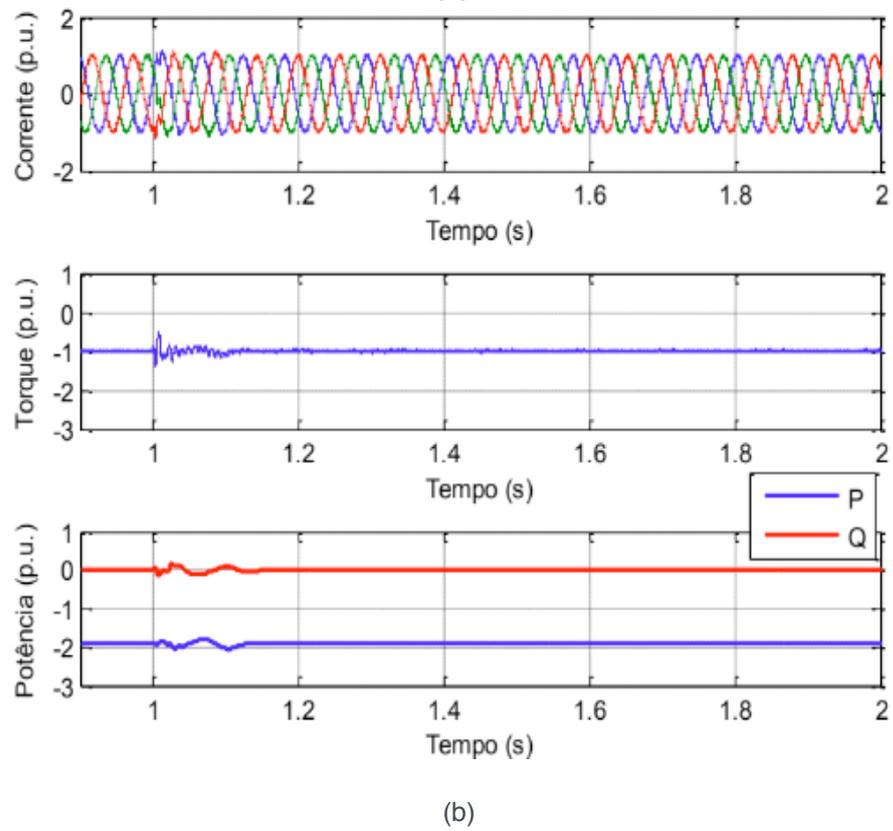
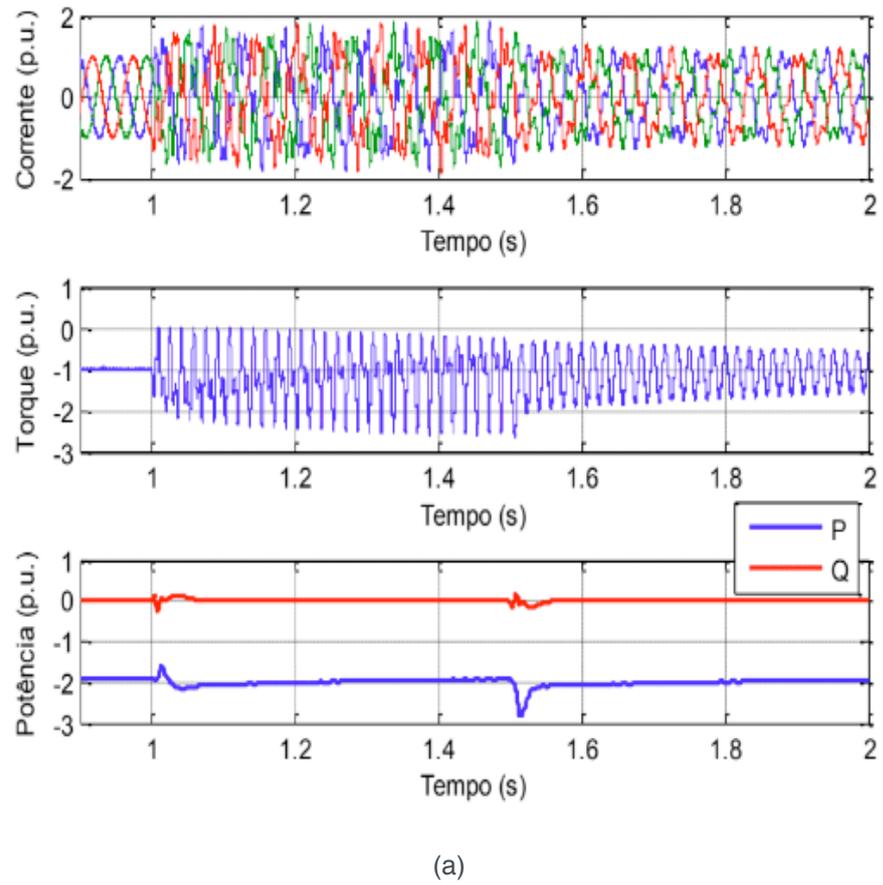


Figura 11 – Afundamento monofásico para o DFIG (a) com DVR e (b) sem DVR.

## 5 | CONCLUSÃO

Neste trabalho foram discutidos os problemas que aerogeradores SCIG e DFIG possuem com afundamentos de tensão na rede elétrica, além das condições impostas pelo código de rede brasileiro para que os mesmos possam operar durante tais distúrbios. Também foram apresentadas as principais características dessas tecnologias de aerogeradores e suas modelagens.

Resultados de simulação com e sem DVR, mostram como a suportabilidade perante afundamentos de tensão dos aerogeradores SCIG e DFIG melhoram com o acréscimo do restaurador. Com o dispositivo de proteção, as oscilações de torque eletromagnético dos geradores diminuem consideravelmente, podendo evitar danos mecânicos. Além disso, as potências ativa e reativa conseguem manter-se em torno dos valores anteriores a falta. Por fim, as correntes de rotor para o DFIG e estator para o SCIG, apresentam menores distorções e acréscimos em amplitude, protegendo os enrolamentos dos geradores e seus conversores.

## 6 | REFERÊNCIAS

AKHMATOV, V. **Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power**, Technical University of Denmark (Tese de PhD), Abril 2003.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL - GWEC. **Global Wind Statistics 2014**, 2015.

HAVA, A. M.; KERKMAN, R. J.; LIPO, T. A. **Simple Analytical and Graphical Methods for Carrier-Based PWM-VSI Drives**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. Vol. 14, n. N° 1, p. 49 - 61, Janeiro 1999.

IBRAHIM, A. O. et al. **A Fault Ride-Through Technique of DFIG Wind Turbine Systems Using Dynamic Voltage Restorers**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. Vol. 26, n. N° 3, p. 871 - 882, Março 2011.

LISERRE, M.; BLAABJERG, L.; HANSEN, S. **Design and control of an LCL-filter Based Three-Phase Active Rectifier**, v. Vol: 41, n. N°: 5, p. 1281-1291, 2001.

MENDES, V. F. et al. **Doubly-fed Induction Generator Ride-Through Fault Capability Using Resonant Controllers for Asymmetrical Voltage Sags**. The Institution of Engineering and Technology Renewable Power Generation 2015, v. 4, Abril 2015.

MORREN, J.; HAAN, S. W. H. D. **Short-Circuit Current of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator**. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007. 174 - 180, Vol.22, No: 1.

NOVOTNY, D. W.; LIPO, T. A. **Vector Control and Dynamics of AC Drives**. 1ª. ed. [S.I.]: Oxford University Press, 1996.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Submódulo 3.6 - Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão à Rede Básica**, 2009.

PAPATHANASSIOU, S. A.; PAPADOPOULOS, M. P. **Mechanical Stresses in Fixed-Speed Wind Turbines Due to Network Disturbances**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 16, n. 4, p. 361 - 367, Dezembro 2001.

RODRIGUEZ, P. et al. **New Positive-Sequence Voltage Detector for Grid Synchronization.** 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC '06., 18 - 22 Junho 2006. 1 - 7.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems.** [S.l.]: John Wiley and Sons, 2011.

WESSELS, C.; GEBHARDT, F.; FUCHS, F. W. **Fault Ride-Through of a DFIG Wind Turbine Using a Dynamic Voltage Restorer During Symmetrical and Asymmetrical Grid Faults.** IEEE Transactions on Power Electronics, v. Vol. 26, n. N.º. 3, p. 807 - 815, Março 2011.

YARAMASU, V. et al. **High-Power Wind Energy Conversion Systems: State-of-the-Art and Emerging Technologies.** Proceedings of the IEEE, v. 103, n. 5, p. 740 - 788, Maio 2015.

## AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO DE UMA REGIÃO COM TOPOGRAFIA COMPLEXA UTILIZANDO DINÂMICA DOS FLUIDOS COMPUTACIONAL

**William Corrêa Radünz**

Universidade Federal de Santa Catarina,  
POSMEC

Florianópolis – Santa Catarina

**Alexandre Vagtinski de Paula**

Universidade Federal do Rio Grande do Sul,  
Departamento de Engenharia Mecânica

Porto Alegre – Rio Grande do Sul

**Adriane Prisco Petry**

Universidade Federal do Rio Grande do Sul,  
Departamento de Engenharia Mecânica

Porto Alegre – Rio Grande do Sul

**RESUMO:** O presente trabalho avalia o potencial eólico de uma região com topografia complexa utilizando Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD). A serra na região de Pinheiro Machado, microrregião de interesse, foi selecionada tendo-se como base critérios que caracterizam uma fazenda eólica promissora, como o acesso a rodovias, proximidade de subestação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e intensos ventos anuais utilizando-se mapas do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul de 2014. Os mapas do Atlas e os dados topográficos do terreno foram georreferenciados no software de Sistema de Informação Geográfica Global Mapper para a definição das condições de contorno da simulação. Modelos de turbulência recomendados na literatura, qualidade de

malha e sensibilidade às dimensões do domínio computacional foram avaliados sob a luz das boas práticas de CFD atualmente sugeridas pela comunidade científica. Os estudos de micrositing e estimação da Energia Anual Gerada foram realizados após a determinação do campo de velocidades em microescala. A serra na região de Pinheiro Machado mostrou-se bastante promissora para o aproveitamento do recurso eólico, atingindo uma capacidade instalada de 92 MW com quarenta aerogeradores Enercon E-70 E4. O efeito da velocidade incremental foi identificado nos cumes de elevações, alavancando a potência gerada em até 88%. Estima-se que Pinheiro Machado produza 298 GWh anuais, com um fator de capacidade de 40%, suficiente para o abastecimento de uma cidade com mais de cem mil habitantes.

**PALAVRAS-CHAVE:** CFD, Potencial Eólico, Topografia Complexa.

**ABSTRACT:** This research carries a wind resource assessment in a region with complex topography using Computational Fluid Dynamics (CFD). The micro-region of Pinheiro Machado was chosen based on a number of criteria which characterize a promising Wind farm, as the access to highways, a power substation connected to the Brazilian's National Interconnected System (SIN) and all-year-long strong winds, in which was used the

Wind Resource Atlas of Rio Grande do Sul of 2014. The Atlas maps and the terrain topographic data were georeferenced in Geographic Information System software Global Mapper to define the boundary conditions of the simulation. Turbulence models recommended in literature, mesh quality and domain sensitivity were evaluated upon light of the best CFD practices suggested by the scientific community. Micrositing and the estimation of the Annual Energy Production were carried after the determination of the micro-scale velocity field. The chain of hills appeared to be highly promising for wind energy exploration, reaching a 92 MW installed capacity with forty Enercon E-70 E4 wind turbines. The orographic speed-up effect was identified at the top of the hills, leveraging power output up to 88%. Pinheiro Machado is expected to yield yearly 298 GWh with a 40% capacity factor, which would be enough to supply a city with more than one-hundred-thousand inhabitants.

**KEYWORDS:** CFD, Wind Resource Assessment, Complex Topography.

## 1 | INTRODUÇÃO

De acordo com a *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2014), em 2030, fazendas eólicas *onshore* e *offshore* podem chegar a 10% e 2% de toda energia gerada mundialmente, respectivamente. Apesar dos intensos e constantes ventos *offshore*, 91% dos novos empreendimentos em nível global ainda são *onshore*. As fazendas eólicas em terra firme podem tirar proveito da velocidade incremental vento no topo de orografias irregulares como colinas, serras ou montanhas, maximizando a produção de energia. Crasto (2007) aponta que o erro sistemático na estimação da EAG (Energia Anual Gerada) por modelos numéricos lineares em terrenos complexos é elevado, recomendando o uso de Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD), devido ao comportamento não linear da camada limite atmosférica (CLA).

O objetivo final dos empreendimentos de energia eólica é a maximização da produção através de um posicionamento ótimo dos aerogeradores, procedimento conhecido como *micrositing*. Tendo em vista que até mesmo variações sutis de produção aumentam consideravelmente a receita, há uma forte demanda por metodologias para a estimação da EAG mais confiáveis. A reprodução computacional da CLA neutra, que desconsidera os efeitos de empuxo por efeitos térmicos, é geralmente obtida em CFD utilizando-se uma abordagem RANS (*Reynolds-Averaged Navier-Stokes*), que resolve o escoamento médio e modela as tensões de Reynolds através de modelos de turbulência (Masson *et al.*, 2010).

Li *et al.* (2015) apontam que Simulações de Grandes Escalas (LES), que modelam apenas escalas menores da turbulência, têm sido aplicadas neste tópico em função da melhor representação da física da turbulência e do descolamento da camada limite. Apesar da relativa simplicidade, modelos de duas equações baseados em RANS são menos custosos em termos computacionais com relação à LES, portanto ainda são amplamente utilizados na simulação de escoamentos da CLA em terrenos complexos.

No entanto, a simulação da CLA neutra por modelos de turbulência de duas equações consiste em uma tarefa nada trivial, apresentando principalmente duas questões em aberto, amplamente debatidas pela comunidade acadêmica.

Primeiro, o surgimento de gradientes de velocidade artificiais na direção do escoamento da CLA, supostamente homogênea, afeta os resultados de CFD de processos atmosféricos. Blocken *et al.* (2007) recomendam que os modelos de turbulência que estiverem no escopo do estudo sejam avaliados em um domínio plano e bidimensional quanto à condição de homogeneidade. Mostram, também, que a reprodução de uma CLA homogênea depende da discretização da superfície do terreno e da correta parametrização da altura de rugosidade superficial.

Segundo, não há consenso com relação a seleção de modelos de turbulência e de condições de contorno que de fato representem o problema. Muitos modelos são verificados através da comparação com dados meteorológicos e topográficos em terrenos reais, como é o caso de *Askervein Hill*, Escócia (Masson *et al.*, 2010). Castro *et al.* (2003) propuseram uma modificação nos coeficientes do modelo  $k-\varepsilon$  padrão na simulação da CLA neutra em *Askervein Hill* e obtiveram um erro de 10% com relação a dados anemométricos no topo da colina. As simulações foram realizadas com diversas malhas computacionais a fim de avaliar a importância da discretização espacial e as limitações do modelo de turbulência.

Este trabalho avalia o potencial para o aproveitamento do recurso eólico de um terreno de topografia complexa através do pacote comercial de CFD ANSYS CFX, com a modelagem da CLA neutra em microescala atmosférica. A microrregião é selecionada utilizando-se o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul de 2014 segundo o potencial eólico e posicionamento geográfico. As informações de mesoescala do atlas são incorporadas através de georreferenciamento nas condições de contorno do modelo. Os modelos de turbulência  $k-\varepsilon$  padrão e modificado segundo Castro *et al.* (2003),  $k-\varepsilon$  RNG (Renormalization Group) e SST (Shear Stress Transport) são avaliados quando à homogeneidade da CLA, enquanto que a influência da discretização do domínio é quantificada. Após o estudo de sensibilidade do modelo, é determinado o mapa de velocidades em microescala através de CFD, do qual segue o estudo de *micrositing*. Este trabalho inicial visa fornecer um melhor entendimento sobre fenômenos de microescala que possam maximizar a produção de energia, como a velocidade incremental em cumes de elevações.

## 2 | METODOLOGIA

A metodologia para a avaliação do potencial eólico da região de interesse foi dividida em cinco itens que, basicamente, consistem na seleção da microrregião e incorporação de dados meteorológicos, definição das condições de contorno para o modelo, seleção do modelo de turbulência que apresenta o perfil da CLA mais

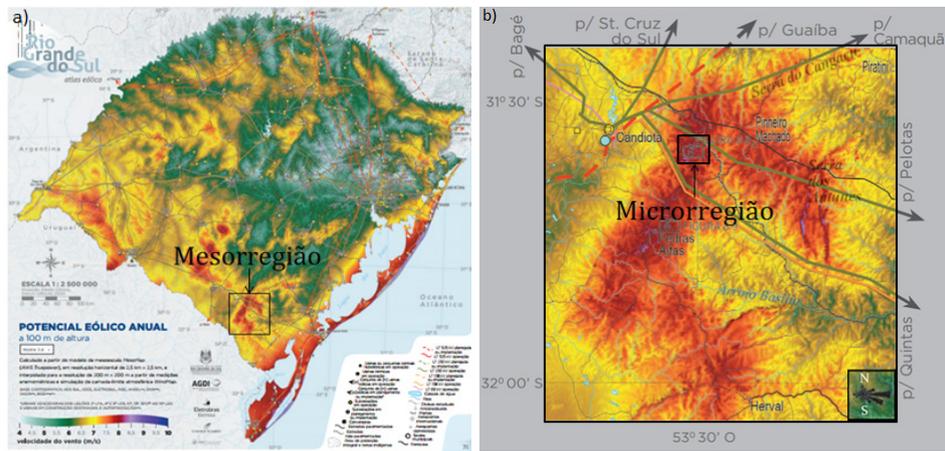
homogêneo, seleção da malha computacional para a determinação do campo de velocidades em microescala e, por fim, *micrositing* e estimação da EAG e FC.

## 2.1 Seleção da microrregião

O Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (Schubert e Eletrosul, 2014) consiste em um valioso recurso para a pré-seleção de regiões de alto potencial eólico, fornecendo mapas de velocidade média anual e frequência de direção dos ventos, proximidade de subestações de energia e zonas onde o aproveitamento do recurso eólico é inviável. A região de interesse foi selecionada tendo-se como base alguns dos critérios que Montezano (2012) utilizou em seu algoritmo de *site selection*, que são:

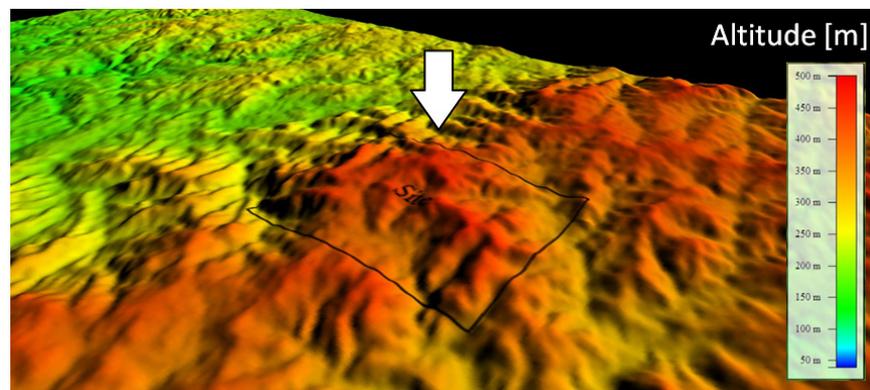
- I Potencial eólico (ventos anuais médios superiores a 7 m/s);
- II Ventos predominantemente de uma única direção;
- III Proximidade de subestação do SIN;
- IV Acesso a rodovias;
- V Não ser área de exclusão (unidades de conservação, corpos d'água, perímetro urbano);
- VI Área com baixa densidade de fazendas eólicas.

A microrregião a oeste do município de Pinheiro Machado, ainda pouco explorada pelo mercado de energia eólica, atende aos critérios de seleção, apresentando elevado potencial eólico e geográfico. Destaca-se a ocorrência de ventos médios anuais da ordem de 8 m/s a 100 m de altura com direção predominantemente leste. O acesso à região ocorre pela BR-293, que liga o sudoeste Gaúcho a Pelotas, não limitando, a princípio, questões logísticas do projeto. A transmissão da eletricidade para o SIN poderia ser realizada através da subestação Candiota (230 kV), que conta com projetos de ampliação da malha de transmissão para 525 kV. O terreno estudado apresenta inclinações superiores a 17° em alguns pontos, caracterizando o mesmo como complexo, critério apontado por Zhang (2015). O procedimento de sucessivas seleções de região partindo de macroescala (correspondente ao estado do Rio Grande do Sul), passando para mesoescala até a microescala está ilustrado nas Figs. 1 e 2.



**Figura 1** – (a) Seleção da mesorregião de interesse com o mapa do potencial eólico anual do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul de 2014. (b) Seleção da microrregião na ampliação do mesmo mapa. No canto inferior direito desta figura é exibida a distribuição de frequência dos ventos.

Imagens adaptadas de Schubert e Eletrosul, 2014.



**Figura 2** – Elevação em relação ao nível do mar do relevo da microrregião selecionada para o estudo de potencial eólico e *micrositing*, georreferenciados em Global Mapper.

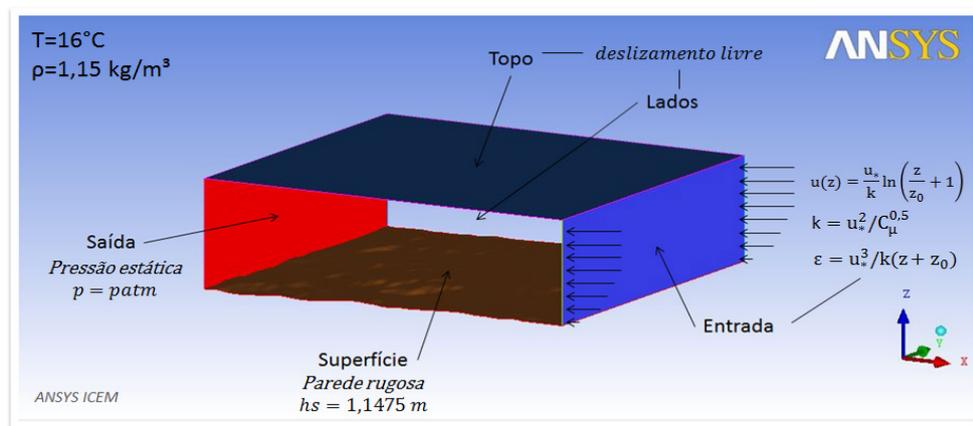
Dados disponibilizados por Jarvis (2008).

## 2.2 Condições de contorno

O objetivo desta simulação é a modelagem da camada superficial da CLA, que possui algumas centenas de metros. Portanto, em teoria, esta seria a altura do domínio computacional. No entanto, partiu-se de 1 km de altura para que o efeito de bloqueio no escoamento fosse minimizado. Segundo Stangroom (2004), a hipótese de parede deslizante para o topo do domínio é satisfatória, pois permite a aceleração do escoamento caso a altura da CLA não seja, de fato, 1 km. Utilizou-se a mesma condição para os lados do domínio, partindo-se do pressuposto de que o escoamento real é paralelo às mesmas. Esta condição artificial gera um elevado erro. Assim, a região de interesse deve possuir um afastamento mínimo das fronteiras do domínio. Definiu-se uma única altura de rugosidade aerodinâmica  $z_0$  [m] de 0,153 m para a superfície do terreno, cuja equivalência em termos de *sand-grain roughness*  $h_s$  [m] (parâmetro utilizado pelo ANSYS CFX) é dada, segundo Stangroom (2004), por

$$l_z = \sqrt{z_0} \quad (1)$$

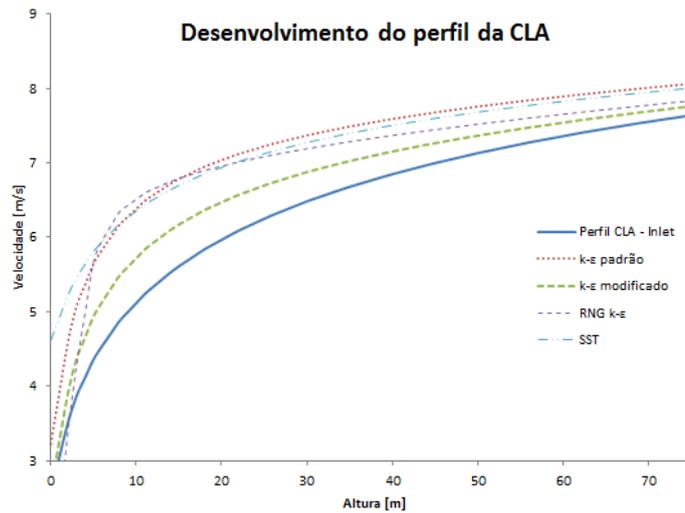
As condições de entrada foram baseadas no trabalho de Castro *et al.* (2003), em que a CLA neutra apresenta perfil logarítmico, a energia cinética turbulenta  $k$  em  $[m^2/s^2]$  é considerada constante e a taxa de dissipação  $\varepsilon$  em  $[m^2/s^3]$  decai inversamente com a altura. O vento na região da entrada apresenta uma velocidade de aproximadamente 8 m/s a 100m com velocidade de fricção  $u_*$  [m/s] de 0,493 m/s. Na saída do domínio optou-se pela condição de contorno de pressão atmosférica constante. As condições de contorno são mostradas em detalhe na Fig. 3.



**Figura 3** – Domínio computacional e condições de contorno utilizadas na modelagem.

### 2.3 Seleção do modelo de turbulência

A homogeneidade dos perfis da CLA dos modelos de turbulência  $k$ - $\varepsilon$  padrão e com coeficientes modificados segundo Castro *et al.* (2003), RNG  $k$ - $\varepsilon$  e SST foi avaliada em um domínio bidimensional de malha hexaédrica de 29.141 elementos, conforme orientam Blocken *et al.* (2007). Os modelos  $k$ - $\varepsilon$  padrão, RNG  $k$ - $\varepsilon$  e SST apresentaram um elevado ganho de *momentum* próximo ao nível do solo, conforme pode ser visualizado na Fig. 4. Devido a maior homogeneidade do modelo  $k$ - $\varepsilon$  modificado, este foi utilizado no estudo de *micrositing*.



**Figura 4** – Comparação entre perfis da CLA na entrada e no meio do domínio de diferentes modelos de turbulência em terreno plano 2D.

## 2.4 Qualidade de malha

A independência de malha é raramente obtida em simulações da CLA. Porém, é importante que se compreenda a sensibilidade da modelagem com relação à discretização e dimensões do domínio computacional. A sensibilidade do modelo foi avaliada através da variação de refino de malha e dimensões do domínio, monitorando-se a velocidade no centro do domínio a uma altura de 80 m, conforme pode ser visto na Tab. 1. Verificou-se que os parâmetros mais impactantes na variação de  $u(80)$  foram o refino horizontal no Caso 4 e as dimensões do domínio nos Casos 6, 8 e 9. Optou-se pela malha do Caso 9 para o estudo de *micrositing*, pois tornou-se inviável, em função da capacidade de processamento disponível, a geração de um domínio com mais de dois milhões de elementos hexaédricos.

	$L_x$ [m]	$L_y$ [m]	$L_z$ [m]	$nn_x$	$nn_y$	$nn_z$	$hz_1$ [m]	$u(80)$ [m/s]	Dif. Rel. [%]
Caso 1	8000	6000	1000	81	61	33	10	8,520	0,243
Caso 2	8000	6000	1000	81	61	42	5	8,540	0,134
Caso 3	8000	6000	1000	81	61	50	2,5	8,552	0,645
Caso 4	8000	6000	1000	161	121	50	2,5	8,607	0,139
Caso 5	8000	6000	1000	241	181	50	2,5	8,619	-0,555
Caso 6	8000	6000	1500	161	121	67	2,5	8,572	-0,067
Caso 7	8000	6000	2000	161	121	72	2,5	8,566	0,863
Caso 8	8500	7000	2500	171	141	72	2,5	8,640	0,823
Caso 9	9000	8000	2500	181	161	72	2,5	8,712	-

**Tabela 1** – Dimensões do domínio ( $L$ ), número de nós ( $nn$ ), altura do primeiro volume de controle da superfície ( $hz_1$ ), velocidade do centro do domínio a 80 m de altura e diferença relativa de  $u(80)$  com relação ao caso posterior.

## 2.5 Micrositing, EAG e FC

O posicionamento de aerogeradores visando à maximização da energia produzida em uma dada fazenda eólica denomina-se *micrositing*. No presente trabalho, as turbinas eólicas foram posicionadas seguindo os seguintes critérios:

- I Velocidade máxima do vento;
- II Regiões sem possíveis descolamentos da CLA;
- III Distância mínima das fronteiras do domínio de 2 km;
- IV Espaçamento mínimo entre aerogeradores, explicado a seguir.

Segundo Zhang (2015), recomenda-se uma distância mínima entre aerogeradores de cinco diâmetros na direção predominante do vento e de três diâmetros na direção perpendicular à direção preferencial do vento. Tal prática visa reduzir a perda de energia cinética e aumento da turbulência em função da esteira turbulenta gerada pelas turbinas, que não foram avaliadas neste trabalho.

Ainda segundo Zhang, a fortíssima dependência temporal de  $u_r$  torna necessária a introdução da distribuição de Weibull na avaliação da EAG. Esta distribuição traz uma representação da frequência com que uma dada velocidade  $u_r$  ocorre, dada pela função densidade de probabilidade (PDF)

$$f(u) = \frac{k}{C} \left(\frac{u}{C}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{C}\right)^k\right] \quad (2)$$

$$C = \frac{u}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3)$$

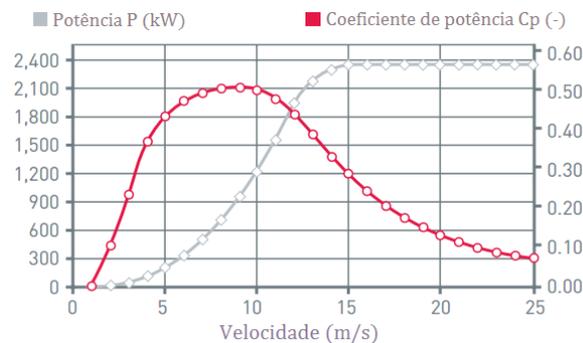
em que  $k$  ( $= 2,5$  de acordo com o Atlas) é o parâmetro de forma da distribuição de Weibull.  $C$  é o parâmetro de escala em [m/s], que é determinado pela equação (3), onde o denominador é uma função Gama. Tendo-se, então, uma formulação que leva em consideração a característica fortemente temporal do vento, podem-se estimar a EAG e o FC (que é uma razão entre a EAG efetiva e nominal) pelas seguintes expressões

$$EG_j = 8760 \sum_i^{N_U} f_{ij} P_{ij} \quad EG_j = 8760 \sum_i^{N_U} f_{ij} P_{ij} \quad (4)$$

$$FC = \frac{EG_{j\text{total}}}{EG_{j\text{total}}} = \frac{\sum_j^{N_U} EG_j}{8760 N_U} \quad FC = \frac{EG_{j\text{total}}}{EG_{j\text{total}}} = \frac{\sum_j^{N_U} EG_j}{8760 N_U} \quad (5)$$

Os índices  $i$  e  $j$  representam a classe de velocidade utilizada no cálculo e a contagem de aerogeradores, respectivamente e,  $N_U$ , o número total de classes de velocidade. A PDF e a potência para uma dada classe de velocidade  $i$  para uma dada turbina  $j$  são dadas por  $f_{ij}$  e  $P_{ij}$  [W], respectivamente. A constante de 8760 representa o número total de horas em um ano típico.  $N_U$  e  $P_N$  representam o número de aerogeradores e a potência nominal dos mesmos em [MW], respectivamente.

O aerogerador E-70 E4 com potência nominal de 2,3 MW foi escolhido com base no catálogo da fabricante Enercon (2015), em que seguiu-se a norma para requisitos de projeto para turbinas eólicas, IEC 61400-1 (2005). O equipamento de classe IEC Ia apresenta, além de elevada robustez às rajadas de vento superiores a 50 m/s e níveis de turbulência superiores a 18%,  $C_p$  máximo na faixa de velocidades esperadas para a altura de 75 m da região, conforme pode ser visto na Fig. 5.

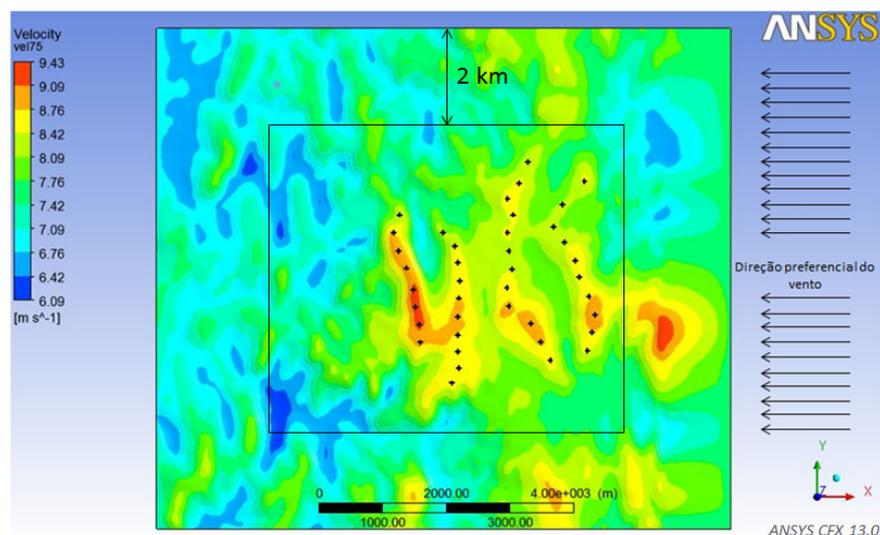


**Figura 5** – Curva de potência [kW] por velocidade do vento [m/s] do aerogerador E-70 E4 de potência nominal 2,3 MW. Adaptado de Enercon (2015).

### 3 | RESULTADOS

Como esperado, a aceleração do escoamento próximo ao topo das elevações aumentou consideravelmente o potencial eólico do local. As velocidades na altura da *nacelle* dos aerogeradores E-70 E4 mostraram-se superiores em até 23% com relação à condição de entrada. Dado que a energia gerada aumenta ao cubo com a velocidade, esta velocidade incremental pode representar um aumento de até 88% na produção de energia. Ao total, foram instalados quarenta aerogeradores atendendo aos critérios descritos no item 2.5, representando uma capacidade instalada de 92 MW. A distância mínima entre as turbinas na direção do escoamento foi da ordem de nove diâmetros

de rotor, e não cinco conforme sugere o critério IV. Na Fig. 6, podem ser observadas quatro colunas de aerogeradores que, não coincidentemente, seguem a topografia característica do local. Os cumes, ao contrário dos vales, consistem em regiões de alta velocidade e menor probabilidade de instabilidade no escoamento. Portanto, *layouts* com mais de quatro colunas exporiam os aerogeradores a condições de operação inconvenientes, podendo inclusive apresentar descolamento de camada limite.



**Figura 6** – *Micrositing* dos aerogeradores Enercon E-70 (em preto) sob os contornos de velocidade à altura relativa de 75 m.

Baseado em dados de consumo da região sul do Brasil no ano de 2012, o *site* teria capacidade para abastecer uma população superior a cem mil habitantes (Tab. 2). De acordo com Zhang (2015), o fator de capacidade de parques eólicos fica na faixa de 20% a 40%, sendo a média mundial em torno de 30%. O fato do FC estimado do *site* ser da ordem de 40%, com os aerogeradores do modelo Enercon E-70 E4, é bastante satisfatório, tendo em vista que a velocidade nominal destes fica em torno de 15 m/s, enquanto que a velocidade média anual nos aerogeradores é ligeiramente inferior a 9 m/s.

Consumo [MWh/hab.]	EAG [MWh]	População abastecida [hab.]
2,599	298.330	114.786

**Tabela 2** – Estimativa da capacidade de fornecimento de energia para o parque eólico de Pinheiro Machado (baseado em dados de EPE, 2013).

## 4 | CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um estudo de avaliação do potencial eólico em uma região de terreno complexo utilizando CFD.

A região de Pinheiro Machado conta com rodovias, subestação interligada ao SIN

e ventos anuais intensos predominantemente na direção leste. O modelo numérico em CFD foi elaborado a partir de dados retirados de mapas climáticos do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul de 2014, georreferenciados no software de GIS Global Mapper, cujo papel também foi de trabalhar os dados topográficos *open access* da região, reconstruindo, assim, a superfície tridimensional do terreno. Simulou-se a interação da CLA com o terreno em microescala meteorológica seguindo-se as boas práticas em CFD na área das Ciências Atmosféricas, utilizando-se dos resultados para a pré-seleção dos aerogeradores Enercon E-70 E4, *micrositing* e estimação da EAG.

Mostrou-se que os efeitos da velocidade incremental podem alavancar a potência extraída do vento em até 88%. O formato da cadeia de colinas (perpendicular à direção preferencial do vento) torna intuitivo o arranjo de *micrositing*, projetando a EAG para 298 GWh com quarenta aerogeradores, suficiente para abastecer uma cidade de mais de cem mil habitantes. O FC de 40% superou a média global (30%, de acordo com Zhang, 2015) apesar da velocidade nominal do modelo de aerogerador especificado ser superior à velocidade média anual do *site*.

Como proposta para trabalhos futuros, o *layout* em quatro colunas proposto deve ser avaliado quanto às esteiras turbulentas, não consideradas neste trabalho, que afetam o rendimento dos aerogeradores. Isto pode ser feito utilizando-se códigos que modelam as turbinas como sumidouros de *momentum* e fontes de energia cinética turbulenta. O tratamento isotrópico da turbulência pelos modelos utilizados simplifica em muito a real complexidade de fenômenos como o descolamento da CLA e a recirculação. Por isso, apesar da modelagem por LES ser menos difundida e mais custosa em termos computacionais que os modelos de duas equações nas análises de CFD em terrenos complexos, o emprego da modelagem de largas escalas representaria melhor a física do problema. Sugere-se, ainda, a instalação de torres anemométricas para a verificação da incerteza na modelagem computacional e para a tomada de decisão em nível de projeto.

## 5 | REFERÊNCIAS

Blocken, B., Stathopoulos, T., Carmeliet, J., 2007. **CFD simulation of the atmospheric boundary layer: wall function problems**, Atmospheric Environment, vol. 41, n. 2, pp. 238-252.

Castro, F. A., Palma, J. M. L. M., Silva Lopes, A., 2003. **Simulation of the Askervein flow. Part 1: Reynolds Averaged Navier–Stokes equations (k– $\epsilon$  turbulence model)**, Boundary-Layer Meteorology, vol. 107, pp. 501-530.

Conan, B., 2012. **Wind resource assessment in complex terrain by wind tunnel modeling**, Tese de Doutorado, Intitut von Karman, Universite d’Orleans, Bruxelas, Bélgica.

Crasto, G., 2007. **Numerical Simulations of the Atmospheric Boundary Layer**. Tese de Doutorado, Facoltà di Ingegneria, Università degli Studi di Cagliari, Cagliari, Italia.

Enercon, 2015. **Product overview**. Disponível em <http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien->

Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON\_Produkt\_en\_06\_2015.pdf. Acesso em 11/12/2015.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2013. **Anuário estatístico de energia elétrica 2012**. Disponível em [http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20120914\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20120914_1.pdf). Acesso em 15/09/2015.

IEC – International Electrotechnical Commission, 2005. **IEC 61400-1, Wind Turbine – Part 1: Design Requirements**, 3ª ed., IEC, Geneva, Suíça.

IRENA – International Renewable Energy Agency, 2014. **REmap 2030: A Renewable Energy Roadmap**, IRENA, Abu Dhabi.

Jarvis, A., 2008. **Hole-filled SRTM for the globe Version 4**. Disponível em [www.cgiar-csi.org/data/srtm-90mdigital-elevation-database-v4-1](http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90mdigital-elevation-database-v4-1). Acesso em 10/06/2015.

Li, Q. S., Yan, B. W., He, Y. C., Chan, P. W., 2015. **RANS Simulation of Neutral Atmospheric Boundary Layer Flows over Complex Terrain by proper imposition of boundary conditions and modification on the k- $\epsilon$  model**, Environmental Fluid Mechanics, vol. 1, pp. 1-23.

Masson, C., Sumner, J., Watters, C.S., 2010. **CFD in Wind Energy: The Virtual, Multiscale Wind Tunnel**, Energies, vol. 3, pp. 989-1013.

Montezano, B. E. M., 2012. **Estratégias para identificação de Sítios Eólicos promissores usando Sistema de Informação Geográfica e Algoritmos Evolutivos**, Dissertação de Mestrado, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro.

Schubert, C., Eletrosul, 2014. **Atlas Eólico do Rio Grande do Sul 2014**, AGDI, Porto Alegre.

Stangroom, P., 2004. **CFD Modelling of Wind Flow Over Terrain**, Tese de Doutorado, The University of Nottingham, Nottingham, Reino Unido.

Zhang, M. H., 2015. **Wind Resource Assessment and Micro-Siting: Science and Engineering**, Wiley, 1ª ed., Singapura.

## EDIFICAÇÃO DE ENERGIA POSITIVA: ANÁLISE DE GERAÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESCRITÓRIO VERDE DA UTFPR EM CURITIBA

### **Larissa Barbosa Krasnhak**

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil  
Curitiba - Paraná

### **Elis Almeida Medeiros de Mello**

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil  
Curitiba - Paraná

### **Jair Urbanetz Junior**

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,  
Programa de Pós Graduação em Sistema de  
Energia  
Curitiba - Paraná

### **Eloy Casagrande Junior**

Universidade Tecnológica Federal do Paraná,  
Programa de Pós Graduação em Tecnologia  
Curitiba - Paraná

**RESUMO:** A crescente demanda de energia elétrica e a escassez de recursos exigem fontes de energia renováveis e equipamentos eficientes que reduzam o consumo de energia elétrica. O Escritório Verde (EV) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) é uma edificação sustentável que utiliza estratégias para reduzir os impactos ao meio ambiente. Uma das estratégias é a utilização do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) que foi instalado em 2011 e alimenta o EV e o excedente de energia, outra edificação

(Bloco V) pertencente à UTFPR. Dados de irradiação solar e energia gerada vêm sendo coletados e analisados. Este artigo apresenta uma comparação entre uma estimativa de consumo de energia e a geração de energia elétrica através do SFVCR. Por meio de medições de consumo realizadas, foi realizado um levantamento *in loco* dos equipamentos elétricos utilizados no EV, estimando horas de uso e a potência, de modo que o cenário de consumo médio estimado para o período de novembro/2016 a outubro/2017 foi de 123 kWh/mês. A geração de energia do EV para o mesmo período foi 209 kWh/mês, com isso o SFVCR produz mais energia do que consome mensalmente.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia solar fotovoltaica, consumo de energia, Escritório Verde.

**ABSTRACT:** The increasing demand for electricity and the scarcity of resources, require renewable energy sources and efficient equipment that reduce the consumption of electricity. The Green Office (GO) of the Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) is a sustainable building that uses strategies to reduce impacts to the environment. One of the strategies is the use of the grid connected photovoltaic system (on-gris) that was installed in 2011 and feeds the EV and the surplus energy, another building

(Block V) belonging to UTFPR. Solar radiation and generated energy data have been collected and analyzed. This article presents a comparison between an estimate of energy consumption and the generation of energy through the on-grid. By means of consumption measurements, an on - site survey of the electrical equipment used in the EV was carried out, estimating hours of use and power, so that the estimated average consumption scenario for the period November/2016 to October/2017 was of 123.39 kWh/month. EV power generation for the same period was 209 kWh / month, so on-grid produces more energy than it consumes on a monthly basis.

**KEYWORDS:** Photovoltaic solar energy, Energy consumption, Green Office.

## 1 | INTRODUÇÃO

Em um plano de implementação desenvolvido na Cúpula Mundial de Desenvolvimento Sustentável (*World Summit Sustainable Development*) no ano de 2012, em Johannesburgo, as Nações Unidas definiram alguns objetivos para mitigar os impactos socioambientais, sendo um deles, incentivar a produção energia economicamente viável, socialmente aceitável e vinda de fontes sustentáveis renováveis e limpas. Dentro desta linha, se encontram a energia solar, eólica, biomassa, geotérmica, hidráulica, entre outras fontes que contribuem na diversificação da matriz energética mundial, viabilizando as ações mencionadas (MARIANO, 2017).

Em 25 de setembro de 2015, a Organização das Nações Unidas estabeleceu 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), formando a Agenda 2030. Dentre os objetivos apresentados está a energia acessível e limpa, foco que será discutido neste trabalho (AGENDA 2030, 2016).



**Figura 1:** Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030.

Fonte: AGENDA 2030 (2016)

No Brasil, a matriz energética é predominantemente renovável e a fonte hidráulica representa 64% de toda energia gerada no país segundo o Balanço Energético Nacional 2016 (ANEEL, 2017a)

A energia solar fotovoltaica apresentou um crescimento muito significativo entre as fontes de energia consideradas renováveis, tanto no cenário mundial como no cenário brasileiro. No cenário brasileiro segundo a ANEEL (2017b) estão instaladas 13.233 unidades consumidoras de energia fotovoltaica do sistema de mini e micro geração

de energia, totalizando 106,2 MW de potência instalada no Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica (SFVCR) no Brasil, somente no Sistema de Compensação de Energia.

Contudo, dentre as fontes de energias citadas, a energia solar fotovoltaica é a mais abundante, inesgotável e limpa comparadas a outras fontes de energia renovável, tendo em vista que as hidrelétricas detêm de situações mais críticas nos períodos de estiagem, levando a um aumento da demanda (GARCIA *et al.*, 2007).

Nesse contexto, a Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) idealizou o Escritório Verde (EV), uma edificação sustentável que utiliza tecnologias inovadoras. O Escritório Verde está localizado em Curitiba e possui 150 m<sup>2</sup> distribuídos em 2 pavimentos. Na sua construção foram adotadas diversas estratégias de sustentabilidade, como: produção de energia solar fotovoltaica, sistema de coleta e uso de água de chuva, telhado verde, materiais reciclados, certificados e de baixo impacto ao meio ambiente, sistema construtivo em *wood frame*, entre outras. A Figura 2 ilustra a fachada do EV e a Figura 3 o interior do EV.



**Figura 2:** Escritório Verde

Fonte: Revista Green Building (2012)



**Figura 3:** Interior do Escritório Verde

Fonte: Bem Paraná (2012)

No Escritório Verde (EV) estão instalados dois modelos de sistema fotovoltaico, sendo um o conectado à rede e o outro isolado. O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica (SFVCR) é baseado na interação da concessionária e o gerador fotovoltaico, havendo incidência solar sobre o painel fotovoltaico a energia é gerada e disponibilizada para a utilização. Quanto ao Sistema Isolado (SFVI), é composto por um banco de baterias que são alimentadas durante o período que o painel está gerando energia e no período de não há geração, as baterias alimentam cargas específicas. Utilizam-se estratégias de projeto para reduzir o consumo de energia da edificação com a iluminação natural e emprego de lâmpadas LED (Urbanetz Junior *et al*, 2014). Neste artigo foram comparados dados de geração de energia com um cenário de consumo de energia no EV, com uma abordagem qualitativa por meio de uma análise *in loco* dos equipamentos utilizados no EV, medição de consumo real e dados de geração do SFVCR coletados.

## 2 | CARACTERÍSTICAS DO SFVCR DO ESCRITÓRIO VERDE

O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica está instalado na cobertura do Escritório Verde e é composto por 10 módulos fotovoltaicos ligados em série da marca KYOCERA, modelo KD210GX-LP (tecnologia de silício policristalino) ilustrado na Fig. 4, e um inversor monofásico em 220V de 2kW de potência nominal da marca PVPOWERED modelo PVP2000 ilustrado na Fig. 5, dispendo uma potência instalada de 2,1 kWp (Urbanetz Junior *et al*, 2014).



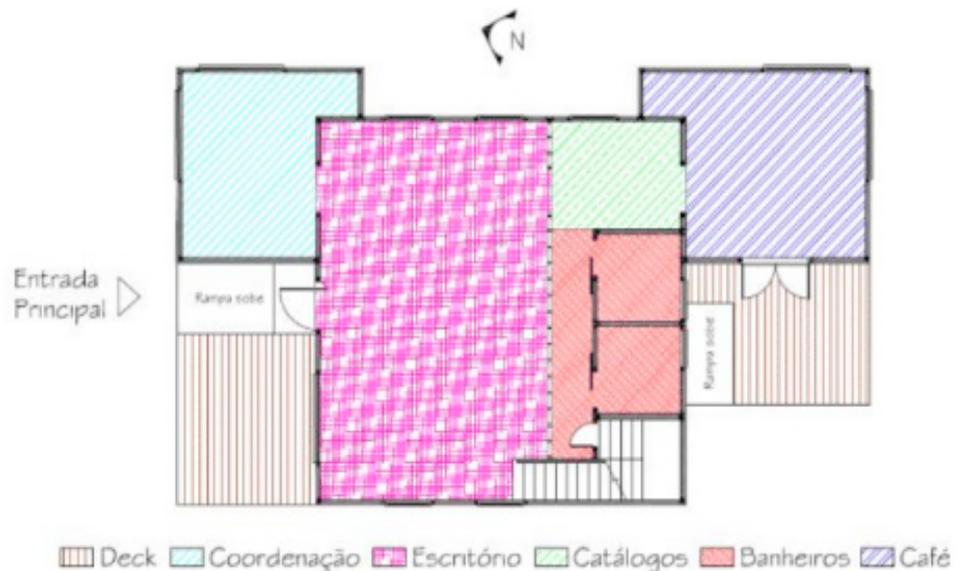
**Figura 4 e 5:** Painéis FV e inversor do Escritório Verde

Fonte: Os autores

A Figura 4 ilustra os dois painéis do EV, sendo o mais abaixo do SFVCR e o mais acima do SFVI. A área ocupada na cobertura da edificação onde o painel fotovoltaico do SFVCR está instalado é de 15 m<sup>2</sup>.

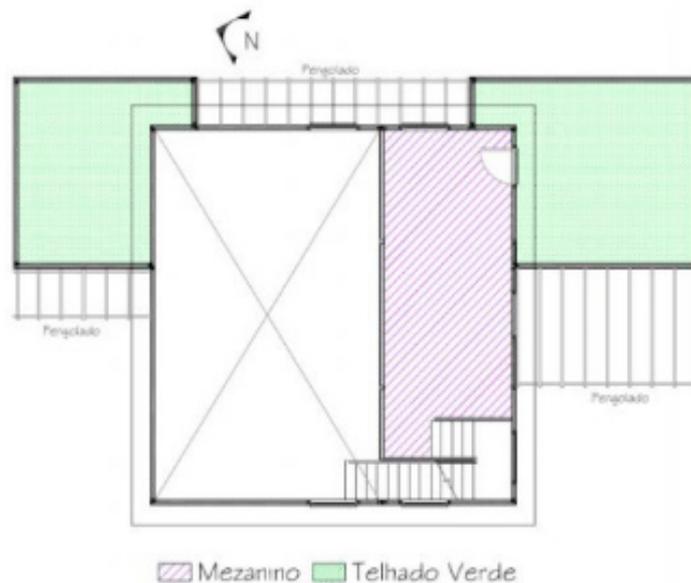
### 3 | CENÁRIO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Escritório Verde possui um medidor de consumo exclusivo para a edificação, porém não era monitorado, então foi necessário criar um cenário de consumo para estimar a energia elétrica consumida no EV. Para isso, foi necessário um levantamento visual e fotográfico *in loco* de todos os equipamentos utilizados na edificação, como: sistema de iluminação artificial, equipamentos de refrigeração, computadores e equipamentos de mídia, entre outros. Primeiramente, seguiu-se a distribuição de ambientes conforme Figura 6 e Figura 7.



**Figura 6:** Planta de distribuição de ambientes EV pavimento térreo

Fonte: Lima (2013)



**Figura 7:** Planta de distribuição de ambientes EV mezanino

Fonte: Lima (2013)

Oliveira *et al.* (2013) identificaram e localizaram os equipamentos utilizados na iluminação artificial do EV, assim como levantaram as informações técnicas, que serviram para a criação deste cenário de consumo. Os demais dados de potência foram obtidos nas fichas técnicas dos equipamentos ou potências médias de equipamentos encontrados no mercado. Foram considerados equipamentos que possuem considerável consumo de energia e somente a parte de iluminação interna do Escritório. As Figuras 8 e 9 apresentam uma planta esquemática dos equipamentos do sistema de iluminação do EV e a Figura 10 a legenda dos equipamentos representados nas plantas.



**Figura 8:** Planta esquemática dos equipamentos de iluminação artificial do EV pavimento térreo

Fonte: Oliveira *et al* (2013)



**Figura 9:** Planta esquemática dos equipamentos de iluminação artificial do EV mezanino

Fonte: Oliveira *et al* (2013)

LEGENDA	
○	Pendente Direto / Indireto 33W LED Mod. PD44–P33LED4K
□	Embutido Quadrado 24W LED Mod. EF35–E24LED4K
■	Embutido Quadrado 12W LED Mod. ER16–E4MLED
▣	Embutido Quadrado 3W LED Mod. EF28–E3LED
▪	Embutido Quadrado 1W LED Mod. EF27–E1LED
○	Embutido de Solo p/ Lâmpada PAR20 LED (LEDMAX)
⬇	Arandela Externa 6W LED Mod. AR72–S6LED4K
■	Balizador 0,6W LED Mod. BZ17–E1LEDW

**Figura 10:** Legenda equipamentos de iluminação artificial

Fonte: Oliveira *et al* (2013)

O cenário de consumo teve como base seis medições realizadas no EV. Na realização da medição de consumo do mês de maio/2017, foi anotada a leitura do medidor de energia do início até o fim daquele mês e a diferença obtida entre os dois dados indicou o consumo do mês. O mesmo procedimento foi realizado para o mês de junho/2017, julho/2017, agosto/2017, outubro/2017 e novembro/2017. A Tabela 1 indica os dados retirados do medidor e o consumo mensal referente aos meses de coleta de dados.

DATA MEDIÇÃO	MEDIDOR CONSUMO EV	CONSUMO MENSAL
01/05/2017	4.076,93	155,73
01/06/2017	4.232,66	103,83
03/07/2017	4.336,49	117,16
01/08/2017	4.453,65	108,73
01/09/2017		108,73
02/10/2017	4.671,11	141,53
06/11/2017	4.812,64	
Medidas em kWh		

**Tabela 1:** Consumo mensal do EV

Fonte: Os autores

As informações coletadas no medidor são sempre no primeiro dia útil do mês. No mês de setembro/2017 não houve coleta de dados, então adotou-se o consumo de agosto e setembro iguais, sendo a média da diferença do registro do medidor de outubro e agosto. Por conta de um feriado no mês de novembro/2017 a data da medição foi um pouco depois da convencional. A média do consumo dos 6 meses de acompanhamento é 122,62 kWh, esse resultado foi utilizado como base para a criação do cenário de consumo para o período de análise de 1 ano.

Então, com o levantamento realizado e o consumo medido nos meses de maio, junho, julho, agosto, setembro e outubro de 2017, foi possível criar um cenário de utilização dos equipamentos. Assumiu-se que o EV está aberto de segunda a sexta-feira e o tempo de utilização dos equipamentos foi estimado conforme conversa com os usuários e estão indicadas na Tabela 2.

LOCAL	EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	POTENCIA (W)	HORAS UTILIZADAS POR SEMANA
Café	Embutido quadrado 12W	5	12	12
Café	Embutido quadrado 3W	7	3	12
Café	Embutido quadrado 1W	4	1	12
Café	Cafeteira	1	1000	5
Catálogos	Embutido quadrado 3W	10	3	12
Catálogos	Embutido quadrado 24W	1	24	12
Circulação	Embutido quadrado 24W	2	24	12
PPME Feminino	Embutido quadrado 24W	1	24	5
PPME Masculino	Embutido quadrado 24W	1	24	5
Escritório	Pendente direto	12	33	10
Escritório	Computador	1	250	10
Escritório	Multimídia Epson	1	308	10
Coordenação	Embutido quadrado 24W	9	24	5
Coordenação	Impressora DCP-J125	1	18,5	1
Coordenação	Computador	1	250	10
Coordenação	Telefone sem fio	1	1,6	2
Escada	Balizador	10	0,6	2
Mezanino	Pendente direto	3	33	5
Mezanino	Computador	2	250	15
Mezanino	Ar condicionado portátil	1	280	0

**Tabela 2:** Cenário de consumo do EV

Fonte: Os autores

Com o cenário de consumo realizado, a estimativa é que o EV consome 122,71 kWh/mês nos meses que possuem 30 dias e são letivos. Então, criou-se um cenário para o período de novembro/2016 a outubro/2017, como ilustrado no Quadro 1, considerando a quantidade de dias no mês. Como adotou-se a média dos 6 meses de consumos medidos para a criação do cenário, o consumo dos meses letivos e não letivos são considerados os mesmos, diferenciado o consumo apenas conforme a quantidade de dias no mês.

	nov 2016	dez 2016	jan 2017	fev 2017	mar 2017	abr 2017	mai 2017	jun 2017	jul 2017	ago 2017	set 2017	out 2017
Consumo diário (kWh)	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
Dias no mês	30	31	31	28	31	30	31	28	31	30	31	30
Consumo mensal (kWh)	122,71	126,80	126,80	114,53	126,80	122,71	126,80	114,53	126,80	122,71	126,80	122,71

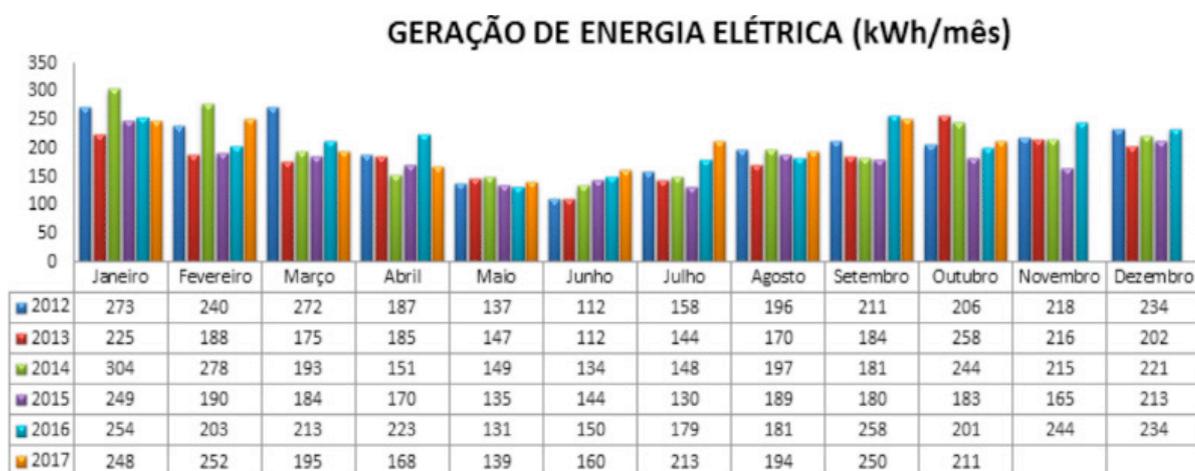
**Quadro 1:** Estimativa de consumo do EV

Fonte: Os autores

#### 4 | DADOS DE GERAÇÃO E DESEMPENHO DO SFVCR

Os dados de irradiação são coletados no site do INMET, relativos a estação A-807 existente em Curitiba, desde a implantação do SFVCR no EV, em dezembro de 2011 e compilados para que seja possível realizar diversas análises. O piranômetro do INMET está instalado na posição horizontal, por isso é necessário utilizar um software para determinar a irradiação real no plano inclinado dos módulos. Assim, optou-se pelo uso do software radiasol, disponível gratuitamente pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS, 2012).

São coletados também dados de geração de energia elétrica do SFVCR do EV e desde 2012 é realizada essa coleta para o acompanhamento do sistema e também análises e estudos. O Gráfico 1 apresenta a geração do SFVCR mês a mês desde janeiro de 2012 até o mês de outubro de 2017.



**Gráfico 1:** Geração do SFVCR

Fonte: Os autores

Considerou-se um período de 1 ano para análise, sendo de novembro/2016 a outubro/2017. Nesse período, o mês de maio/2017 apresentou a menor geração (139 kWh) e fevereiro/2017 (252 kWh) a maior.

As Figuras de Mérito do SFVCR do EV observadas entre 2012 e 2016 são: Produtividade = 1.111 kWh/kWp; Taxa de Desempenho = 70% e Fator de Capacidade = 12,7%. O SFVCR do EV, bem como seus componentes individualmente (módulos e inversor), atendem as normas vigentes no país, como por exemplo, a NBR16274/2014

e a NBR 11876/2010.

## 5 | DISCUSSÕES

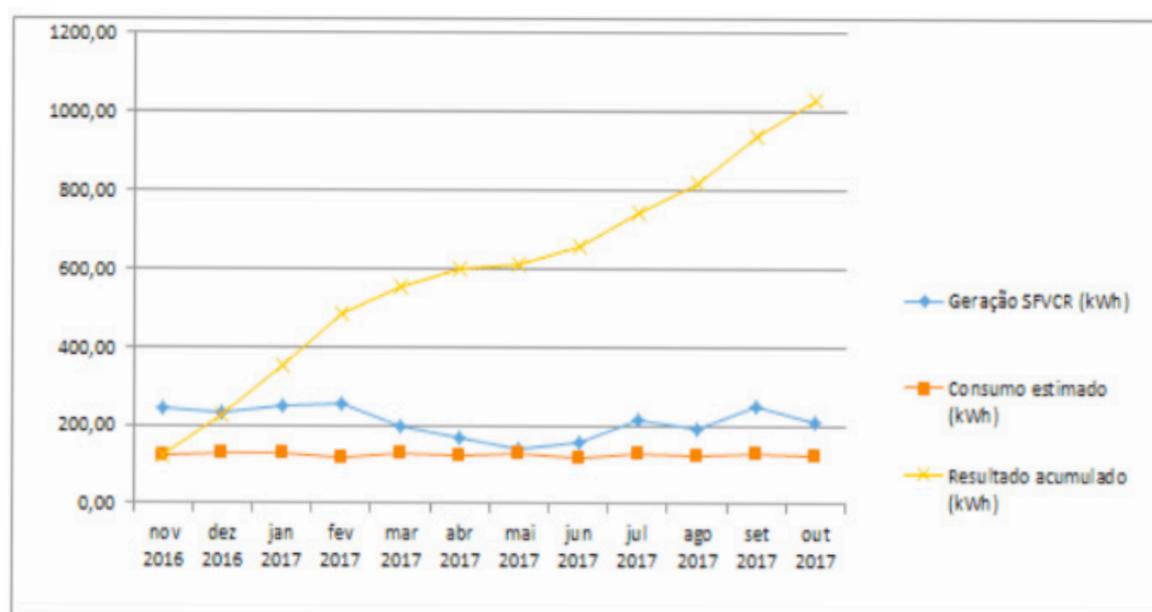
Para a comparação dos resultados obtidos no decorrer do artigo elaborou-se o Quadro 2 com os dados da estimativa de consumo e os dados de geração de energia do SFVCR no EV no período de novembro/2016 a outubro/2017. A média de geração de energia no período foi 209 kWh/mês e o consumo 123,39 kWh/mês.

	nov 2016	dez 2016	jan 2017	fev 2017	mar 2017	abr 2017	mai 2017	jun 2017	jul 2017	ago 2017	set 2017	out 2017
Geração SFVCR (kWh)	244,00	234,00	248,00	252,00	195,00	168,00	139,00	160,00	213,00	194,00	250,00	211,00
Consumo estimado (kWh)	122,71	126,80	126,80	114,53	126,80	122,71	126,80	114,53	126,80	122,71	126,80	122,71
Excedente (kWh)	121,29	107,20	121,20	137,47	68,20	45,29	12,20	45,47	86,20	71,29	123,20	88,29
Resultado acumulado (kWh)	121,29	228,49	349,68	487,15	555,35	600,64	612,84	658,31	744,51	815,79	938,99	1027,28

**Quadro 2:** Geração e consumo de energia no EV

Fonte: Os autores

Com os resultados obtidos, conclui-se que o Escritório Verde é uma construção de energia positiva. O conceito de energia zero (*Zero Energy Building*), que, segundo Urbanetz *et al.* (2014), são construções onde energia gerada é igual à energia necessária para atender as demandas existentes na edificação é atingido e superado no EV, pois a produção de energia através do SFVCR é superior ao consumo do escritório. No Gráfico 2 é possível visualizar a diferença entre o consumo e a geração de energia elétrica no período.



**Gráfico 2:** Comparação da geração e consumo de energia do EV

Fonte: Os autores

Analisando o Gráfico 2, pode-se observar que os meses que mais contribuem

para o excedente de energia coincidem com os meses de maior irradiação. O mês de Fevereiro/2017 apresentou um recorde de excedente de energia (137,47 kWh) por ser o mês com maior geração no período e possuir 28 dias. Em contrapartida, o mês de maio/2017 apresentou menor produção de energia (139 kWh) e foi o que injetou menos energia para a rede (12,20 kWh).

## 6 | CONCLUSÃO

Com os resultados obtidos, conclui-se que o Escritório Verde vai além de uma *Zero Energy Building* (ZEB), é uma construção de energia positiva, ou seja, gera mais energia do que consome. A produção de energia através do SFVCR é superior ao consumo do Escritório, onde a estimativa indica que no período analisado, gerou um excedente de 1.027 kWh. O resultado se deve ao emprego de lâmpadas LED e à contribuição da iluminação natural, pois reduz a necessidade da utilização da iluminação artificial.

Outra questão importante a se considerar é o fato de não necessitar de equipamentos para a ventilação forçada ou aquecimento, pois a edificação possui boa carga térmica devida ao emprego de materiais isolantes e técnicas de ventilação cruzada.

O cenário de consumo adotado no trabalho foi uma média dos 6 meses de consumo medido e para obter melhores resultados na análise sugere-se que seja ampliada a medição do consumo real na edificação por meio de leituras e acompanhamento no medidor, em períodos maiores de tempo.

Por fim, o estudo apontou que o SFVCR possui resultados ótimos na eficiência energética do EV, é uma excelente alternativa para minimizar os impactos ao meio ambiente e a geração de energia supre a demanda e, ainda, excede mais de 70% da necessidade. O EV como estudo de caso e como ferramenta de ensino tem, para além dos aspectos energéticos, outras possibilidades de pesquisa e análise cujos estudos futuros podem contemplar.

## 7 | REFERÊNCIAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “**Matriz Energética do Brasil**”. 2017a.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Registros de Micro e Minigeradores distribuídos efetivados na ANEEL”. 2017b.

Agenda 2030. **Plataforma Agenda 2030**. Brasil, 2016.

Bem Paraná. ONU premia Escritório Verde” da Tecverde Engenharia e UTFPR: Escritório Verde é destacado em Educação e Sustentabilidade. 2012.

Garcia, A. V.; Oliveira, E. C. A. de; Silva, G. P.; Costa, P. P. da; Oliveira, L. A. de. **Disponibilidade Hídrica e volume de água outorgado na micro-bacia do Ribeirão Abóbora, Município de Rio Verde, Estado de Goiás.** Caminhos de Geografia, Uberlândia, v. 8, n.22, 2007.

Lima, Lucimara Ferreira de. **Processo AQUA de certificação de edificações sustentáveis na fase operação e uso: estudo de caso do Escritório Verde da UTFPR.** Dissertação de Mestrado. 2013. 104 f.

Mariano, Juliana D'Angela. **Análise do Potencial da Geração de Energia Fotovoltaica para Redução dos Picos de Demanda e Contribuição Energética nas Edificações da UTFPR em Curitiba.** 2017. 194 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

Oliveira, Allan R.. Campos, Henrique M. v. d. B..Amarante, JoãoG..**Study about the energy efficiency of the Green Office of Federal Technological University of Paraná, Curitiba campus.**2013. 256 p. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

Revista Green Building. **Conhecimento em sustentabilidade: Escritório Verde da UTFPR é exemplo de sustentabilidade e busca a certificação de operação e uso do Processo AQUA.** Edição 13. Brasil, 2012.

UFRGS. **“Programa RADIASOL”.** Laboratório de Energia Solar. Rio Grande do Sul, 2012.

Urbanetz Junior, Jair; Casagrande Junior, Eloy Fassi; Tiepolo, Gerson Máximo. **Acompanhamento Do Desempenho Do Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede Elétrica Do Escritório Verde Da UTFPR.** Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Florianópolis, ago. 2014.

## ESTAÇÃO METEOROLÓGICA WIFI DE BAIXO CUSTO BASEADO EM THINGSPEAK

### **Diego Lopes Coriolano**

Instituto Federal de Sergipe  
Aracaju-Sergipe

### **Euripes Lopes de Almeida Neto**

Instituto Federal de Sergipe  
Aracaju-Sergipe

### **Ladjane Coelho dos Santos**

Instituto Federal de Sergipe  
Aracaju-Sergipe

### **Iraí Tadeu Ferreira de Resende**

Instituto Federal de Sergipe  
Aracaju-Sergipe

### **Ana Claudia de Melo Oliveira**

Instituto Federal de Sergipe  
Aracaju-Sergipe

### **Renan Tavares Figueiredo**

Universidade Tiradentes  
Aracaju-Sergipe

### **Odélsia Leonor Sanchez de Alsina**

Universidade Tiradentes  
Aracaju-Sergipe

**RESUMO:** A estação meteorológica é uma ferramenta fundamental para monitorar as condições meteorológicas nas lavouras e assim auxiliar agricultores a tomarem decisões, pois as variáveis atmosféricas medidas influenciam diretamente na produtividade da plantação. O Brasil ainda não apresenta uma rede de

estações meteorológicas suficientemente grande para atender as necessidades em todo o país. A concentração de pontos de observação meteorológica está nas áreas mais desenvolvidas e pouquíssimo nas áreas remotas, como no estado de Sergipe, mas devido à crescente importância dada aos impactos no meio ambiente o número de estações meteorológicas vem aumentando. Este artigo apresenta uma estação meteorológica de baixo custo que utiliza sensores acessíveis, em conjunto a “Placa WeMos D1 R2 Wifi ESP8266” que faz a conexão dos sensores com a internet. Os dados coletados através da estação foram comparados com os dados apresentados na “Estação Meteorológica Oregon Scientific - WMR200A” e apresentou erro inferior a 6%.

**PALAVRAS-CHAVE:** Estação meteorológica, sensores climáticos, ThingSpeak.

**ABSTRACT:** The meteorological station is a fundamental tool to monitor the meteorological conditions in the crops and thus help farmers to make decisions, because the measured atmospheric variables directly influence the productivity of the plantation. Brazil does not yet have a network of meteorological stations large enough to meet the needs across the country. The concentration of meteorological observation points is in the most developed areas and very little in remote areas, such as in

the state of Sergipe, but due to the increasing importance given to the impacts on the environment, the number of meteorological stations is increasing. This article presents a low-cost weather station that uses accessible sensors, together with the “WeMos D1 R2 Wifi ESP8266 Card” that will connect the sensors to the internet. The data collected through the station were compared with the data presented in the “Oregon Scientific Meteorological Station - WMR200A” and presented an error lower than 6%.

**KEYWORDS:** Weather station, weather sensors, ThingSpeak.

## 1 | INTRODUÇÃO

Uma estação meteorológica é um local onde são coletados dados para análise do clima de uma determinada região. Esse tipo de estações geralmente vem equipado com vários instrumentos ou sensores de medição e registro das possíveis variáveis meteorológicas e climáticas (INMET, 2012). Na maior parte das estações de última geração os dados são enviados para computadores remotos, através de linhas telefônicas, rede GSM (Global System for Mobile Communications) ou outros meios de transmissão e por meio de computador, os dados coletados, são analisados e assim se torna possível a caracterização do clima da região.

A medição de variáveis meteorológicas é de suma importância, visto que diversas atividades humanas são direta e indiretamente afetadas por essas. Para melhorar a coleta de dados foram criadas as estações meteorológicas. Estas foram aperfeiçoadas ao longo dos anos, culminando nas estações meteorológicas automáticas de alta precisão utilizadas hoje em dia (MUTERSPAW, 2015).

As estações meteorológicas são classificadas como manuais ou automáticas. Quando os dados são inseridos por alguém que esteja monitorando os instrumentos ela é manual, já quando todos os dados são gerados somente com a programação dos equipamentos que não necessitem de intervenções humanas é definida como uma estação automática. As estações automáticas podem inclusive transmitir e armazenar os dados em tempo real, agilizando e diminuindo a probabilidade de erros de medição (SILVA, 2015).

Segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2015), existem quatrocentas estações meteorológicas no país, portanto, é de extrema importância a popularização e instalação de mais equipamentos para abranger todo território nacional, dando um perfil mais real das condições climatológicas do país.

Os dados meteorológicos que são coletados por uma estação têm utilidade em diversas áreas, principalmente na previsão do tempo, sendo de grande importância para o setor agroindustrial (Lopez, 2015).

Uma estação meteorológica convencional é composta de vários sensores isolados que registram continuamente os parâmetros meteorológicos.

Os sensores mais utilizados em estações convencionais são eles os de pressão

atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, índice UV, direção e velocidade do vento, dentre outros que são lidos e anotados por um observador a cada intervalo e este os envia a um centro coletor por um meio de comunicação qualquer (BRAGA, 2011).



**Figura 1** - Estação Meteorológica Oregon Scientific - WMR200A instalada no IFS/Lagarto utilizada para validação/homologação dos dados fornecidos para estação projetada

As estações meteorológicas profissionais (Fig. 1) costumam ter um alto custo principalmente em áreas remotas onde praticamente não são feitas nenhum tipo de medição para avaliar as atuais condições climáticas de um determinado local, por conta do seu custo que em media fica em torno de R\$3.200.00.

Com isso, o objetivo deste trabalho é desenvolver uma estação meteorológica automatizada e com custo acessível, o que tornaria possível um melhor monitoramento de diversas áreas, utilizando componentes de baixo custo. A estação é capaz de coletar dados climáticos e converter em gráficos, que serão disponibilizados em tempo real no site *ThingSpeak*.

## 2 | MATERIAIS E MÉTODOS

O retorno das informações coletadas pela estação meteorológica projetada de baixo custo é de uso público, sem custo para acessar as informações, o que permitirá um estreito elo entre pesquisa e extensão beneficiando a cidade de Lagarto uma vez que poderão consultar livremente as informações obtidas pelos equipamentos.

### 2.1 Hardware

Para a confecção da estação meteorológica utilizou-se:alguns *jumps* (cabos) e

uma matriz de contato (*protobord*) para ligações de circuitos para interligar a “Placa WeMos D1 R2 Wifi ESP8266” aos sensores tipo LDR (*Light Dependent Resistor*) utilizado pelo seu baixo custo e vasta gama de aplicação com arduino, DHT (*Digital Temperature and Humidity Sensor*) Sensor de temperatura e umidade, o módulo de Radiação UV UVM-30A e o sensor de pressão BMP180. Também foi utilizada uma caixa de plástico 10cm x10cm para acomodar todos os componentes visando deixá-los em um ambiente externo e uma fonte externa de 5 V para alimentação. A estação é capaz de coletar dados climáticos e converter em gráficos, que serão disponibilização no site *ThingSpeak*.

Utilizou-se também um circuito integrado demultiplexador 74HC4051, pois a placa WeMos possuía apenas uma entrada analógica e seriam necessárias quatro entradas (uma para cada sensor).

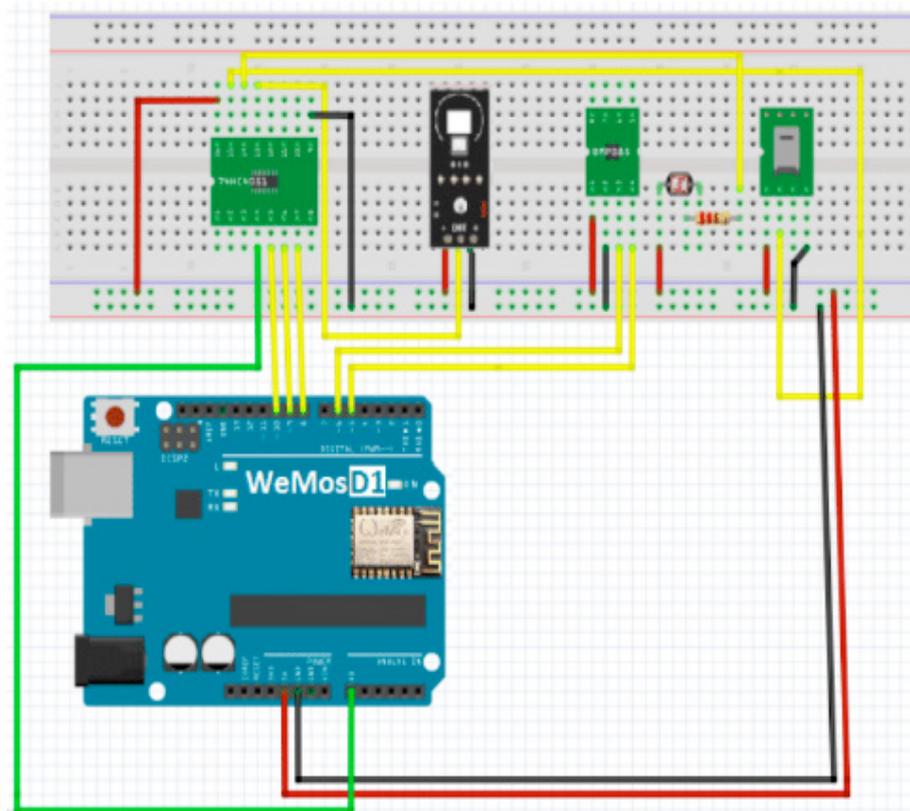
Sensor de luminosidade: Este sensor foi feito para detectar luz e possui uma saída digital e analógica, que podem ser conectadas diretamente em um microcontrolador, conforme a intensidade da lux vai mudando o valor emitido por esse sensor decair ou aumenta (KARVINEN, 2015).

Sensor Temperatura e umidade: O DHT11 é um sensor de temperatura e umidade que permite fazer leituras de temperaturas entre 0 a 50 °C e umidade entre 20 a 90% (AKIZUKIDENSHI , 2015).

Módulo UV: Este Sensor de Radiação Ultravioleta é capaz de detectar a radiação solar UV usando um simples chip UVM-30A. O Sensor pode detectar radiação UV com comprimento de onda entre 200-370 nm com rápida resposta e controle analógico. Sua tensão de operação entre 3-5 V permite que seja facilmente conectado a outros controladores (WILTRONICS, 2015).

Módulo BMP180: Para o sensor digital de pressão barométrica de alta precisão e baixa potência BMP180. Ele tem uma faixa de leitura que fica entorno de 300 a 1100 hPa e foi construído usando como base a tecnologia de piezo resistividade para melhor precisão, robustez e estabilidade em longo prazo (SPARTFUN, 2015).

A Fig. 2 apresenta o esquema de ligação eletrônica da estação meteorológica.



**Figura 2** - Hardware da estação meteorológica com os sensores de pressão, temperatura e umidade, UV e luminosidade interligados com a Placa WeMos

## 2.2 Análise Financeira

A Tabela 1 apresenta os valores de cada componente utilizada no projeto.

Componente	Valor (R\$)
Placa WeMos	49,90
Modulo DHT	15,00
Modulo UV	89,00
Modulo LDR	9,90
Módulo	29,90
BMP180	5,00
Jumps	34,00
Fonte 5v	20,00
Protobord	10,00
Caixa plástico	262,70
<b>Valor total</b>	<b>262,70</b>

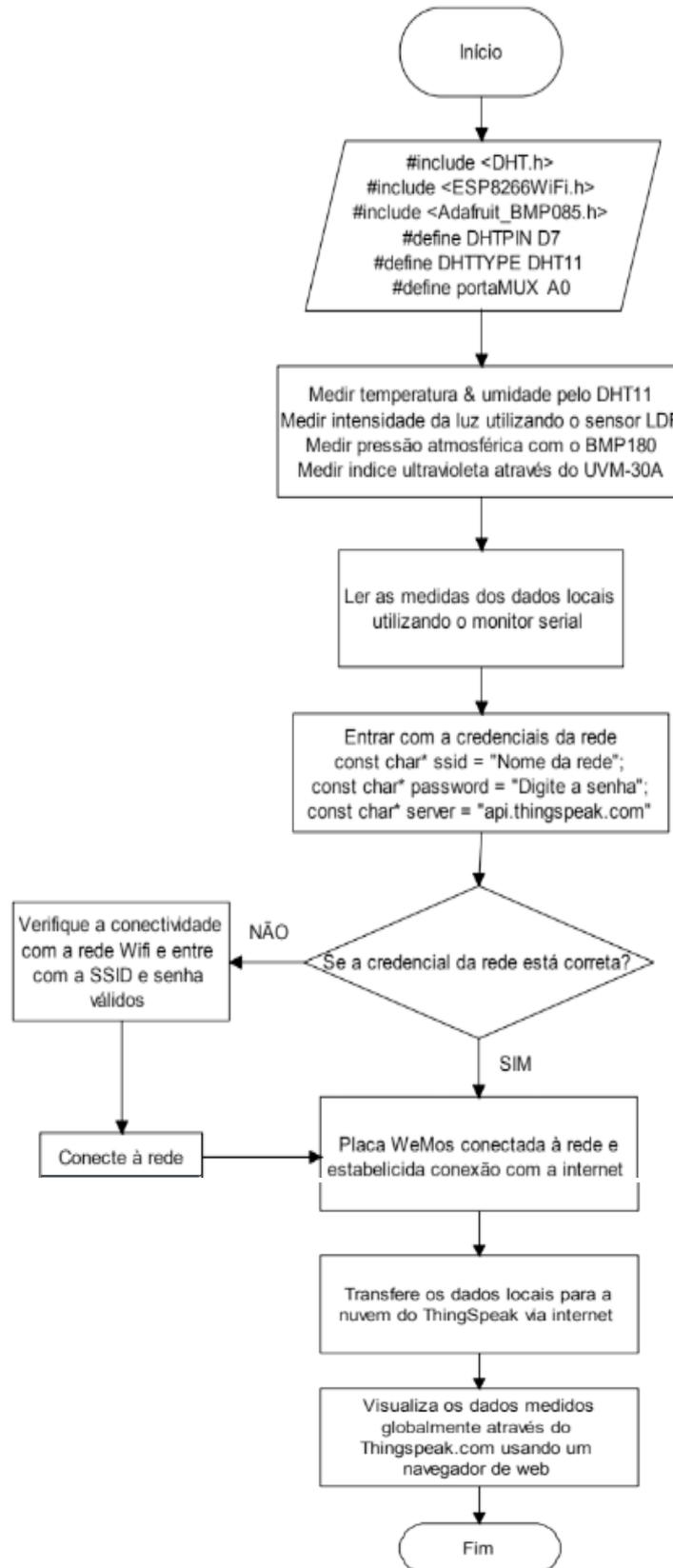
**Tabela 1** - Valores dos componentes utilizados na confecção da estação meteorológica.

Percebe-se que o valor total da estação meteorológico foi de 262,70 reais correspondendo a 8,21 % de uma estação profissional disponível no mercado.

## 3.1 SOFTWARE

Segundo Ferreira, o *ThingSpeak* é um site online que permite receber e/ou enviar dados no novo mundo da *internet of things* (IoT), onde existe a possibilidade

de receber os dados que são enviados da Placa WeMos e avaliá-los tempo a tempo (Ferreira, 2016).



**Figura 3** - Monitoramento de detecção baseado em Thingspeak - fluxograma do processo do sistema para internet das coisas

### 3 | RESULTADOS

Os dados dos sensores da estação meteorológica foram enviados, através da placa WeMos, para o site *thingspeak* e convertidos em gráficos. Esses dados ficam disponíveis online e são atualizadas a cada hora para acesso ao público geral. Os resultados apresentados nesse trabalho foram coletados de hora em hora entre os dias 18 e 22 de junho de 2017 no município de Tobias Barreto/SE.



Figura 4 - Resultados da estação meteorológica na nuvem do ThingSpeak

A Fig 4 mostra a saída gráfica na nuvem de *Thingspeak* e pode ser capaz de observar somente depois de efetuar login no site do *Thingspeak* com a ajuda do nome de usuário e senha criados gratuitamente e a nuvem fornece uma saída confiável. Os dados de pressão não foram apresentados no gráfico por ser uma medida constante.

Os dados apresentados pela estação projetada foram comparados com as saídas da Estação Meteorológica Oregon Scientific - WMR200A e apresentou um erro máximo de 6% na temperatura.

O desenvolvimento do projeto mostrou a praticidade na comunicação dos sensores com a placa WeMos, sendo possível ler os valores fornecidos sem a necessidade de um módulo *Ethernet Shield*. O fornecimento dos dados via internet contribuiu bastante no processo, uma vez que é possível enviar os dados e o próprio site converteia esses dados em gráficos e os disponibilizavam online sem a necessidade de uma

programação de conversão.

Os dados mostraram ser próximos do que indicavam as previsões climáticas para o local da medição e sofrendo pouco influencia do ambiente onde foi coletado, apesar de ser realizado em um perímetro urbano podendo sofrer anomalias nas medições por causa da influência dos prédios em volta que poderia cobrir a irradiação do sol sobre os sensores, os resultados mostraram ser satisfatórios.

## 4 | CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O desenvolvimento deste artigo proporcionou a interação com várias áreas do conhecimento incluindo informática, eletrônica e geografia. Conseguiu-se também analisar de forma prática a variação do tempo contribuindo para um melhor entendimento dos fenômenos naturais.

A *internet of things* facilita inúmeros benefícios para a sociedade e, a partir do nosso projeto, podemos fornecer e provar a força da IoT usando o site Thingspeak que é capaz de contribuir com os serviços com o objetivo de construir uma grande quantidade de aplicativos IoT e ajudar a implementá-los.

A divulgação dos resultados diários no site thingspeak fez com que as informações chegassem a várias pessoas, difundindo os dados obtidos e possibilitando a análise e estudo desses dados.

Como trabalhos futuros, sugere-se ampliar o projeto acrescentando outros instrumentos e sensores que possam, por exemplo, determinar a intensidade do vento por meio de outros sensores e também outros instrumentos que possam medir a quantidade de chuva que incidiu na região.

## 5 | REFERÊNCIAS

Akizukidenshi, **Temperature and humidity module DHT11 Product Manual** <https://akizukidenshi.com/download/ds/aosong/DHT11.pdf>

Braga, A. S; Braga, S.M; Fernandes, C.V.S. **Estações meteorológicas automáticas: relato de uma experiência com sensores independentes em bacia experimental**. In: XIX Simpósio Brasileiro De Recursos Hídricos, 2011, Maceió. ANAIS do XIX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. Porto Alegre: ABRH, 2011. v. 1. p. 1-16.

Ferreira, Ricardo. **Gestão de uma estufa**. Escola Superior de Tecnologia e Gestão Instituto Politécnico da Guarda, 2016.

Inmet. Disponível em: [http://www.inmet.gov.br/portal/css/content/topo\\_iframe/pdf/Nota\\_Tecnica-Rede\\_estacoes\\_INMET.pdf](http://www.inmet.gov.br/portal/css/content/topo_iframe/pdf/Nota_Tecnica-Rede_estacoes_INMET.pdf). 2015.

Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). 2012. Disponível em <http://www.inmet.gov.br/portal/>.  
Karvinen, K, Karvinen, T. **Primeiros Passos com Sensores**, Novatec Editora Ltda, 1ª ed. 2015.

Lopez, Jess Christopher B.; VILLARUZ, Harreez M. **Low-cost weather monitoring system with**

**online logging and data visualization.** In: Humanoid, Nanotechnology, Information Technology, Communication and Control, Environment and Management (HNICEM), 2015 International Conference on. IEEE, 2015. p. 1-6.

Muterspaw, Kristin et al. **Multidisciplinary research and education with open tools: Metagenomic analysis of 16S rRNA using Arduino, Android, Mothur and XSEDE.** In: Proceedings of the 2015 XSEDE Conference: Scientific Advancements Enabled by Enhanced Cyberinfrastructure. ACM, 2015. p. 22.

Silva et al.: **Estação Meteorológica Automática de Baixo Custo.** Disponível em: <http://periodicos.jf.ifsudestemg.edu.br/multiverso/article/download/7/pdf>

Spartfun, <https://learn.sparkfun.com/tutorials/bmp180-barometric-pressure-sensor-hookup->

Wiltronics, <https://www.wiltronics.com.au/wp-content/uploads/datasheets/ARD2-2062.pdf>

## **SOBRE O ORGANIZADOR:**

**Paulo Jayme Pereira Abdala** possui graduação em Engenharia Eletrônica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca - RJ (1988), mestrado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005) e pós-graduação em Gestão de Aviação Civil pela Universidade de Brasília (2003). Entre 1989 e 2008 foi Chefe do Laboratório de Ruído Aeronáutico e Emissões de Motores do DAC/ANAC, tendo desenvolvido centenas de estudos sobre poluição sonora e atmosférica oriundas da atividade aeronáutica. Foi representante oficial do Brasil em diversos Fóruns Internacionais sobre meio ambiente promovidos pela Organização de Aviação Civil Internacional OACI - Agência da ONU. Foi Coordenador dos Cursos de Engenharia de Produção, Elétrica, Civil e Mecânica na UNOPAR/PG entre 2013 e 2018. Atualmente é Consultor Independente para a AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL, OACI e INFRAERO. Tem experiência na área de Engenharia Eletrônica, atuando principalmente nos seguintes temas: acústica, meio ambiente e pedagogia (metodologia TRAINAIR/OACI).

Agência Brasileira do ISBN  
ISBN 978-85-7247-066-7

