

Energia no Brasil

Volume I



Editora Poisson

Editora Poisson

Energia no Brasil Volume 1

1ª Edição

Belo Horizonte Poisson 2019

Editor Chefe: Dr. Darly Fernando Andrade

Conselho Editorial Dr. Antônio Artur de Souza – Universidade Federal de Minas Gerais Msc. Davilson Eduardo Andrade Msc. Fabiane dos Santos Toledo Dr. José Eduardo Ferreira Lopes – Universidade Federal de Uberlândia Dr. Otaviano Francisco Neves – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais Dr. Luiz Cláudio de Lima – Universidade FUMEC Dr. Nelson Ferreira Filho – Faculdades Kennedy Msc. Valdiney Alves de Oliveira – Universidade Federal de Uberlândia

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

E57 Energia no Brasil - Volume 1/ Organização Editora Poisson - Belo Horizonte - MG: Poisson - 2019 Formato: PDF ISBN: 978-85-7042-107-4 DOI: 10.5935/978-85-7042-107-4 Modo de acesso: World Wide Web Inclui bibliografia 1. Engenharia 2. Energia I. Título CDD-333.7

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

www.poisson.com.br

contato@poisson.com.br



Capítulo 1: Início da operação da usina fotovoltaica Alto do Rodrigues (UFV-AR): Resultados preliminares07
Cleber Onofre Inácio, Hugo Tavares Vieira Gouveia, Luiz Fernando Almeida Fontenele, Paulo Henrique Fernandes Ferreira, Rodrigo Guido Araújo
Capítulo 2: Avaliação de um sistema fotovoltaico sob a ótica da tecnologia e da localização geográfica
Corrado Lacchini, Elisângela Pinheiro
Capítulo 3: Estudo e implementação de um estacionamento solar fotovoltaico conectado à rede elétrica
Vinicius Anese Nicola, Fernando Guilherme Kaehler Guarda, Jean Dias Portella, Alex Thomaz Assis, Pietro Fernandez Cassol, Raul Ledur Kuhn
Capítulo 4: Projeto de laboratório de arquitetura sustentável com aplicações de conceitos de sistemas fotovoltaicos e de eficiencia energética
Marcela Monteiro, Filomena Longo, André Nascimento, Marco Valério Vinagre, Ana Lídia Maia, João Paulo Nascimento
Capítulo 5: Acionamento de inversor multilevel para aplicação fotovoltaica através de algoritmo de minimização de THD
Ricardo dos Santos Pereira, Leonel Augusto Calliari Poltosi
Capítulo 6: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia - Fundamentos para redução de picos de potência
Carlos Augusto Guimarães Medeiros, José de Alencar Vaz de Sousa, André Mendes Martins
Capítulo 7: Desenvolvimento de células solares de banda intermediária no laboratório de semicondutores da PUC-Rio69
Eleonora Cominato Weiner, Roberto Jakomin, Daniel Neves Micha, Rudy Massami Sakamoto Kawabata, Renato Teixeira Mourão, Luciana Pinto Dornnelas, Maurício Pamplona Pires, Hongen Xie, Alec M. Fischer, Fernando A. Ponce, Patrícia Lustoza de Souza
Capítulo 8: Radiação solar global em superfícies verticais: Série temporal
Camila Piacitelli Tieghi, Alexandre Dal Pai
Capítulo 9: Otimização da malha metálica de dedos coletores para o contato elétrico frontal de células solares por algoritmos genéticos
Roberto Carlos Pejendino Jojoa, Daniel Neves Micha, Jose Eduardo Ruiz Rosero, Eleonora Cominato Weiner, Mauricio Pamplona Pires, Patrícia Lustoza de Souza



Daniel Neves Micha, Edgard Winter da Costa, Victor de Rezende Cunha, Eliseu Palmares Herculano, Rudy Massami Sakamoto Kawabata, Luciana Pinto Dornnelas, Naiara Yohanna Klein, Maurício Pamplona Pires, Patrícia Lustoza de Souza

Capítulo 11: Programa para o cálculo de radiação solar: Simulações e análise conjunta com dados medidos
Licinius Dimitri Sá de Alcantara, Mayara Soares Campos
Capítulo 12: Educação profissional e tecnológica na área de energia solar fotovoltaica
Manoel Henrique de Oliveira Pedrosa Filho, Daniel Neves Micha, Robson Caldas de Oliveira, Uzoma Edward Madukanya
Capítulo 13: Medidor de No Uniformidad para caracterizar simuladores solares de estado estable de Gran Superficie
José Alejandro Moreno Alfonzo, Acbal Rucas Andrade Achy, Tiago Franca Paes, Iuri Muniz Pepe
Capítulo 14: Caracterização do girassol para biomassa149
Rita de Cássia Barbosa da Silva , Manuel Rangel Borges Neto, Francisco Jônatas Siqueira Coelho, Marcos Antonio Andrade Silva , Thatyany Sampaio Horta Borges, Ricardo Maia Costa
Capítulo 15: Panorama sobre tecnologias de armazenamento de energia através de baterias utilizando bases patentárias
Alexandre Luís Cardoso Bissoli, Cesar Vianna Moreira Junior, Maria Ângela de Souza Fernandes, Ricardo Carvalho Rodrigues, Adelaide Maria de Souza Antunes, Lucas Frizera Encarnação
Capítulo 16: Levantamento da geração distribuida compartilhada no Brasil
Wanderley Paris Junior , Fabrício Yutaka Kuwabata Takigawa, Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Rubipiara Cavalcante Fernandes
Capítulo 17: 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
Capítulo 18: Aplicação de um DVR em aerogeradores SCIG e DFIG para aumento de

suportabilidade frente a afundamentos de tensão......192

Edmar Ferreira Cota, Renato Amorim Torres, Victor Flores Mendes



Capítulo 19: Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para alimentar um sistema de produção de hidrogênio eletrolítico
Lucas Santos de Melo, Melyna Candice Silva Simões, Núbia Silva Dantas Brito, Laysa Lucia de Souza, Marcus Vinicius Bezerra Medeiros, Darlanny Silva Diniz
Capítulo 20: Micro usina fotovoltaica comercial Miramontes: Expansão alterações e análise do desempenho
Gustavo Malagoli Buiatti, Rafael Alexandre Silva de Carvalho, Vitor Sleiman Mariano, Luciano Mendes da Silva, Marcos Leporate, Márcio Eli Moreira da Silva, Luís Guilherme Monteiro Oliveira
Capítulo 21: 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
Capítulo 22: Análise do sombreamento entre painéis fotovoltaicos
Daniel Vitorino de Souza, Gabriel Ivan Medina Tapia
Capítulo 23: A modelagem da geração fotovoltaica distribuída e seus impactos na perspectiva do planejamento de sistemas elétricos
Edmar Arantes Moreira, Maria Helena Murta Vale, Luís Guilherme Monteiro Oliveira
Capítulo 24: Análise da qualidade da energia de sistema de microgeração solar fotovoltaica conectada à rede
Gregory Luid Souza Santiago, Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella Guerra, Marcelo Roberto Bastos Guerra Vale
Capítulo 25: Avaliação da sujidade em módulos fotovoltaicos em Minas Gerais, Brasil
Suellen Caroline Silva Costa, Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, Vinícius Augusto Camatta Santana, Lawrence Lee Kazmerski
Capítulo 26: Relação entre distribuições não uniformes de sujidade e parâmetros de desempenho de módulos fotovoltaicos de tecnologias silício cristalino e telureto de cádmio
Daniel Sena Braga, Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz, Vinicius Augusto Camatta Santana, Lawrence Lee Kazmerski
Autores

Capítulo 1

Início da operação da usina fotovoltaica Alto do Rodrigues (UFV-AR): Resultados preliminares

Cleber Onofre Inácio Hugo Tavares Vieira Gouveia Luiz Fernando Almeida Fontenele Paulo Henrique Fernandes Ferreira Rodrigo Guido Araújo

Resumo: O presente trabalho apresenta dados preliminares e informações já disponíveis por ocasião do início da operação da Usina Fotovoltaica Alto do Rodrigues (UFV-AR), uma instalação piloto que foi construída dentro do escopo de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobras junto à ANEEL. Na sua concepção a usina foi dividida em quatro subsistemas, cada um com características específicas de potência instalada, tecnologia dos módulos e estruturas de montagem. Neste trabalho, são apresentadas algumas análises e comparações feitas sobre os primeiros dados obtidos durante seus primeiros meses de operação com os dados de irradiação solar e correspondente energia elétrica produzida, especificamente para alguns dias selecionados. O objetivo é apresentar um primeiro panorama do comportamento operacional da planta, discutindo, ainda em caráter preliminar, alguns primeiros resultados quantitativos de parâmetros e índices de desempenho relativos à geração de energia elétrica.

Palavras-chave: Usina Fotovoltaica, Implantação e Operação, Desempenho Operacional

1 INTRODUÇÃO

Buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura técnica para a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou o edital de Chamada de Projeto Estratégico de P&D nº 013/2011 "Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira", com o objetivo de alavancar a cadeia produtiva dessa fonte no país, em termos regulatórios, mercadológicos, tecnológicos e acadêmicos.

Nesse contexto, dentre os vários requisitos definidos no referido edital, estava a instalação de uma usina solar fotovoltaica. Assim, alinhado à estratégia corporativa então vigente de ampliar seus negócios envolvendo a geração de energia elétrica, a Petrobras formalizou em 2012 junto à ANEEL o início do projeto "Estudo da Geração Fotovoltaica Centralizada e seu Impacto no Sistema Elétrico". O projeto consiste, entre outras atividades, na construção de uma usina de potência nominal de 1,1 MWp localizada no município de Alto do Rodrigues/RN e conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Motivaram a realização do empreendimento a geração de conhecimento e de informação técnica, a capacitação do corpo técnico envolvido e a experiência das boas práticas de engenharia para esse tipo de empreendimento desde as etapas iniciais de concepção e elaboração de projeto até as etapas finais de sua construção e operação.

Conceitualmente, a usina foi dividida em quatro subsistemas. O primeiro e maior deles, com potência de 1,0 MWp, é constituído por módulos fotovoltaicos de silício policristalino, montados em rastreadores de um eixo horizontal norte-sul. Já o segundo compartilha da mesma tecnologia anterior, tem potência de 50 kWp e é instalado em estruturas fixas. Os outros dois também são montados em estruturas fixas, cada um possuindo potência de 25 kWp, sendo um da tecnologia de silício amorfo e o outro de disseleneto de cobre, índio e gálio.

A opção de utilização simultânea de diferentes tecnologias tem o objetivo de gerar informações para o desenvolvimento de estudos, avaliações e comparações das características técnicas, tais como desempenho, operação e manutenção. Isso é viabilizado também pela instalação de diversos instrumentos de medição de grandezas meteorológicas, tais como: irradiância, temperatura e velocidade do vento; além de instrumentação para a medição de grandezas elétricas, como tensão e corrente - tanto em corrente contínua como em alternada. Ainda, no que diz respeito à instrumentação, são monitoradas a temperatura de alguns módulos e a inclinação dos rastreadores. É importante chamar a atenção ao fato de que, devido aos particulares objetivos e interesses desse empreendimento (mais voltados à pesquisa científica e geração de informação técnica), um esforço adicional foi dispendido na concepção e na implementação do sistema supervisório e de coleta de dados. Neste caso apresentam-se especificações mais restritivas, maior variedade e registro da informação gerada do que é usualmente encontrado em outros empreendimentos com finalidade estritamente comercial.

Os subsistemas da usina possuem características diferenciadas entre si (diferentes eficiências, coeficientes de temperatura, opções de instalação física, etc), apresentando um conjunto de vantagens e desvantagens que requer avaliação considerando o contexto nacional. Assim, este trabalho visa contribuir com essa avaliação através da consolidação de informações preliminares acerca da operação da UFV-AR produzidas no âmbito do projeto de P&D. De posse dos dados de produção e consumo, incluindo as perdas, foi possível obter quantitativos dos fluxos de energia em cada subsistema.

É necessário chamar atenção ao fato de que, concomitantemente à construção, montagem e operação da usina, a Petrobras deu início à elaboração de um conjunto abrangente de estudos e atividades de pesquisa, desenvolvidos com a colaboração de alguns parceiros, tais como a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), o Electric Power Research Institute (EPRI) e o Centro de Tecnologias do Gás e Energias Renováveis (CTGAS-ER). Esse último atuou no projeto com a consultoria do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). As tarefas desempenhadas pela Petrobras e seus parceiros, juntamente com o conjunto das informações obtidas pelo sistema supervisório da usina, constituem um núcleo fundamental para o sucesso do projeto e alcance dos objetivos que foram pré-estabelecidos.

2 USINA FOTOVOLTAICA ALTO DO RODRIGUES (UFV-AR)

A UFV-AR é a primeira planta de geração fotovoltaica centralizada da Petrobras e está localizada no terreno da Usina Termelétrica Jesus Soares Pereira (UTE-JSP), no município de Alto do Rodrigues/RN, tendo as coordenadas geográficas 5,3816° Sul e 36,8204° Oeste, distante aproximadamente 216 km da cidade de Natal/RN.

2.1 DESCRIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS GERAIS DO EMPREENDIMENTO

A área escolhida para a instalação da UFV-AR encontra-se demarcada pelo polígono vermelho da Fig. 1 (a), correspondendo a uma área de cerca de 30.000 m². A maquete eletrônica da usina é mostrada na Fig. 1 (b).

Figura 1 – UFV-AR. (a) Área escolhida para a obra. (b) Maquete Eletrônica do projeto.

(a)

(b)

Fonte: elaboração própria, adaptado de (Google, 2014).

A UFV-AR apresenta potência nominal instalada (total) de 1,1 MWp (1.137,95 kWp de módulos fotovoltaicos e 1.138 kW de inversores, com $FDI^1 = 1,00$) e é dividida em quatro subsistemas como segue:

a) Subsistema 1: Módulos de silício policristalino (p-Si) montados em rastreadores de um eixo horizontal norte-sul com potência instalada de 1,0 MWp (1.034 kWp) ligados a dois inversores de 519 kW (FDI = 1,00);

b) Subsistema 2: Módulos de silício policristalino (p-Si) montados em estruturas fixas de inclinação 10° N com potência instalada de 0,05 MWp (52,2 kWp) ligados a dois inversores de 25 kW (*FDI* = 0,96);

c) Subsistema 3: Módulos de silício amorfo (a-Si) montados em estruturas fixas de inclinação 10°N com potência instalada de 0,025 MWp (26,27 kWp) ligados a um inversor de 25 kW (FDI = 0,95);

d) Subsistema 4: Módulos de disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) montados em estruturas fixas de inclinação 10° N com potência instalada de 0,025 MWp (25,48 kWp) ligados a um inversor de 25 kW (*FDI* = 0,98).

Além dos sistemas descritos citados acima, também foi feita instalação de uma estação solarimétrica de medição, visando gerar informação de suporte aos estudos energéticos associados ao empreendimento. Atualmente, o empreendimento encontra-se praticamente finalizado, e os subsistemas geradores podem ser conferidos na Fig. 2.

¹ Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Definido pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência instalada de módulos fotovoltaicos.

Figura 2 – Imagens das instalações da UFV-AR: (a): subsistema 1. (b) subsistema 2. (c): subsistema 3. (d) subsistema 4. (e): vista aérea da UFV-AR. Fonte: elaboração própria.



3 PARÂMETROS DE DESEMPENHO

Em geral, as instalações fotovoltaicas utilizam um sistema de aquisição de dados para registrar informações de irradiação solar incidente e de produção de energia elétrica, com o objetivo de verificar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Com isso, é possível consolidar dados, sejam eles anuais, mensais, diários ou até mesmo horários, para realizar comparações a fim de otimizar a instalação da tecnologia (Häberlin, 2012).

A produtividade do sistema fotovoltaico, Y_F , é dada pela Eq. **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, que indica quanto de energia cada unidade de potência do sistema fotovoltaico produz, ou ainda, por quanto tempo o sistema fotovoltaico tem que operar na potência nominal para que seja produzida a mesma quantidade de energia. Nesse cálculo, englobam-se todas as perdas envolvidas, como perdas por captação e perdas no sistema. Na Eq. **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, E_{use} corresponde à energia entregue ao sistema elétrico, e P_{G_0} à potência nominal do sistema fotovoltaico (International Electrotechnical Commission (IEC), 1998).

$$Y_F = \frac{E_{use}}{P_{G_0}}(1)$$

Já a produtividade do painel fotovoltaico, Y_A , é dada pela Eq. **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, que indica quanto de energia cada unidade de potência do painel fotovoltaico produz. É importante observar que esse cálculo não leva em consideração as perdas no restante do sistema fotovoltaico (balance of system), como perdas na conversão c.c./c.a., nos cabos e no sistema de armazenamento (caso haja). Na Eq. **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, E_A corresponde à energia produzida pelo painel fotovoltaico.

$$Y_A = \frac{E_A}{P_{G_0}}(2)$$

Cabe salientar que, uma vez que as produtividades são dadas por unidade de potência, isso permite que sistemas de diferentes tamanhos sejam comparados entre si.

Analogamente, a produtividade diária de referência, Y_R , é dada pela Eq. **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, a qual corresponde à quantidade de horas que o Sol teria que irradiar energia em um dia, a uma taxa constante de $G_0 = 1.000 W/m^2$, para que a energia incidente no plano dos módulos seja igual à verificada (Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), 2013). Esse conceito é também conhecido

como horas de Sol pleno. Na Eq. **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, *H_G* corresponde à energia incidente no plano dos módulos fotovoltaicos.

$$Y_R = \frac{H_G}{G_0}(3)$$

Para uma melhor compreensão, é mostrado o diagrama de perdas na Fig. **Erro! Autoreferência de indicador não válida.**, por intermédio da qual verifica-se que a produtividade do sistema fotovoltaico, Y_F , é obtida da do painel fotovoltaico, Y_A , descontando-se as perdas no restante do sistema fotovoltaico (balance of system), L_S . Seguindo o mesmo raciocínio, a produtividade do painel fotovoltaico, Y_A , é obtida da e referência corrigida pela temperatura, Y_T , com o desconto das perdas por captação devido a fatores diversos L_{CM} . Por sua vez, a produtividade de referência corrigida pela temperatura, Y_T , com o desconto das perdas por captação devido a fatores diversos, L_{CM} , englobam perdas causadas por captação devido a temperatura, L_{CT} . As perdas por fatores diversos, L_{CM} , englobam perdas causadas por irradiância não uniforme ou com baixos níveis, sombreamento parcial, sujeira, poluição, erros de seguimento do ponto de máxima potência dos inversores, falhas no inversor, erros de medição de irradiância, além das perdas nos cabos e nos diodos.

Figura 3 – Diagrama de perdas.



Fonte: adaptado de (Häberlin, 2012)

O fator de capacidade (FC_{CC} para corrente contínua ou FC_{CA} para corrente alternada) é definido como a razão entre a energia produzida pelo sistema fotovoltaico, E_{USe} , e o que seria produzido se ele operasse continuamente durante um intervalo de tempo, t, em sua capacidade nominal em corrente contínua, P_{CC} , ou em corrente alternada, P_{CA} . Matematicamente, podem ser expressos pelas Eq. **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e

$$FC_{CC} = \frac{E_{Use}}{P_{CC} \cdot t} (4)$$

$$FC_{CA} = \frac{E_{USe}}{P_{CA} \cdot t} (5)$$

4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

4.1 COMPARAÇÃO ENTRE AS TECNOLOGIAS

O sistema de aquisição de dados da UFV-AR ainda se encontra em fase final de implantação, mas já disponibiliza um conjunto de informações que permite avaliar o desempenho das diferentes tecnologias de conversão fotovoltaica e opções de montagem.

Todas as variáveis são gravadas em bancos de dados com registros a cada segundo. Para essa comparação foram selecionadas a irradiância global no plano horizontal (obtida da estação meteorológica) e as correntes e tensões nos arranjos fotovoltaicos (obtidas nas caixas de conexão).

Para cada um dos quatro subsistemas foi selecionada uma caixa de conexão com os arranjos que seguem:

a) Subsistema 1: Arranjo de 18 strings de 18 módulos em série totalizando 93.960 Wp;

b) Subsistema 2: Arranjo de 5 strings de 18 módulos em série totalizando 26.100 Wp;

c) Subsistema 3: Arranjo de 19 strings de 5 módulos em série totalizando 13.490 Wp;

d) Subsistema 4: Arranjo de 14 strings de 14 módulos em série totalizando 25.480 Wp.

Em seguida foi calculada a energia gerada em cada arranjo para um dia inteiro (a partir dos registros de medição dos 86.400 segundos correspondentes). Essa energia foi dividida pela potência nominal de cada arranjo buscando uma base comum de comparação. O número assim obtido equivale à produtividade do painel fotovoltaico, Y_A , para cada tecnologia/estrutura de montagem na sua potência nominal ao longo daquele dia considerado. Os resultados obtidos estão apresentados na Tab. 1.

SURSISTEMA	POTÊNCIA (kWp)	ENERGI	A (kWh)	Y_A (kWh/kWp)		
	· • · 2····· (12/08/2015	23/08/2015	12/08/2015	23/08/2015	
1	93,96	365,80	645,90	3,89	6,87	
2	26,10	96,83	156,11	3,71	5,98	
3	13,49	43,96	75,26	3,26	5,58	
4	25,48	77,10	127,86	3,03	5,02	

Tabela 1 – Comparação entre as diferentes tecnologias para um dia de operação.

Fonte: elaboração própria.

Esses são resultados preliminares válidos para os dias estudados. A comparação entre as tecnologias será refeita quando a usina atingir 1 ano completo de operação e o tratamento estatístico adequado for possível.

Nas Fig. 4 (a), (b), (c) e (d) são mostradas as potências c.c. normalizadas para cada um dos arranjos de strings sumarizados na Tab. 1, para os dias 12/08/2015 e 23/08/2015. Comparando a Fig. 4 (a) com as Fig. 4 (b), (c) e (d), é possível observar os ganhos obtidos pelo emprego de rastreadores, particularmente para o dia 23/08/2015. Nesse dia, o subsistema 1 produziu 15 % a mais de energia normalizada do que o subsistema 2, que faz uso de módulos fotovoltaicos idênticos. Tal ganho significativo não se verifica no dia 12/08/2015, em que a energia gerada foi apenas 5 % superior. Esse resultado é explicado pelo alto nível de radiação difusa (e consequentemente baixos níveis de radiação direta) verificados nesse dia em decorrência da presença de nuvens ao longo de todo o dia. Assim, como o rastreador propicia melhor aproveitamento da radiação direta, os ganhos em dias com grande presença de nuvens não são tão pronunciados.







4.2 OPERAÇÃO DA UFV-AR

Na Fig. 5, são apresentadas as irradiâncias global, difusa e direta para os dias 07/09/2015, 05/10/2015, 08/10/2015 e 10/10/2015, respectivamente, bem como os valores máximos e integralizados ao longo do dia. Esses dias foram escolhidos por apresentarem padrões distintos entre si. O primeiro deles é um dia considerado claro, enquanto no último observa-se o efeito de sombreamento causado por passagens de nuvens ao longo de todo o dia. Nos dias intermediários, esse efeito é mais pronunciado somente em parte do dia, ora na primeira metade, ora na segunda.

Figura 5 – Irradiâncias global, difusa e direta em (a) 07/09/2015, (b) 05/10/2015, (c) 08/10/2015 e (d) 10/10/2015.



Fonte: elaboração própria

Na Fig. **Erro!** Autoreferência de indicador não válida., são apresentadas as correspondentes potências de saída da UFV-AR para os mesmos dias em questão. Para cada um deles, é possível verificar a energia injetada na rede elétrica, E_{use} , a produtividade do sistema fotovoltaico, Y_F , e o fator de capacidade, FC_{CC} , além da potência máxima instantânea, $P_{máx}$. Ainda, observam-se as projeções desses valores para o período de um ano, caso todos os dias fossem iguais ao respectivo dia.

Figura 6 – Potência de saída da UFV-AR em (a) 07/09/2015, (b) 05/10/2015, (c) 08/10/2015 e (d) 10/10/2015.



Fonte: elaboração própria.

De acordo com as Fig. 5 e 6, constata-se que nos períodos em que há grande intermitência em função da passagem de nuvens, os valores de irradiância difusa são maiores que os de um dia claro, causando um aumento instantâneo da irradiância global (efeito lente) e uma forte variabilidade na potência de saída da usina. Entretanto, apesar desse aumento em alguns instantes de tempo, verifica-se que a irradiação global e, consequentemente a energia produzida, apresentam valores menores quando integralizados ao longo de um dia nublado. Por exemplo, comparando os dias 07/09/2015 e 10/10/2015 por meio das Fig. 5 (a), 5 (d), 6 (a) e 6 (d) observa-se que a irradiância global máxima e a potência máxima são maiores para o dia nublado, ao passo que os correspondentes valores integralizados de irradiação global e energia são menores.

Na Fig. 7 (a), é mostrada a irradiância global para cada dia do mês de agosto de 2015, discretizada em intervalos de 15 minutos. Seguindo o mesmo raciocínio, a potência de saída da usina é apresentada na Fig. 7 (b). Verifica-se a relação direta da potência de saída com a irradiância global, sendo possível observar o acréscimo na energia produzida proporcionado pelo uso de rastreamento na maior parte da planta. Isso

pode ser constatado através da dilatação da curva da potência, que é mais facilmente observada em dias claros, como o dia 23/08/2015.

Sáb Dom Seg Ter Qua Qui Sex Seg Dom Ter Qua Qui Sex Sáb M 01 01 08 08 M02 M. 0 05 **₩**09 15 A • 10 🙀 13 13 🗼 14 15 11 12 10 11 12 16 r 1121 22 M 22 **/1**9 <u>~</u> 20 <mark>1</mark>,21 17 18 18 19 17 23 24 v. 25 1,29 <u>40</u>29[26 24 25 A 26 27 28 30 31 30 31 (b) (a)

Figura 7 – Dados de (a) irradiância global e (b) potência de saída em agosto de 2015. Fonte: elaboração própria.

Na Fig. 8, são apresentados alguns índices de desempenho da UFV-AR, como energia mensal injetada na rede, produtividade mensal, produtividade diária média e fator de capacidade para os meses de junho a novembro de 2015. É importante observar que os meses de junho e novembro, marcados com um asterisco, são as projeções para os referidos meses, uma vez que não se dispunha de todos os valores diários. Cabe salientar que, para efeitos de comparação entre os meses selecionados, realizou-se o cálculo da produtividade diária média para eliminar a diferença entre as quantidades de dias nos meses. Além disso, os valores apresentados levam em consideração as eventuais indisponibilidades ocorridas na operação.

Pela Fig. 8, verifica-se que, nos meses de setembro a novembro de 2015, a produtividade diária média da UFV-AR é de aproximadamente 5,5 kWh/kWp, correspondendo a um fator de capacidade da ordem de 23 %. É importante ressaltar que o fator de capacidade aqui apresentado corresponde praticamente aos respectivos valores c.c. e c.a., uma vez que o fator de dimensionamento global da UFV-AR é considerado unitário.

Quando a mesma análise é feita para os meses de junho a novembro de 2015, observa-se que o fator de capacidade médio é aproximadamente 20 %, concordando com os índices de outras usinas da mesma região, participantes do Leilão de Energia de Reserva (LER) de 2014 (Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2014).





5 CONCLUSÃO

Os resultados experimentais aqui apresentados são decorrentes dos primeiros meses de operação da UFV-AR, uma planta piloto composta por subsistemas com características distintas entre si, tanto em potência instalada, quanto em tecnologias de módulos fotovoltaicos e em estruturas de montagem.

Os principais parâmetros de desempenho obtidos foram a produtividade e o fator de capacidade. Para um dia com poucas nuvens, o subsistema com rastreamento apresentou desempenho 15 % acima do verificado para o subsistema sem rastreamento e mesma tecnologia de módulos. Outro resultado relevante observado nos dias em análise foi o desempenho inferior da tecnologia CIGS em relação às demais empregadas na planta. Nos dias com poucas e muitas nuvens, a produção de energia normalizada foi inferior em 16,1 % e 18,4 %, respectivamente. Esse resultado poderá ser comprovado futuramente após obtenção do registro histórico de no mínimo 12 meses de operação.

Este trabalho apresentou os resultados de um primeiro exercício de análise dos dados de operação da usina. À medida em que todos os sensores da planta estejam instalados e operacionais por um período razoável de tempo será possível realizar um diagnóstico mais abrangente do desempenho das diversas tecnologias empregadas na planta. As informações geradas serão de grande valia no projeto de usinas fotovoltaicas otimizadas para as condições climáticas brasileiras.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi realizado com recursos financeiros da Petrobras vinculados ao programa de P&D regulado pela ANEEL, no âmbito do projeto PD-0553-0017/2011 para atendimento à chamada de projeto estratégico nº 013/2011.

REFERÊNCIAS

[1] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), 2013. ABNT NBR 10899: Energia solar fotovoltaica – Terminologia, Rio de Janeiro: ABNT.

[2] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2014. Participação dos empreendimentos solares fotovoltaicos: visão geral, Rio de Janeiro: EPE.

[3] Google, 2015. Google Earth. [Online] Disponível em < http://www.google.com/earth/ >.

[4] Häberlin, H., 2012. Photovoltaics: system design and practice, Chichester: John Wiley & Sons.

[5] International Electrotechnical Commission (IEC), 1998. IEC 61724: Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis, Geneva: IEC.

Capítulo 2

Avaliação de um sistema fotovoltaico sob a ótica da tecnologia e da localização geográfica

Corrado Lacchini Elisângela Pinheiro

Resumo: Este artigo tem por objetivo avaliar dois sistemas fotovoltaicos (FV) instalados em duas cidades localizadas em diferentes zonas climáticas para verificar a sensibilidade do retorno financeiro às variações da climatologia local. Os dois sistemas estão instalados em residências cujas demandas elétricas são modeladas em função das cargas elétricas e do número de pessoas. As demandas elétricas determinam as características elétricas dos dois sistemas FV cuja finalidade é diminuir as despesas mensais de energia elétrica, sob perspectiva dos usuários. Os resultados mostram que o retorno financeiro depende das condições climatológicas nos locais escolhidos e das tarifas de energia elétrica cobradas pelas distribuidoras. As tecnologias fotovoltaicas escolhidas têm pouca influência nos resultados.

Palavras chave: LCOE, Condições climáticas, Retorno financeiro.

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica caracteriza-se como um fator essencial para o bem estar e a produção de riqueza na sociedade. A economia está sujeita a flutuações endógenas e exógenas, muitas vezes ligadas a fatores políticos que têm origem fora do setor consumidor. Imune a estas oscilações, a energia elétrica é uma componente essencial do processo produtivo e tanto o seu custo, quanto a sua qualidade, afetam diretamente as empresas consumidoras. Isto significa que qualquer que seja a alternativa tecnológica proposta, o crivo de análise sempre será fundamentado na comparação financeira, no retorno do investimento e nos efeitos na economia, principalmente em relação às expectativas do usuário.

Neste sentido, aliado ao aumento desordenado dos preços da energia elétrica, surge a geração solar fotovoltaica como uma alternativa para as residências, tanto em instalações novas como integradas a residências antigas. Esta alternativa tem sido adotada por consumidores que buscam diminuir gastos com a energia elétrica e por consumidores que apostam em práticas ambientais de preservação, com geração de energia limpa e renovável.

O setor de geração de energia elétrica, em geral, enfrenta desafios e incertezas, porque a energia elétrica é caracterizada pelo sincronismo entre consumo e geração. Isto significa que para que a demanda variável no tempo seja atendida, a disponibilidade de energia deve sempre corresponder na quantidade exata. Qualquer desequilíbrio estrutural entre geração e demanda afeta negativamente a qualidade da eletricidade fornecida. Outro aspecto é a possível distância entre os locais de geração e de consumo da energia: os centros geradores são instalados onde os recursos energéticos são disponíveis enquanto os consumidores são distribuídos no país. A diferença geográfica entre geração e consumo demanda linhas de transmissão nas quais as perdas afetam diretamente a eficiência de todo o sistema. Dados oficiais sobre as perdas totais em 2013, nas regiões do Norte relatam valores de 21,5% e no Nordeste a 18,7% (MME/EPE, 2014) enquanto na média do país elas alcançaram valores de 16,8% projetados para reduzir para 14,9% até 2017 (MME/EPE, 2008), incluindo aí as assim-chamadas perdas não técnicas (i.e. furto de energia). Além das perdas, a grande dependência das linhas de transmissão, implica que o fluxo da energia, em condições extremas, possa chegar a saturar a capacidade das linhas podendo provocar interrupções, as vezes em cascata, afetando vastas regiões.

Uma alternativa a esta situação é a geração distribuída que prevê pequenas centrais geradoras localizadas perto do consumo, utilizando as linhas de distribuição locais para fazer fluir a energia elétrica gerada. A energia elétrica fotovoltaica responde a esta característica podendo ser gerada a partir dos tetos das fábricas, centros comerciais e residências alimentando diretamente os seus usuários. Vários estudos para facilitar esta análise de dimensionamento de residência têm sido desenvolvidos e um deles é o simulador solar que permite a avaliação do próprio consumidor de simular um sistema em sua residência e ter uma análise de retorno de investimento; outro trabalho desenvolvido foi a elaboração de uma ferramenta e apoio à decisão de projeto para auxiliar na composição arquitetônica da integração dos sistemas fotovoltaicos. (BERMUDEZ, 2015; SANTOS, 2013).

As centrais com geração distribuída entram em um mercado consolidado que sofreu transformações na sua estrutura público-privada, com alternâncias de estruturas mercadológicas e de definição de tarifas, resultado de enfoques sociais que vêm evoluindo nos últimos 80 anos (Fugimoto, 2010). Na estrutura atual do Sistema Interligado Nacional – SIN, as plantas de geração de energia elétrica coexistem cada uma com as suas limitações tecnológicas e com diferentes incentivos, recebidos de maneira continuada, para assegurar a geração ininterrupta da energia elétrica. Por outro lado a sociedade impõe limites aos custos da energia, à perda de confiabilidade na continuada disponibilidade e à degradação secundária do meio ambiente.

Frente às notícias alarmantes sobre o aquecimento global, a disponibilidade de novas tecnologias que substituam recursos fósseis por fontes renováveis mostra-se como alternativa. Porém, de um lado as fontes renováveis de energia competem em posição desfavorável do ponto de vista financeiro, tendendo a alterar o equilíbrio das empresas consolidadas e de outro, os consumidores não diferenciam a origem da energia elétrica; portanto a paridade dos custos de geração é um critério de análise muito importante.

Este trabalho foca nos sistemas fotovoltaicos para consumo residencial, resultado do investimento que visa obter um retorno financeiro compensador. Estes sistemas são normalmente instalados nos tetos das fabricas, do comércio ou das residências e precisam produzir energia com a eficiência por m2 que leve em conta as limitações na disponibilidade de área utilizável. Além disso, eles precisam estar ligados à rede para garantir o permanente suprimento da demanda, encontrando o justo equilíbrio entre o custo da produção própria e o preço da energia fornecida pela rede. O equilíbrio depende do valor do investimento, das condições climáticas, do local de instalação, do perfil de demanda do usuário e da evolução anual das

tarifas de energia elétrica. A este respeito, o valor das tarifas de energia está sujeito a manobras populistas como aquelas que em 2013 baixaram por decreto em 14,5% o valor das tarifas residenciais, média Brasil, diante de um crescimento médio anual de 2,03% por ano desde 2003 até 2012 (Lacchini and Rüther, 2015). No ano de 2015 o valor das tarifas residenciais, média Brasil, foi revisto resultando em um aumento de 39,3% de 2013 até agosto de 2015 (ANEEL, 2015b).

Este artigo analisa dois exemplos de residências iguais, modeladas pelo software "Energy Plus" para definir a demanda de energia, instaladas em dois locais com condições climáticas diferenciadas: em Porto Alegre no Rio Grande do Sul e em Fortaleza no Ceará.

Porto Alegre, latitude de 30° 01′ S, apresenta fortes excursões térmicas entre inverno e verão, temperaturas anuais médias de 18-20 °C com mínimas de 0 °C e máximas de 37 °C e tem irradiação solar média diária de 4,56 kWh/m2 /dia no plano inclinado². Por sua vez Fortaleza, latitude de 3° 43′ S, tem temperaturas médias anuais de 26 a 28 °C com mínimas de 21 °C e máximas de 33 °C e tem irradiação diária de 5,19 kWh/m2 /dia no plano inclinado (IPECE, 2011, Machado, 2015, PVsyst, 2012, Gueymard, 2008).

Objetivo deste trabalho é analisar a influência dos fatores climáticos sobre o custo da energia gerada e levantar quais outros fatores têm influencia positiva ou negativa no equilíbrio entre tarifas e custo de produção própria.

2 MÉTODOS

A análise dos sistemas fotovoltaicos foi feita utilizando diferentes pacotes de software de modelagem. A demanda de consumo foi definida para uma residência - escritório padrão na qual são fixados valores de temperatura de conforto para um grupo de seis pessoas; a irradiação nos dois locais de instalação dos sistemas solares é determinada a partir dos mapas de irradiação e o modelo fornece a série horária anual utilizada para determinar a potência dos dois sistemas solares. A quantidade de energia elétrica produzida, juntamente com os custos do sistema e de manutenção é utilizada para determinar o custo unitário. O custo dos sistemas é determinado a partir da composição do gerador solar aplicando as taxas de importação quando for o caso. A economia de energia e o reflexo positivo nas despesas mensais da residência - escritório é comparado com as taxas de retorno para avaliar a validade do investimento.

2.1 MODELAGEM DA DEMANDA

A demanda da residência - escritório é definida pelas cargas de iluminação e equipamentos elétricos e pelos limiares de temperatura máxima e mínima que controlam o condicionador de ar. A demanda mensal em kWh é definida modelando a área habitada com o software "Energy Plus" (DoE, 2014), que leva em conta as características das séries históricas climatológicas das duas cidades consideradas. Os resultados da modelagem são diferentes para as duas cidades devido às diferentes temperaturas ao longo do ano. As séries históricas do clima correspondem ao período 2000-2010, atualizadas no âmbito do projeto SWERA³ (Roriz, 2012).

As residências têm as seguintes características:

- Área habitada de 200 m2
- Oito janelas de 3 m2
- Seis pessoas ocupam a residência escritório
- Equipamentos elétricos 1200 W
- Iluminação 1000 W
- Condicionamento de ar com pontos de controle definidos em 22 e 24 °C

² A superfície dos módulos fotovoltaicos tem inclinação correspondente à latitude do local.

³ SWERA = *Solar and Wind Energy Resource Assessment*, programa conjunto de varias organizações no mundo, entre as quais o INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) e a UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina).

A Fig. 1 fornece duas imagens da residência - escritório, mostrando os lados sul e norte e o sistema fotovoltaico.



2.2 MODELAGEM DA POTÊNCIA DOS DOIS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E DOS INVERSORES

O cálculo da potência do sistema fotovoltaico é condicionado pela irradiação no local, pela inclinação dos módulos que corresponde à latitude do local, pela eficiência dos módulos fotovoltaicos utilizados e pela qualidade do projeto (Marion et al., 2005). A qualidade do projeto é definida pelo Yield final (Yf) ou razão entre energia AC produzida e potencia nominal DC do sistema, medida em horas ou kWh/kW. O Yf é normalmente comparado com o Yield de referência (Yr) que relaciona a irradiação no plano dos painéis solares com a irradiância de referência utilizada para caracterizar os módulos solares nas condições STC⁴; o seu valor é medido em horas. A razão entre Yf e Yr fornece o parâmetro de performance PR, adimensional, que caracteriza a qualidade do sistema fotovoltaico.

A fórmula utilizada para calcular a potencia do sistema fotovoltaico é representada pela Eq.(1).

$$Potência \ de \ pico = \frac{Demanda \ diária * Irradiância \ nas \ condições \ STC}{Irradiação \ diária \ média \ anual * PR} \qquad [kWp]$$
(1)

O cálculo da potência de pico é facilmente executado usando o software PVsyst (PVsyst, 2012) que leva em conta também parâmetros como tecnologia utilizada, bitola da fiação, tipo de inversor, entre outros. Os dados climatológicos utilizados pelo PVsyst são extraídos do banco de dados do software Meteonorm (Meteotest, 2015) na versão 6.3.9, que apesar de não validado para o Brasil foi utilizado por simplicidade.

Considerando as diferentes condições climáticas das duas cidades e sabendo-se que os módulos de silício são mais sensíveis ao aumento de temperatura do que módulos de filme fino de CdTe, foram definidas para cada cidade duas tecnologias diferentes: filmes finos de telureto de cádmio (CdTe) e silício cristalino (c-Si). Para a tecnologia CdTe foi escolhido o módulo FS-4100A da empresa First Solar, com potência de pico de 100 W e para a tecnologia c-Si foi escolhido o módulo Yi 295P 35b da Yingli, com potencia de pico de 295 W.

Os inversores utilizados foram escolhidos com base na potência nominal de pico dos dois sistemas, aplicando-se uma margem de pelo menos 10% a mais para contornar a perda de eficiência quando a potencia DC na entrada supera a máxima potência nominal dos equipamentos (Burger and Rüther, 2006, Almeida et al., 2014). Esta condição corresponde a irradiâncias acima dos 1000 W/m2 das condições STC, que pode acontecer em situações de nebulosidade específicas. O efeito da sobrecarga resulta em aquecimento nos componentes do inversor com subsequente degradação na eficiência.

2.3 MODELAGEM DO CUSTO UNITÁRIO NORMALIZADO DA ENERGIA GERADA PELOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O custo unitário normalizado da energia, também conhecido como LCOE na definição na língua inglesa (Levelized Cost of Energy), informa o custo da energia gerada, em R\$/kWh, independentemente do tamanho do sistema e da tecnologia utilizada. Usado para estudos econômicos financeiros antecedentes ao investimento, relaciona todos os dispêndios iniciais e correntes durante a vida útil do sistema, descontados ao tempo presente, ao somatório da energia gerada durante a vida útil da instalação. Diferentes metodologias são utilizadas para calcular o LCOE, cada uma adaptada para a tecnologia de geração considerada, o tamanho da planta geradora e o tipo de combustível fóssil utilizado. Quando a

⁴ STC = Standard Test Conditions (Condições padronizadas de teste) definem os parâmetros de teste utilizados para definir a eficiência dos módulos solares: irradiância de 1000 W/m², temperatura da célula solar fotovoltaica de 25 °C, velocidade do ar de 1 m/s.

planta geradora for controlada por pessoa jurídica as taxas de imposto de renda corporativa são consideradas (Chase, 2014); quando combustível fóssil for utilizado, o seu custo é estimado a valor constante, mas o efeito secundário da queima, no meio ambiente e na saúde das pessoas que vivem no entorna das usinas, geralmente não é considerado (IER, 2013, Salvadores and Keppler, 2010). Este custo invisível tem valor que não é desprezível, conforme demonstrado em trabalhos anteriores (Lacchini and Dos Santos, 2013)

A fórmula utilizada para determinar o valor do LCOE é descrita na Eq. (2), na qual são considerados os possíveis financiamentos, o valor residual no final da vida útil e a degradação anual na eficiência dos módulos que está ligada à tecnologia utilizada. Não são considerados os custos dos combustíveis, visto que o sol é gratuito.

Os custos correntes incluem manutenção, seguro e reposição de pecas; N expressa o numero de anos de vida útil do sistema; td representa a taxa de desconto; n indica o ano corrente.

$$LCOE = \frac{CapitalPróprio + \sum_{1}^{N} \frac{PagamEmprest}{(1+td)^{n}} + \sum_{1}^{N} \frac{CustosCorrentes}{(1+td)^{n}} - \frac{ValResidual}{(1+td)^{n}}}{\sum_{1}^{N} PotenciaNomDC * PR*(1-DegradAnual)^{n}}$$
(2)

O valor de td (taxa de desconto) corresponde à taxa de inflação que com a taxa de juros define a taxa SELIC. Levando em conta o valor de 14,5% ao ano da taxa SELIC e admitindo uma inflação atual e projetada de 8% ao ano, a taxa real de juros resulta em 6% ao ano (Santos de Almeida, 2015).

Os preços dos principais componentes dos sistemas fotovoltaicos que compõem o Capital Próprio são extraídos das tabelas atualizadas pela revista Photon International (Photon, 2015) e as taxas de importação e câmbio determinam a sensibilidade do equilíbrio financeiro.

2.4 FERRAMENTAS DE MODELAGEM

Os dados que sustentam uma pesquisa podem ser obtidos de duas maneiras: a) montado experimentos reais e monitorando durante um período de tempo, contabilizado em anos, os resultados de observações objetivas; b) modelando e simulando situações reais, alterando variáveis que definem o problema e extraindo resultados de maneira interativa ajudando a confirmar as hipóteses dos problemas em estudo.

Os experimentos são utilizados quando é necessário ter resultados mais confiáveis. Por outro lado, a preparação dos experimentos e a correta formulação das hipóteses em estudo devem ser mais meticulosas, podendo resultar em longos tempos perdidos quando os resultados sejam inconclusivos.

A modelagem por computador, apoiada em ferramentas de software experimentadas e qualificadas, resulta em caminho mais rápido para interativamente definir o problema e rapidamente convergir a resultados que tenham significância. O lado negativo está ligado ao fato que as ferramentas de modelagem tendem a simplificar o caso real por meio de formulações matemáticas que podem ser aproximadas, interferindo assim na confiabilidade dos resultados.

O dilema pode ser resolvido escolhendo o caminho mais rápido para obter os resultados quando o risco associado não afete a saúde ou a sociedade. No nosso entender, o uso da modelagem representa a escolha correta.

Os softwares de modelagem utilizados nesta pesquisa são: Energy Plus (DoE, 2014); Sistem Advisor Model – SAM (Blair et al., 2014) ; PVsyst (PVsyst, 2012); Excel (Microsoft, 2015). O software Energy Plus é utilizado na modelagem da demanda das duas residências; o software PVsyst é utilizado na definição do parâmetro de desempenho do sistema em função da localização e para definir os parâmetros do sistema fotovoltaico; o software SAM é utilizado como o PVsyst para definir a composição do sistema; o software Excel é utilizado para compor uma planilha geral de detalhamento dos fluxos de caixa e para calcular o valor do LCOE, a taxa de retorno do investimento nos sistemas, as projeções de aumento da energia elétrica e a sensibilidade dos resultados finais. A planilha do Excel construída em trabalhos anteriores (Lacchini and Rüther, 2015), acompanha e organiza todos os resultados salientes deste trabalho.

3. RESULTADOS

O objetivo primário deste trabalho foi identificar se os fatores climáticos têm influência sobre os custos da energia gerada e, secundariamente, identificar os fatores que têm influência sobre o equilíbrio entre tarifas e custo da energia própria. Os resultados são apresentados em dois grupos distintos.

3.1 INFLUÊNCIA DOS FATORES CLIMÁTICOS.

A demanda mensal modelada está identificada na Tab. 1 que lista os valores de demanda mensal calculados com o sistema Energy Plus sem a presença dos sistemas fotovoltaicos.

O perfil das demandas segue a diferente evolução mensal das temperaturas nos dois locais durante os meses do ano, mostrando a coerente variação do consumo provocado pelo condicionamento do ar.

Cidade	Demanda mensal nas edificações das duas cidades (kWh) Tot									Total			
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Porto Alegre	794	736	814	572	830	796	1031	935	772	685	600	639	9204
Fortaleza	998	939	960	879	917	831	697	703	625	693	821	859	9922

Tabela 1 - Evolução da demanda mensal nas duas cidades e total anual

As demandas das edificações duas cidades são diferentes, apesar dos mesmos parâmetros construtivos e de conforto ambiental definidos, por causa das diferentes condições climáticas, conforme evidenciado na evolução gráfica da demanda mensal visualizada na Fig. 2.



Figura 2 - Representação gráfica da demanda mensal obtida com o software Energy Plus

A inclinação dos módulos é fixa e deveria ser igual à latitude sendo, portanto, 4° S para Fortaleza e 30° S para Porto Alegre. Porém, com base na experiência acumulada pelo nosso grupo de pesquisa em energia fotovoltaica da UFSC⁵, as instalações fotovoltaicas nunca deveriam ter inclinação menor que 10°, para facilitar a lavagem de sujeiras pelas chuvas. Por isso Fortaleza foi modelada com inclinação de 10°.

O valor do PR para os dois sistemas, conforme descrito na Eq. (1) é pré-determinado pelo uso dos softwares de modelagem indicados na metodologia, SAM e PVsyst, utilizando as séries históricas de irradiação e temperatura extraídas do banco de dados SWERA e Meteonorm respectivamente. Pelo software SAM, em ambas as cidades os valores obtidos são muito próximos de 80%, variando entre 80,9% e 81,1%. Utilizando o software PVsyst, os valores obtidos são ligeiramente diferentes variando entre 77 e 81%. Inicialmente, para o cálculo da potência de pico, foi adotado o valor intermediário de 79% para ambas as cidades e tecnologias utilizadas. O refinamento do valor do PR, como resultado da modelagem com PVsyst, pode ser visto na Tab. 2.

A potência de pico dos dois sistemas pode então ser calculada, pela Eq. (1), a partir do valor médio diário da demanda e, para o dimensionamento dos inversores, aplicando-se o incremento de 10% conforme descrito no item 2.2 dos métodos.

⁵ UFSC = Universidade Federal de Santa Catarina

Para a edificação de Porto Alegre a potência de pico calculada é de 6,56 kWp.

Para a edificação de Fortaleza a potência de pico calculada é de 6,18 kWp.

Note-se que a potência de pico para Fortaleza é menor daquela para Porto Alegre contrariamente à relação entre os valores de demanda para as duas cidades. A razão disto é que Fortaleza satisfaz a sua maior demanda de energia com menor potência de pico por causa da maior irradiação solar naquela cidade.

O número de módulos e sua disposição são definidos levando em conta as limitações de máxima tensão de entrada dos inversores e a potência necessária.

Utilizando como dados principais as demandas anuais das residências nas duas cidades e os módulos fotovoltaicos cujas características foram definidas no item 2.2 dos métodos, o PVsyst gerou os resultados mostrados na Tab. 2.

	Tecnol.	m2	kWp	qt	Inversor	Demanda/ano	Energia gerada/ano	PR %
Porto Alegre	c-Si	42,7	6,49	22	7 kW	9204	9340	81,0
	CdTe	50,4	6,99	70	7 kW	9204	9670	77,8
Fortaleza	c-Si	38,8	5,90	20	6 kW	9922	9470	78,8
i or turebu	CdTe	43,2	5,99	60	7 kW	9922	9330	76,6

Tabela 2 - Resultados da modelagem dos dois sistemas em cada cidade, utilizando o software PVsyst

As demandas mensais são diferentes nas edificações das duas cidades e os sistemas têm características que se adaptam às demandas modeladas. As quantidades de módulos e tipos de inversores resultam de um compromisso entre a potência dos módulos, a potência requerida do sistema e as limitações dos inversores em termos de máxima tensão de entrada. Os dados finais resultam de uma interação focando satisfazer, ou superar, a demanda anual das residências sem superar, contanto, os valores mínimos e máximos das tensões de entrada nos inversores, conforme as especificações dos fabricantes.

Uma vez definidos os dois sistemas das edificações de cada cidade, conforme os resultados obtidos até este ponto, o segundo objetivo deste trabalho foi a análise financeira que define os custos de geração da energia e os retornos econômicos dos investimentos efetuados.

O software de modelagem PVsyst permite construir uma completa análise financeira; porém ele é otimizado com base nas realidades e estruturas financeiras da Europa. O Brasil tem uma característica peculiar de taxações e incentivos relacionados à área fotovoltaica e os melhores resultados para análise são obtidos construindo planilhas ad hoc que contemplem a realidade brasileira (Lacchini and Rüther, 2015).

A planilha construída para determinar custos e retornos financeiros, em milhares de Reais, foi montada a partir de dados econômicos resumidos na Tab. 3 e relativos aos sistemas completos; para os produtos importados foi considerada a relação R/$]{$}{\in}$ = 3,8.

Descrição	Porto Alegre		Fortaleza	
	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe
Projeto	7159	7165	6781	6989
Instalação + comissionamento	8551	8564	7774	8037
Módulos totais	32755	32805	29777	30786
Inversor	11999	12017	10908	11278
Estruturas	10050	12079	9136	11335
Permissão conexão rede	659	659	659	659
Medidor	2255	2255	2255	2255
Investimento inicial [R\$]	73427	75544	67289	71259

Tahola 3 -	Dados	financeiros	utilizados	nara determina	· o custo dos	nrojetos	(R\$/)
Tabela 5 -	Dauos	imancenos	utilizados	para determinal		projetos i	[K⊅/]

Os valores do projeto foram definidos como percentual da potência de pico dos sistemas, assim como instalação, comissionamento, inversor e estruturas. O valor relativo aos módulos totais também depende do número de módulos, arredondado ao valor inteiro, para atender a potência de pico definida. A soma dos valores, investimento inicial, reflete as demandas e as diferentes condições climáticas das duas cidades.

A Tab. 4 mostra os resultados da execução da modelagem de custos e retornos financeiros, obtidos com planilha própria:

os valores são informados em milhares de Reais;

• as somas das faturas de 25 anos sem sistema fotovoltaico e das novas faturas mais custos no mesmo período, foram descontadas ao valor presente pela taxa de inflação de 8% projetada no item 2.3 dos métodos;

• a economia nos 25 anos resulta da diferença entre fatura atual e nova fatura mais custos com o sistema fotovoltaico, também descontados a valor presente;

- o tempo de retorno descontado 6 é informado em anos e é calculado sobre o fluxo de caixa descontado.

R\$ mil	Custo	o inicial	Produção 25 a. [MWh]		Faturas (VP) 25 a. s/PV	Faturas + custos (VP) 25 a. c/PV		os Economia (VP) V 25 a. c/PV		Tempo retorno descontado [a]	
	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe		c-Si	CdTe	c-Si	CdTe	c-Si	CdTe
Porto Alegre	73,4	75,5	206	208	95,6	37,0	37,5	58,6	58,1	12,1	12,5
Fortaleza	67,3	71,3	215	223	100,5	36,1	36,1	64,4	64,4	9,5	11,1

Tabela 4 - Resultados financeiros obtidos com planilha própria. (R\$ mil)

Note-se que as diferenças financeiras resultantes do uso das duas tecnologias, em cada cidade, são desprezíveis a não ser o custo inicial. O menor tempo de retorno de Fortaleza reflete o menor investimento inicial e a maior produtividade dos sistemas devido à maior irradiação solar na cidade.

⁶ Tempo de retorno descontado é o tempo necessário para que as receitas descontadas cubram o total do investimento.

3.2 FATORES QUE INFLUENCIAM O EQUILÍBRIO ENTRE LCOE E TARIFAS DA ENERGIA ELÉTRICA.

A planilha própria foi utilizada para calcular o LCOE dos dois sistemas de cada cidade, bem como o valor da MTIR⁷. Conforme descrito nos métodos, foi utilizado o valor da SELIC como taxa de reinvestimento dos fluxos de caixa positivos e um incremento de 4 pontos percentuais acima da taxa SELIC, valendo 18,5%, para determinar a meta de investimento equivalente ao custo do dinheiro que poderia ser investido em outras aplicação. Os resultados iniciais são descritos na Tab. 5. Os valores das tarifas nas bandeiras vermelha, amarela e verde, são inseridos para informação e comparação com os valores dos LCOE obtidos para as residências das duas cidades.

Tabela 5 - Valores de LCOE e de MTIR e tarifas de energia para os dois sistemas das duas cidades

	LCOE [R	.\$/kWh]	Tarifas nas	[arifas nas três bandeiras [R\$/kWh]			R %
	c-Si	CdTe				c-Si	CdTe
Porto Alegre	0,471	0,482	0.692	0.648	0.611	12,07%	11,92%
Fortaleza	0,415	0,423	0.712	0.670	0.636	12,82%	12,55%

A primeira avaliação dos resultados mostra que o LCOE é bastante inferior à bandeira tarifária verde, que é a menor entre as tarifas. Não são consideradas as eventuais taxas sobre a produção própria e os custos fixos que as distribuidoras poderiam cobrar além da imposição dos 100 kWh a serem pagos mesmo em caso de consumo nulo.

Como segunda avaliação, a MTIR nos dois casos é menor que o limite almejado de 18,5% de atratividade. A analise fria deste resultado resultaria no desencorajamento a investir na geração fotovoltaica; entra aqui, porém, o sentimento de participação na campanha antipoluidora que visa à redução do uso dos combustíveis fósseis e que impõe uma participação que resulte em pequeno sacrifício financeiro.

Mais ainda é importante considerar a perspectiva de subsequentes aumentos da energia elétrica além dos valores percentuais estimados a partir da evolução dos últimos 13 anos calculados em 3,56% por ano para a classe residencial.

Para identificar a sensibilidade do equilíbrio entre LCOE e tarifas e do valor das MTIR, foi feita uma nova simulação na planilha de modelagem, imaginando que o valor das tarifas de energia elétrica aumente com incremento constante igual ao da inflação, definida em 8% por ano.

O resultado é apresentado na Tab. 6. O valor da LCOE não muda por causa do fato que o aumento das tarifas incide exclusivamente na redução das faturas mensais que não fazem parte do cálculo do LCOE.

	LCOE [R	\$/kWh]	Tarifas nas	três bandeira	MTIR %		
	c-Si	CdTe				c-Si	CdTe
Porto Alegre	0,471	0,482	0.692	0.648	0.611	13,92%	13,77%
Fortaleza	0,415	0,423	0.712	0.670	0.636	14,63%	14,39%

Tabela 6 - Evolução de LCOE e MTIR no caso de aumento das tarifas pela inflação de 8% ao ano

Ao contrário do LCOE, as MTIR calculadas neste cenário aumentam de 15 a 16%, aproximando-se ao atual valor da SELIC e resultando em aceitável atratividade de investimento.

⁷ MTIR é a taxa interna de retorno modificada calculada como função financeira no Excel. Informa se o investimento é atrativo do ponto de vista financeiro.

4. CONCLUSÕES

O valor financeiro do investimento inicial dos sistemas varia com a tecnologia utilizada e com as séries climáticas da cidade onde a instalação é prevista.

No caso em exame, a irradiação solar de Fortaleza é 14 % maior que aquela de Porto Alegre tendo um duplo efeito: primeiro, a quantidade necessária dos módulos fotovoltaicos para atingir a potência de pico necessária é maior em Porto Alegre e, segundo, a menor irradiação resulta em menor produtividade de energia gerada.

O primeiro efeito determina o valor maior do investimento para Porto Alegre, conforme informado na Tab. 4, afetando consequentemente os valores de LCOE e de MTIR.

O segundo efeito resulta em menor quantidade de energia gerada no tempo de vida útil, a paridade de potência de pico do sistema, afetando de reflexo o tempo de retorno e mais uma vez os valores de LCOE e de MTIR.

Comparando os resultados do LCOE de Fortaleza com o resultado do leilão de energia que determinou a compra de 834 MW a um valor de R\$ 301,79/MWh (ANEEL, 2015a, BSEC, 2015), pode-se estabelecer um viés positivo em termos de autossustentação para sistemas residenciais localizados naquela região, considerando ainda que o preço da energia fornecida por plantas geradoras é afetado pela economia de escala.

O resultado de Porto Alegre é válido somente em comparação à taxa de energia elétrica, e é bastante longe do valor estabelecido como teto no mesmo leilão de R\$ 349/MWh e de R\$ 381/MWh definido para o segundo leilão de energia em novembro de 2015 (Montenegro, 2015), levantando dúvidas sobre a atratividade de plantas de produção de energia no Estado.

AGRADECIMENTOS

Ao CNPq e Tractebel Energia, que viabilizam recursos para o desenvolvimento das pesquisas no grupo Fotovoltaica/UFSC, assim como, contribuem para a realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

[1] Almeida, M. P., Zilles, R. and Eduardo, L. (2014) 'Extreme overirradiance events in Sao Paulo, Brazil', Solar Energy.

[2] ANEEL 2015a. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Leilão 8-2015. http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?ldentidade=8790&id_area=90&utm_source=news letter&utm_medium=email&utm_campaign=PHOTON+Newsletter+-

+International+edition+from+August+31%2C+2015&newsletter=PHOTON+Newsletter+-

+International+edition+from+August+31%2C+2015.

[3] ANEEL (2015b) Tarifa Média por Classe de Consumo e por Região,

http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550. Available at:

 $http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSampRegCC.xlsx\&Source=http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx&DefaultItemOpen=1.$

[4] Blair, N., Dobos, A., Freeman, J., Neises , T. and Wagner, M. (2014) System Advisor Model - NREL, http://sam.nrel.gov: NREL.

[5] BSEC (2015) 'Enel Green Power secures contracts for 410 MW, almost half of total awarded in Brazilian solar aucti'.

[6] Burger, B. and Rüther, R. (2006) 'Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature', Solar Energy, 80(1), pp. 32-45.

[7] Chase, J. (2014) Levelised Cost of Electricity - PV,

https://www.iea.org/media/workshops/2014/solarelectricity/BNEF2LCOEofPV.pdf.

[8] DoE (2014) EnergyPlus Energy Simulation Software - Legacy OpenStudio Plug-in. http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/?utm_source=EnergyPlus&utm_medium=redirect&utm_campaig n=EnergyPlus%2Bredirect%2B1.

[9] Fugimoto, S. K. (2010) ESTRUTURA DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA ANÁLISE CRÍTICA E PROPOSIÇÕES METODOLÓGICAS. Doutor, Escola Politécnica Universidade de São Paulo - USP, http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Tese_Sergio_Fugimoto.pdf.

[10] Gueymard, C. A. 'FROM GLOBAL HORIZONTAL TO GLOBAL TILTED IRRADIANCE - HOW ACCURATE ARE SOLAR ENERGY ENGINEERING PREDICTIONS IN PRACTICE', Solar 2008 Conference, San Diego. CA. http://www.solarconsultingservices.com/Gueymard-Tilted radiation models performance-ASES08.pdf.

[11] IER 2013. Levelized Costs of New Electricity Generating Technologies.

http://www.instituteforenergyresearch.org/wpcontent/uploads/2009/05/2.15.13-IER-Web-LevelizedCost-MKM.pdf.

[12] IPECE 2011. Perfil Básico Municipal - Fortaleza. In: (IPECE), I.d.P.e.E.g.E.m.d.C. (ed.). http://www.ipece.ce.gov.br/publicacoes/perfil_basico/pbm-2011/Fortaleza.pdf.

[13] Lacchini, C. and Dos Santos, J. C. V. (2013) 'Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison', Renewable Energy, 52, pp. 183-189.

[14] Lacchini, C. and Rüther, R. (2015) 'The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil.', Renewable Energy, 83.

[15] Machado, M. (2015) Climas Brasileiros, http://www.brcactaceae.org/clima.html.

[16] Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada, B., Narang, D., Shugar, D., Wenger, H., Kimber, A., Mitchell, L., Rich, G. and Townsend, T. 'Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems', 31st IEEE Photovoltaics Specialists, Lake Buena Vista, Florida. http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37358.pdf.

[17] Meteotest (2015) Meteonorm Software.

http://meteonorm.com/en/site/downloads/?/download/software/mn70/.

[18] Microsoft (2015) 'Software de Criação de Planilha | Microsoft Excel' 2015].

[19] MME/EPE (2008) Projeções da demanda de energia elétrica. 2008-2017,

http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie Estudos de Energia/20080416_3.pdf.

[20] MME/EPE (2014) Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014,

http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anu%C3%A1rioEstat%C3%ADstico de Energia El%C3%A9trica 2014.pdf: MME - EPE.

[21] Montenegro, S. (2015) 'LER terá preço-teto de R\$ 381 por MWh para solar e de R\$ 213 por MWh para eólica', Planejamento e expansão.

[22] Photon (2015) 'PHOTON_IINTERNATIONAL_2015-06', Photon International.

[23] PVsyst (2012) PVsyst Photovoltaic Software. http://www.pvsyst.com/en/software.

[24] Roriz, M. (2012) 'Arquivos climáticos em formato EPW. Laboratório de Eficiência Energética em Edificações' (Accessed October, 2015).

[25] Salvadores, M. C. and Keppler, J. H. (2010) Projected costs of generating electricity.

[26] Santos de Almeida, J. T. (2015) 'Classificao das Taxas Financeiras', Matematica Financeira 2015].

Capítulo 3

Estudo e implementação de um estacionamento solar fotovoltaico conectado à rede elétrica

Vinicius Anese Nicola Fernando Guilherme Kaehler Guarda Jean Dias Portella Alex Thomaz Assis Pietro Fernandez Cassol Raul Ledur Kuhn

Resumo: Este artigo apresenta o estudo e implementação de um sistema de geração fotovoltaico na sede da Superintendência Regional do Sicredi Pampa Gaúcho, na cidade de Alegrete-RS. O estudo de caso e análise de viabilidade econômica foi realizada pela empresa Esco-GD Tecnologia em Energia, que disponibilizou as informações necessárias para a elaboração deste trabalho. Neste artigo serão apresentadas as etapas do projeto, bem como detalhes sobre seu funcionamento, mostrando dados reais obtidos no desenvolvimento, o que comprova a sua viabilidade técnico-econômica.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, Estacionamento solar, Projeto fotovoltaico, sistema de geração fotovoltaica.

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, o desenvolvimento sustentável é visto como uma necessidade mundial, uma ferramenta para que as gerações futuras tenham condições de sobreviver. Dentro deste tema, duas discussões são de suma importância: a geração de energia elétrica e os impactos ambientais causados por ela. As diferentes formas de produção de energia contam com particularidades quanto aos danos ambientais. Usinas hidrelétricas, apesar de renovável, possuem efeito devastador por sua grande mudança no ecossistema em que são construídas. Usinas termoelétricas, pela sua alta emissão de gases poluentes e poluição local do ar.

Hoje, cada vez mais, vem se destacando e ganhando espaço a produção de energia por meio da conversão direta da radiação solar em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico. Em comparação com outros meios de produção, essa tecnologia se difere por seu baixo impacto ambiental, facilidade de implementação, grande abrangência de mercado, confiabilidade e um alto custo benefício.

Seguindo a ideia de sustentabilidade e conscientização ambiental, a SUREG (Superintendência Regional) da Cooperativa de Créditos Sicredi do Pampa Gaúcho, presente em onze municípios da região oeste do estado, teve a iniciativa de implementar um sistema de produção de energia por meio de painéis fotovoltaicos em sua sede no município de Alegrete. O projeto partiu da desenvolvimento de um estacionamento composto por 40 vagas cobertas, onde foram instalados os módulos fotovoltaicas, que além de gerar energia proporcionam abrigo do sol para os veículos de associados e colaboradores.

Através de concorrência buscou-se parceiros com qualificação para a desenvolvimento do projeto, a SUREG formou parceria com a Esco-GD Tecnologia em Energia, está estabelecida no próprio município.

A Esco-GD trabalha com a prestação de serviços de criação de Projetos de Geração de Energia Distribuída, Eficiência Energética, Gestão de Energia e Projetos Elétricos de Baixa e Média Tensão. Situada no município de Alegrete, a empresa busca cada vez mais inovações tecnológicas para uma melhor qualidade de vida e comodidade para seus parceiros. Sendo criada a partir do apoio da Universidade Federal do Pampa – Campus Alegrete, através de um projeto de incubação do Parque Tecnológico do Pampa (PAMPATEC), e já com dois anos de mercado, a empresa tem realizado grandes trabalhos com a utilização da tecnologia fotovoltaica.

Para a desenvolvimento do chamado 'Estacionamento Inteligente' na sede da SUREG, a Esco-GD fez um estudo detalhado sobre as melhores condições de instalação do estacionamento, distribuição dos módulos fotovoltaicos, análise de desempenho através da variação sua angulação, dimensões e área abrangente e análise de viabilidade econômica do projeto.

Após todos os estudos feitos acerca do projeto e a comprovação de sua viabilidade econômica para a SUREG, deu-se início ao processo de instalação do sistema, de onde foram retirados os dados apresentados nos tópicos a seguir.

2 METODOLOGIA

No âmbito da construção civil, existem inúmeras definições para a sustentabilidade, mas o que todos os profissionais da área concordam é que para uma edificação ser considerada sustentável, deve reduzir diversos impactos ambientais. Considerando esse requisito, a geração fotovoltaica integrada a construção prioriza a preservação dos bens naturais através da utilização de fontes alternativas renováveis.

A energia fotovoltaica, ou energia solar, é considerada a mais limpa, ecológica e abundante, podendo ser produzida mesmo em dias nublados e chuvosos. Quanto maior a radiação solar maior será a quantidade de eletricidade produzida.

Para a produção desse tipo de energia são utilizados os módulos fotovoltaicos, mostrados na Figura. 1, que são compostos por células fotovoltaicas normalmente feitas de silício ou outros materiais semicondutores. Quando a radiação solar atinge o painel há a circulação de elétrons devido ao material semicondutor constituinte, e então se gera uma corrente elétrica.



Figura 1 - Composição de um painel fotovoltaico

A partir da geração da corrente elétrica ocorrida nas células fotovoltaicas, são utilizados inversores de frequência, que tem a função de converter a corrente contínua produzida pelos módulos em corrente alternada, sincronizando a frequência e adequando os níveis de tensão com a rede da concessionária local, possibilitando a injeção na mesma. Através da alteração do medidor convencional unidirecional pelo medidor bidirecional é possível mensurar e faturar o saldo energético, controlando assim o consumo e geração de energia independente. O esquemático de implementação do sistema é mostrado na Figura 2.



Figura 2 - Esquemático da implementação de um sistema de geração fotovoltaico. Fonte: Esco-GD

Por ser um sistema interligado à rede elétrica fornecida pela concessionária, pode haver uma sobre geração de energia que será injetada na rede, bem como a necessidade de utilizar a energia da rede caso haja uma baixa geração pelo sistema. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) prevê por lei que no caso de sobre geração do sistema independente, cria-se o chamado 'crédito de energia'. Este crédito não pode ser revertido para dinheiro, mas pode ser utilizado em até 60 meses para suprir o consumo em épocas de consumo acima da geração.

3 DESENVOLVIMENTO

Para desenvolvimento do projeto, inicialmente foi realizada uma visita à sede da SUREG, realizando um estudo detalhado da área disposta para a construção do estacionamento, avaliando as melhores condições de captação da radiação solar. A partir dessa primeira análise foi elaborado um esboço de projeto estrutural do espaço a ser ocupado pelo estacionamento, bem como a disposição dos módulos fotovoltaicos sobre a cobertura do estacionamento.



Figura 3 - Esboço estrutural das vagas do estacionamento

Fonte: Esco-GD

A área estrutural do estacionamento foi disposta em duas partes distintas, construídas com a orientação ao norte, pois esta fornece os melhores índices de geração devido à posição geográfica no hemisfério sul, levando em consideração um ângulo de inclinação semelhante ao da latitude normal.

Com as medidas das duas divisões do estacionamento e análise do consumo total da cooperativa, a empresa Esco-GD realizou o dimensionamento do sistema totalizando 96kWp, o qual foi dividido em duas partes: Estacionamento 1 comportando 57,6kWp e Estacionamento 2 comportando 38,4kWp. Como melhor painel fotovoltaico para o sistema, foi escolhido o modelo CANADIAN CS6U-320P, por possuir bom rendimento de energia do sistema com baixa irradiação e um custo benefício significativo. Por conseguinte foram avaliados os inversores de frequência adequados para o sistema, sendo definidos os modelos FRONIUS SYMO 20-0.3-M e ECO-25.0-3-S por também terem melhores desempenhos e custo benefícios.

O primeiro estacionamento construído com dimensões demonstradas nas Figuras 4 e 5.



Figura 4 - Estacionamento 1

Fonte: Esco-GD



Figura 5 - Medidas padrão para os estacionamentos



O segundo estacionamento construído com dimensões demonstradas na Figura 5 e Figura 6.



Figura 6 - Estacionamento 2

Fonte: Esco-GD

3.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Para dimensionamento do sistema foram levados em conta três aspectos principais, a área disponível para instalação, o consumo atual da cooperativa e a melhor viabilidade técnico-econômica de faturamento.

3.1.1 DIMENSIONAMENTO ATRAVÉS DO CONSUMO DA COOPERATIVA

A partir dos dados fornecidos pela cooperativa, desenvolveu-se o estudo do consumo atual incorporando todas as 11 unidades de atendimento, além da superintendência, apresentado de forma simplificada na Tabela 1 e no gráfico da Figura 7.

Consumo Total da SUREG (Superintendência Regional Sicredi Pampa Gaúcho)						
Consumo Anual:	564.941 kWh					
Consumo Mensal Médio:	47.078 kWh					
Custo de Energia Elétrica em 2016:	R\$ 437.747,77					
Custo Médio Mensal com Energia Elétrica:	R\$ 36.478,98					

Tabala 1	Comorran	da	an an anativa
Tapela I -	- Consumo	ua	cooperativa.

Figura 7 – Consumo Mensal da Cooperativa.



Com uma média diária de 4,2 horas de sol por dia, e utilizando como base o módulo CANADIAN CS6U-320P, através da equação 1, é possível determinar a potência total do sistema a ser utilizado.

$$N_P = \frac{Consumo}{NHP.365.P_P} = \frac{567.941}{42.465.0,32} = 1152(1)$$

Deste modo, seriam necessários 1.152 módulos de 320 Wp, totalizando uma potência de 368,64 kWp, instalados em uma área líquida de 2304 m².

3.1.2 DIMENSIONAMENTO ATRAVÉS DA ÁREA DISPONÍVEL

Outro modelo que foi desenvolvido para determinar a capacidade possível de ser instalada foi através das áreas disponibilizadas. Para isso, através de reuniões com os responsáveis, foi determinada a utilização dos dois estacionamentos, que ainda não estavam cobertos. Assim, através da estrutura demonstrada nas Figuras 3 a 6, foi possível fazer a instalação de 180 módulos no estacionamento da direita e 120 módulos no estacionamento da esquerda, conforme pode ser visto nas proporções da Figura 8.



Figura 8. Gerador Fotovoltaico 96 kWp

Fonte: Esco-GD

Módulos:	CANADIAN CS6U-320P	Marca do Inversor:	FRONIUS
Potência dos Módulos:	320W	Modelo do Inversor:	ECO-25.0-3-S
Número de Módulos:	180	Eficiência do Inversor:	98%
Sistema de Monitoramento:	Fronius Web	Número de Inversores:	2 unidades

Tabela 2 - Características Gerais do Sistema de 57,6 kWp.

Tabela 3 – Características Estruturais do Sistema 57,6 kWp.

Área Líquida de Painel:	355 m ²	Angulação do sistema:	20°
Peso aproximado por m ² :	16 Kg/m ²	Código da estrutura:	Carport
Dimensões do plano inclinado:	60,48 x 5,88 m	Área do plano inclinado:	355,62 m ²

Tabela 4 - Características Gerais do Sistema de 38,4 kWp.

Módulos:	CANADIAN CS6U-320P	Marca do Inversor:	FRONIUS
Potência dos Módulos:	320W	Modelo do Inversor:	SYMO 20-0.3-M
Número de Módulos:	120	Eficiência do Inversor:	98%
Sistema de Monitoramento:	Fronius Web	Número de Inversores:	2 unidades

Tabela 5 – Características Estruturais do Sistema 38,4 kWp.

Área Líquida de Painel:	237 m ²	Angulação do sistema:	20°
Peso aproximado por m ² :	16 Kg/m ²	Código da estrutura:	Carport
Dimensões do plano inclinado:	40,32 x 5,88 m	Área do plano inclinado:	237,08 m ²

4 RESULTADOS OBTIDOS

Após o sistema solar fotovoltaico instalado, foram obtidos dados de geração do sistema, expressos na Tabela 6, e elaborado um gráfico de geração e consumo da cooperativa conforme a Figura 7.

Tabela 6 – Geração prevista pelo sistema.

Geração em Média do Sistema Solar Proposto:		
Geração Média Mensal:	11.811 kWp	
Geração Estimada por ano:	141.735 kWp	
Relação geração/consumo de todas unidades:	25,1 %	
RELAÇÂO GERAÇÂO/CONSUMO: SUREG	209,35%	
Retorno estimado no primeiro ano:	R\$ 95.712,83	



Figura 7 - Gráfico de produção do sistema instalado e consumo da sede da Sureg.

5 CONCLUSÃO

Através da execução da obra e acompanhamento das grandezas envolvidas é possível verificar que a implementação de geradores fotovoltaicos apresenta uma viabilidade técnico-econômica, tendo uma previsão de retorno do investimento por parte da contratante de aproximadamente 04 anos.

Além do aspecto econômico, é possível verificar o retorno em conforto térmico, uma vez que os carros de colaboradores e visitantes possuem cobertura para estacionamento, fornecendo um ambiente agradável e seguro para os veículos.

Também são notáveis os retornos ambientais, uma vez que para a execução do projeto foi necessária à retirada de 07 árvores. Sendo estas replantadas em uma área deslocada das instalações, onde é esperado que a cada ano crédito de CO2 forneça um valor equivalente à plantação de 25 árvores, ou 3,49 Ton CO2.

REFERÊNCIAS

[1] ANNEL, Resolução Normativa nº 482, Brasil, 2012.

[2] ANEEL, "Atlas brasileiro de energia solar", 2º Edição, São josé dos Campos-SP, 2017.

[3] Castro, R.M.G, "Introdução à energia fotovoltaica", Universidade Técnica de Lisboa, maio de 2008.

[4] Kuhn, R. 2013. Rastreamento diário e anual dos níveis máximos de radiação solar para otimização da produção fotovoltaica, Trabalho conclusão de curso, UNIPAMPA, Alegrete-RS.

[5] Zomer, C. 2014. Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações, Tese doutorado, PPGEC, Universidade Federal de santa catarina.

Capítulo 4

Projeto de laboratório de arquitetura sustentável com aplicações de conceitos de sistemas fotovoltaicos e de eficiencia energética

Marcela Monteiro Filomena Longo André Nascimento Marco Valério Vinagre Ana Lídia Maia João Paulo Nascimento

Resumo: Atualmente fontes de energia não renováveis são utilizadas em larga escala, contudo sabe-se que estas poderão ser esgotadas. Dessa forma, esforços e estudos buscam novas alternativas para a geração de energia a um nível sustentável. Uma das tecnologias renováveis que vem sendo cada vez mais utilizada nos países desenvolvidos é a energia solar fotovoltaica. Com esse enfoque, o presente artigo apresentará o projeto do Laboratório de Arquitetura Sustentável e Eficiência Energética (LASEN), que será implantado nas instalações da Universidade da Amazônia (UNAMA), em Belém-PA. A proposta visa criar um modelo de laboratório didático e experimental, que possa ser utilizado como referência no aspecto energético, trazendo soluções que embasarão diretrizes para a instalação de painéis fotovoltaicos nas edificações da região Amazônica. Serão abordados aspectos referentes às medidas adotadas para adequação bioclimática do prédio, os sistemas fotovoltaicos utilizados e o balanço energético estimado para a edificação.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos, Eficiência energética, Diretrizes bioclimáticas.
1 INTRODUÇÃO

As questões ambientais e escassez de recursos energéticos são temas cada vez mais discutidos. Nas últimas décadas, a preocupação com a possível falta de recursos energéticos se difundiu por todos os setores, sendo a área da Construção Civil, foco desta pesquisa, uma das maiores consumidoras do uso primário de energia.

O setor é o responsável por uma alta parcela do gasto energético mundial, em todas as etapas de seu processo, como a fabricação, distribuição e transporte de materiais, ou até mesmo durante o uso da edificação, ar condicionado, excesso de iluminação artificial, questões provenientes de um projeto mal elaborado, o que se configura em atitudes contra as metas de redução de emissões de gases do efeito estufa. Fato que pode ter sua origem em função do desenvolvimento tecnológico a partir da Segunda Guerra Mundial, que trouxe uma homogeneidade na produção arquitetônica mundial, como por exemplo, materiais que podem ser encontrados em diversos lugares.

Segundo Bogo et al. (2011), "Na arquitetura sustentável, o que prevalece são os valores de uma arquitetura comprometida com a sustentabilidade do planeta e da sociedade humana, englobando as diferentes manifestações culturais-estéticas-arquitetônicas". Com esse enfoque, o presente trabalho, buscou discutir eficiência energética, através do estudo do uso da radiação solar e da luz natural, tanto para a iluminação interna, como parra geração de energia fotovoltaica, reduzindo o consumo energético.

As edificações dos setores residencial, comercial e públicos são responsáveis por aproximadamente 50% do consumo de energia elétrica no Brasil, principalmente pelo consumo das iluminações artificiais e por climatização de ambientes (RIO DE JANEIRO, 2014). Para reverter esse quadro, criam-se soluções sustentáveis que, ao lado de tecnologias limpas como o uso de sistemas fotovoltaicos, contribuem positivamente para a redução do consumo de energia em edifícios.

Didoné, Wagner e Pereira (2014) defendem que a energia fotovoltaica é a tecnologia mais adequada para as envoltórias das edificações visto que houve uma queda nos preços dos módulos, resultante dos novos mercados, associados à possibilidade de instalação dos painéis nos locais onde a energia é consumida, de maneira adaptada ou integrada ao edifício, e fazendo do fotovoltaico uma tecnologia ideal para ambientes urbanos.

A tecnologia solar fotovoltaica (FV) que é gerada através de fonte renovável, opera de forma simples, silenciosa e não poluente, e, como foi dito anteriormente, pode ser integrada ou adaptada a edificações através dos módulos fotovoltaicos (RÜTHER, 2004). Os módulos FV podem ser instalados em coberturas, fachadas, pérgolas ou brises, substituindo ou não materiais convencionais ou, até mesmo, sendo os próprios materiais de vedação (CHIVELET e SOLLA, 2010). A integração de módulos FV às edificações produz os chamados Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Edificação, BIPV, do inglês Building Integrated Photovoltaic Systems, enquanto que a adaptação chama-se Sistema Fotovoltaico Adaptado à Edificação, BAPV, ou Building Added or Adapted Photovoltaic Systems. As diferentes formas e cores de módulos FV existentes no mercado possibilitam uma grande variedade de aplicações destes materiais como elementos construtivos e de composição arquitetônica. Estas diversas formas de uso da tecnologia fotovoltaica na arquitetura vem sendo estudada por vários pesquisadores, que apontam que mesmo quando os módulos não estão instalados na orientação ideal, é possível obter um bom rendimento energético para o sistema, o que contribui para uma melhor composição arquitetônica. (ZOMER et al., 2012)

Dessa forma, o presente trabalho apresenta o projeto do Laboratório de Arquitetura Sustentável e Eficiência Energética (LASEN), que será edificado em Belém (PA), no campus da Universidade da Amazônia – UNAMA, cidade com grande potencial de geração fotovoltaica. A proposta apresenta sistemas BIPV e BAPV, como forma de estudo e avaliação do potencial de geração de diversas tecnologias, em função das posições que os módulos FV ocuparão nas fachadas e coberturas e nas diversas orientações, tendo em vista estudar seu balanço energético estimado. Além disso, apresentará as estratégias sustentáveis e bioclimáticas adotadas, a fim de priorizar os sistemas passivos e reduzir o consumo energético da edificação.

2 LABORATÓRIO DE ARQUITETURA SUSTENTÁVEL E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - LASEN

O Projeto do LASEN (Laboratório de Arquitetura Sustentável e Eficiência Energética) foi concebido buscando-se um modelo de laboratório com características didáticas e experimentais, para a realização de atividades, estudos e testes voltados à pesquisa sobre energia fotovoltaica, totalizando uma área

construída de 89m², a ser edificado na Universidade da Amazônia – UNAMA, em local livre de influências de prédios altos que possam gerar perdas por sombreamentos, próximo ao estacionamento (Fig. 1).



Figura 1 - Implantação do Laboratório - LASEN

Fonte – Autores

A busca pela eficiência energética do laboratório foi uma das premissas básicas do projeto, que procurou atender a esse aspecto aplicando os conceitos da arquitetura bioclimática e sustentabilidade. A primeira etapa de projeto partiu do estudo do terreno e de seu entorno em relação a sua localização geográfica. Assim, a escolha do local para implantação do edifício objetivou aproveitar a energia solar, evitar perdas por sombreamentos de edificações vizinhas, favorecer a ventilação predominante da orientação leste, criar elementos com vegetação, para promover redução de temperaturas superficiais e melhorar o microclima local. O local favorecerá a visualização e contemplação por parte de alunos, funcionários e professores que circularão próximo, a fim de despertar interesse no que se refere ao projeto fotovoltaico.

Soluções de projetos arquitetônicos, aliadas as novas tecnologias e materiais de construção, podem permitir uma maior flexibilidade para os espaços destinados à pesquisa, notadamente em laboratórios. Outro enfoque abordado na proposta será o aspecto sustentável e bioclimático com propostas de soluções que priorizem estratégias passivas, como ventilação natural e sombreamento, com preocupação em redução do consumo energético. A acessibilidade representa outra premissa do projeto, na concepção de ambientes que favoreçam o uso por todos os indivíduos independentes de suas limitações físicas e sensoriais, desenvolvida a partir dos conceitos de inclusão social e desenho universal.

Para a elaboração do programa de necessidades do projeto, buscou-se avaliar os ambientes básicos que favorecessem a realização de reuniões e estudos, sendo uma edificação aberta aos professores, alunos de arquitetura, engenharia civil e elétrica. Desta forma, foram adotados os seguintes ambientes: recepção, espaço de acolhida aos usuários e visitantes do laboratório; sala de aula, destinada às atividades didáticas, de pesquisa em grupo e também aquelas futuramente desenvolvidas com os discentes da instituição, assim como terá espaço para instalação de uma bancada didática; copa, destinados para pequenas refeições e para dar auxílio aos usuários do laboratório; lavabo, com dois espaços (masculino e feminino), adaptados para pessoas com deficiências; sala de reunião, destinada às reuniões e atividades de pesquisa desenvolvidas pelo grupo; sala dos bolsistas, destinada às atividades de pesquisa e sala dos inversores (Fig. 2).



Figura 2 – Lay-out do laboratório – LASEN

2.1 O CONCEITO ADOTADO PARA ADAPTAÇÃO E INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS FV

Os conceitos de percepção de ordem e a composição arquitetônica da instalação visam à percepção da unidade e uma organização coerente dos elementos que a compõe. Com relação ao aspecto ordem arquitetônica, ocorre quando princípios fundamentais regulam a disposição dos elementos de uma composição e, seus princípios orientadores apoiam-se mutuamente. No âmbito da forma arquitetônica, considera-se que precisa ser inteligível para todos os sentidos e ter um intrínseco tipo de ordem que pode ser compreendido dentro dos parâmetros da percepção humana. Dessa forma, a concepção do projeto utilizou aspectos relacionados com proximidade, similaridade e agrupamento de orientação, quando apresenta um conjunto de módulos fotovoltaicos dispostos próximos uns dos outros com orientação semelhante, predominantemente horizontal, em parte da área da cobertura e nas áreas de fachada, onde os módulos estão dispostos em grupos de tamanhos semelhantes e espaços regulares entre si.

Outro conceito adotado foi a regularidade através do ritmo, percebido pela repetição da estrutura de suporte dos módulos PV, que pode ser observado nas fachadas, pelos apoios com mãos francesas para os brises horizontais. A simplicidade é outro fator adotado na proposta arquitetônica, por apresentar uma estrutura simples de suporte e manter neutralidade, permitindo que os módulos fotovoltaicos sejam os principais elementos compositivos.

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS UTILIZADOS ASSOCIADOS ÀS DIRETRIZES BIOCLIMÁTICAS

Na concepção da edificação, as diretrizes projetuais visaram o equilíbrio entre tecnologia e meio ambiente sob ponto de vista da eficiência energética e do conforto ambiental, adotando-se critérios coerentes com a sustentabilidade na escolha dos materiais construtivos e nas técnicas de aproveitamento dos condicionantes naturais. Soluções de projeto voltadas para o melhor aproveitamento das variáveis climáticas locais (radiação solar, temperatura do ar, umidade relativa e ventos), como aproveitamento dos ventos predominantes (leste/nordeste), orientação e inclinação das coberturas definidas para melhor aproveitamento da radiação solar para geração de energia.

A seguir são expostos os principais condicionantes adotados no projeto, que buscaram a utilização de princípios da arquitetura bioclimática, para produzir espaços com condições de conforto ambiental com mínima dependência de sistemas ativos de resfriamento e as tecnologias fotovoltaicas utilizadas. De acordo com os conceitos arquitetônicos adotados, os sistemas fotovoltaicos foram propostos na área de cobertura da edificação, em elementos de proteção e em suas fachadas. Para a cobertura do edifício foram projetados dois sistemas fotovoltaicos, sendo o primeiro de módulos policristalinos com encapsulamento opaco sobre a área disponível do volume mais alto, a fim de evitar sombreamentos, em laje

impermeabilizada e com inclinação em 6º, orientada a norte e o segundo por módulos monocristalinos semitransparentes na cor preta em abertura zenital, na intercessão da sala dos bolsistas e da sala de reunião. Esta área central apresenta pé direito duplo, que irá auxiliar, tanto na troca de ar por exaustão, através de venezianas móveis, localizadas na parte superior da estrutura, quanto no ganho de iluminação zenital produzida pelos painéis semitransparentes, o que favorece o ganho de luz na área central da edificação, sem, no entanto contribuir para o incremento dos ganhos de calor, em função de sua altura e do efeito chaminé que será criado com a abertura das venezianas. Outra parte da cobertura será destinada para instalação de teto verde e acesso à laje superior para a manutenção dos sistemas fotovoltaicos. Esta estratégia bioclimática tem forte influência no resfriamento devido à evapotranspiração das plantas que retiram parte da energia do sol para realizar seus processos biológicos de fotossíntese e transpiração, e assim evitar a transferência de calor para o interior do ambiente (Fig. 3).

Figura 3 – LASEN – a) vista aérea; b) vista da cobertura com destaque para as áreas verdes; c) vista interna da sala dos bolsistas com abertura zenital.



Dentre as estratégias bioclimáticas, o sombreamento é um dos fatores mais necessários para regiões em climas quentes e úmidos, durante o período da manhã e se estendendo até o final da tarde. De acordo com a carta solar para Belém, gerada pelo programa Sol-Ar, quando associada com as temperaturas, percebe-se que os maiores valores são registrados ao longo do ano, principalmente, entre 8h e 16hs (Fig. 4). Dessa forma, este será o período considerado de maior necessidade para sombreamento.





Fonte: Núcleo de Pesquisa em Construção do Departamento de Engenharia Civil (2010) Fonte - Autores

Os elementos de proteção, então, foram posicionados na fachada leste que corresponde às janelas da sala de aula e sala de reunião e, na fachada oeste, para as aberturas da sala de aula, sala dos bolsistas e copa. Os

elementos de sombreamento definidos em projeto, para estes ambientes foram os brises horizontais fixos, com módulos fotovoltaicos. Vale ressaltar que na entrada principal da edificação, orientada à leste, uma marquise feita em estrutura metálica que sustenta módulos semitransparentes e que fazem a proteção e sombreamento do acesso principal. Nesta edificação, as duas faces nas orientações leste e oeste foram recuadas em relação ao limite do prédio, fazendo uma moldura de contorno que funcionará como elemento de proteção horizontal e vertical, além disto, no interior desta moldura serão posicionados uma sequência de brises horizontais, que serão detalhados a seguir.

Com relação às aberturas para ventilação, foram previstas nas fachadas leste (barlavento) e oeste (sotavento), amplas janelas com vidros temperados transparentes, a fim de favorecer a ventilação cruzada no interior, que implica na renovação do ar por todo o volume possível, fazendo com que o ar atravesse o ambiente ao entrar e saia pelas aberturas opostas ou pela cobertura, o que gera um reflexo diretamente no conforto térmico do usuário ao passar pelo seu corpo.

Contudo, para evitar ganhos de calor interno, serão previstos elemento de proteção solar, com brises horizontais através da utilização de módulos fotovoltaicos policristalino com encapsulamento opaco, que atuarão simultaneamente para gerar sombreamento e energia. Utilizam como apoio mãos francesas e uma estrutura metálica complementar para dar suporte aos módulos de filme fino com um percentual de transparência outra tecnologia fotovoltaica posicionados na vertical, cujo objetivo é de criar uma fachada ventilada, com distanciamento de 46 cm da parede, impedindo a incidência direta de raios solares sobre a superfície externa do fechamento e ao mesmo tempo criar uma circulação de ar entre os painéis e a parede. Ainda na fachada leste da edificação, foram utilizados módulos monocristalinos semitransparentes na cor preta em uma grande marquise, funcionando como BIPV, responsável pala proteção da porta de acesso principal à edificação. A fim de promover outra forma de integração, foram especificados módulos policristalino com encapsulamento opaco no guarda-corpo do teto verde, na orientação leste, a fim de lhe fornecer uma nova utilização (Fig. 5).

Figura 5 – Fachada leste – a) brise em módulos policristalino e módulos em filme fino na vertical; b) marquise no acesso principal em módulos monocristalinos semitransparentes; c) guarda corpo em módulos policristalino com encapsulamento opaco.



Fonte – Autores

Como forma de criar um sistema BIPV, adotou-se a substituição de parte da fachada oeste por módulos fotovoltaicos em filme fino com certo grau de transparência, com inclinação a 90°, fixados sobre perfis metálicos. Entretanto, para se evitar a incidência direta de luz para o ambiente interno, foi proposta uma bandeja de luz, que é um elemento horizontal opaco, instalado na parte superior da janela se projetando para o interior do ambiente, com uma superfície superior altamente reflexiva, que otimiza a iluminação natural por radiação indireta, reduz a necessidade de luz artificial e ao mesmo tempo gera sombreamento na abertura sem obstrução da vista externa (CUNHA, 2006).

A utilização de brises horizontais com módulos fotovoltaicos policristalinos com encapsulamento opaco proporcionará simultaneamente a geração de energia e sombreamento. Outra forma de associar os painéis à fachada foi a criação de um mosaico feito com diferentes módulos, instalados em estrutura metálica e fixados na parede cega da fachada Norte. Tal instalação irá possibilitar a sua visualização pelos visitantes do local e, portanto, divulgar os diversos tipos de tecnologias existentes na geração de energia fotovoltaica (Fig. 6).

Figura 6 – Fachada oeste – a) brise em módulos policristalino e módulos em filme fino na vertical; b) bandeja de luz; c) mosaico em módulos fotovoltaicos.





3 ANÁLISE ENERGÉTICA DOS ARRANJOS FOTOVOLTAICOS DO LASEN

Os resultados apresentados nesta seção foram obtidos através de simulação computacional no software PVSOL®, no projeto do LASEN, de acordo com as diretrizes arquitetônicas definidas no tópico 2 do presente artigo, visando a melhor integração dos mesmos à edificação, demonstrado na maquete construída no programa (Fig. 7).



Figura 7 – Modelo do LASEN desenvolvido no PVSOL

Fonte – Autores

Observa-se que o projeto desenvolvido para o LASEN possui um total de potencia FV instalada de 11,75kWp e com um desempenho global de 68,2%, um pouco inferior ao valor mínimo de 70% normalmente encontrado na região, devendo-se isto principalmente a alguns sistemas FV não apresentarem a orientação ótima da região, praticamente horizontal. Mas, como trata-se de um laboratório de pesquisa, onde a integração arquitetônica das diversas tecnologias de módulos FV foi considerada primordial, tal resultado é considerado aceitável. Conforme o resumo apresentado na Tab. 1 referente aos resultados obtidos na simulação.

Γabela 1 – Resumo dos resultados da si	mulação do LASEN no software PVSOL
--	------------------------------------

Potência FV Instalada	11,75 kWp
Produtividade Anual (Yield)	1047,88 kWh/kWp
Desempenho Global do Sistema (PR)	68,2 %
Redução da produtividade devido ao sombreamento	13,8 %/ano
Energia produzida pelo sistema	12.313 kWh/ano
Consumo em Stand-by	25 kWh/ano

Fonte – Autores

Os tipos de tecnologia dos arranjos FV, com as respectivas potências e tipo de instalação do projeto do LASEN, estão demonstrados na Tab. 2. Ao todo foram utilizados 68 módulos fotovoltaicos, sendo 20 em áreas de cobertura, 34 em áreas de fachada e 14 atuando como brises. A potencia dos módulos cristalinos considerada nas simulações foi de 250Wp sendo a de filme fino de 75Wp. A maior potência FV instalada encontra-se no arranjo 1 com 3.5kWp e com maior capacidade de geração, também com inclinação praticamente horizontal, ideal para a cidade de Belém

Arranjo	N° de Módulos	Tecnologia do Módulo	Potência do arranjo (kWp)	Tipo de Instalação
1	14	Silício Policristalino	3,5	Cobertura
2	6	Silício Monocristalino semitransparente	1,5	Cobertura
3	10	Filme Fino	0,75	Fachada Leste
4	20	Filme Fino	1,5	Fachada Oeste
5	4	Silício Policristalino	1	Brise Oeste
6	4	Silício Policristalino	1	Brise Leste
7	4	Silício Monocristalino	1	Brise Leste
8	2	Silício Policristalino	0,5	Brise Oeste
9	4	Silicio Policristalino	1	Guarda Corpo Leste

Tabela 2 – Detalhamento dos arranjos projetados para o LASEN.

Fonte – Autores

Como o LASEN ainda está em fase de projeto, foi realizada uma estimação de consumo para a edificação, baseado no perfil de utilização dos ambientes projetados. Desta forma, obteve-se um consumo médio de 2698 kWh por mês, com acréscimos de carga nos meses mais quentes, chegando-se a um consumo estimado anual de 32.386 kWh. A geração anual do sistema FV corresponde a aproximadamente 38% do consumo energético anual estimado para a edificação, valor considerado razoável em virtude do mesmo utilizar módulos em diversas orientações e aplicações arquitetônicas. O gráfico da Fig. 8 mostra o comparativo de geração e consumo de energia elétrica para o prédio do LASEN.



Figura 8 – Balanço Energetico do LASEF Fonte – Autores

4 CONCLUSÃO

O Projeto LASEN (Laboratório de Arquitetura Sustentável e Eficiência Energética) desenvolveu-se na busca por um modelo de laboratório com características didáticas e experimentais, que permitisse a realização de atividades, estudos e testes voltados à pesquisa sobre energia fotovoltaica. Respeitando os princípios idealizados e difundidos na pesquisa, tal laboratório valorizará também a integração entre arquitetura e geração de energia.

Dessa forma, para chegar a esse fim, foram definidas variáveis que deverão ser consideradas e analisadas no processo como o clima local que norteará a implantação e a orientação correta dos ventos incidentes, escolhas das tecnologias fotovoltaicas e estratégias bioclimáticas que favorecem condições de conforto com mínima dependência de sistemas ativos de resfriamento.

Em virtude de Belém ser uma das capitais brasileiras que possui maior tempo de sol, considerando-se a implantação do laboratório LASEN, como parte integrante da estrutura da UNAMA, pode-se concluir que é possível a construção de edificações sustentáveis e eficientes, utilizando sistemas fotovoltaicos integrados à edificação, como sugere tal laboratório. Além disso, a implantação desta tecnologia ajudar a disseminar a tecnologia e inserir conhecimento à população no que diz respeito à energia solar no Norte do Brasil.

AGRADECIMENTOS

Os autores deste trabalho gostariam de agradecer o apoio dos patrocinadores do projeto de P & D, a Eletrobrás Eletronorte-, empresa responsável pela geração e transmissão de eletricidade na região norte do Brasil, e ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica.

REFERÊNCIAS

[1] BOGO, Amilcar et al. Bioclimatologia aplicada ao projeto de edificações visando o conforto térmico. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2011. 83 p. Disponível em:

[2] http://www.labeee.ufsc.br/sites/default/files/publicacoes/relatorios_pesquisa/RP_Bioclimatologia.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2015.

[3] CHIVELET, Nuria Martín; SOLLA, Ignacio Fernández. Técnicas de vedação fotovoltaica na arquitetura. Porto Alegre: Bookman, 2010. 194 p. Tradução de Alexandre Salvaterra.

[4] CUNHA, E. G. Elementos de arquitetura de climatização natural: método projetual buscando a eficiência nas edificações. 2. ed. Porto Alegre: Mas quatro Editora, 2006.

[5] DIDONÉ, Evelise Leite; WAGNER, Andreas; PEREIRA, Fernando Oscar Ruttkay. Estratégias para edifícios de escritórios energia zero no Brasil com ênfase em BIPV. Ambiente Construído, Porto Alegre, v. 14, n. 3, p.27-42, jul./set. 2014. ISSN 1678-8621 Associação Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído. Disponível em: <file:///C:/Users/User/Downloads/40312-205915-1-PB.pdf>. Acesso em: 15 dez.2014.

[6] GOUVEIA, A. F. Edifício solar XXI: um edifício energeticamente eficiente em Portugal. (2012). Disponível em:

[7] <repositorio.ul.pt/bitstream/10451/9174/1/ulfc104676_tm_Ana_Filipa...>. Acesso em: 19 out. 2015.

[8] NÚCLEO DE PESQUISA EM CONSTRUÇÃO DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL (Santa Catarina).

[9] Universidade de Santa Catarina (Org.). Analysis SOL-AR. 2010. É um programa gráfico que permite a obtenção da carta solar da latitude especificada, auxiliando no projeto de proteções solares através da visualização gráfica dos ângulos de projeção desejados sobre transferidor de ângulos, que pode ser plotado para qualquer ângulo de orientação. Disponível em: http://www.labeee.ufsc.br/downloads/softwares/analysis-sol-ar>. Acesso em: 26 out. 2015.

[10] RÜTHER, R., 2004, Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada à edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil: Florianópolis, Editora FSC/LABSOLAR, 114 p.

[11] RIO DE JANEIRO. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia (Org.). Balanço Energético Nacional 2014: Ano base 2013. Rio de Janeiro: Epe, 2014. 288 p. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>. Acesso em: 10 out. 2015.

[12] ZOMER, C. D. et al. Edifício de energia zero com gerador fotovoltaico integrado à arquitetura em clima subtropical. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 4; CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA

[13] DA ISES, 5., 2012. Disponível em: http://www.acquaviva.com.br/CD_CBENS/trabalhos/T243.pdf>. Acesso em: 19 out. 2015.

Capítulo 5

Acionamento de inversor multilevel para aplicação fotovoltaica através de algoritmo de minimização de THD

Ricardo dos Santos Pereira Leonel Augusto Calliari Poltosi

Resumo: O trabalho aborda as tecnologias de inversores que são empregadas em aplicações relacionadas à energia solar fotovoltaica. É apresentada uma topologia de inversor conhecido como Multilevel para ser aplicado a essa área de atuação. O trabalho traz as formas de modulação que são comumente utilizadas para essa topologia de inversores, sendo apresentadas duas famílias de modulações, que podem ser diferenciadas por usar a modulação por largura de pulso (PWM), ou por ser baseada em modulação em frequência fundamental. A principal análise que é levantada pelo trabalho é com relação à distorção harmônica que a onda de saída do inversor apresenta. Para a família de modulação baseada em frequência fundamental foi implementado um algoritmo que tem como objetivo minimizar a distorção harmônica total (THD) do inversor. O método de solução proposto para o sistema utiliza uma técnica de otimização denominada de Algoritmos Genéticos. Os resultados encontrados pelo algoritmo de otimização de THD são comparados com as modulações baseadas em PWM. Para a validação do conceito elaborado, foi desenvolvido um protótipo que utiliza a metodologia de otimização proposta. O protótipo apresentou resultados muito semelhantes com os encontrados nas simulações realizadas, validando o método implementado. A metodologia proposta, aplicada à mesma topologia de inversor, atingiu resultados de THD até 18% inferiores aos métodos de modulação baseados em PWM. Além de diminuir o THD, o método de modulação criado possibilita realizar o controle das harmônicas individuais da onda de saída do inversor.

Palavras-chave: Inversor Multilevel. Distorção Harmônica Total (THD). Energia Solar Fotovoltaica.

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade é a mais comum forma de utilização de energia pela civilização moderna, a qual promoveu uma forte dependência ao uso dessa forma de energia. No entanto, as tecnologias de geração de energia elétrica convencionais, principalmente as usinas termoelétricas, nucleares e as baseadas em combustível fóssil, possuem um alto custo de operação e um grande impacto ambiental. Além do mais, a extração de combustível fóssil tem se tornado cada vez mais difícil, aumentando os custos e, consequentemente, elevando o preço dos combustíveis. Por outro lado, a demanda de energia elétrica tem aumentado em todo o mundo. Em face desse cenário, grandes avanços tecnológicos na área de energias renováveis se iniciaram.

Dentre as fontes de energia renováveis, principalmente a implantação de microcentrais fotovoltaicas receberam fortes incentivos governamentais na forma de subsídios e financiamentos. O destaque da energia solar fotovoltaica ocorre em razão da grande queda no preço de seus componentes, sobretudo do próprio painel fotovoltaico. Cada vez mais as técnicas de fabricação vêm evoluindo a ponto de atingir um baixo custo de manufatura. Juntamente com a evolução dos painéis solares, os outros dispositivos que estabelecem um sistema fotovoltaico também vem sendo objetos de forte investimentos e pesquisas em muitas instituições e centros de pesquisa ao redor do mundo. Dentre os seus diversos usos, o que vem ganhando destaque no contexto nacional são os sistemas interligados à rede elétrica (grid tie).

No entanto a forma com que a energia é fornecida pelos geradores fotovoltaicos não é compatível com a maioria dos equipamentos convencionais, tanto domésticos e comerciais, quanto industriais utilizam. Sendo assim, para tornar essa energia de uma forma de consumo compatível do ponto de vista comercial, se faz necessária a conversão da energia contínua (c.c.), provinda dos geradores fotovoltaicos, em energia alternada (c.a.) para ser utilizada por aparelhos e equipamentos comuns. O responsável por realizar a conversão da energia elétrica de c.c. para c.a. são os chamados inversores fotovoltaicos.

Tendo em vista a grande importância que o inversor apresenta no sistema de geração de energia fotovoltaica, foram criadas normas brasileiras que regulamentam as características de funcionamento do inversor. Nesse contexto regulatório, no que diz respeito à avaliação de conformidade de equipamentos para energia fotovoltaica, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) publicou a portaria n° 004/2011 com o objetivo de estabelecer critérios e requisitos de conformidade para inversores fotovoltaicos.

Considerando o cenário de geração de energia de forma renovável, pretende-se contribuir com o avanço nos sistemas de energia fotovoltaica conectadas à rede (grid tie) e isolados (off grid), buscando alternativas de desenvolvimento de um inversor Multilevel para aplicação solar. Além do mais são explorados métodos de chaveamento que minimize a Distorção Harmônica Total (THD, do inglês Total Harmonic Distortion) da onda de saída do inversor. Tendo em vista que o THD é um dos principais índices que caracterizam a qualidade da energia elétrica.

É importante reconhecer que a otimização do THD desenvolvida no trabalho somente trata do chaveamento com que o inversor trabalha. Normalmente se utilizam filtros para melhorar o desempenho de distorção harmônicas, porém o filtro representa um custo alto de produção e uma redução na eficiência do inversor. Dessa forma se faz pertinente o desenvolvimento de estudos que buscam outras alternativas para a redução de THD.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A energia elétrica é uma forma de energia que é proveniente de fontes, muitas vezes, escassas e finitas. Esse fato motiva e impulsiona a busca por tecnologias que utilizam fontes de energia abundantes e também as que reaproveitam energias que seriam descartadas. Isso favorece o uso de fontes de energia renováveis, como por exemplo a energia solar. A energia solar é dita como inesgotável, considerando-se a escala de existência do sol comparado a nossa civilização. Além disso é importante destacar o estado-daarte dos sistemas de geração fotovoltaica, principalmente no que se refere a inversores fotovoltaicos.

2.1INVERSORES

Os inversores para aplicação solar podem ser classificados em duas categorias, de acordo com a aplicação a qual ele será utilizado, podendo eles serem autônomos (off grid) e conectado à rede (grid tie). De acordo com Villalva e Gazoli (2012), em sistemas autônomos os inversores fornecem tensões elétricas alternada,

preferencialmente na forma de onda de senoidal pura. No entanto, em sistemas conectados à rede elétrica, não são utilizados equipamentos que apenas convertem corrente contínua em alternada, mas sim conversores estáticos de potência que necessitam atender diversas funções para que o acoplamento com a rede elétrica seja possível e seguro. (Neto, 2012)

Neto (2012) cita ainda que o conceito de conversor estático de potência aplica-se melhor em equipamentos destinados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, porém o termo inversor é difundido e amplamente utilizado para designar os equipamentos que fazem o acoplamento entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica.

Existe uma grande gama de inversores destinados a energia fotovoltaica, sendo que eles podem ser classificados quanto seu tipo de comutação, topologia e isolação galvânica. A maioria dos inversores disponíveis no mercado atualmente possuem a propriedade de serem autocomutados, ou seja, possuem a habilidade de realizar a comutação de suas chaves sem a presença do sinal da rede elétrica. No entanto, é importante salientar que os sistemas conectados à rede necessitam da presença do sinal da rede para sincronia e também por segurança do sistema o qual ele está instalado. Já no que diz respeito à isolação galvânica, de acordo com Rampinelli et al. (2013), atualmente os inversores sem transformadores, conhecidos como transformerless, vem conquistando espaço no mercado, apresentando eficiências maiores do que os inversores que utilizam transformador. Além da eficiência, ao se falar em termos econômicos, eles também apresentam vantagem, pois dispensam o uso do transformador que é um item de custo elevado de produção. Porém a utilização de inversores sem transformador depende da regulamentação vigente de cada pais onde se deseja instalar o equipamento.

De acordo com Reji et al. (2014), nos último anos a tecnologia de inversores Multilevel tem atraído a atenção em aplicações relacionadas a sistemas distribuídos de energia. Principalmente em inversores e conversores de potência. Através dessa topologia de inversor é possível obter uma onda de saída senoidal de excelente qualidade e com alta eficiência.

Os inversores Multilevel tornam possível a geração de energia elétrica em tensão elevada utilizando componentes de chaveamento de baixa tensão. Além disso, integra a vantagem de diminuir o stress dos elementos de comutação devido à redução da variação de tensão em um curto intervalo de tempo (efeito dv/dt) sobre os componentes. Isso aumenta a vida útil dos componentes e também permite a criação de inversores com elevada eficiência. (Filho, 2012).

O termo Multilevel foi introduzido por Nabae et al. (1981), onde foi desenvolvido uma topologia de inversores para aplicação em acionamento de motores c.a., no qual o objetivo era reduzir as harmônicas dos inversores e, consequentemente, as perdas geradas por elas. Com o avanço da tecnologia e o surgimento de novos campos de atuação, como a aplicação de inversores para sistemas fotovoltaicos, essa topologia pode ser aprimorada e utilizada de forma síncrona com a rede elétrica. Isso permite a criação de inversores, não só autônomos, mas como conectados à rede com excelente qualidade de energia e eficiência.

Os inversores Multilevel utilizam um número maior de elementos de comutação, o que faz com que a onda de saída seja formada com diversos degraus, fazendo com que a onda fique mais próxima de uma senóide, reduzindo o seu conteúdo harmônico. No entanto esse grande número de chaves eleva a complexidade da lógica de controle do inversor. (Rodriguez et al., 2002). Zobaa e Bansal (2011) destacam ainda que os inversores Multilevel apresentam perdas de comutação que são inferiores às outras topologias de inversores existentes. Eles ainda recomendam essa topologia de inversor de frequência para futuros estudos e pesquisas. De acordo com Filho (2012), as topologias de inversores Multilevel mais conhecidas e comumente utilizadas são as que utilizam diodo de grampeamento (Fig. 1(a)), capacitor flutuante (Fig. 1(b)), e por último, o inversor Multilevel em cascata (CHB, do inglês Cascaded H-Bridge) (Fig. 1(c)). A topologia de inversor Multilevel em cascata é baseada na conexão de pontes-H em série, conforme é apresentado na Fig. 1(c). A onda resultante na saída do inversor Multilevel é a soma das saídas de cada ponte-H que o inversor possui.

Segundo Zhang (2011) a estrutura de inversor Multilevel em cascata apresenta vantagens frente às outras topologias de inversores Multilevel. A primeira delas é a modularidade, em que cada fonte de DC alimenta uma ponte-H, o que torna fácil adicionar novos módulos ao sistema existente, sem ter que realizar grandes adequações na estrutura do inversor. Já Khomfoi e Tolbert (2007) destacam a desvantagem que essa topologia detém, sendo que ela exige que as tensões sejam isoladas, porém nem todas as aplicações dispõem de fontes isoladas para alimentar o inversor. Dentro dos campos de atuação que possibilitam o uso de diversas fontes isoladas está o de energia renovável e também aplicações que são baseadas em bancos de bateria.

A aplicação da topologia de inversor CHB em sistemas fotovoltaicos implica que o arranjo de painéis solares deve ser dividido de acordo com o número de níveis que o inversor possui. Cada divisão pode ser feita contendo um único painel solar ou até mesmo um arranjo de painéis. Isso requer uma maior quantidade de cabos na instalação se comparado aos inversores tradicionais. Isso ocorre, pois cada módulo do inversor deve possuir o seu arranjo de painéis, exigindo um cabeamento para cada módulo do inversor. Contudo, essa divisão do arranjo de painéis solares possibilita incorporar o sistema de seguimento de máxima potência para cada uma das divisões do arranjo de painéis solares, e não sobre o arranjo inteiro, tornando possível obter rendimentos maiores do arranjo de painéis solares.



Figura 1- Inversor Multilevel Diodo de Grampeamento (a)- Capacitor Flutuante (b)- em cascata (CHB) (c)

2.2 TÉCNICAS DE MODULAÇÃO DO INVERSOR MULTILEVEL

Segundo Prathiba e Renuga (2012) as técnicas de modulação de um inversor Multilevel podem ser divididas em duas categorias. Uma categoria de modulação está baseada em baixas frequências de chaveamento, chamadas de chaveamento em frequência fundamental. A outra categoria utiliza altas frequências de chaveamento e são baseadas na modulação por largura de pulso (PWM, do inglês Pulse Width Modulation). A Fig. 2 traz as principais técnicas de modulação aplicadas aos inversores Multilevel classificadas em suas devidas categorias.



Figura 2- Classificação das modulações para inversores Multilevel

De forma geral, as modulações dos inversores Multilevel são mais complexas do que os populares inversores de dois níveis. Assim como pode ser utilizado nos inversores de dois níveis, a técnica de modulação sinusoidal por largura de pulso também é possível nos inversores Multilevel. No entanto, ao invés de existir somente uma portadora, como no inversor dois níveis, o inversor Multilevel utiliza um conceito de multiportadoras. Ou seja, para cada fonte de tensão isolada, ou para cada estágio do inversor, existem duas ondas portadoras.

De acordo com Khomfoi e Tolbert (2007), a forma mais popular e mais simples de implementar o controle de um inversor Multilevel é utilizar várias ondas triangulares, chamadas de portadoras, e um sinal de referência senoidal. Essa tecnologia de modulação possui diversas variações, que se diferem quanto à disposição das portadoras e também quanto ao formato da onda de referência. Já as técnicas baseadas na modulação em frequência fundamental são caracterizadas por possuírem frequências de chaveamento de baixa magnitude, o que resulta na diminuição das perdas de chaveamento dos elementos de comutação do inversor. (Rodriguez et al., 2002).

As modulações em frequência fundamental se baseiam em um conceito abordado por Ahmadi Khatir (2012), em que idealmente cada nível de tensão do inversor tolera ser acionado em qualquer instante. No entanto o ângulo elétrico com que cada nível é acionado está diretamente relacionado com a distorção harmônica da onda produzida. Isso demonstra a importância da correta definição dos ângulos de chaveamento para que a onda de saída do inversor possua a menor distorção harmônica possível. Por um lado, é essencial a correta definição dos ângulos de chaveamento para uma melhor qualidade da onda de saída, mas por outro lado, é extremamente complexo determinar esses de forma a atender as condições de operação do inversor minimizando a distorção harmônica.

Com o auxílio da Transformada de Fourier é possível descrever a onda de saída de um inversor Multilevel através de uma expressão matemática. De acordo com Debnath e Ray (2012), essa análise de expansão por série de Fourier da onda de saída do inversor pode ser realizada considerando a simetria entre um quarto de onda. Dessa forma se garante que as harmônicas pares da onda de saída sejam nulas. A expansão em série de Fourier para a onda de saída do inversor é dada pela Eq. (1):

$$V(\omega t) = \frac{4}{\pi} \sum_{n=1,3,5,7,\dots} [\mathsf{V}_{cc1} \cos(n\theta 1) \pm \mathsf{V}_{cc2} \cos(n\theta 2) \pm \dots \pm \mathsf{V}_{cck} \cos(n\theta M)] \frac{\sin(n\omega t)}{n}$$
(1)

Onde n é a ordem da harmônica; M é a quantidade de ângulos de chaveamento; θM é o ângulo de chaveamento de número M; k é a quantidade de módulos de potência; V_{cck} é a tensão de alimentação (V) do módulo de potência k; ω é a frequência angular fundamental da saída do inversor. Deve-se ponderar que para cada módulo de potência é possível ter mais de um ângulo de chaveamento, sendo esse número definido pelo projeto. As técnicas de modulação em frequência fundamental possuem um benefício de controlar a amplitude de cada harmônica, através da determinação dos ângulos de chaveamento. Para isso deve-se encontrar uma solução contendo os ângulos de chaveamento que atendam aos critérios de tensão desejada na saída do inversor e os limites pretendidos para cada harmônica individual. No entanto, quanto maior o número de níveis do inversor, maior a complexidade de solução do sistema. Da mesma forma, quanto maior a quantidade de ângulos, maior o número de harmônicas de que podem ser controladas, porém isso impacta em uma maior dificuldade da definição de cada um desses ângulos. Nesses casos encontrar uma solução que satisfaça todas as condições e equações do sistema se torna extremamente difícil. (Ahmadi Khatir, 2012).

Para garantir o formato da onda de saída e também a simetria dela, é necessário assegurar que os ângulos de chaveamento satisfaçam a condição descrita pela Eq. (2). Essa condição deve ser respeitada sobre qualquer circunstância, pois é a partir desse ordenamento que se dá a correta construção da onda. A Fig. 3 apresenta a forma de onda resultante na saída de um inversor Multilevel de 11 níveis e também mostra os ângulos de chaveamento de cada nível.

$$\theta 1 < \theta 2 < \theta 3 < \theta 4 < \dots < \theta M < \frac{\pi}{2}$$
 (2)



Figura 3 – Tensão de saída de um inversor Multilevel de 11 níveis com os ângulos de chaveamento de cada nível.

3 METODOLOGIA

A topologia de inversor desenvolvida é o inversor Multilevel em cascata de 9 níveis. Para isso o inversor deverá ser composto por 4 módulos fotovoltaicos conectados cada um a uma ponte-H, que são interconectados em série, conforme mostra a Fig. 1(c). Os modelos dos sistemas apresentados nas diferentes modulações exploradas resultam em modelos matemáticos que são caracterizados por serem não lineares e transcendentes, além de poderem possuir múltiplas soluções ou até mesmo nenhuma. Essa peculiaridade do sistema limita os métodos possíveis para a solução desse problema. Sendo assim, será implementado um método não determinístico para resolver o sistema e encontrar os ângulos de chaveamento do inversor. O método utilizado para a resolução desse sistema é o Algoritmo Genético. Para validar a metodologia proposta foi elaborado um protótipo de inversor Multilevel de 9 níveis para pôr em prática o teste de conceito desenvolvido. Para realizar o controle do inversor foi utilizado um microcontrolador.

3.1MODELO DE ONDA EM FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL

A modulação em frequência fundamental necessita com que seja realizado o modelo do sinal de saída de acordo com a características do inversor que será utilizado. O inversor que está sendo proposto possui 9 níveis, sendo composto por 4 fontes de tensão. Sendo assim, será construído um modelo o qual cada quarto de onda é formado por 14 ângulos de chaveamento, divididos de acordo com a Tab. 1. A forma de onda esperada para essa configuração pode ser visualizada na Fig. 4.

Nível	Número ângulos de chaveamentos
1	1
2	3
3	3
4	7

|--|



Figura 4 – Modelo da onda de saída da modulação em frequência fundamental

Com base na Eq. (1), a tensão de saída do inversor, referente ao modelo de onda criado, é representado pela Eq. (3).

$$V_{f}^{RMS} = \sum_{n=1,3,5,7...}^{\infty} \left\{ \frac{4}{n\pi\sqrt{2}} \left[V_{cc1}\cos(n\theta 1) + V_{cc2}\cos(n\theta 2) - V_{cc2}\cos(n\theta 3) + V_{cc2}\cos(n\theta 4) + V_{cc3}\cos(n\theta 5) - V_{cc3}\cos(n\theta 6) + V_{cc3}\cos(n\theta 7) + V_{cc4}\cos(n\theta 8) - V_{cc4}\cos(n\theta 9) + V_{cc4}\cos(n\theta 10) - V_{cc4}\cos(n\theta 11) + V_{cc4}\cos(n\theta 12) - V_{cc4}\cos(n\theta 13) + V_{cc4}\cos(n\theta 14) \right] \right\}$$
(3)

Eliminação Seletiva de Harmônicas (SHE). A técnica de Eliminação Seletiva de Harmônicas se baseia no conceito de otimizar os ângulos os quais cada nível é acionado de forma a eliminar as frequências harmônicas indesejadas, minimizando o THD da onda de saída do inversor. Como pode ser verificado pela Eq. (3), o sinal de saída do inversor é composto por infinitas componentes harmônicas da frequência fundamental, sendo que, evidentemente, não é possível eliminar todas elas. A técnica de eliminação seletiva de harmônicas propõe a eliminação de algumas dessas harmônicas. O que determina o número de harmônicas a serem eliminadas é a quantidade de chaveamentos que a onda de saída irá apresentar. O chaveamento proposto possui um total de 14 ângulos, logo, de acordo com o estudo apresentado por Zhang (2011), pode-se eliminar até 13 componentes harmônicas. As harmônicas escolhidas para serem eliminadas foram as 13 primeiras harmônicas ímpares.

Mitigação Seletiva de Harmônicas (SHM). A Mitigação Seletiva de Harmônicas tem seu conceito muito parecido com a modulação SHE. No entanto a SHM se baseia na ideia de que não é necessário eliminar totalmente a amplitude de uma determinada harmônica. Essa técnica introduz a abstração de que é suficiente fazer com que o nível da amplitude de uma harmônica seja reduzido até um nível aceitável. Geralmente esses níveis limites de amplitude são determinados em função das normas específicas de qualidade de energia elétrica que o inversor é empregado.(Napoles et al., 2009).

Portanto, a diferença no modelo matemático da modulação por Mitigação Seletiva de Harmônicas com relação à Eliminação Seletiva de Harmônicas encontra-se somente nas restrições. Antes as harmônicas selecionadas eram zeradas e na modulação SHM elas permanecem abaixo de um valor desejado. Como a aplicação a qual está sendo concebida o inversor é para aplicação fotovoltaica, a distorção harmônica da onda de saída do inversor deve estar em acordo com a NBR16149 (ABNT, 2013), onde são estabelecidos limites máximos de harmônicos individuais para a onda de saída do inversor. Como as restrições dessa modulação são mais amplas, é factível incorporar mais termos na função objetivo de resolução do problema.

Minimização de THD. Já na modulação conhecida por minimização de THD é utilizada a mesma modelagem utilizada nas modulações SHM e SHE. Ela também busca um mesmo objetivo, que é encontrar os ângulos de chaveamento dos níveis que constroem a onda de saída, de forma a minimizar o THD da onda de saída. Mas as restrições que são empregadas na Minimização do THD são muito menores. Isso, porque não são impostas limitações com relação a amplitude das harmônicas individuais. Somente se busca encontrar o menor THD, sem levar em consideração as magnitudes individuais das harmônicas.

(Dahidah et al., 2015). Para essa modulação as condições que devem ser obedecidas são a tensão desejada na saída do inversor e também o ordenamento dos ângulos de chaveamento.

3.2 DESENVOLVIMENTO DO PROTÓTIPO

Para a implementação do protótipo foi utilizado um microcontrolador para gerar os sinais de acionamento do inversor. O dispositivo empregado para realizar o esse controle foi a placa de desenvolvimento C2000 Piccolo LAUNCHXL-F28069M fabricada pela Texas Instruments, sendo baseado no controlador DSP TMS320F28069. O inversor proposto é composto por quatro Ponte-H. Todos os módulos de ponte-H serão acionados por um mesmo microcontrolador, no entanto as fontes de cada um dos módulos são isoladas. Em função disso, a interface entre os drivers de acionamento e o controlador também devem ser isoladas. A Fig. 5(a) mostra o diagrama de funcional do inversor e do microcontrolador.

Figura 5 – (a) Diagrama funcional do inversor e do microcontrolador (b) Topologia de testes do inversor.



O teste com o protótipo experimental foi realizado em bancada, sendo que foram utilizadas fontes lineares para alimentar o inversor. Ao total foram utilizados 4 canais de fontes isoladas, sendo possível ajustar o nível de tensão de cada uma delas de forma independente. A topologia utilizada para os testes do inversor é ilustrada pela Fig. 5(b). Para a medição dos níveis de distorção harmônica que a onda de saída do inversor apresenta foi utilizado um analisador de energia da marca FLUKE, modelo 435. Esse é um instrumento de medição dedicado para medição de qualidade de energia elétrica.

4 ANÁLISE DE RESULTADOS

As análises e interpretações dos resultados obtidos no projeto foram realizados com a utilização do protótipo desenvolvido de forma a avaliar o funcionamento da metodologia proposta e validar as modulações estudadas. Esses resultados são comparados entre os diferentes métodos de modulação estudados.

4.1MODULAÇÃO PWM SENOIDAL

A seguir são apresentados os resultados obtidos através de simulação das modulações baseadas em PWM senoidal do inversor. As simulações foram executadas software PSIM. Para uma análise mais consistente das simulações, foi efetuada uma mudança no diagrama apresentado na Fig. 1(a), substituindo os painéis solares por fontes de alimentação com um nível de tensão de 20V cada. Essa mudança teve como objetivo manter as tensões de alimentação constantes enquanto está sendo avaliado o inversor. Cada tipo de modulação em PWM possui características que variam basicamente com a forma de geração dos sinais PWM O índice de modulação empregado em todas as simulações foi de 0,95. A frequência utilizada para o acionamento do PWM foi de 1800Hz para todas as modulações. A Tab. 2 apresenta um comparativo entre cada uma das modulações PWM elaboradas.

Modulação	PDPWM	PODPWM	APODPWM	PSPWM
THD (%)	15,73	15,08	16,00	15,64
Tensão (V _{RMS})	54,37	54,53	54,43	54,39

Tabela 2 -	- THD d	e cada	Modu	lação	PWM
------------	---------	--------	------	-------	-----

4.1 MODULAÇÃO EM FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL

A seguir são apresentadas as soluções para os problemas de otimização de THD para cada uma das técnicas de minimização de THD que foram exploradas na seção 3.1. Para isso foi elaborado um método de otimização que soluciona o problema através do Algoritmo Genético. Assim como para a modulação PWM, para uma análise mais consistente dos resultados, foi efetuada uma mudança no diagrama apresentado na Fig. 1(c), substituindo os painéis solares por fontes de alimentação com um nível de tensão de 20V cada.

Eliminação Seletiva de Harmônicas (SHE). Para a solução do problema de modulação por Eliminação Seletiva de Harmônicas, foi empregado o Algoritmo Genético de forma a manter a tensão de saída em $55V_{RMS}$ e ao mesmo tempo anulando por completo as primeiras harmônicas ímpares da onda.

Na simulação a tensão de saída medida foi de $54,9V_{RMS}$ e o valor de THD obtido foi de 15,4%. No entanto para ser possível realizar um comparativo entre os resultados práticos e teóricos, também foi calculado o valor de THD, tendo em vista o truncamento da máxima ordem de frequência harmônica na 50° ordem. Esse truncamento é realizado em função de que o analisador de energia utilizado nas medições não considera frequências maiores do que a quinquagésima ordem harmônica da frequência fundamental. Para esse caso o THD tem o valor de 12,49%. Ao medir os valores de distorções harmônicas apresentados pelo protótipo do inversor foi encontrado o valor de THD de 12,4%. O gráfico apresentado pela Fig. 7 mostra o espectro de frequência da onda de saída tanto da simulação quanto do resultado prático. O valor de tensão medido foi de 55,1 V_{RMS} .



Figura 7 – Espectro de frequência da modulação SHE

Mitigação Seletiva de Harmônicas (SHM). O THD obtido em simulação na saída do inversor foi de 12,94%, sendo que a tensão apresentou um valor de $54,7V_{RMS}$. Levando em conta o truncamento da máxima frequência harmônica na 50° ordem, o valor de THD foi de 8,72%. A Fig. 8 ilustra o gráfico que apresenta o espectro de frequência das ondas de saída do inversor medidas e simuladas. A tensão de saída obtida de forma experimental foi de $54,8V_{RMS}$. O valor de distorção harmônica total medido experimentalmente resultou em um valor de 8,8%, que é um valor próximo ao encontrado nas simulações ao levar em consideração as 50 primeiras harmônicas. Observando as harmônicas individuais percebe-se a semelhança entre os valores práticos e teóricos. Contudo algumas harmônicas possuem uma discrepância considerável, principalmente as de menor intensidade.



Figura 8 – Espectro de frequência da modulação SHM

Minimização de THD. A tensão de saída do inversor durante as simulação apresentou um valor de $54,85V_{RMS}$. Já durante os experimentos práticos o nivel de tensão eficaz permaneceu em $55,3V_{RMS}$. No que se refere a distorção harmônica total, o valor obtido em simulação foi de 12,4%, quando considerado infinitas componentes harmônicas. Ao limitar em quinquagésima ordem harmônica da frequência fundamental, o valor de THD encontrado foi de 7,43%. Medindo o THD que o protótipo apresentou, o valor informado pelo analisador de energia elétrica foi 7,5%. A Fig. 9 mostra o espectro de frequência da onda de saída para os testes práticos e teóricos. Para essa modulação especificamente, verifica-se uma diferença mais acentuada nas amplitudes harmônicas ao comparar o resultado prático e simulado. Mesmo assim o valor de distorção harmônica total obtido na prática foi muito próximo ao encontrado nas simulações



Figura 9 – Espectro de frequência da modulação minimização de THD

4.2 ANÁLISE DAS MODULAÇÕES IMPLEMENTADAS

Foram avaliadas um total de 7 diferentes modulações destinadas ao acionamento de inversores Multilevel. Sendo que quatro delas são baseadas em acionamento através de PWM. Outras três modulações foram apresentadas incorporando uma técnica de otimização para que seja reduzido o THD do inversor. Para o caso de um inversor Multilevel na configuração em cascata de 9 níveis, as modulações baseadas em frequência fundamental, que integram a técnica de otimização, demonstraram ser mais eficientes ao se tratar da distorção harmônica. A Tab. 3 apresenta os resultados de THD que foram encontrados para cada uma das modulações abordadas.

Modulação	PDPWM	PODPWM	APODPWM	PSPWM	SHE	SHM	Min
THD (%)	15,73	15,08	16,00	15,64	15,4	12,94	12,4

Avaliando os resultados encontrados percebe-se que até mesmo as modulações SHE e SHM, que apresentam restrições quanto as harmônicas individuais, apresentaram valores de THD inferiores às modulações PWM. Dessa forma verifica-se que o emprego de otimização sobre a modulação do inversor é eficaz na redução do THD. A modulação que apresentou o menor valor de THD foi a modulação Minimização de THD. Empregando o método que foi elaborado, contendo um total de 14 ângulos de chaveamento, o THD de saída do inversor apresentou um valor de 12,4%.

4.3 EFEITO DA VARIAÇÃO DAS TENSÕES DE ENTRADA

Ao ser utilizado módulos fotovoltaicos para alimentar o inversor podem ocorrer distúrbios na magnitude da tensão de alimentação de cada módulo do inversor. Isso pode influenciar diretamente, não só a distorção harmônica, mas também o valor de tensão que está sendo entregue em sua saída. Além disso, as variações podem ocorrer de forma diferente em cada uma das divisões do arranjo de painéis solares. Como forma de avaliar o efeito dessa variação de tensão foi realizada uma simulação em que uma das fontes sofre alteração em sua magnitude de 20V_{CC} para 15V_{CC}. A fonte escolhida foi a de número 2. A modulação utilizada para essa análise é a minimização de THD.

Ao ser reduzido o valor da tensão do módulo 2, o THD resultante foi elevado de 12,4% para 13,3%. Além disso, a medida que sofreu maior alteração foi a tensão de saída. A tensão de saída desejada era $55V_{RMS}$, no entanto a tensão obtida sofreu uma redução e resultou em um valor de $50,8V_{RMS}$. O modelo aplicado para a solução do problema de otimização do THD da onda de saída do inversor Multilevel prevê o caso em que as tensões utilizadas sejam diferentes. Portanto uma nova solução foi obtida para o novo cenário em que uma das fontes tenha sofrido uma variação de tensão.

O valor de tensão encontrado com os novos ângulos de chaveamento foi de 54,85 V_{RMS} . Valor esse próximo ao valor desejado de 55 V_{RMS} . Com relação à distorção harmônica, obteve-se um valor inferior ao que foi observado anteriormente. Para esse caso especifico, o valor de THD foi ainda menor que o encontrado no cenário em que todas possuíam a mesma magnitude de 20 V_{CC} . O THD encontrado é de 10,99%. A Fig. 10 apresenta o espectro de frequência e a forma de onda de saída do inversor para o caso em que a tensão do módulo 2 sofre variação.



Figura 10 – Espectro de frequência da modulação minimização de THD para variação de tensão do módulo

5 CONCLUSÃO

Foram investigadas as diferentes topologias com que um inversor Multilevel pode ser construído, implementando-o na prática através de um protótipo experimental, que utiliza o conceito de inversor em cascata. O teste de conceito desenvolvido mostrou que é possível implementar ferramentas de solução de problemas de otimização até mesmo para inversores, tendo como principal objetivo minimizar a distorção harmônica que o inversor apresenta. Sendo possível comparar o desempenho dos métodos tradicionais de modulação aplicados aos inversores Multilevel com os métodos de otimização que podem ser aplicados ao seu acionamento. Analisando os resultados encontrados, é possível perceber que o algoritmo de otimização não só apresenta menores índices de distorção harmônica total, mas também permite controlar a magnitude das harmônicas individuais. Podendo ser uma característica importante dependendo da aplicação que o método está sendo utilizado.

As restrições que são impostas para as modulações SHE e SHM fazem com que o valor de THD sejam maiores, 15,4% e 12,94%, respectivamente. No entanto, elas introduzem um novo recurso, que possibilitam controlar de forma eficiente uma boa quantidade de harmônicas individuais. Esse recurso pode ser ajustado de acordo com o projeto com que o inversor será empregado, sendo possível eliminar e/ou controlar as harmônicas em função das especificação e características do projeto.

Com o objetivo de validar a técnica de otimização implementada, foi elaborado um protótipo de inversor Multilevel em cascata. Através do protótipo foi posto em prática as modulações e técnicas de otimização desenvolvidas e pode-se comprovar o funcionamento e eficiência do algoritmo. Os valores obtidos em simulações se aproximam dos valores encontrados no protótipo, o que valida o protótipo desenvolvido e a metodologia aplicada para a solução do problema de otimização elaborado para otimizar o THD de inversores Multilevel.

O inversor construído não atingiu o valor de THD estabelecido nas normas regulamentadoras. No entanto isso está relacionado com uma limitação imposta pela topologia de inversor utilizada. Como o inversor apresenta 9 níveis não é possível atingir o critério de THD máximo. Para isso se faz necessário uma quantidade maior de níveis ou então a inserção de filtros na saída do inversor. Mesmo não atingindo o valor de THD, através da modulação SHM foi possível atender aos limites de distorção harmônica individual que são apresentadas pelas normas. Comprovando e validando o desempenho da metodologia desenvolvida.

REFERÊNCIAS

[1] ABNT. NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV)–Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. São Paulo–SP, Brasil: 12 p. 2013a.

[2] Ahmadi Khatir, D. A Universal Selective Harmonics Elimination Method for High Power Inverters. 2012. The Ohio State University

[3] Dahidah, M. S. A.; Konstantinou, G.; Agelidis, V. G. A Review of Multilevel Selective Harmonic Elimination PWM: Formulations, Solving Algorithms, Implementation and Applications. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 30, n. 8, p. 4091-4106, 2015. ISSN 0885-8993.

[4] Debnath, S.; RAY, R. N. Harmonic elimination in multilevel inverter using GA and PSO: A comparison. Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS), 2012 IEEE Students' Conference on, 2012, IEEE. p.1-5.

[5] Filho, F. J. T. Real-Time Selective Harmonic Minimization for Multilevel Inverters Using Genetic Algorithm and Artificial Neural Network Angle Generation. 2012. Disponível em: < http://trace.tennessee.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2397&context=utk_graddiss >. Acesso em: 11/07/2016.

[6] Instruments, T. TMS320F2806x Piccolo[™] Microcontrollers. 2016.

[7] Khomfoi, S.; Tolbert, L. M. Multilevel power converters. Power electronics handbook, p. 451-482, 2007.

[8] Nabae, A.; Takahashi, I.; Akagi, H. A New Neutral-Point-Clamped PWM Inverter. IEEE Transactions on Industry Applications, v. IA-17, n. 5, p. 518-523, 1981. ISSN 0093-9994.

[9] Napoles, J. et al. Selective harmonic mitigation technique for multilevel cascaded H-bridge converters. 2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics, 2009, 3-5 Nov. 2009. p.806-811.

[10] Neto, A. F. D. C. P. Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2012. Universidade de São Paulo

[11] Pinho, J. T.; Galdino, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.

[12] Rampinelli, G. A. et al. Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos Description and Analysis of Inverters Used in Photovoltaic Systems. Revista Ciências Exatas e Naturais, v. 15, n. 1, 2013.

[13] Reji, B.; Arun, S.; Benny, A. Solar powered multilevel simplified inverter. 2014, International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 24-26 July 2014. p.302-309.

[14] Rodriguez, J.; Lai, J.-S.; Peng, F. Z. Multilevel inverters: a survey of topologies, controls, and applications. IEEE Transactions on industrial electronics, v. 49, n. 4, p. 724-738, 2002. ISSN 0278-0046.

[15] Villalva, M. G.; Gazoli, J. R. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. ERICA, 2012. ISBN 9788536504162.

[16] Zhang, X. Control Strategy of cascaded H-bridge multilevel inverter with PV system as separate dc source. 2011.

[17] Zobaa, A. F.; Bansal, R. C. Handbook of renewable energy technology. World Scientific, 2011. ISBN 981428906X.

Capítulo 6

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia - Fundamentos para redução de picos de potência

Carlos Augusto Guimarães Medeiros José de Alencar Vaz de Sousa André Mendes Martins

Resumo: Este artigo apresenta uma discussão a respeito de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica dotados de armazenamento de energia, por meio de banco de baterias, com o propósito de promover um determinado alívio ou redução em picos de potência que seriam supridos pela rede elétrica. O desenvolvimento foi realizado através de simulações computacionais levando em conta diferentes estratégias para o carregamento das baterias (modos de operação). Por fim, foram discutidas as principais variáveis influentes.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica, Armazenamento com Baterias, Corte de Pico.

1 INTRODUÇÃO

Em todo o mundo os países têm buscado alternativas para geração de energia elétrica. Os modelos em vigência, em parte, têm demonstrado serem incompatíveis com o rumo da política energética das Nações Unidas. Na maioria dos países, as principais tecnologias utilizadas para se gerar energia elétrica são provenientes das usinas termelétricas, nucleares e hidrelétricas. Mas, esses processos geram impactos socioambientais, seja pela emissão de gases, produção de resíduos, inundações de áreas e outros, prejudicando o ecossistema. Os impactos negativos aliados ao custo de implantação, a longa distância dos centros consumidores e a dificuldade em atender às restrições ambientais, têm incentivado a busca por novas alternativas que substituam em parte o modelo vigente, que sejam eficientes e resultem em menor impacto ambiental.

Na atualidade, diversas pesquisas e aplicações têm contribuído para o avanço da geração energética com estas premissas. Dentre essas, a geração fotovoltaica (FV) vem se destacando por ser um sistema modular, silencioso e limpo, pois utiliza como fonte primária a luz do Sol e, pode ser instalada junto aos consumidores, contribuindo para evitar perdas técnicas de transmissão e distribuição.

Mesmo com esses pontos fortes, há a dependência clara e direta do sistema FV em produzir somente com a presença da luz solar. Assim, desejando-se atender uma demanda (consumo) durante 24 horas diárias, ou reduzir um pico de demanda em determinados horários, com a utilização desse sistema, será necessária uma estratégia de armazenamento de energia.

O gráfico à esquerda, na Fig. 1, retrata bem essa situação. Tem-se o pico de geração FV não coincidente com o pico de demanda, onde todo o excedente (ou parte) é armazenado em um banco de baterias. Já no gráfico à direita, foi adotada uma estratégia para redução de pico de demanda, onde a energia armazenada pelas baterias é utilizada para suprir parte dessa demanda crítica.



Figura 1 - Armazenamento de energia fotovoltaica excedente para redução de pico de demanda.

Técnicas de gerenciamento da demanda têm motivado o aprofundamento de pesquisas e aplicações em Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grids), buscando implantar formas eficientes e econômicas de manejo da energia. A junção de fontes distribuídas e intermitentes, armazenamento de energia, Redes Elétricas Inteligentes e tarifas de reposta à demanda, além de aumentar a disponibilidade energética, pode contribuir para a segurança no fornecimento, e estrategicamente, para redução de pico (peak shaving ou peak clipping), dentre outras possibilidades, (Toledo, 2012).

Assim, sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia podem ajudar a diminuir a pressão sobre a rede de distribuição nos horários de maior pico e, proporcionar benefícios energéticos e econômicos tanto para os gestores do sistema (alívio, diminuição de perdas na rede, melhoria nos níveis de tensão e gastos evitados em expansões de redes ou sua postergação), quanto para o usuário (redução de custos tarifários nos horários de pico e melhorias na qualidade da energia). Neste contexto se insere esse trabalho, porém visando em particular: prover um método para estudo das interações energéticas; auxiliar no dimensionamento básico de elementos a partir de diferentes propostas de carregamento de baterias; analisar o impacto das principais variáveis envolvidas para se obter determinado corte de pico.

2 VISÃO GERAL DO ESTUDO PROPOSTO

Como exposto, o estudo em questão visa obter uma redução no pico de potência, sem necessariamente alterar o consumo. Para tanto, compreende: geração fotovoltaica, com conexão à rede elétrica, demanda e banco de baterias para armazenamento de energia. Em um contexto geral, há várias maneiras e caminhos para interações energéticas entre esses elementos como sugere a Fig. 2. Em contraste aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), esse sistema será simbolizado neste texto pela sigla SFCR-B.

Figura 2 - Configuração genérica de um sistema SFCR-B e possíveis fluxos energéticos.



Os elementos, a topologia a ser empregada, os caminhos e os sentidos dos fluxos indicados na Fig. 2 podem existir em função da presença de conversores c.c./c.c. e c.c./c.a., de suas características e de seu funcionamento. Por exemplo:

(a) inversor interativo com a rede: se comporta como um controlador de carga e carrega as baterias com energia da rede; na ausência desta o inversor alimenta o consumidor descarregando as baterias (Villalva e Gazoli, 2012);

(b) banco de baterias no lado c.a. com inversor próprio, após o inversor fotovoltaico (Toledo, 2012);

(c) sistemas híbridos com várias fontes renováveis de energia acopladas num barramento c.c. com o banco de baterias funcionando como componente central; ou, sistemas híbridos com componentes acoplados diretamente no lado c.a. com banco de baterias dotado de inversor bidirecional exclusivo (Mocelin e Zilles, 2012);

(d) sistema com múltiplas possibilidades/caminhos e sentidos de fluxos para carga e geração (Diniz et al, 2014);

(e) inversor híbrido conectado à rede (grid connected hybrid inverter), com controle de carga/descarga das baterias.

Em se tratando especificamente do item (e), inversores conectados à rede, híbridos, foram consultadas folhas de dados e/ou manuais técnicos de diversos fabricantes, observando-se em geral várias das situações ou possibilidades:

• priorizam o autoconsumo: em que as baterias são carregadas de dia para suprimir parte da demanda a noite;

• alguns incorporam a função back up ("no-break"), isto é, propiciam suprimento quando há perda da rede elétrica;

trabalham principalmente com baterias de chumbo-ácido e íon de lítio;

• alguns modelos usam a energia FV para suprir a demanda prioritariamente e carregam as baterias com o excedente;

• outros carregam as baterias prioritariamente e a energia FV restante é destinada à demanda;

• fator de potência de saída unitário, ou dentro de uma faixa (capacitiva - indutiva), cujo valor depende do carregamento c.a. do inversor, ou pode ser ajustável;

• inversor unidirecional e bidirecional (este último permite carregamento das baterias também pela rede elétrica).

Assim, dentre esses itens e objetivando especificamente o alívio ou corte de picos de potência, foi adotado para esse estudo:

- abordagem de diferentes modos de carregar as baterias;
- descarga das baterias: proposta uma única maneira e sem a função back up;
- uma topologia de inversor híbrido simplificada, ilustrada dentro da parte tracejada da Fig. 3.

Figura 3 - Diagrama do sistema (SFCR-B) com inversor híbrido empregado nos estudos.



Embora as eficiências indicadas na Fig. 3 variem em função do ponto de operação, adotou-se valores médios, sendo:

- de seguimento do ponto de máxima potência (SPMP): ηspmp = 0,98;
- de conversão c.c./c.a. do inversor: ηinv = 0,94;
- do circuito de carga das baterias: ηcarga = 0,95;
- do circuito de descarga das baterias: ηdesc = 0,95;
- global das baterias: ηbat = 0,86, para chumbo-ácido, (Pinho e Galdino, 2014).

No caso de um SFCR "convencional", apenas o ramo com o SPMP e a conversão c.c./c.a. foi considerada, com as mesmas eficiências <code>nspmp = 0,98</code> e <code>ninv = 0,94</code> para efeito de comparação. Outras perdas c.c. e c.a. não foram levadas em conta para o SFCR e o SFCR-B, supondo-se que seriam próximas para os ambos; o fator de potência do inversor foi considerado unitário. Desprezou-se a autodescarga das baterias por ser relativamente pequena.

2.1 MODOS DE OPERAÇÃO INVESTIGADOS E MÉTODO DE SIMULAÇÃO

Os modos de operação a serem analisados se referem aos modos de carga das baterias, perfazendo-se a Tab. 1, pois a maneira de descarregar, proposta e descrita na próxima seção, é a mesma para todas as situações.

Os cálculos e simulações são baseados em um método apresentado em (Willis e Scott, 2000), exemplificado para um suprimento residencial através de um sistema FV autônomo. O exemplo desta referência se baseia em valores médios horários de geração, demanda e calcula o estado de carga das baterias, mostrando valores líquidos de hora em hora, durante um ano consecutivo (recomendado um ano ou mais). A análise anual é assinalada como a maneira mais fácil de se obter os padrões sazonais, aos quais poderiam ser adicionadas informações de manutenções ou falhas do sistema. Vale observar que, trabalhando com base horária, picos de potência de curtas durações da ordem de minutos, não são "vistos" nesta análise, sendo por isso mais adequada para propósitos de planejamento de redes elétricas com integração de geração distribuída.

Para o presente estudo tem-se algumas adaptações e acréscimos: o sistema FV é conectado à rede elétrica, que pode receber excedentes ou complementar a demanda; o uso da topologia básica de inversor híbrido

da Fig. 3 com os valores típicos das eficiências mencionados; um método próprio de determinar a energia armazenada (e consequentemente a capacidade do banco de baterias) objetivando o corte de pico; utilização do programa Matlab para simulação computacional; horas de pico contíguas e ajustáveis a cada caso (exemplos: 15h às 18h, ou 18h às 20h, etc.); a simulação pode ser empregada para curvas de carga de diferentes tipos, embora esse estudo tenha enfatizado o tipo residencial.

Tabela 1 - Modos de operação propostos (modos de carga das baterias).

Modo 01	No período fora das horas de pico: prioriza o suprimento da demanda e carrega as baterias a cada hora somente com o excedente (geração FV menos demanda). No período de pico: descarrega as baterias como será explicado. Mas, em uma condição atípica, se houver excedentes nesse período, o sistema carrega as baterias.
Modo 02	Fora do período de pico: prioriza o carregamento das baterias com a geração FV, e somente fornece para a demanda a sobra de cada hora (geração FV menos carga para baterias). Período de pico: idem ao Modo 01.
Modo 03	No horário fora de pico: idem ao Modo 01. No horário de pico: idem ao Modo 01. Período madrugada (1 à 5h): efetua uma carga parcial das baterias, através da rede elétrica, completando a carga das mesmas até um percentual especificado; se dá com frações iguais a cada hora (para suavizar). Isso aumenta a confiabilidade, mas, em contrapartida, requer um inversor bidirecional.

2.2 CRITÉRIOS PARA O CÁLCULO DA ENERGIA ARMAZENADA

Para o cálculo da energia requerida a ser armazenada considerou-se como critérios:

• Energia Requerida (ER), Wh: é a energia a ser armazenada nas baterias, necessária para promover o corte de pico de potência, mais perdas relacionadas ao ramo de descarga (das baterias, circuito de descarga e inversor);

• Fcorte (%): fator de corte da demanda no pico: valor percentual da maior demanda permitida, no período de pico, de todos os dias do ano com o SFCR-B, em relação ao sistema SFCR, ou seja, os valores de pico em termos percentuais serão menores ou iguais ao valor original vezes Fcorte/100;

• método de descarga das baterias: inicialmente verifica-se a potência em cada hora no período de pico e o estado de carga das baterias. Haverá descarga somente se: a demanda menos a geração FV (se houver), for superior ao maior valor de pico permitido; e, o armazenamento de energia até a hora anterior (descontando ainda as perdas nas baterias, no circuito de descarga e no inversor), for suficiente para cobrir a necessidade da hora atual; vale lembrar que esse método partiu da premissa que os dados anuais de geração FV e demanda são conhecidos;

• algoritmo para cálculo da ER: o algoritmo a seguir, baseado em laços de repetição, varre as horas de todos os dias do ano e incrementa ER até seu valor atingir o necessário para conseguir o corte de pico desejado:

ER ← 0 (valor inicial) Enquanto Maior Valor de Pico > Maior Valor Pico Original × Fcorte/100 Para Hora ← 1 até última hora do ano Processa Carga/Descarga das Baterias //De acordo com o modo aplicado Recalcula o Maior Valor de Pico Incrementa ER Fim para Fim enquanto

Pode ser que não haja possibilidade de armazenar a Energia Requerida caso as condições de geração e demanda resultem em um valor insuficiente, isto é, se não houver a quantidade de energia disponível

necessária. Assim, o laço de repetição deve ser interrompido limitando a variável ER até um certo valor e o usuário informado que não foi possível.

2.3 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS

Dimensionar o banco de baterias consiste em atender diversos parâmetros que incidem no processo de conversão, armazenamento, consumo, desempenho e vida útil das baterias.

O algoritmo implementado no Matlab fornece o valor de Energia Armazenada (ER) para promover um determinado corte de pico e cobrir as perdas nesse processo. Assim, para calcular a capacidade do banco (CB) em Wh, e capacidade do banco em Ah (CBI), são usadas as expressões em (1), (Pinho e Galdino, 2014).

$$CB = \frac{ER.N_{dias}}{Pd_{máx}/100}; CBI = \frac{CB}{V_{sist}}(1)$$

onde: *N*_{dias} é o número de dias de autonomia, caso queira se prever falta de geração ou falha;

 $Pd_{max}(\%)$ é a máxima profundidade de descarga das baterias (considerando a autonomia), fornecida pelo fabricante;

*V*_{sist} é a tensão do arranjo em série das baterias, V.

O número de baterias em paralelo (NB_p) é dado pela razão de CBI pela capacidade nominal de cada bateria Cnominal em Ah, obtida de catálogos de fabricantes. O número de baterias em série (NBs) é dado pela divisão de Vsist pela tensão nominal da bateria (Vnominal) em V, obtida de fabricantes. Logo, o número total de baterias (NBtotal) é obtido pela Eq. (2).

$$NB_p = \frac{CBI}{C_{nominal}}; NBs = \frac{V_{sist}}{V_{nominal}}NB_{total} = BNp \times NBs(s)$$

Pode também ser estimado, a partir das simulações computacionais, a quantidade de horas de carga/descarga e as correntes elétricas envolvidas, o que permitiria determinar um regime de carga/descarga apropriado. Além disso, outras variáveis inerentes às baterias precisariam ser consideradas, destacando-se: vida útil, custo, densidades energéticas (Wh/kg, Wh/m3) e temperatura de operação, etc. Se uma ou mais variáveis de operação se afastam dos valores nominais o desempenho é afetado. Contudo, esse nível de detalhamento não será contemplado neste artigo.

3 ESTUDO DE CASOS - SIMULAÇÕES

3.1DADOS PRELIMINARES E SIMULAÇÕES

Para avaliar os modos de operação utilizou-se:

• a potência produzida (saída do inversor) de um SFCR real, de potência nominal 2,16 kWp (9 módulos de 240 Wp cada). Os pontos foram fornecidos com um intervalo de amostragem em torno de 5 minutos, no período 03/05/2014 a 30/04/2015 (363 dias). Não se tem o registro do dia 27/02/2015, e por isso foi considerado igual ao do dia anterior para não interromper a sequência; foram calculadas as potências médias horárias das 8712 horas;

• não se dispõe da curva de carga (demanda) para o mesmo período; por este motivo, foi extraída a partir de um exemplo da referência (Zilles et al, 2012), que apresenta dados de um dia, de um SFCR integrado a uma edificação residencial. A curva final foi assim composta: dias úteis (segunda a sexta) com os valores diários da mencionada referência divididos pela metade (para melhor se adequar à produção FV do item anterior); finais de semana (sábados e domingos) valores originais divididos por quatro, mas em compensação os feriados não foram considerados; média mensal igual a 292 kWh; os maiores picos de demanda/hora ficaram: 875 W/18h, 1025 W/19h, 1075 W/20h, 1025 W/21h e 850 W/22 h;

• período para o corte de pico: 18h às 22h, especificado para esta curva de carga, com os maiores picos supracitados;

• Fcorte = 59%, ou seja, maior pico final permitido igual a 59% do original (634,25 W);

• para o dimensionamento do banco de baterias empregou-se as Eqs. em (1) e (2), com autonomia de um dia, tecnologia chumbo-ácido, η bat = 0,86, Cnominal = 175 Ah, Vsist = 12 V, Vnominal = 12 V, Pdmáx = 50% e regime de descarga em 5 horas (C5). Os valores típicos da eficiência e profundidade adotados estão indicados em (Pinho e Galdino, 2014);

• demais eficiências definidas na seção 2. A Fig. 4 exemplifica curvas de produção FV e demanda para 24/07/2014 (quinta) à 30/07/2014 (quarta).





Com estas informações efetuou-se as seguintes simulações:

- SFCR sem armazenamento e sem corte de pico (para servir de base de comparação);
- SFCR-B, operação no Modo 01;
- SFCR-B, operação no Modo 02;
- SFCR-B, Modo 03 (deixando a carga das baterias às 5h de cada dia em 50% da Energia Requerida).

Resultados das simulações estão plotados na Fig. 5 (que continua na próxima página), para um mesmo dia, a fim de facilitar a percepção das interações energéticas. Valores negativos da rede indicam que esta recebe potência excedente. A geração FV foi estimada pela divisão da produção fotovoltaica (saída do inversor) por (nspmp×ninv). O termo "Armazenado Bat" se refere à energia armazenada para realizar o corte de pico e suprir as perdas do ramo de descarga (baterias, circuito de descarga e inversor).



Figura 5 - Interações energéticas de um dos dias das simulações computacionais.





A Tab. 2 mostra os principais resultados anuais obtidos. A eficiência do sistema (em decorrência da operação do inversor híbrido e baterias) foi calculada pela razão do que sai do sistema (o que supre a demanda, mais excedentes e energia armazenada que sobra na hora final do último dia) pelo que entra (o que sai mais perdas). A Fig. 6 ilustra o corte de pico obtido para o mesmo período da Fig. 4 (rede elétrica apenas com valores positivos, Modo 01).

Item:	SFCR:	Modo 01:	Modo 02:	Modo 03:
Maior pico, (W)	1075	634,25	634,25	634,25
Energia requerida para armazenamento, (kWh)		3,64	2,19	3,01
Rede fornece, (kWh)	2563	2147	2300	2318
Rede recebe excedente, em módulo, (kWh)	2352	1819	1972	1970
Autoconsumo FV, (kWh)	943,8	943,8	790,3	943,8
Autoconsumo baterias, (kWh)		415,9	415,9	298,6
Autoconsumo total, (kWh)		1359,7	1206,2	1242,4
CAC (Contribuição Anual ao Consumo)		38, 8%	34,4%	35,4%
Eficiência do sistema	92,1%	88,8%	88,8%	88,8%
Capacidade requerida do banco de baterias, (Ah)		607	365	502
Número de baterias (arredondado) – estimativa inicial		3,47 (4)	2,09 (2)	2,87 (3)
Número de baterias – estimativa final, ver a seguir		2	2	2
Capacidade final do banco (Ah), ver a seguir		350	350	350

Tabela 2 - Resultados das simulações	(em todas: demandado	anual = 3506,5 kWh; (Geração FV anual =
	3578,2 kWh).		

Figura 6 - Corte de pico obtido com os valores simulados para operação no Modo 01.



3.2 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Nota-se que o Modo 01 apresentou o maior valor de Energia Requerida (ER) a ser armazenada e, a princípio, necessita de quatro baterias. Isso se dá porque a simulação considera que todos os dias do ano devem ter um valor de potência de pico igual ou menor ao especificado. Assim, nos dias mais críticos, em que a geração FV não é tão intensa comparada com a demanda, ou quando estas coincidem substancialmente nas mesmas horas, haverá menos energia para armazenar. Logo, o sistema deverá acumular mais nos dias pregressos, para que o armazenamento até a hora anterior ao período de período de pico seja suficiente para cumprir a meta. Como vantagem, esse modo de operação teve um maior autoconsumo total que todos os outros modos considerados, com uma Contribuição Anual ao Consumo (CAC) de 38,8%. Além do mais, pela Tab. 2, nota-se que o Modo 01 produziu menos excedentes. O gráfico correspondente na Fig. 5, mostra um dia em particular, em que o excedente foi absorvido pelas baterias nas horas 9, 10 e parcialmente na hora 11.

Como o Modo 02 prioriza o armazenamento para depois suprimir a demanda (com a sobra de cada hora), exigiu menos ER armazenada para cumprir o mesmo objetivo. Outra vantagem é que esse modo é imune

ou indiferente a coincidências no tempo entre geração FV e demanda. Contudo, como as baterias tendem a se carregar mais rápido, espera-se mais excedentes para a rede, como confirmado na Tab. 2.

O Modo 03 forneceu resultados intermediários entre os Modos 01 e 02. Seu gráfico mostra que nas 5 horas iniciais desse dia ocorreu a carga de apoio de forma gradativa, até atingir os 50% de ER especificados (1505 Wh). Porém, recomenda-se mais estudos para estabelecer qual o percentual de apoio da madrugada mais adequado (ou empregar método autoajustável). Mesmo porque, em decorrência disso, a rede aumenta sua participação e o valor da contribuição ao autoconsumo das baterias diminui (está descontado na Tab. 2).

A respeito do banco de baterias é importante observar o Estado de Carga (State of Charge – SOC %), o qual foi determinado com base na capacidade bruta do banco com o número de baterias arredondado. Nota-se que, na Fig. 7(a), no Modo 01, em mais de 98% do tempo (horas do ano), a carga disponível é 74% ou maior, ou seja, o banco está subutilizado. Assim, aceitando que em menos de 2% das horas do ano, as baterias possam ser descarregadas sem danos, com profundidades chegando até 86%, a quantidade pode ser reduzida para duas. Analogamente, para o Modo 03, pode-se chegar a duas, com profundidades até 72% em menos de 2% das horas do ano. Na Fig. 7(b) mostra-se os resultados obtidos. Para o Modo 02 uma redução não foi viável, permanecendo duas baterias, com sua carga chegando levemente abaixo de 50%. Portanto, em todos os casos, o banco final foi estimado em 350 Ah (ou 4200 Wh).



Figura 7 - Estado de carga das baterias (SOC%): (a) situação inicial; (b) estudo final.

CONCLUSÕES

As simulações mostraram que, com enfoque no corte de pico, o Modo 02 foi o mais eficaz, pois necessitou menos energia armazenada e, com a mesma quantidade de baterias dos outros, trabalhou praticamente com a profundidade de descarga pré-estabelecida em 50%.

Como fatores importantes destaca-se: a intensidade da geração fotovoltaica, da demanda e a coincidência de ambas no tempo; a redução de pico almejada e seu intervalo; a tecnologia, eficiência e profundidade de descarga das baterias; modo de operação. Estes influem diretamente no desempenho, benefícios e no custo do sistema. Baterias de maior valor inicial, porém com maior eficiência, durabilidade e que permitem descargas mais profundas, como a íon de lítio, podem ser mais vantajosas. Por exemplo, considerando: eficiência nbat = 0,95, Pdmáx = 40%, o mesmo Fcorte = 59%, mas no intervalo das 18 às 20h e mantendo os demais dados anteriores, apenas uma bateria seria suficiente.

Para continuação do trabalho é interessante abordar várias unidades consumidoras dotadas de SFCR-B, integradas a um sistema de distribuição, para analisar os efeitos sobre o desempenho do mesmo. Estudos técnico-econômicos e outros algoritmos como: para predição de picos de carga, acréscimo da função back up, etc., podem ser implementados. Pode-se inserir mais detalhes à modelagem proposta, visando uma futura comprovação teórico-experimental.

AGRADECIMENTOS

À Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa e a Coordenação de Pesquisa (PROPE/CP) da PUC Goiás pelo apoio e, à empresa BrS Energia, em nome de João Carlos Afonso Costa, pela atenção e prestimosas informações.

REFERÊNCIAS

[1] Diniz, A. S. A. C., et al, 2014. Estudo da Implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica com Armazenamento, V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife.

[2] Mocelin, A. R., Zilles, R., 2012. Unidade de Capacitação e Difusão de Minirrede Fotovoltaica-Bateria-Diesel-Rede Elétrica, IV Congresso Brasileiro de Energia Solar, São Paulo.

[3] Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPEL-CRESESB, Rio de Janeiro.

[4] Toledo, F., 2012. Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes, Brasport, Rio de Janeiro.

[5] Villalva, M. G., Gazoli, J. R., 2012. Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações. 1a edição, Editora Érica, São Paulo.

[6] Willis, H. L., Scott, W. G., 2000. Distributed Power Generation – Planning an Evaluation, Marcel Dekker, New York.

[7] Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A, B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Oficina de Textos, São Paulo.

Capítulo 7

Desenvolvimento de células solares de banda intermediária no laboratório de semicondutores da PUC-Rio

Eleonora Cominato Weiner Roberto Jakomin Daniel Neves Micha Rudy Massami Sakamoto Kawabata Renato Teixeira Mourão Luciana Pinto Dornnelas Maurício Pamplona Pires Hongen Xie Alec M. Fischer Fernando A. Ponce Patrícia Lustoza de Souza

Resumo: Células solares de banda intermediária baseadas em pontos quânticos (QDIBSC) têm teoricamente a capacidade de atingir 63% de eficiência de conversão sob concentração desde que utilize uma combinação específica de gaps de energia (0,7/1,24/1,94 eV), em função da redução de perdas por transmissão. Neste trabalho, apresentamos resultados de estudos com sistemas de pontos quânticos de InAs depositados epitaxialmente sobre GaAs (1,4 eV) ou sobre AlGaAs (1,9 eV) para aplicação na região ativa de QDIBSC. Os dispositivos mais promissores, aqueles produzidos com AlGaAs na região ativa, foram pouco eficientes, mas serviram para otimizar os parâmetros de deposição dos pontos quânticos, que atingiram densidades da ordem de 10¹⁰ cm⁻². Ao mudar para as IBSC produzidas com o sistema InAs/GaAs, produzimos dispositivos funcionais que demonstraram absorção de fótons de baixa energia. A seguir, partimos para a otimização dos parâmetros de deposição das camadas de recobrimento de pontos quânticos aplicando a técnica de In-flush, que permite um maior controle das alturas e da homogeneidade das nanoestruturas. Nessa técnica, os pontos quânticos são parcialmente recobertos com outro material e um recozimento é responsável por remover o seu topo. Como resultados, mostramos que camadas de recobrimento menores (3 nm) e temperaturas de recozimento maiores (700°C) permitem obter tensões de circuito aberto e, consequentemente, eficiências maiores que as dos dispositivos não otimizados. Atribuímos esses resultados à homogeneização das alturas dos pontos quânticos e à inibição da formação e propagação de defeitos estruturais nos materiais depositados. A melhoria em VOC foi de 65% e de eficiência de 260%. Porém, as figuras de mérito da IBSC otimizada ainda não são maiores que as do dispositivo de referência sem pontos quânticos. Por isso, as pesquisas sobre este tópico no Laboratório de Semicondutores da PUC-Rio ainda continuam. Cabe ressaltar que a eficiência do dispositivo de referência de GaAs depositado em nosso laboratório é de 20%, a eficiência mais alta reportada para uma célula solar de produção nacional.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Nanotecnologia, Pontos Quânticos, Células Solares de Banda Intermediária, In-flush.

1 INTRODUÇÃO

Dispositivos fotovoltaicos de terceira geração são aqueles que têm a possibilidade de ultrapassar o limite de eficiência teórica previsto por Shockley e Queisser em 1961 para células solares de junção simples (Shockley e Queisser, 1961). Dentre os diferentes conceitos propostos na literatura, o de maior destaque é a célula solar de múltiplas junções (MJSC), que detêm o atual recorde mundial de eficiência de conversão de 46% (Green, 2019). Porém, esse conceito apresenta diversos desafios tecnológicos na produção dos materiais e no aumento de sua eficiência. Além disso, os custos de produção dos dispositivos que utilizam esse conceito são extremamente altos, o que força o seu uso em aplicações muito específicas, tais como a espacial e a terrestre com o uso de concentradores. Diversas outras soluções vêm sendo propostas ao longo dos últimos anos para reduzir as perdas intrínsecas da conversão fotovoltaica em dispositivos de junção simples, tais como as células solares de portadores quentes, as de geração de múltiplos pares, as de banda intermediária (IBSC), os conversores de baixa e alta frequência, dentre outras (Nozik, 2014; Luque e Hegedus, 2011). Muitas dessas propostas envolvem o uso de nanoestruturas semicondutoras imersas na estrutura de materiais da célula solar, tais como poços, fios e pontos quânticos. Uma das vantagens explorada nesses conceitos é a sintonização das propriedades optoeletrônicas das nanoestruturas a partir do controle de suas propriedades mecânicas (Rogalsky, 2003).



Figura 1: Diagrama de bandas de energia em uma IBSC (a) de forma genérica e (b) através da implementação com pontos quânticos. (c) Gráfico dos limites de eficiência de conversão em função dos valores de energia para as células IBSC, MJSC (duas junções) e de junção simples (Luque e Martí, 1997; Luque e Martí, 2012).

As IBSCs surgiram em 1997 como uma alternativa às MJSC (Luque e Martí, 1997). A ideia principal é reduzir a perda da energia solar por transmissão, aproveitando os fótons com energia menor que o gap do material semicondutor ativo utilizando apenas uma junção pn semicondutora. Além disso, as perdas por termalização também poderiam ser reduzidas devido à melhor adequação dos espectros de absorção com a radiação solar. O efeito final é de aumentar a corrente de curto-circuito (I_{SC}) mantendo a tensão de circuito aberto (V_{OC}). Isso tudo seria possível graças ao surgimento de uma banda de energia intermediária inserida no gap do material semicondutor ativo do dispositivo, conforme ilustrado na Figura 1a. As transições da banda de valência para a banda intermediária, de energia E_m , e da banda intermediária para a banda de condução, de energia E_L , incrementariam a corrente elétrica do dispositivo, somando-se àquela gerada pela tradicional transição eletrônica da banda de valência para a banda de condução, de energia E_g , porém sem reduzir a tensão de operação do dispositivo. De acordo com os cálculos originais, há uma combinação ótima para os valores dessas energias de transição: $E_L = 0,7$ eV, $E_m = 1,24$ eV e $E_g = 1,94$ eV, conforme indicado na Figura 1c. Essa combinação é a que gera a maior eficiência de conversão do dispositivo sob concentração solar máxima: 63%.

Uma das formas de produzir uma banda intermediária dentro do gap de energia do material ativo da junção semicondutora é através da introdução de pontos quânticos (QD), conforme ilustrado no topo da Figura 1b. Devido ao confinamento criado para os portadores de carga elétrica na região das nanoestruturas, níveis de energia discretos surgem e, se configurados da forma correta, seja pela distância entre as camadas de pontos quânticos seja pelo tamanho das nanoestruturas, podem criar uma banda de estados, como ilustrado na parte inferior da Figura 1b. Se a diferença de energia entre essa banda intermediária e a banda de condução ou de valência for suficientemente grande (muito maior que a energia térmica disponível), ela é capaz de manter sua própria população de portadores e, com isso, aumentar a chance de transições eletrônicas no dispositivo, conforme discutido anteriormente.

Por ser uma tecnologia muito recente, os dispositivos produzidos sob esse conceito ainda servem como teste do conceito. A combinação de materiais mais utilizada até então tem sido a de pontos quânticos de

InAs numa matriz de GaAs crescida sob a técnica Stranski-Krastanov (Hubbard, 2008; Laghumavarapu, 2007; Bailey, 2011), que já vinha sendo estudada há décadas por pesquisadores da área de LASER e LED (Einspruch e Frensley, 2014; Alferov, 2001). Contudo, essa combinação apresenta valores de gaps de energia efetivos muito diferentes dos valores ótimos calculados e apresentados anteriormente, a saber: $E_L = 0,2 \text{ eV}$, $E_m = 1,0 \text{ eV}$ e $E_g = 1,2 \text{ eV}$ (Antolin, 2010), e, com isso, as eficiências desses dispositivos ainda são muito baixas. Apesar disso, o efeito principal de aumento da I_{SC} com a manutenção da V_{OC} já foi comprovado experimentalmente (Bailey, 2011).

Mais recentemente, houve tentativas de produzir IBSC com a combinação InAs/InGaP como ponto/barreira (Ramiro e Et, 2015), combinação de materiais que leva a gaps de energia mais próximos dos ideais. Porém, os dispositivos ainda sofrem com a densidade elevada de defeitos, que reduzem sua eficiência quântica e sua VOC. Outras iniciativas, porém, com outros materiais têm demonstrado a possibilidade de crescimento epitaxial das nanoestruturas com número reduzido de defeitos (Xie, 2016). Para isso, é necessário o controle adequado dos parâmetros de deposição dos pontos quânticos e de suas camadas circunvizinhas.

No Laboratório de Semicondutores da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – LabSem/PUC-Rio – temos a expertise de depositar epitaxialmente pontos quânticos de materiais semicondutores sobre matrizes semicondutoras para diversas aplicações (Landi, 2005; Pires, 2004; Alvarenga, 2012; Souza, 2007). Na área de IBSC, temos estudado processos de deposição que permitem o controle das propriedades mecânicas e morfológicas de pontos quânticos de InAs sobre GaAs e, com isso, temos conseguido reduzir a densidade de defeitos estruturais nas camadas dos dispositivos (Weiner, 2018; Weiner, 2016; Micha, 2016; Xie, 2016; Micha, 2015; Weiner, 2015; Jakomin, 2014; Mourão, 2013). Dessa forma, as eficiências dos dispositivos estudados são mais altas quando comparadas a dispositivos produzidos sem as condições otimizadas. Neste trabalho, apresentamos um histórico deste estudo e os resultados mais recentes de nossas pesquisas.

2 DESENVOLVIMENTO DE CÉLULAS SOLARES DE BANDA INTERMEDIÁRIA BASEADAS EM PONTOS QUÂNTICOS NO LABSEM DA PUC-RIO

Para a realização experimental das IBSC, os pontos quânticos formados seguem o mecanismo de crescimento do tipo Stranski-Krastanov. Nesse tipo de crescimento, um material é depositado acima de outro material com diferente parâmetro de rede, o que produz um material tensionado. Depois do crescimento de uma fina camada bidimensional, o acúmulo da tensão mecânica chega ao limite, o que provoca o relaxamento do material com a consequente formação de ilhas (crescimento 3D) de dimensões nanoscópicas. Em seguida, as ilhas são recobertas com outro material, como está representado na Figura 2a, de forma a permitir o crescimento de novas camadas do dispositivo ou até mesmo repetições de camadas com as nanoestruturas. Em termos elétricos, o material das nanoestruturas tem um gap de energia menor que das camadas adjacentes. Desta forma, um poço de potencial elétrico tridimensional (ponto quântico) é formado, como pode ser observado na Figura 2b, e os portadores de carga, elétrons e buracos, ficam confinados em níveis discretos de energia dentro da nanoestrutura.

Figura 2: (a) Representação de uma nanoestrutura (paralelepípedo sólido amarelo) de dimensões Lx, Ly e Lz imersa em uma matriz semicondutora (material transparente azul) e (b) representação do potencial

elétrico (linha sólida preta) e dos níveis de energia para elétrons (linhas sólidas vermelhas) e para buracos (linhas tracejadas verdes) (Micha, 2015).



Para aumentar a quantidade de fótons absorvidos com menor energia no espectro solar, é fundamental que a densidade de pontos seja suficientemente alta. A fim de caracterizar a densidade de pontos quânticos depositados nas camadas dos dispositivos, medidas de microscopia de força atômica (AFM) são

realizadas em amostras de calibração (Figura 3a). A análise estatística da imagem permite gerar um histograma de alturas dos pontos (Figura 3b). Supomos que o histograma possa ser descrito por distribuições gaussianas⁸ e, assim, realizamos o ajuste apresentado na figura pelas linhas tracejadas e sólida para caracterizar a média e o desvio padrão das distribuições de altura.

Figura 3: Representação da caracterização morfológica dos pontos quânticos através de microscopia de força atômica. Em (a) se vê uma imagem de AFM e em (b) sua análise estatística (Micha, 2015).



Além da análise superficial, outro fator importante a ser considerado é a densidade de defeitos cristalinos gerados no empilhamento das camadas de pontos quânticos. É bem conhecido que a inserção de materiais tensionados em um sistema epitaxial pode induzir a criação e propagação de defeitos, tal como as discordâncias (Eaglesham e Cerullo, 1990; Guha, 1990). Por este motivo, é preciso caracterizar a qualidade cristalina das amostras. Isso pode ser feito através da análise de imagens de microscopia eletrônica de transmissão. Na Figura 4 podem ser vistos exemplos de imagens mostrando microestruturas que (a) apresentam discordâncias entre as camadas empilhadas ou (b) ausência de discordâncias estendidas, o que indica alta qualidade cristalina.

Figura 4: Imagens de microscopia eletrônica de transmissão de amostras com multicamadas InAs/AlGaAs apresentando: (a) discordâncias e (b) ausência de discordâncias (Micha, 2015).



Após a definição das melhores condições de crescimento para as camadas de pontos quânticos e seu empilhamento, a estrutura de camadas é finalmente crescida e processada sob a forma de dispositivos para ser caracterizada como uma célula solar através de medidas de densidade de corrente x tensão (curvas JV) sob iluminação e medidas de responsividade espectral. Os dispositivos produzidos têm 0,0547 cm² de área e uma malha frontal de contatos elétricos com dedos coletores que cobre uma área de 10%. Na área frontal complementar aos contatos elétricos, uma camada anti-reflexiva, que reduz a refletividade

⁸ Há uma discussão na literatura acerca de qual distribuição é a mais apropriada, se a gaussiana ou a log-normal. Em certos casos, a log-normal parece ser a mais apropriada (Ruiz, 2017).
média para cerca de 5% no intervalo de comprimentos de onda de 400 a 900 nm, é depositada. O outro contato elétrico é realizado em toda a área traseira do dispositivo. Uma representação da estrutura de um dispositivo IBSC e da referência utilizada para comparação de desempenho podem ser vistas na Figura 5.



	<u>Dispositiv</u>	o IBSC				Referên	cia	
Material	Camada	Espessura (nm)	Dopagem (cm ⁻³)		Material	Camada	Espessura (nm)	Dopagem (cm ⁻³)
GaAs:C	Contato	30	+1E19]	GaAs:C	Contato	30	+1E19
Ga _{0,51} In _{0,49} P:C	Janela	30	+1E19		Ga _{0,51} In _{0,49} P:C	Janela	30	+1E19
GaAs:C	Emissor	100	+1E18		GaAs:C	Emissor	100	+1E18
GaAs	Barreira	96	<1E17					
GaAs	Capping	4	<1E17	- × 10	GaAs	Instrínseco	1000	<1E17
		$\frown \frown \frown$		IJ				
GaAs:Si	Base	300	-1E18		GaAs:Si	Base	300	-1E18
Al _{0,3} Ga _{0,7} As:Si	BSF	100	-5E18	PQINAS	Al _{0,3} Ga _{0,7} As:Si	BSF	100	-5E18
GaAs:Si	Substrato	350000	-1E18		GaAs:Si	Substrato	350000	-1E18
		(a)				(b)		

2.1 CRESCIMENTO EPITAXIAL E CARACTERIZAÇÃO DE PONTOS QUÂNTICOS DE INAS SOBRE MATRIZ DE ALGAAS

Buscando inicialmente atingir energias próximas às ideais para as IBSC, iniciamos os estudos de produção desses dispositivos com o sistema de pontos quânticos de InAs sobre matriz de AlGaAs crescidos sobre substrato de GaAs. O Al_xGa_{1-x}As é uma liga que apresenta parâmetro de rede bem próximo ao do GaAs para qualquer concentração x de Al (máximo de 0,14% de diferença para x = 1), porém os gaps de energia alcançados podem chegar a 2,17 eV. O gap de energia do InAs é de 0,354 eV quando isolado, mas este valor muda quando o material se encontra tensionado sobre outro, como é o caso do crescimento sobre substrato de GaAs. Sob essa circunstância, o gap de energia do material aumenta e chega a 0,785 eV.

A Figura 6 apresenta os resultados da simulação unidimensional das energias de transição E_l (quadrados pretos), E_m (círculos vermelhos) e E_g (triângulos verdes) no sistema de pontos quânticos de InAs/Al_xGa_{1-x}As para vários valores de x e espessura da nanoestrutura - L_z (Micha, 2013; Micha, 2015). As linhas sólidas horizontais representam as energias ótimas, conforme discutido na Seção 1. As simulações foram feitas através da resolução numérica da equação de Schrödinger sob a aproximação de massa efetiva pela técnica de evolução temporal de funções de onda iniciais no tempo imaginário com o método splitoperator (Degani e Maialle, 2010).

Figura 6: Resultados da simulação unidimensional do sistema de pontos quânticos de InAs de espessura L_z sobre Al_xGa_{1-x}As para vários valores de x. As linhas sólidas horizontais representam os valores ótimos para as transições eletrônicas (Micha, 2015).



Através dos resultados das simulações, escolhemos a seguinte configuração para o sistema: pontos quânticos de InAs com altura de 5,5 nm sobre Al_{0,3}Ga_{0,7}As. A partir de então, realizamos o crescimento epitaxial de diversas amostras de calibração a fim de atingir a maior densidade de pontos possível

mantendo a altura desejada. Para esse estudo, diversas condições de crescimento foram analisadas. Os estudos realizados para atingir o objetivo podem ser vistos nas Refs. (Jakomin, 2014) e (Mourão, 2013) que apresentam resultados detalhados dos crescimentos.

Após a definição das melhores condições de crescimento para as camadas de pontos quânticos, a estrutura de camadas do dispositivo foi finalmente crescida. Em relação à estrutura apresentada na Figura 5, as IBSC produzidas para caracterizar o desempenho do sistema InAs/AlGaAs tiveram nominalmente a base, a barreira e o emissor substituídos por $Al_{0,3}Ga_{0,7}As$ e a camada de janela por $Al_{0,4}Ga_{0,6}As$. A referência também teve sua camada intrínseca substituída por $Al_{0,3}Ga_{0,7}As$ e a janela pelo mesmo material da IBSC.

Infelizmente, os dispositivos produzidos a partir da estrutura de camadas utilizando o AlGaAs como matriz semicondutora tiveram uma eficiência de conversão muito baixa, da ordem de 0,05%, como pode ser observado pelas curvas IV tracejadas apresentadas na Figura 7a e na tabela 1, que apresenta um resumo das figuras de mérito dos dispositivos.

O crescimento epitaxial de materiais contendo Al é de conhecida dificuldade, pois o Al reage muito facilmente com o oxigênio. Em uma estrutura de camadas, esse efeito indesejado provoca uma densidade de defeitos muito grande, minimizando seu desempenho. Por esse motivo, passamos a considerar uma estrutura mais simples para o crescimento de nossas IBSC: pontos quânticos de InAs em matriz de GaAs.

2.2 CRESCIMENTO EPITAXIAL E CARACTERIZAÇÃO DE PONTOS QUÂNTICOS DE INAS EM MATRIZ DE GAAS

A dinâmica do crescimento de pontos quânticos de InAs sobre GaAs é muito parecida com aquela apresentada para o crescimento sobre AlGaAs, pois os materiais apresentam parâmetros de rede muito parecidos. Por esse motivo, consideramos que os resultados da otimização dos parâmetros do crescimento realizado anteriormente poderiam ser usados para esse novo sistema. Um outro importante parâmetro para a otimização da estrutura de multicamadas das IBSC é a espessura da camada de cobertura dos pontos quânticos, ou capping layer, como representado na Figura 5a.

Os pontos quânticos crescidos apresentam uma distribuição dupla, como observado na Figura 3b, o que não é muito favorável à operação de uma IBSC, que requer níveis de energia iguais em todas as camadas de pontos quânticos (caso os pontos formem uma banda). Por este motivo, foi necessário adotar um método que limitasse a altura dos pontos quânticos nas camadas, o In-flush (Wasilewski, 1999). Para isso, a camada de cobertura foi crescida com a espessura exata que queríamos para a altura dos pontos e depois a temperatura foi elevada de forma a remover o topo que excedesse essa espessura. Outra vantagem adicionada por essa técnica é que o topo geralmente é a região do ponto onde a tensão é aliviada. Nesta região, os pontos relaxam com maior probabilidade de apresentar defeitos, que se propagam em toda a estrutura. Na Figura 4a, é possível perceber essa tendência. Naquela amostra, a camada de cobertura é de 20 nm, espessura que possibilita a permanência de muitos pontos quânticos altos. Já a amostra na Figura 4b, tem a espessura da camada de cobertura de 5 nm. Percebemos nessa imagem um aspecto mais homogêneo para as camadas de espaçamento entre os pontos quânticos sem a formação de defeitos estendidos (Jakomin, 2014).

Após a definição das melhores condições de crescimento para as camadas de pontos quânticos e seu empilhamento, a estrutura de camadas do dispositivo foi finalmente crescida. As estruturas das IBSCs e dos dispositivos de referência são aquelas apresentadas nas Figs. 5a e 5b, respectivamente, com a diferença que o material da janela na referência é de $Al_{0,4}Ga_{0,6}As$. Acreditamos que dada a pequena espessura dessa camada, a baixa qualidade esperada pelo material, conforme discutido na Seção 2.1, não seria um problema para comparar os desempenhos desses dispositivos.

Os resultados da caracterização optoeletrônica desses dispositivos são apresentados na Figura 7 através de suas curvas JV sob iluminação (Figura 7a) e condições padrão de caracterização (T = 25°C e espectro AM1.5g) e eficiência quântica externa (Figura 7b). A eficiência quântica externa é uma grandeza calculada a partir da medida de responsividade espectral e denota o número de portadores de carga elétrica gerados e recolhidos sob a forma de corrente no dispositivo por fóton incidente para cada comprimento de onda. Apenas por completeza, também estamos apresentando na Figura 7a os resultados das amostras crescidas com AlGaAs na região ativa dos dispositivos.

Figura 7: (a) Curvas JV dos dispositivos produzidos com GaAs e AlGaAs na região ativa. (b) Curvas de eficiência quântica externa do dispositivo produzido com GaAs na região ativa e da referência correspondente (Micha, 2015).



Os resultados da Figura 7a mostram que os benefícios das IBSC não são evidentes, ou seja, o aumento da densidade de corrente elétrica de curto-circuito (J_{SC}) com a manutenção da tensão de circuito aberto (V_{OC}) não foram observados. Ainda assim, observa-se que fótons de energia mais baixa que o gap de energia do material ($\lambda > 870$ nm) estão sendo aproveitados (Figura 7b).

Tabela 1: Figuras de mérito dos dispositivos fotovoltaicos IBSC e de referência baseados em GaAs e AlGaAs da primeira parte deste trabalho.

Dispositivo	Jsc [mA/cm ²]	VOC [mV]	FF [%]	η [%]
IBSC – AlGaAs	0,08	722,29	53,00	0,03
Ref. – AlGaAs	0,29	467,4	37,23	0,05
IBSC – GaAs	10,27	490,4	54,91	2,77
Ref. – GaAs	16,00	922,0	79,00	11,65

2.3 INOVAÇÕES IMPLEMENTADAS NO CRESCIMENTO DOS PONTOS QUÂNTICOS: CAPPING LAYER E RECOZIMENTO

Dado que a eficiência do dispositivo feito com matriz de GaAs estava bastante aquém do esperado, um estudo aprofundado do crescimento da capping layer e do recozimento (etapa de In flush) desta camada foi feito. Um conjunto de quatro amostras com a mesma estrutura mostrada na Figura 5a foi produzido, com espessuras de 3 e 6 nm para a capping layer e temperaturas de 630 e 700°C para o recozimento. A tabela 2 resume as células solares estudadas com suas respectivas condições de crescimento.

Tabela 2: Condições de crescimento para os dispositivos apresentados nesta seção.

Dispositivo	Espessura da capping layer (nm)	Temperatura do Indium flush (ºC)
3-630	3	630
6-630	6	700
3-700	3	630
6-700	6	700

Para determinar as condições cristalinas dos materiais após o empilhamento das camadas de pontos quânticos e a morfologia dos pontos quânticos de InAs, imagens de microscopia eletrônica de transmissão de varredura (STEM) usando um detector de campo escuro e alto ângulo anular (HAADF), com aberração corrigida em um microscópio eletrônico de transmissão de varredura JEOL ARM 200 foram realizadas. Ambos os microscópios foram operados a 200kV. As imagens para as amostras produzidas com menor temperatura de recozimento podem ser vistas na Figura 8.

Para a amostra 3-630 (Figura 8a), pontos quânticos tensionados com formato de discos são observados, com uma distância variável entre eles em cada camada de QD. A altura dos pontos é tipicamente limitada pela técnica de indium flush, como está destacado na imagem de HAADF à direita. Para a amostra 6-630, por sua vez (Figura 8b), três formatos de pontos quânticos são observados para cada camada, incluindo lente, disco e carretel. Na imagem de HAADF à direita da Figura 8b, um ponto quântico em formato de carretel, com altura de 6 nm, é mostrado em detalhe. A presença de diferentes formatos sugere que a capping layer mais espessa não garante uniformidade nos formatos e nas dimensões dos pontos, o que deve afetar negativamente as propriedades ópticas e o desempenho da célula solar (LUQUE e MARTI, 2010).



Figura 8: Imagens de STEM HAADF da região de pontos quânticos (esquerda) e um ponto com maior magnificação (direita) para as amostras (a) 3-630 e (b) 6-630 (Weiner, 2018).

Para investigar as condições de crescimento que geram os melhores pontos quânticos, o efeito da temperatura de recozimento nos filmes de capping layer de 3 nm foi examinado e uma melhor uniformidade na morfologia dos pontos foi observada para temperatura mais alta de 700°C. A microestrutura e o formato resultante dos pontos quânticos podem ser observados nas imagens de STEM HAADF na Figura 9a, que mostra a nova morfologia do ponto quântico: a altura diminui e o diâmetro aumenta quando este ponto é comparado com o ponto quântico da amostra 3-630 (Figura 8a). A espessura de 3 nm da camada de pontos para esta amostra inclui a área difusa vista na Figura 9b e a wetting layer (WL), com aproximadamente 0,6 nm de espessura (2 monocamadas).

Figura 9: Imagem de STEM HAADF da região de pontos quânticos da amostra 3-700. Em (a), vê-se uma imagem ampliada e em (b) com maior resolução, mostrando um ponto típico (Weiner, 2018).



Estes resultados indicam que as condições de crescimento da capping layer modificam a forma do ponto quântico através de migração lateral de In do topo exposto dos pontos (acima da capping layer) com interdifusão de In e Ga que atenua a energia associada à diferença de parâmetros de rede do InAs e do GaAs, o que é consistente com estudos prévios (Garcia, 1997; Songmuang, 2003; Babinski, 2011). Também já foi previamente relatado que a interdifusão e a migração do In aumentam quando as estruturas de pontos quânticos estão sujeitas a um recozimento térmico rápido de 630 para 700°C e que o tamanho lateral dos pontos aumenta com o aumento da temperatura de recozimento (Boyce, 2002). Um aumento ainda maior desta temperatura pode provocar a dissolução dos pontos quânticos através da maior interdifusão de In e Ga. Nossas imagens mostram que os pontos adquirem um formato de carretel, com uma camada superior rica em In, similar ao observado para o sistema InAs/AlGaAs (Xie, 2016).

2.4 CARACTERIZAÇÃO DAS CÉLULAS SOLARES DE INAS/GAAS OTIMIZADAS

Curvas JV do dispositivo produzido com a estrutura de camadas otimizada, conforme discutido anteriormente, foram obtidas sob condições de teste padrão. Na Figura 10a, mostramos as curvas JV da célula IBSC que apresentou a melhor eficiência e da de referência. Neste caso, os dispositivos têm a mesma estrutura das apresentadas na Figura 5b. A Figura 10b traz as curvas de eficiência quântica externa dos dois dispositivos, bem como a curva de refletividade da superfície frontal, para análise da efetividade da camada anti-reflexiva frontal.

Figura 10: Medidas de caracterização da célula solar de referência (GaAs) e da melhor IBSC, obtida com capping layer de 3 nm e recozimento de 700°C: (a) curvas de corrente-tensão (JV) sob iluminação e (b) eficiência quântica externa.



Na tabela 3, é possível visualizar as figuras de mérito de todos os dispositivos estudados nesta seção, ou seja, aqueles produzidos com as mesmas configurações da tabela 2, além da referência. É importante ressaltar que a célula solar de GaAs utilizada como referência neste trabalho atinge 20% de eficiência, a mais alta reportada para dispositivos cujos materiais foram produzidos em território nacional. Observamos na tabela que as IBSC com maior temperatura de recozimento apresentam V_{oc} maiores. Essa figura de mérito é fortemente influenciada pela quantidade de defeitos, que provocam uma maior taxa de recombinação não-radiativa. Dessa forma, o efeito da temperatura de recozimento no processo de In-flush

para a remoção do topo dos pontos quânticos e, consequentemente, na inibição da propagação de defeitos na estrutura é comprovado. Entre as células crescidas com a mesma temperatura de recozimento, a 3-700 apresenta maior V_{0C} e, consequentemente, uma maior eficiência. Dessa forma, confirmamos o efeito da maior homogeneidade dos pontos quânticos nos planos das camadas devido à menor espessura da capping layer.

Dispositivo	Jsc [mA/cm ²]	Voc [mV]	FF [%]	η [%]
Ref.	24,4	998	82	20
3-630	19,2	526	56	5,6
6-630	16,8	511	52	4,4
3-700	24,1	842	78	15,9
6-700	24,4	648	73	11,5

Tabela 3: Figuras de mérito dos dispositivos de referência e das IBSC com diferentes espessuras de capping layer e temperaturas de recozimento.

2.5 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS

Nesse artigo, apresentamos os resultados dos estudos para fabricação e caracterização de células solares de banda intermediária baseadas em pontos quânticos realizados no Laboratório de Semicondutores da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - LabSem/PUC-Rio. No sentido de construir um sistema mais próximo do ideal teórico, que combine 3 sub-bandas de 0,7, 1,24 e 1,94 eV, apresentamos resultados de simulações teóricas de sistemas de pontos quânticos de InAs sobre Al_xGa_{1-x}As, que prevêm alturas dos QDs próximas a 5,5 nm e concentrações de Al de 30% como tendo o melhor potencial para atingir elevada eficiência. Em seguida, apresentamos o processo de otimização dos parâmetros de crescimento dos pontos quânticos, onde sua densidade em cada camada foi aumentada para cerca de 10_{10} cm⁻². Porém, tendo a célula solar baseada em AlGaAs sido fortemente afetada por defeitos ligados à presença de Al na liga do material ativo, optamos por considerar a célula com pontos quânticos de InAs sobre GaAs para os estudos preliminares. Com esse material, conseguimos gerar dispositivos funcionais, que apresentam absorção de fótons com energia abaixo do gap do GaAs. Em um novo processo de otimização, nos concentramos na homogeneização das alturas dos pontos quânticos nas camadas de GaAs e na inibição da propagação de defeitos cristalinos através da variação da espessura da capping layer e da temperatura de recozimento do processo de In-flush. Demostramos que a melhoria nesse procedimento de recobrimento dos pontos quânticos teve grande influência nas características dos dispositivos, onde pudemos observar maiores tensões de circuito aberto e maiores eficiências para espessuras de recobrimento menores e temperaturas de recozimento maiores quando comparadas às apresentadas pelos dispositivos não otimizados. A melhoria em VOC foi de 65% e de eficiência de 260% para a célula 3-700 comparada a 6-630. Porém, as figuras de mérito da IBSC otimizada ainda não são maiores que as do dispositivo de referência sem pontos quânticos, que atinge eficiência de 20%, a mais alta reportada para um dispositivo cujos materiais foram produzidos em território nacional. Como perspectiva, essa mesma abordagem pode ser estendida para um sistema mais adequado, tal como o InAs/InGaP (energia de gap do InGaP em torno de 1,9 eV), para aplicações em célula solar de banda intermediaria.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro das agências de fomento CNPq, FAPERJ, FINEP, CAPES, United States National Science Foundation (NSF) e Department of Energy (DOE) referência NSF CA No. EEC-1041895. Daniel Micha agradece a bolsa de doutorado sanduíche recebida em 2013/2014, época do desenvolvimento de parte deste trabalho, do CNPq através do programa INCT DISSE/Ciência sem Fronteiras. Agradecemos também aos técnicos do Fraunhofer Institute of Solar Energy Systems, em Freiburg, na Alemanha, pelo processamento dos dispositivos e pelas medidas de caracterização realizadas e a Frank Dimroth e Andreas Bett, do mesmo instituto, pela liberação dos laboratórios e infra-estrutura.

REFERÊNCIAS

[1] Alferov, Z. The Double Heterostrucutre: Concept and its Applications in Physics, Electronics and Technology. Reviews of modern physics, v. 73, n. 3, p. 767, 2001.

[2] Alvarenga, D. et al. xceptionally Narrow-Band Quantum Dot Infrared Photodetector. IEEE Journal of Quantum Electronics, 48, 2012. 1360-1366.

[3] Antolin, E. et al. Reducing carrier escape in the InAs/GaAs quantum dot intermediate band solar cell. Journal of Applied Physics, 108, 2010. 064513.

[4] Babinski, A. et al. Rapid thermal annealing of InAs/GaAs quantum dots under a GaAs proximity cap. Applied Physics Letters, 79, 2011. 2576.

[5] Bailey, C. et al. Near 1 V open circuit voltage InAs/GaAs quantum dot solar cells. Applied Physics Letters, v. 98, p. 163105, 2011.

[6] Boyce, P. et al. Optical properties of bilayer InAs/GaAs quantum dot structures: Influence of strain and surface morphology. Physics Review B, 66, 2002. 075316.

[7] Degani, M.; Maialle, M. Numerical calculations of the quantum states. Journal of Computational and Theoretical Nanoscience, 7, 2010. 454.

[8] Eaglesham, D.; Cerullo, M. Dislocation-Free Stranski-Krastanow Growth of Ge on Si(1QQ). Physical Review Letter, v. 64, n. 16, p. 1943, 1990.

[9] Einspruch, N.; Frensley, W. Quantum Dot Devices. In: _____ Heterostructures and Quantum Devices. San Diego: Academic Press, 2014. p. 452.

[10] Garcia, J. et al. Intermixing and shape changes during the formation of InAs self-assembled quantum dots. Applied Physics Letters, 71, 1997. 2014-2016.

[11] Green, M. et al. Progress in Photovoltaics, v. 27, p. 3-12, 2019.

[12] Guha, S.; Madhukar, A.; Rajkumar, K. Onset of incoherency and defect introduction in the initial stages of molecular beam epitaxical growth of highly strained In x Ga1–x As on GaAs(100). Applied Physics Letter, v. 57, p. 2110, 1990.

[13] Hubbard, S. et al. Effect of strain compensation on quantum dot enhanced GaAs solar cells. Applied Physics Letters, v. 92, p. 123512, 2008.

[14] Jakomin, R. et al. InAs quantum dot growth on AlxGa12xAs by metalorganic vapor phase epitaxy for intermediate band solar cells. Journal of Applied Physics, v. 116, p. 093511 (1-7), 2014.

[15] Laghumavarapu, R. et al. Improved device performance of InAs/GaAs quantum dot solar cells with GaP strain compensation layers. Applied Physics Letters, v. 91, p. 243115, 2007.

[16] Landi, S. et al. InAs/InGaAs/InP structures for quantum dot infrared photodetectors. Physica Status Solidi. C, Current Topics in Solid Sta, 2, 2005. 3171-3174.

[17] Luque, A.; Hegedus, S. Handbook of photovoltaic science and engineering. London: John Wilkey and Sons, 2011.

[18] Luque, A.; Martí, A. Increasing the Efficiency of Ideal Solar Cells by Photon Induced Transitions at Intermediate Levels. Physical Review Letters, v. 78, p. 5014-5017, 1997.

[19] Luque, A.; Marti, A. The intermediate band solar cell: Progress towards the realization of an attractive concept. Advanced Materials, 22, 2010. 160.

[20] Luque, A.; Martí, A. Understanding intermediate band solar cells. Nature Photonics, v. 6, p. 146-152, 2012.

[21] Micha, D. et al. Influence of the quantum dot capping procedure on the density of defects in InAs/GaAs quantum dot intermediate band solar cells. 32nd European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EU-PVSEC). Munich: [s.n.]. 2016.

[22] Micha, D. N. Estudo de alternativas para minimização de perdas em dispositivos fotovoltaicos de GaAs. Rio de Janeiro: Instituto de Física, UFRJ, 2015.

[23] Micha, D. N. et al. A proposal for Intermediate Band Solar Cells with optimized transition energy - InAs QD / AlGaAs. Microelectronics Technology and Devices (SBMicro). Curitiba, PR, Brazil: [s.n.]. 2013.

[24] Mourão, R. T. Crescimento e caracterização de materiais e nanoestruturas semicondutores para aplicação em células solares. Rio de Janeiro: Instituto de Física, UFRJ, 2013.

[25] Nozik, A. J.; Conibeer, G.; Beard, M. C. (Eds.). Advanced concepts in photovoltaics. [S.l.]: Royal Society of Chemistry, v. 11, 2014.

[26] Pires, M. P. et al. InAs quantum dots over InGaAs for infrared photodetectors. Journal of Crystal Growth, 272, 2004. 192-197.

[27] Ramiro, I.; ET, A. Wide-Bandgap InAs/InGaP Quantum-Dot Intermediate Band Solar cells. Journal of Photovoltaics, 5, n. 3, 2015. 840-845.

[28] Rogalsky, A. Infrared detectors status and trends. Progress in Quantum Electronics, v. 27, p. 59-210, 2003.

[29] Ruiz, J. E. et al. Optimization of digital image processing to determine quantum dots' height and density from atomic force microscopy. Ultramicroscopy, 184, 2017. 234-241.

[30] Shockley, W.; Queisser, H. Detailed Balance Limit of Efficiency of pn Junction Solar Cells. Applied Physics Letters, v. 32, n. 3, p. 510-519, 1961.

[31] Songmuang, R.; Kiravittaya, S.; Schmidt, O. Shape evolution of InAs quantum dots during overgrowth. Journal of Crystal Growth, 249, 2003. 416.

[32] Souza, P. L. et al. Quantum dot structures grown on Al containing quaternary material for infrared photodetection beyond 10-μm. Applied Physics Letters, 90, 2007. 173510.

[33] Wasilewski, Z. R.; Fafard, S.; Mccaffrey, J. P. Size and shape engineering of vertically stacked self-assembled quantum dots. Journal of Crystal Growth, v. 201-202, p. 1131-1135, 1999.

[34] Weiner, E. C. et al. Improving the Figures of Merit of Intermediate Band Solar Cells by Controlling the Capping Procedure of the Quantum Dots. 43th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). Portland: [s.n.]. 2016.

[35] Weiner, E. C. et al. Effect of capping procedure on quantum dot morphology: Implications on optical properties and efficiency of InAs/GaAs quantum dot solar cells. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 178, p. 240–248, 2018.

[36] Weiner, E. C. Células Solares de Banda Intermediária de Pontos Quânticos Baseadas em InAs/GaAs/AlGaAs. Dissertação de mestrado, PUC-Rio, 2015.

[37] Xie, H. et al. Improved optical properties of InAs quantum dots for intermediate band solar cells by suppression of misfit strain relaxation. Journal of Applied Physics, v. 120, p. 034301, 2016.

Capítulo 8

Radiação solar global em superfícies verti<mark>ca</mark>is: Série temporal

Camila Piacitelli Tieghi Alexandre Dal Pai

Resumo: A radiação solar é uma fonte de energia limpa e renovável, muito importante para os seres vivos, sem a qual não existiria vida na Terra. É fonte primária de todos os fenômenos atmosféricos e de processos físicos, químicos e biológicos. Além disso, a radiação solar pode ser aproveitada para conversão energética, aquecimento e resfriamento de água e para o conforto térmico. Para quaisquer que seja o uso da energia solar, é necessário um estudo da variação da disponibilidade energética durante o ano, pois para cada região o ângulo de incidência e a irradiância solar recebida é única. É necessário um conhecimento mais detalhado para saber a variação energética diurna, mensal e anual da região a ser estudada. No hemisfério Sul, existem poucos estudos relacionados à radiação solar no plano vertical, visto que a aquisição dos equipamentos de medida é onerosa. A grande maioria das estações meteorológicas possui medidas apenas do plano horizontal ou inclinado, deixando de lado o potencial solar do plano vertical. Este estudo visa avaliar os dados medidos da radiação global em superfície vertical orientada para o Norte durante o ano de 2010 na estação de radiometria da UNESP de Botucatu, situado no Departamento de Engenharia Rural da Faculdade de Ciências Agronômicas. Foi apresentada uma série temporal da radiação global em superfície vertical e horizontal e calculada a irradiação solar extraterrestre horizontal e inclinada na vertical orientada para o Norte, afim de comparar os valores medidos e calculados, para obter padrões quantitativos de irradiação solar ao longo do ano para a região de Botucatu –SP.

Palavras-chave: Irradiação Solar Global, Irradiação Solar Extraterrestre, Vertical.

*Artigo publicado no Congresso Brasileiro de Energia Solar 2018.

1 INTRODUÇÃO

A radiação solar é uma fonte de energia limpa e renovável, muito importante para os seres vivos, sem a qual não existiria vida na Terra. É fonte primária de todos os fenômenos atmosféricos e de processos físicos, químicos e biológicos. Além disso, a radiação solar pode ser aproveitada para conversão energética, aquecimento e resfriamento de água e conforto térmico. Para qualquer que seja o uso da energia solar, é necessário um estudo da variação da disponibilidade energética durante o ano, pois para cada região o ângulo de incidência e a irradiância solar recebida é única. É necessário um conhecimento mais detalhado para saber a variação energética diurna, mensal e anual da região a ser estudada (CUCUMO et al, 2006; DAL PAI, 2005; HALAWA; VAN HOOF; SOEBARTO, 2014; MOHAMMADI et al., 2015; SCOLAR, 2003).

A radiação solar incidente em determinado local varia ao longo do ano. Os movimentos de rotação e translação da Terra são responsáveis por esta variação, que modificam a declinação solar, o ângulo horário diário e fotoperíodo, e consequentemente alteram os níveis de radiação Extraterrestre incidente (I0) (VAREJÃO SILVA, 2006). No caso de superfícies inclinadas, a quantidade de radiação solar é diferente se comparado com a horizontal (IQBAL, 1983; SOUZA, 2012). No Hemisfério Sul, devido à geometria solar, a inclinação de uma superfície ao Norte em uma determinada latitude simula a incidência solar em uma latitude diferente, a qual é calculada mediante a soma da latitude local com o ângulo de inclinação. Neste sentido, como a incidência solar apresenta variação sazonal, os níveis quantitativos de energia incidentes nas superfícies horizontal e inclinada apresentam diferenças entre si no decorrer do ano.

No hemisfério Sul, existem poucos estudos relacionados a radiação solar no plano vertical, visto que a aquisição dos equipamentos de medida é onerosa. A grande maioria possui medidas apenas do plano horizontal, deixando de lado o potencial solar do plano vertical. A estação de radiometria da UNESP de Botucatu possui medidas da radiação solar em superfície horizontal e em superfícies inclinadas com relação ao norte, sendo uma inclinada com ângulo igual a latitude local e outra inclinada na vertical. Este estudo visa avaliar os dados medidos durante o ano de 2010, afim de propor uma série temporal da radiação solar global em superfície vertical para a região de Botucatu-SP.

2 MATERIAL E MÉTODOS

O estudo é baseado em medidas da irradiação global em planos horizontal e vertical orientado ao Norte geográfico do Laboratório de Radiometria Solar de Botucatu, situado no Departamento de Engenharia Rural da Faculdade de Ciências Agronômicas/UNESP/SP (latitude 22º 54' S, longitude 48º 27' O e altitude 716 m). Foram utilizados os dados medidos no ano de 2010. A cidade de Botucatu tem cerca de 130.000 habitantes e é rodeada por uma formação de relevo assimétrico denominada Cuesta de Botucatu e pelas bacias hidrográficas do Tietê e do Paranapanema. De acordo com a classificação climática de Köppen, o cima local é o Cwa (clima subtropical úmido), com verão quente, úmido e chuvoso e inverno seco e de temperaturas amenas. Os valores de temperatura e umidade relativa seguem as variações astronômicas, com valores máximos de temperatura e umidade relativa em fevereiro (23,12 °C e 78,25% respectivamente) e valores mínimos de temperatura em julho (17,10 °C) e umidade relativa em agosto (63,97%). A estação chuvosa ocorre no verão e primavera, acompanhada de elevada nebulosidade. Cerca de 80% da precipitação anual ocorre nesse período, com máxima no mês de janeiro (246,2 mm). Nas estações do inverno e outono, a precipitação média é inferior a 100 mm mensais, com mínima em agosto (36,1 mm) (CODATO et. al., 2008).

Os valores das irradiâncias solares foram monitorados por um sistema de aquisição de dados automático modelo Datalogger 23X da empresa Campbell Scientific Inc com frequência de varredura de 0,2Hz. Foram calculados os valores médios a cada 5 minutos e armazenados no formato W/m2.

A irradiância solar global no plano horizontal e inclinado foram medidas com piranômetro Eppley-PSP. Para medir a irradiância global na superfície vertical, o piranômetro foi posicionado sobre plano inclinado à 90° com a face voltada para o Norte.

O procedimento de cálculo das irradiações solares Extraterrestres na partição de tempo diária nos planos horizontal (I0) e inclinado (I090) estão descritos a seguir (Iqbal, 1983):

Para superfície horizontal, foi calculada irradiação solar Extraterrestre (I_0), dada pela seguinte equação:

$$I_0 = \left(\frac{24}{\pi}\right) H_{SC} E_0 sen\phi sen\delta[(\frac{\pi}{180}) w_H - tan w_H](1)$$

Onde ϕ é a latitude, δ é a declinação solar, $H_{SC} = 4,921 MJ/m^2$ é a constante solar integrada na hora e E_0 é a excentricidade da órbita terrestre.

Para a superfície inclinada, os cálculos foram realizados levando em consideração a latitude simulada, ou seja, por meio da soma entre a latitude local com o ângulo de inclinação da superfície. Neste sentido, ajustes devem ser realizados para não se comprometer fisicamente a consistência dos valores da incidência solar nesta superfície. Assim, o ângulo horário para superfície vertical (w_v) será escolhido pelo valor mínimo entre os ângulos horários diários da superfície horizontal (w_H) e da latitude simulada (w_s) (IQBAL,1983). A equação 2 apresenta o cálculo do ângulo horário diário para latitude simulada enquanto a equação 3 apresenta a escolha do menor valor entre os ângulos horários.

$$w_s = arc. cos[-tan \,\delta tan(\phi - \beta)](2)$$

 $w_v = \min\{w_H, w_s\}(3)$

Onde: β : Ângulo de inclinação da superfície inclinada.

Já a equação 4 apresenta o cálculo da radiação solar extraterrestre para superfície vertical (90°).

$$I_{0\beta} = \left(\frac{24}{\pi}\right) I_{SC} E_0 \left[\frac{\pi}{180} w_s \operatorname{sen}\delta \operatorname{sen}(\phi - \beta) + \cos\delta \cos(\phi - \beta) \operatorname{sen} w_v (4)\right]$$

Já os valores das irradiâncias solares global nas superfícies horizontal e vertical foram integrados para as partições energéticas de tempo horaria e diária, transformando-se em irradiações ao converter W/m2 para MJ/m2.

Os dados passaram por uma análise de consistência e os valores discrepantes provenientes de erros de leitura dos sensores foram removidos.

Para obtenção da evolução temporal das irradiações solares, foram adotadas medidas estatísticas de posição (Média (μ)) e de dispersão em torna da média (Desvio-padrão (σ)), dadas pelas equações (5) e (6).

$$\mu = \frac{\Sigma X}{N}(5)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\Sigma (X-\mu)^2}{N}} (6)$$

Onde: X representa cada um dos dados à serem somados e N é quantidade total de dos dados obtidos.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS MEDIDAS DA RADIAÇÃO SOLAR EM SUPERFÍCIE VERTICAL E HORIZONTAL

O conhecimento dos níveis de irradiação solar em superfícies verticais é importante para áreas estratégicas como conforto térmico, arquitetura, engenharia civil e elétrica. O ganho energético, devido à incidência solar vertical nas paredes das construções, permite otimizar o dimensionamento de aberturas de ambientes, além de orientar a fixação de painéis fotovoltaicos (DAL PAI, 2005; GONZÁLEZ-PARDO et al., 2013; TAKEBAYASHI et al, 2015). A seguir, serão apresentadas as evoluções temporais das irradiações solares extraterrestre e global nas superfícies horizontal e vertical orientada para o Norte. Como o estudo foi realizado no hemisfério sul, orienta-se as superfícies para o norte no sentido de se maximizar a incidência energética devido à declinação solar em meses do inverno.

A Figura 1 mostra os valores da irradiação solar diária extraterrestre nas superfícies horizontal e vertical ao longo do ano. As curvas obtidas apresentam comportamento periódico, porém opostos entre si. Os valores de máximo de uma superfície coincidem com os valores de mínimo da outra superfície.



Figura 1: Irradiações solares extraterrestre horizontal e vertical em relação aos dias do ano para partição diária.

A Tabela 1 mostra os valores de mínimo, de máximo, o intervalo de variação e os valores médios das irradiações solares extraterrestres horizontal e vertical para Botucatu.

Tabela 1: Valores de mínimo, de máximo, o intervalo de variação e os valores médios das irradiações solares extraterrestres horizontal e vertical para Botucatu.

Innadiação Colon	Mínimo	Máximo	Δ	Média
II Taulação Solai	(MJ/m ²)	(MJ/m ²)	(MJ/m ²)	(MJ/m ²)
IOH	23,97	42,90	18,93	34,45
IOV	0	33,31	33,31	15,99

A superfície horizontal tem seu valor de mínimo de 23,97 MJ/m² ocorrendo no dia 20/06, coincidindo com o solstício de inverno. Já a superfície vertical apresenta valor mínimo de 0 MJ/m², o qual ocorre entre os dias 04/12 a 31/12, coincidindo com o começo do verão. Já para os valores de máximo, a superfície horizontal apresenta valor de 42,90 MJ/m² no dia 20/12 (início do verão) e a superfície vertical o valor de 33,91 MJ/m² para o dia 20/06 (início do inverno). Em relação ao intervalo de variação das irradiações extraterrestres, a superfície horizontal tem uma variação de 18,93 MJ/m², enquanto que a superfície vertical tem variação de 33,31 MJ/m². Portanto, a amplitude energética da irradiação solar extraterrestre na superfície

horizontal. Ao inclinar a superfície em 90°, simula-se uma localidade de latitude elevada (67,4° N), com grande variação no fotoperíodo e, consequentemente, nos valores energéticos ao longo do ano. Tal localidade encontra-se no hemisfério Norte, o que justifica a coincidência de um valor mínimo de uma superfície com o valor máximo da outra. Já para os valores médios, incide 34,45 MJ/m² para a superfície horizontal, enquanto que para a superfície vertical, esse valor cai para 15,99 MJ/m².

A figura 2 mostra os valores medidos da irradiação solar diária global na horizontal e vertical (90°) ao Norte, em relação aos dias do ano. O comportamento periódico acompanha o mesmo comportamento observado para as irradiações extraterrestres, tanto para as medidas horizontal e vertical. No entanto, observa-se também uma grande oscilação dos valores ao longo do ano, principalmente devido a dinâmica atmosférica das nuvens, que tem sua distribuição e concentração diferentes ao longo do ano (TERAMOTO ;ESCOBEDO, 2015).

Figura 2: Valores medidos da irradiação solar diária global na horizontal e vertical (90°) ao Norte, em relação aos dias do ano.



A Tabela 2 mostra os valores de mínimo, de máximo, o intervalo de variação e os valores médios das irradiações solares globais horizontal e vertical para Botucatu.

Tabela 2: Valores de mínimo, de máximo, o intervalo de variação e os valores médios das irradiações solares globais horizontal e vertical para Botucatu.

Invedie ção Colon	Mínimo	Máximo	Δ	Média
ii faulação Solai	(MJ/m^2)	(MJ/m ²)	(MJ/m ²)	(MJ/m ²)
IGH	1,93	30,41	28,49	17,12
IGV	0,95	21,36	20,41	10,88

A irradiação global horizontal tem seu valor de mínimo de 1,93 MJ/m² para o dia 14/07. A irradiação solar global vertical apresenta valor mínimo de 0,95 MJ/m², também para o mesmo dia 14/07. Já para os valores de máximo, a superfície horizontal apresenta valor de 30,41 MJ/m² no dia 02/02 e a superfície vertical valor de 21,36 MJ/m² no dia 07/06. Em função da geometria solar, a irradiação solar global horizontal tem seus maiores valores ocorrendo nos meses do verão, enquanto que a irradiação solar global vertical os maiores valores ocorrem no inverno devido à inclinação da superfície. Já a variabilidade observada para os pontos deve-se à dinâmica atmosférica, que é diferente para cada época do ano. Verão, com maior nebulosidade, apresenta maior dispersão dos pontos. Porém, para a irradiação solar global vertical, a maior dispersão dos pontos ocorreu no inverno. Apesar do verão apresentar condições atmosféricas mais complexas devido à nebulosidade, o sensor posicionado na superfície vertical tem dificuldade de captar a incidência direta da radiação. Neste período, os raios solares incidentes na superfície horizontal são mais perpendiculares por causa da declinação solar, o que compromete o ângulo de visão do sensor posicionado em uma superfície vertical. Portanto, a irradiação medida na superfície

vertical é composta basicamente das parcelas difusa e refletida, as quais são mais uniformes, justificando a menor variabilidade para esta época do ano. Em relação ao intervalo de variação das irradiações globais, a superfície horizontal tem uma variação de 28,49 MJ/m², enquanto que a superfície vertical tem variação de 20,41 MJ/m² (SOUZA,2012; CHAIYAPINUNT et al., 2016; RAPTIS et al., 2017; TURNER; PARISI; TURNBULL, 2008). Já para os valores médios, incide 17,12 MJ/m² para a superfície horizontal, enquanto que para a superfície vertical, esse valor cai para 10,88 MJ/m².

Para aplicações que demandam partição de tempo maiores, os dados diários das irradiações solares nas superfícies horizontal e vertical foram convertidos para valores médio-mensais. A figura 3 mostra os valores médio-mensais e seus respectivos desvio-padrões das irradiações solares extraterrestre das superfícies horizontal e vertical, enquanto que a Figura 4 mostra os valores médio-mensais e seus respectivos desvio-padrões solares global das superfícies horizontal e vertical.

Figura 3: Irradiação Solar Extraterrestre média mensal em superfície horizontal e vertical orientada ao Norte.



Figura 4: Irradiação Solar Global média mensal em superfície horizontal e vertical orientada ao Norte em 2010.



Tanto para as irradiações solares extraterrestre e global quanto para os valores das superfícies horizontal e vertical, as curvas apresentaram comportamento periódico, acompanhando as variações astronômicas do sol. Para superfície horizontal, maiores valores ocorrendo no verão e menores valores no inverno, enquanto que para superfície vertical, simulando uma latitude do hemisfério norte, maiores valores ocorrendo no inverno e menores no verão. Para as irradiações solares global, a dispersão dos valores é maior em função da interferência da atmosfera, com seus gases, aerossóis, vapor d'água e nuvens, que são fatores que causam a atenuação dos níveis de irradiação solar na superfície terrestre, promovendo maior variabilidade (INÁCIO, 2009; DAL PAI, 2010). A tabela 3 mostra os valores médios mensais e desvio

padrão das irradiações solares extraterrestre e global em superfície horizontal e vertical orientada para o Norte em Botucatu-SP no ano de 2010.

Mâc	IOH	IOV	IGH	IGV
Mes	Média (± DP)	Média (± DP)	Média (± DP)	Média (± DP)
Jan	42,22 (0,31)	0,62 (0,49)	14,9 1 (4,62)	5,45 (1,06)
Fev	40,32 (0,77)	4,47 (1,73)	19,02 (5,83)	6,74 (1,47)
Mar	36,62 (1,45)	13,14 (3,36)	16,90 (4,07)	9,06 (2,04)
Abr	31,74 (1,33)	23,10 (2,29)	14,52 (4,71)	11,53 (4,51)
Mai	26,47 (1,16)	30,62 (1,35)	12,46 (2,83)	13,41 (4,20)
Jun	24,16 (0,21)	33,12 (0,20)	12,06 (1,89)	15,90 (3,84)
Jul	25,35 (0,85)	31,89 (0,91)	11,34 (3,66)	13,37 (5,36)
Ago	29,72 (1,56)	26,29 (2,33)	15,83 (2,22)	14,69 (2,16)
Set	35,11 (1,51)	16,45 (3,31)	14,76 (5,56)	9,46 (4,06)
Out	39,51 (1,04)	6,33 (2,40)	12,10 (9,70)	5,37 (2,70)
Nov	42,03 (0,44)	0,96 (0,77)	19,06 (5,10)	5,67 (0,92)
Dez	42,84 (0,06)	0,01 (0,00)	18,48 (5,89)	5,12 (0,84)

Tabela 3: Valores médios mensais em MJ/m² e desvio padrão (DP) da irradiação solar Extraterrestre e Global na horizontal e vertical orientada para o Norte para Botucatu no ano de 2010.

Para a irradiação solar extraterrestre, o maior valor para superfície horizontal (42,84 MJ/m2) e o menor valor para superfície vertical (0,01 MJ/m2) ocorreram para o mês de dezembro. Para o mês de junho, os valores foram inversos: menor valor para superfície horizontal (24,16 MJ/m2) e maior valor para superfície vertical (33,12 MJ/m2). Os desvio-padrão foram baixos visto que os valores são estimados e a variação deve-se apenas às variações astronômicas dentro do mês. Sendo assim, os desvio-padrão da superfície vertical foram ligeiramente maiores que os da superfície horizontal, principalmente nos meses de transição entre as estações verão e inverno.

Para a irradiação solar global, os maiores valores para superfície horizontal ocorreram no mês de novembro (19,06 MJ/m2) e para superfície vertical em junho (15,90 MJ/m2). Já os menores valores, para superfície horizontal, ocorreram em julho (11,34 MJ/m2) e, para superfície vertical, em dezembro (5,12 MJ/m2). Tanto para superfície horizontal quanto para vertical. Os desvio-padrão são mais elevados em função da complexidade dos processos físicos de atenuação da atmosfera, promovendo a grande variabilidade nos valores medidos.

4 CONCLUSÃO

A partir desse estudo, obtivemos as seguintes conclusões:

1: Para a irradiação solar extraterrestre, comparando os resultados entre horizontal e vertical, observa-se uma coincidência entre valores mínimos de uma superfície com o valor máximo da outra.

2: Para a irradiação solar extraterrestre e global vertical, os valores máximos são observados nos meses de inverno, e os valores de mínimo são encontrados nos meses de verão, devido à latitude simulada do hemisfério norte.

3: Para o aproveitamento da irradiação solar durante o ano, nos meses de inverno, a melhor inclinação da superfície é na vertical, enquanto que para os meses de verão, a melhor inclinação da superfície é a horizontal.

4: Nos meses de verão, a irradiação medida na superfície vertical é composta basicamente das parcelas difusa e refletida.

REFERÊNCIAS

[1] CHAIYAPINUNT, Somsak et al. A shadow-ring device for measuring diffuse solar radiation on a vertical surface in a tropical zone. Solar Energy, [s.l.], v. 136, p.629-638, out. 2016. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.07.044.

[2] CODATO, G.; OLIVEIRA, A. P.; SOARES, J.; ESCOBEDO, J. F.; GOMES, E. N.; DAL PAI, A. Global and diffuse solar irradiances in urban and rural áreas in Southeast Brazil. Theoretical and Applied Climatology, v.93, p.57-73, 2008.

[3] CUCUMO, M. et al. Experimental testing of models for the estimation of hourly solar radiation on vertical surfaces at Arcavacata di Rende. Solar Energy, v. 81, n. 5, p. 692-695, 2007.

[4] DAL PAI, Alexandre. Anisotropia da irradiância solar difusa medida pelo método de sombreamento Melo-Escobedo: fatores de correção anisotrópicos e modelos de estimativa.

[5] Botucatu- SP, 2005. Tese (Doutorado em Agronomia/Energia na Agricultura) – Faculdades de Ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista.

[6] DAL PAI, A.; DALL'ANTONIA JUNIOR, L. C.; RODRIGUES, D.; ESCOBEDO, J. F. Análise da atenuação das radiações solares global, direta horizontal e difusa horária em função da massa ótica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 3., 2010, Belém. Anais. Belém, PA: ABENS, 2010. 1 CD-ROM.

[7] GONZÁLEZ-PARDO, Aurelio et al. Optical performance of vertical heliostat fields integrated in building façades for concentrating solar energy uses. Solar Energy, [s.l.], v. 97, p.447-459, nov. 2013. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.09.009.

[8] HALAWA, Edward; VAN HOOF, Joost; SOEBARTO, Veronica. The impacts of the thermal radiation field on thermal comfort, energy consumption and control—A critical overview. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [s.l.], v. 37, p.907-918, set. 2014. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.040.

[9] INÁCIO, T. Potencial solar das radiações global, difusa e direta em Botucatu.2009. 84 f. Dissertação (Mestrado em Agronomia) Faculdade de Ciências Agronômicas da UNESP, Botucatu. 2009.

[10] IQBAL, M. An Introduction To Solar Radiation. 1. ed. Toronto: Academic Press, 1983.

[11] MOHAMMADI, K.; KHORASANIZADEH, H. A review of solar radiation on vertically mounted solar surfaces and proper azimuth angles in six Iranian major cities. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 47, p. 504-518, 2015.

[12] RAPTIS, P.i. et al. Measurements and model simulations of solar radiation at tilted planes, towards the maximization of energy capture. Energy, [s.l.], v. 130, p.570-580, jul. 2017. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.122.

[13] SCOLAR, J. Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal. Tese de Doutorado em Agronomia. Faculdade de Ciências Agronômicas da UNESP – Câmpus de Botucatu, 2003.

[14] SOUZA, A. P. Radiação solar difusa horária incidente em superfícies inclinadas: Fatores de correção, evolução diurna e modelos de estimativa. Doutor em Agronomia (Irrigação e Drenagem). Faculdade de Ciências Agronômicas da UNESP - Campus de Botucatu, 2012.

[15] TAKEBAYASHI, Hideki et al. Study to examine the potential for solar energy utilization based on the relationship between urban morphology and solar radiation gain on building rooftops and wall surfaces. Solar Energy, [s.l.], v. 119, p.362-369, set. 2015. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2015.05.039.

[16] TERAMOTO, Érico T. e ESCOBEDO, João F. Análise da frequência anual das condições de céu em Botucatu, São Paulo. Rev. bras. eng. agríc. ambient. [online]. 2012, vol.16, n.9, pp.985-992. ISSN 1415-4366. http://dx.doi.org/10.1590/S1415-43662012000900009.

[17] TURNER, J.; PARISI, A.v.; TURNBULL, D.j.. Reflected solar radiation from horizontal, vertical and inclined surfaces: Ultraviolet and visible spectral and broadband behaviour due to solar zenith angle, orientation and surface type. Journal Of Photochemistry And Photobiology B: Biology, [s.l.], v. 92, n. 1, p.29-37, jul. 2008. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.jphotobiol.2008.03.006.

[18] VAREJÃO SILVA, M.A. Meteorologia e Climatologia. Recife: Versão Digital, 2006. 181 p.

Capítulo 9

Otimização da malha metálica de dedos coletores para o contato elétrico frontal de células solares por algoritmos genéticos

Roberto Carlos Pejendino Jojoa Daniel Neves Micha Jose Eduardo R. Rosero Eleonora Cominato Weiner Mauricio Pamplona Pires Patrícia Lutoza Souza

Resumo: Altas resistências elétricas em série e baixas resistências em paralelo são fontes de perdas em dispositivos fotovoltaicos. Em dispositivos que operam sob concentração, esses costumam ser os principais fatores limitantes para o aumento da eficiência de conversão. Excluindo fatores externos associados a falhas no processo de produção, a resistência elétrica em série depende de fatores intrínsecos aos materiais e à estrutura de camadas do dispositivo fotovoltaico. Dessa forma, para minimizar o seu valor é extremamente importante planejar adequadamente esses parâmetros construtivos antes da produção dos dispositivos. Um dos fatores mais impactantes na resistência em série é o desenho da malha de dedos coletores do contato elétrico frontal. Por outro lado, minimizar a resistência em série do contato elétrico requer o aumento da área metálica da superfície frontal, que serve de janela para a radiação solar. Portanto, deve haver um compromisso na redução das perdas elétricas e ópticas. Nesse trabalho, apresentamos os resultados da otimização do desenho da malha de dedos coletores para o contato elétrico frontal para três diferentes geometrias obtidas por algoritmos genéticos. As geometrias escolhidas foram a retangular, tradicional para a produção desse tipo de dispositivo, a hexagonal e a diamante. Além disso, comparamos os resultados obtidos com os de um dispositivo produzido com uma malha otimizada por um método de cálculo analítico. Ao final, discutimos as melhorias introduzidas pelas novas geometrias e apresentamos a configuração otimizada, que foi obtida com a geometria hexagonal que reduziu as perdas em 47,71%.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Células Solares, Dedos Coletores, Otimização por Algoritmos Genéticos.

*Artigo foi originalmente publicado nos anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar 2018

1 INTRODUÇÃO

O uso da energia fotovoltaica tem crescido exponencialmente nos últimos anos, tendo ultrapassado os 300 GWp acumulados em todo o mundo até 2016 (Phillipps, 2017). Em 2016, a tecnologia dominante no mercado foi o silício cristalino, com uma fatia de 93% da produção anual global. Em seguida veio o CdTe, com 3,1% do mercado, o CIGS com 1,3% e o silício amorfo com 0,5%. Tecnologias que apresentam maiores eficiências, tais como as células de múltiplas junções com concentradores, tiveram um aumento de produção considerável até 2012, atingindo os 200MWp acumulados, mas houve uma queda no ritmo nos anos seguintes e a produção em 2016 foi de apenas 13 MWp. Esta tecnologia, contudo, é muito promissora, pois o custo de produção dos módulos vem caindo ao longo do tempo, atingindo valores próximos dos sistemas de captação planos (Horowitz, 2015). Porém, ainda há de se considerar os custos de operação de sistemas envolvendo o uso de concentradores no preço final da energia, pois os mesmos requerem rastreadores solares para acompanhar o movimento aparente do sol ao longo do dia.

O aumento na produção e instalação de sistemas fotovoltaicos no mundo vem sendo motivado pela redução no custo da energia elétrica advinda desta fonte. O custo nivelado da energia elétrica (LCOE, da sigla em inglês par Levelized Cost of Electricity) obtida pela rota fotovoltaica depende de muitos fatores, os principais sendo a energia produzida pelos sistemas, os custos de operação ao longo de sua vida útil e os investimentos financeiros iniciais (Fraunhofer ISE, 2015). Quanto maior a energia produzida, menor o valor final da LCOE. Em contrapartida, quanto mais caros os módulos e outros itens do sistema, mais cara a eletricidade se torna. Desta forma, a escolha de locais com altos índices de irradiância para instalação e a escolha de uma tecnologia de alta eficiência de conversão a um custo baixo devem ser os guias para a implantação de sistemas mais efetivos.

Aumentar a eficiência das células e dos módulos fotovoltaicos tem sido o grande objetivo de pesquisadores dessa área nos últimos anos. A eficiência η de uma célula solar é parametrizada pelas suas figuras de mérito, tais como a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a densidade de corrente de curto-circuito (J_{sc}) e o fator de preenchimento (FF, da sigla em inglês para Fill Factor), conforme a equação (1). O fator de normalização Pinc é a irradiância incidente, no caso, a solar.

$$\eta = \frac{V_{OC} \cdot J_{SC} \cdot FF}{P_{inc}} \tag{1}$$

A V_{OC} é uma medida direta das recombinações de pares elétron-buraco que prejudicam a captação de corrente no dispositivo, assim como também tem uma relação com o(s) gap(s) de energia do(s) material(is) ativo(s). Quanto maior o gap de energia do material, maior será a Voc, e quanto maiores forem as taxas de recombinação, menor será a V_{0C}. Desta forma, reduzir a densidade de defeitos, que atuam como centros de recombinação nos dispositivos, aumenta a eficiência do dispositivo. A J_{SC} é uma medida direta da absorção da energia solar pelos materiais do dispositivo, bem como da extração dos portadores de carga elétrica gerados até os contatos elétricos sob a forma de corrente. Assim, o aumento da taxa de injeção de fótons pela superfície frontal através da deposição de camadas anti-reflexivas, a redução da área dos contatos elétricos para reduzir o sombreamento e a utilização de materiais que absorvem mais e que criem caminhos de condução mais fáceis para os portadores de carga elétrica chegarem até os contatos, melhora a conversão fotovoltaica no dispositivo. Por fim, o FF depende da Voc e das resistências elétricas parasíticas e intrínsecas que existem no dispositivo. As resistências intrínsecas são aquelas associadas às camadas e interfaces existentes no dispositivo. Como é muito difícil alterar a resistência dos materiais ativos, o aumento do FF vai depender basicamente da otimização da estrutura de contatos elétricos definidos no dispositivo. Já as resistências parasíticas estão associadas a erros no processo de produção dos contatos elétricos e da corrosão de camadas, o que pode ser minimizado.

A Figura 1a apresenta um modelo elétrico para uma célula solar real, contendo um gerador de corrente I_L em paralelo com dois diodos, representando as fontes de recombinação radiativa de corrente I_{D1} e nãoradiativa I_{D2} , e um resistor R_{SH} , representando um caminho alternativo para a passagem da corrente elétrica I_{SH} . Em série há um resistor R_S , representando as resistências dos materiais e de suas interfaces à passagem da corrente elétrica I gerada. Neste modelo, V é a tensão elétrica entregue à carga. Levando em conta todos estes fatores, chega-se à equação (2), que descreve a corrente elétrica que se extrai do dispositivo como função da tensão elétrica em seus terminais: Figura 1: (a) Circuito equivalente de uma célula solar real e (b) curva IV de uma célula solar ideal sem resistências parasíticas (azul) e real com $R_S = 1 \Omega e R_{SH} = 100 \Omega$ (vermelha). Fonte: (Jojoa, 2018; PVEducation, 2019).

a)

b)



$$I = I_L - I_{D_1} - I_{D_2} - I_{SH}$$
(2a)

$$I = I_L - I_{0_1} \left[e^{\frac{e(V+R_SI)}{kT}} - 1 \right] - I_{0_2} \left[e^{\frac{e(V+R_SI)}{2kT}} - 1 \right] - \frac{V+R_SI}{R_{SH}}$$
(2b)

onde k é a constante de Boltzmann, T é a temperatura do dispositivo eI_{01} e I_{02} são as correntes de saturação reversa dos diodos.

A Figura 1b mostra duas curvas IV (corrente por tensão) de dispositivos contendo os mesmos valores para os seguintes parâmetros, $I_L = 35 \text{ mA/cm}^2$, $I_{01} = 2 \times 10^{-10} \text{ mA/cm}^2$, $I02 = 0 \text{ mA/cm}^2$ e T = 25°C. R_S e R_{SH} na curva sólida azul apresentam valores ideais, ou seja, $R_S = 0 \Omega \text{ e } R_{SH} \rightarrow \infty$, e na curva vermelha RS = 1 Ωe R_{SH} = 100 Ω . Dessa forma, percebe-se como a resistência elétrica associada aos contatos elétricos é um fator de otimização importante para dispositivos fotovoltaicos.

Qualquer sistema fotovoltaico se beneficia de um alto valor de FF. Porém, em particular, sistemas que operam sob concentração dependem de forma mais sensível deste parâmetro (Zeitouny, 2017). Quando correntes elétricas muito elevadas passam em um dispositivo fotovoltaico, sua resistência em série passa a ser o grande fator limitador de eficiência, pois a potência perdida por efeito Joule nos contatos elétricos é muito alta. Dessa forma, os sistemas não atingem fatores de concentração ótimos muito altos e operam com concentrações de 10 a 500 sóis (Green, 2019), valores muito abaixo da concentração solar máxima de cerca de 46.000 sóis.

Diversos desenhos para os contatos elétricos de um dispositivo fotovoltaico já foram propostos. Porém, o desenho mais comum encontrado comercialmente é com uma cobertura metálica em toda a superfície traseira (por onde a luz não entra) e um desenho com dedos coletores (fingers) e barramentos retangulares na superfície frontal, tal como ilustrado na Figura 2. Pode-se citar outros desenhos mais avançados, porém de produção comercial mais complexa, tais como as células com contatos traseiros (Van Kerschaver, 2006) e células convencionais com dedos coletores e barramentos com diferentes geometrias (Serreze, 1978; Wen, 2010).

Figura 2: Esquema ilustrativo da configuração elétrica de uma célula solar com a malha frontal metálica de dedos coletores e a superfície traseira completamente coberta com camada metálica.



Quando se desenha uma estrutura de dedos coletores, depara-se com um problema de otimização. Há um compromisso entre reduzir a resistência elétrica em série que a célula solar apresenta e, com isso, aumentar o FF, e aumentar a injeção de radiação solar por esta superfície e, com isso, aumentar a VOC e ISC. Dedos coletores mais largos e mais numerosos e com um espaçamento pequeno entre eles fazem a resistência elétrica ser reduzida. Em contrapartida, quanto mais metal na superfície frontal, menor é a injeção de luz. Para cada conjunto de parâmetros de transporte dos materiais semicondutores e metálicos utilizados em um dispositivo, deve haver um conjunto ótimo de parâmetros para o desenho dos dedos coletores que aumenta a eficiência de conversão do dispositivo. Uma forma de realizar esta otimização é através de algoritmos genéticos (GA), uma das possíveis abordagens para o aprendizado de máquina, ou machine learning.

Os GAs são uma poderosa ferramenta que atende a múltiplas aplicações. Ela se baseia na busca de uma solução ótima para um problema especifico ou na otimização de um processo, uma configuração ou o resultado de uma função com múltiplas variáveis. Surgidos nos anos 1970 (Holland, 1975), os GA receberam essa denominação por serem inspirados na evolução biológica natural das espécies. Os GA evoluem uma população inicial de indivíduos através de ações aleatórias semelhantes àquelas que atuam nos mecanismos da evolução, tais como mutações, recombinações genéticas, reprodução, cruzamento e seleção em função de algum critério. Assim, são selecionados os indivíduos com maior aptidão (maximização ou minimização de uma função-objetivo) e descartados os que menos se adaptam à otimização do problema. Isto é repetido um número determinado de vezes (gerações), até atingir um valor ótimo ou até se cumprir um critério de parada. Finalmente, é obtido um indivíduo evoluído que oferece a melhor solução possível para o problema dentro das condições estipuladas.

Neste trabalho, apresentamos os resultados de um processo de otimização baseado em GA no desenho da malha metálica de dedos coletores a serem produzidos como o contato elétrico frontal de uma célula solar. Nas simulações, utilizamos parâmetros específicos baseados em dispositivos reais fabricados em nosso laboratório, com os quais comparamos nossos resultados. Além do tradicional desenho retangular de dedos coletores, testamos outras geometrias e apresentamos seus resultados.

2 MODELAGEM DO CONTATO ELÉTRICO FRONTAL DE CÉLULAS SOLARES COM DEDOS COLETORES RETANGULARES

Uma célula solar é composta por uma série de camadas, conforme o exemplo da Figura 3a. Neste exemplo, muito comum para células produzidas por epitaxia, estão representadas as seguintes camadas: (1) malha frontal de contatos elétricos (dedos coletores), (2) camada de contato, (3) janela, (4) emissor, (5) base, (6) camada de campo retrodifusor (BSF, do inglês Back Surface Field), (7) substrato, (8) contato elétrico traseiro e (9) camada anti-reflexiva. Além disso, estão representadas por setas as direções e locais de entrada de luz (setas vermelhas espessas) e o caminho percorrido pela corrente elétrica no dispositivo (setas azuis finas) até o contato elétrico frontal. Quando a corrente elétrica chega aos dedos coletores, elas viajam lateralmente até os barramentos, como apresentado nas Figuras 3b e 3c. As Figuras 3b e 3c apresentam também detalhes geométricos da superfície frontal do dispositivo e de um dedo coletor, respectivamente, onde w é a dimensão lateral do dispositivo, N é o número de dedos coletores, S é a distância entre dois dedos coletores e l, d e h são o comprimento, a largura e a altura de um dedo coletor, respectivamente.

Figura 3: (a) Vista lateral da estrutura de camadas e (b) vista superior de uma célula solar. Em (b) e (c), é possível visualizar detalhes geométricos da superfície frontal e de um dedo coletor, respectivamente. Em (d), está representado o esquema das resistências elétricas apresentadas pelas camadas e interfaces do dispositivo (Jojoa, 2018).



A modelagem da resistência elétrica do dispositivo apresentado na Figura 3a deve levar em conta as resistências individuais de cada camada R_i e as resistências definidas pelas interfaces formadas pela interposição de camadas subjacentes R_{ij}. Além disso, deve-se atentar para os caminhos tomados pela corrente elétrica nas diferentes camadas. O esquema da Figura 3d representa o modelo completo das resistências elétricas apresentadas por essa configuração. A corrente elétrica neste dispositivo flui de baixo para cima, ou seja, do contato elétrico traseiro para o frontal, passando por todas as suas camadas, exceto pela camada anti-reflexiva, que, normalmente, é má condutora de eletricidade. Neste exemplo, então, as camadas de cima são de semicondutores do tipo p e as de baixo do tipo n. Quando a corrente elétrica chega à janela, ela passa a ser conduzida lateralmente, se dividindo em direção aos N contatos elétricos frontais. Por este motivo, a partir deste ponto, passa-se a ter uma conexão em paralelo.

As equações que definem as resistências elétricas representadas na Figura 3d estão expressas nas relações (3a) a (3c).

$$R_i = \frac{\rho_i L_i}{A_i}, i = 1, 2, 4 - 8$$
 (3a)

$$R_3 = \frac{\rho_{S_3}(S/2)}{3w}$$
(3b)

$$R_{i,j} = \frac{\rho_{C_{i,j}}}{A_{i,j}} \tag{3c}$$

$$\rho = \frac{1}{eD\mu} \tag{3d}$$

$$\rho_S = \frac{\rho}{t} \tag{3e}$$

A resistência elétrica em cada camada semicondutora ou metálica individualmente, com exceção da janela, é dada pela segunda lei de Ohm (equação 3a), onde ρ_i é a resistividade específica do material da camada i e Li e Ai são a espessura e a área da seção reta por onde passa corrente, respectivamente. A área das camadas 4 a 8 é a área total do dispositivo, ou seja, $A_4 = A_5 = A_6 = A_7 = A_8 = w^2$. Já a área a ser utilizada para R₂ é a área do dedo coletor, ou seja, A₂ = ld. No dedo coletor, a corrente elétrica corre lateralmente até o barramento. Desta forma, a área a ser considerada é a área lateral, definida pela altura e espessura do dedo coletor, ou seja, A_1 = hd. Em um material semicondutor, a resistividade específica pode ser calculada sabendo-se o nível de dopagem D do material e a mobilidade µ do portador de carga elétrica, de acordo com a equação (3d). Para a janela, deve-se levar em consideração que a corrente elétrica vai aumentando à medida que se vai chegando perto do dedo coletor. Dessa forma, chega-se a equação (3b), onde ρ_{S3} é a resistência de folha do material da janela. O termo 1/3 que aparece na equação 3b vem de um fator geométrico da configuração retangular. Ao se considerar outras geometrias, conforme será feito na Seção 4, este fator muda. A resistência de folha está relacionada com a resistividade específica do material através da relação (3e), onde t é a espessura da camada. A equação (3c) representa a resistência do contato elétrico entre as camadas i e j, onde pC_{i,j} é a resistividade de contato entre as camadas e A_{i,j} é a área do contato.

A resistência em série total do dispositivo após se considerar o circuito da Figura 3d fica definida pela equação 4.

$$R_{S} = \sum_{i=4}^{8} \left(R_{i} + R_{i-1,i} \right) + \frac{1}{N} \left[\sum_{i=1}^{2} \left(R_{i} + R_{i,i+1} \right) + \frac{R_{3}}{2} \right]$$
(4)

Tendo definido R_S de acordo com os parâmetros dos materiais e das camadas do dispositivo, pode-se estabelecer as perdas X_R geradas pela dissipação de potência por efeito Joule na resistência em série do dispositivo através da equação 5 abaixo:

$$X_R = 1 - \frac{P_{M_{real}}}{P_{M_{ideal}}} = 1 - \frac{I^M (R_S \neq 0, R_{SH} \rightarrow \infty) \cdot V^M}{I^M (R_S = 0, R_{SH} \rightarrow \infty) \cdot V^M} (5)$$

onde PM real é a potência máxima obtida através da curva IV para o dispositivo real, onde se consideram os efeitos da recombinação radiativa através da corrente I_{D1} e da resistência em série na geração fotovoltaica. Para considerar apenas os efeitos gerados por estas contribuições, faz-se $I_{02} = 0 \text{ mA/cm}^2$ e $R_{SH} \rightarrow \infty$ na equação 2b. PM ideal é a potência máxima para o caso ideal, ou seja, sem a contribuição de resistências. Para isso, faz-se $I_{02} = 0 \text{ mA/cm}^2$, $R_{SH} \rightarrow \infty$ e $R_S = 0 \Omega$ na equação 2b.

Além das perdas pela resistência em série, deve-se considerar as perdas elétricas pelo sombreamento causado pelos dedos coletores na superfície frontal. X₀, que é a fração sombreada da área total conforme a equação 6.

$$X_0 = \frac{A_{sombra}}{A_{total}} = \frac{Ndl}{w^2}$$
(6)

Finalmente, pode-se definir a função objetivo que o GA deve minimizar: a perda total X, definida pela equação 7.

$$X = X_0 + (1 - X_0)X_R$$
(7)

3 ALGORITMOS GENÉTICOS APLICADOS AO PROBLEMA DE GEOMETRIA RETANGULAR

Um esquema representativo do processo de GA é apresentado na Figura 4. A população inicial de indivíduos é criada a partir dos dados inicias fornecidos pelo usuário referentes a todos os parâmetros de construção do dispositivo padrão, tais como altura h, largura d e número de dedos coletores N, respeitando intervalos de valores impostos para o sistema em função de limitações físicas de construção

dos dispositivos. A função objetivo, que, em nosso caso, é dada pela equação (7), para cada indivíduo é calculada e o valor é comparado com as condições e metas de otimização. Se os valores satisfazem as condições, o que muito dificilmente ocorrerá para a primeira geração de indivíduos, a simulação termina e os valores ótimos para os parâmetros são fornecidos. Caso contrário, operadores genéticos são aplicados aos indivíduos, gerando variações aleatórias dos parâmetros, essas variações geradas são combinadas com os melhores indivíduos da geração anterior produzindo, assim, uma nova geração de indivíduos. Os valores para cada variável são novamente limitados aos intervalos, definidos inicialmente. A função objetivo é, então, calculada para os parâmetros de cada indivíduo dessa nova geração e seu valor comparado com as condições estipuladas para a otimização. Novamente, se as condições forem satisfeitas, a simulação termina, senão, o processo se reinicia, até atingir os melhores resultados.

Figura 4: Fluxograma do processo de otimização realizado por um algoritmo genético na obtenção de soluções otimizadas para o problema de geometria retangular de dedos coletores (Jojoa, 2018).



O primeiro passo da aplicação do GA ao nosso sistema foi definir os limites (espaço de busca) e restrições ao problema. As faixas de valores para cada parâmetro são impostas para que se evite soluções que não são viáveis fisicamente, tal como uma quantidade e largura de dedos coletores que definem uma linha maior que a largura da célula solar ou que sejam tão pequenos que não possam ser fabricados com as técnicas atuais de fotolitografia disponíveis. Os limites de valores aplicados ao nosso problema seguem na Tabela 1.

Tabela 1: Valores limites para os parâmetros de construção dos dedos coletores na geometria retangular.

Parâmetro	Limite inferior	Limite superior
d	d_{min} = 5 μm	w/2 = 1500µm
N	2	300
h	0,1µm	2 µm

A largura d dos dedos coletores deve ser inferior à metade da dimensão lateral w, valor limite definido para o contato elétrico do dispositivo, e maior ou igual à resolução mínima dmin da técnica de litografia disponível. Como limite superior para N, definimos o valor de 300 unidades, uma vez que $d \cdot N_{Max} = 1500 \mu m$ atinge o limite máximo para o contato definido anteriormente. O comprimento l dos dedos coletores é fixado como sendo o mesmo valor da dimensão lateral do dispositivo, ou seja, w. Por fim, a altura h dos dedos coletores é limitada por questões econômicas associadas à deposição de camadas muito espessas de metais nobres, tal como o ouro, que é utilizado nos contatos elétricos.

Para definir os parâmetros iniciais de entrada do GA, tomou-se como referência os dados de uma célula solar de GaAs produzida em nosso laboratório, cuja estrutura é descrita em detalhes na Ref. (Weiner, 2016). O barramento metálico tem 300 μ m. A Tabela 2 apresenta os outros parâmetros construtivos da malha de contatos realizada para esse dispositivo.

Símbolo	Valor
w (mm)	3
l (mm)	3
d (µm)	15
h (µm)	0,215
N (unid)	4

Tabela 2. Parâmetros dos contatos elétricos superiores da célula solar fabricada.

Os dados referentes aos parâmetros elétricos de transporte, tais como as mobilidades dos portadores de corrente nas camadas semicondutoras, foram medidos em amostras de calibração. Os valores desses parâmetros, bem como de outros, são apresentados na Tabela 3. Os mesmos foram utilizados como parâmetros de entrada na rotina de otimização.

Dados experimentais	Valor
μ ₃ (cm ² /V/s)	158
L ₃ (nm)	100
D ₃ (cm ⁻³)	2,16E+18
μ_2 (cm ² /V/s)	110
L ₂ (nm)	30
D ₂ (cm ⁻³)	4,10E+19

Tabela 3: Dados experimentais da célula solar fabricada.

A técnica utilizada para realizar o descarte de indivíduos de cada geração que não satisfazem as condições de otimização foi a elitista, que consiste em salvar o(s) melhor(es) indivíduo(s) de uma geração e reproduzi-los na seguinte, evitando perder soluções importantes presentes em indivíduos com uma alta aptidão e que podem ser perdidos durante os processos de seleção e cruzamento, garantindo assim que a geração evoluída seguinte tenha um resultado igual ou melhor que a anterior, nunca pior.

O GA é configurado através do software MATLAB, utilizando as perdas totais do simulador previamente programado como função objetivo no processo de otimização. A função de otimização dentro do algoritmo genético chamada "gaoptimset" é usada para configurar a informação dos operadores genéticos.

O tamanho da população escolhido para a otimização tem 120 indivíduos por 70 gerações, produzindo um total de 7.200 classificações. Em relação aos operadores, a fração de crossover usada é 0,9 do tipo de ponto único. Dez indivíduos com os melhores valores de aptidão em uma determinada geração são escolhidos para sobreviver e fazer parte da geração seguinte. Também foram realizados testes com diferentes valores populacionais, número de geração e fração de cruzamento, obtendo o mesmo resultado atingindo um mínimo comum.

No processo de simulação, um gráfico é gerado representando a eficiência do GA em função do número de ciclos ou gerações. Este gráfico é mostrado na Figura 5. À medida que o número de gerações aumenta, as perdas são reduzidas. No entanto, é alcançado um ponto a partir do qual as perdas totais permanecem constantes, independentemente do número de gerações. Os valores médios (losangos azuis) são a média entre os melhores indivíduos (quadrados pretos) de cada geração. De acordo com esse resultado, 30 gerações no algoritmo genético foram suficientes para minimizar as perdas.



Figura 5: Gráfico de eficiência do algoritmo genético.

Resultados obtidos pela otimização. A Tabela 4 apresenta os resultados obtidos com o GA para os parâmetros construtivos da malha de dedos coletores na geometria retangular usadas no contato elétrico frontal de células solares e um resumo das perdas na situação simulada. Além disso, são apresentados os valores utilizados na fabricação do dispositivo utilizado como referência para o estudo. É possível perceber que as perdas totais são bastante reduzidas de 5,03 para 2,74% para a configuração otimizada, uma diferença de 45,5% em relação à configuração usada do dispositivo.

Parâmetro	Célula solar fabricada	Resposta GA
d (µm)	15	5
H (μm)	0,215	2,00
N (und)	4	7
Xº [%]	2,00	1,17
X ^R [%]	3,09	1,59
X [%]	5,03	2,74

Tabela 4: Comparação dos parâmetros construtivos dos dedos coletores na célula solar fabricada e as obtidas pelo GA.

Com os novos parâmetros obtidos pelo GA, obtivemos os novos valores de resistência, de acordo com as equações (3) e (4). Os dados obtidos são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5: Comparação das resistências elétricas de cada camada e a total na célula solar fabricada e as obtidas pelo GA.

Parâmetro	Célula solar fabricada	Resposta GA
R _{met} (Ω)	5,21	1,00
Remissor (Ω)	9,40	3,05
Rcont. front. (μΩ)	9,22	27,00
R _{cont. tras.} (mΩ)	5,55	5,55
Rs (Ω)	14,62	4,06

Olhando detalhadamente as Tabelas 4 e 5, percebemos que o valor ótimo obtido para d foi o limite inferior imposto. Isso faz com que as perdas por sombreamento sejam reduzidas, uma vez que a quantidade $d \cdot N$ para a configuração do GA é inferior à da célula fabricada. Apesar desse valor de d gerar um aumento na resistência elétrica frontal, como essa contribuição é irrisória para a resistência total, as perdas totais da função objetivo são pouco afetadas. O valor de h para a configuração otimizada atingiu o limite superior.

Como esse fator não influencia no sombreamento e quanto mais espesso o dedo coletor metálico, menor é a resistência elétrica, é natural que esse limite otimize a geometria, pois conforme mostrado na Tabela 6, a medida que h aumenta, as perdas diminuem. A redução na resistência do emissor é consequência da diminuição da distância percorrida pelos elétrons no emissor até encontrar um dedo metálico coletor. Por fim, o valor otimizado para N respeita o compromisso entre a otimização óptica e elétrica.

O valor limite utilizado para h = 2 μ m, não é um limite físico, apenas econômico. Se, porventura, for possível aumentar a altura dos dedos coletores, com certeza as perdas por resistência elétrica no dispositivo serão menores.

Tabela 6: Resultados obtidos pelo GA para os parâmetros construtivos dos dedos coletores com variação do limite máximo de sua altura.

Parâmetro	Célula solar	Resposta GA			
	h =0,215 μm	h =0,215 μm	h = 0,5 μm	h = 1 μm	h=2 μm
d(µm)	15	5	5	5	5
N(und)	4	9	8	7	7
X ₀ [%]	2.00	1,5	1,33	1,17	1,17
X _R [%]	3.09	2,26	1,84	1,73	1,59
X [%]	5.03	3,72	3,14	2,87	2,74
Redução nas perdas (%)	0	26,0	37,6	42,9	45,5

4 APLICAÇÕES DA OTIMIZAÇÃO POR ALGORITMO GENÉTICO A OUTRAS GEOMETRIAS

A geometria retangular para a construção dos dedos coletores é, de fato, a mais fácil de ser produzida. Porém, outras geometrias podem ser utilizadas e acabar resultando em maiores eficiências de conversão para o dispositivo fotovoltaico. Outro motivo para testar outras geometrias é a alta resistência elétrica apresentada pelo emissor na configuração retangular. Isso se deve às grandes distâncias que o portador majoritário deve percorrer até atingir um dedo coletor. Utilizar outro desenho geométrico pode ajudar a reduzir essa distância.

Para testar essa possibilidade, resolvemos simular outras geometrias para a malha de dedos coletores, tais como a de estrutura hexagonal, apresentada na Figura 6a, e a de estrutura diamante, apresentada na Figura 6b. As malhas formadas por essas estruturas são representadas ao lado do desenho que definem as unidades dos dedos coletores.

Os parâmetros de interesse para otimização das estruturas hexagonal e diamante são, conforme ilustrados pelas Figuras 6a e 6b, respectivamente: a altura h do metal e a diferença T entre os raios circunscrito R_a e inscrito R_b que passam pelos vértices interno e externo das figuras, respectivamente, ou seja, $T = R_a - R_b$.

Figura 6: Exemplos de possíveis geometrias para os dedos coletores: (a) estrutura hexagonal e (b) estrutura diamante (Jojoa, 2018).



As equações que definem as resistências elétricas das camadas do metal e do emissor para as novas configurações são ligeiramente alteradas por conta da nova geometria. Os conjuntos de equações (8) e (9) apresentam as novas equações que substituem a equação (3b) para as estruturas hexagonal e diamante, respectivamente.

$$R_3^{HEX} = \frac{\rho_{S_3}(\sqrt{3})}{192} \tag{8}$$

$$R_3^{DIA} = \frac{\rho_{S_3}(\sqrt{2})}{64} \tag{9}$$

onde as variáveis são as mesmas definidas nas equações (3a) a (3e). A resistência final das configurações continua sendo calculada como na equação (4), onde N passa a ser o número de hexágonos ou o número de diamantes para cada uma das configurações. Os valores mínimos e máximos definidos para os parâmetros construtivos dessas geometrias, que também são fruto de limitações físicas ou técnicas para os dispositivos, são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Valores limites para os parâmetros de construção dos dedos coletores nas geometrias hexagonal e diamante.

Parâmetro	Limite inferior	Limite superior			
Geometria hexagonal					
Т	$T_{min} = 5 \ \mu m$	1500 μm			
Ra	100µm	1500 μm			
h	0,1µm	2 µm			
Geometria diamante					
Т	T_{min} = 5 μm	1500 μm			
Ra	100µm	1500 μm			
h	0,1 µm	2 µm			

As Tabelas 8 e 9 apresentam os resultados otimizados para os parâmetros de construção dos dedos coletores nas geometrias hexagonal e diamante, respectivamente, obtidos pelo GA.

Tabela 8: Resultados obtidos pelo GA para os parâmetros construtivos dos dedos coletores com geometria hexagonal com variação do limite máximo de sua altura.

Parâmetro	Célula solar fabricada	Resposta GA			
	h = 0,215 μm	h = 0,215 μm	h = 0,5 μm	h = 1 μm	h = 2 μm
Τ (μm)	NA	7.62	7.13	5.64	5.00
R _a [mm]	NA	0.327	0.418	0.498	0.599
X ₀ [%]	2.00	2.19	1.69	1.32	1.02
X _R [%]	3.09	2.35	1.88	1.75	1.64
X [%]	5.03	4.48	3.58	3.02	2.63
Redução nas perdas (%)	0	10.93	28.83	39.96	47.71

	Célula solar	Resposta GA			
Parâmetro	fabricada h = 0,215 μm	h = 0,215 μm	h = 0,5 μm	h = 1 μm	h = 2 μm
Τ (μm)	NA	6.37	6.20	6,20	5,64
R _a [mm]	NA	0.388	0,500	0.471	0,532
Xo [%]	2.00	1.72	1.42	1.42	1.25
X _R [%]	3.09	2.68	2.09	1.70	1.63
X [%]	5.03	4.35	3.48	3.09	2.86
Redução nas perdas (%)	0	13.52	30.81	38.56	43.14

Tabela 9: Resultados obtidos pelo GA para os parâmetros construtivos dos dedos coletores com geometria diamante com variação do limite máximo de sua altura.

Durante o processo de otimização de cada uma das geometrias, o GA seleciona o limite máximo de espessura como o parâmetro ótimo. Quanto maior a espessura, uma maior diminuição nas perdas totais é conseguida. Portanto, a espessura dos dedos coletores é importante no processo de otimização. Este parâmetro deve ser levado em consideração na fabricação de células solares. A saída do processo de otimização de cada uma das geometrias são os parâmetros otimizados com essas novas dimensões. Com as equações (3a)-(3e), (8) e (9) podemos calcular as resistências de cada camada. Os valores de resistência obtidos estão na Tabela 10.

Tabela 10: Resistências elétricas de cada camada e a total na célula solar fabricada e as obtidas pelo GA para as geometrias testadas.

Davâmatro	Célula solar fabricada	Resposta GA, h = 2µm			
Parametro	h = 2 μm	geometria retangular	geometria hexagonal	geometria diamante	
$R_{met}(\Omega)$	5.21	1.00	2.76	1.76	
Remissor (Ω)	9.40	3.05	1.70	2.54	
R _{cont. front.} (μΩ)	9.22	27.00	8.27	3.53	
R _{cont. tras.} (mΩ)	5.55	5.55	5.55	5.55	
Rs (Ω)	14.64	4.06	4.47	4.31	

Fazendo uma comparação da resistência das diferentes camadas de cada uma das geometrias com a célula solar de referência há uma redução significativa nas resistências. O valor de resistência de R_{met} é menor na geometria retangular em comparação com as outras geometrias porque o comprimento dos dedos é menor. A geometria hexagonal apresenta maior redução na $R_{emissor}$, em função da menor distância a ser percorrida pelos elétrons antes de serem coletados pelos dedos. A resistência total R_S é menor na geometria retangular. Porém, como veremos, essa não é necessariamente a estrutura ideal porque devemos ainda levar o sombreamento em consideração.

A Tabela 11 resume os resultados obtidos do processo de otimização das três geometrias. Ao analisá-la, é possível comparar os resultados finais associados às perdas e avaliar a melhor geometria.

	Célula solar	Resposta GA, h = 2µm			
Parâmetro	fabricada	geometria	geometria	geometria	
	h = 2 μm	retangular	hexagonal	diamante	
X ₀ [%]	2.00	1,17	1.02	1.25	
Xr [%]	3.09	1,59	1.65	1.63	
X [%]	5.03	2.74	2.65	2.86	
Redução nas perdas (%)	0	45.53	47.71	43.14	

Tabela 11: Melhores resultados obtidos pelo GA para as geometrias testadas.

Na Tabela 11, pode-se observar que todas as percentagens de perda, tanto por sombreamento quanto por resistência, são mais baixas do que as da célula de referência. Também percebe-se que a percentagem de perdas por sombreamento obtido pelo GA com a geometria hexagonal é a menor em comparação com as outras duas geometrias, mas a percentagem deperdas por resistência é maior, já que durante o processo de otimização se obtém uma Rmet considerável. Com respeito às perdas totais, obtém-se uma melhor relação entre sombreamento e resistência na configuração hexagonal, o que leva a uma boa diminuição na porcentagem de perdas totais.

5 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS

Neste trabalho, mostramos que algoritmos genéticos são úteis no processo de otimização da malha de dedos coletores para o contato elétrico frontal, levando à minimização de perdas por resistência elétrica e por sombreamento em dispositivos fotovoltaicos. Em nossa análise, utilizamos o algoritmo de otimização para encontrar os melhores parâmetros de construção dos dedos coletores em três diferentes geometrias, a retangular, a hexagonal e a do tipo diamante. Uma redução nas perdas totais de mais de 40% foi observada para as três geometrias otimizadas em relação à estrutura retangular utilizada na fabricação de uma célula solar que utilizamos para comparação. Essa estrutura foi confeccionada baseada em métodos analíticos. Para alcançar esses resultados otimizados, apenas cerca de 30 gerações de indivíduos foram necessárias no código do algoritmo genético, revelando uma convergência muito rápida.

Reduzir as perdas relacionadas à geometria e aos parâmetros construtivos da malha de dedos coletores é de suma importância na melhoria da eficiência das células solares. Na geometria hexagonal, melhor estrutura encontrada, uma redução de 47,71% nessas perdas leva a um aumento de 2,21% na eficiência. Uma célula solar com as dimensões otimizadas para a malha de dedos coletores será fabricada para verificar experimentalmente a validade dos resultados teóricos obtidos.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi parcialmente financiado pela FAPERJ, CNPq, FINEP e CAPES.

REFERÊNCIAS

[1] Fraunhofer ISE. Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende., 2015.

[2] Green, M. A. et al. Solar cell efficiency tables (version 53). Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 27, p. 3-12, 2019.

[3] Holland, J. H. Adaptation in Natural and Artificial Systems. [S.l.]: University of Michigan Press, 1975.

[4] Horowitz, A. W. et al. A bottom-up cost analysis of a high concentration PV module. 11th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems. Aix-le-Bains, França: [s.n.]. 2015.

[5] Jojoa, R. C. P. Optimization of Contact Grids for Solar Cells with Genetic Algorithms. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, 2018.

[6] Phillipps, S.; Warmuth, W. (C) Fraunhofer ISE: Photovoltaic Report, updated: 12 July 2017. [S.l.]. 2017.

[7] Serreze, H. Optimizing Solar Cell Performance by Simultaneous Consideration of Grid Pattern Design and Interconnect Configuration. 13th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. Washington DC, USA: [s.n.]. 1978. p. 1-8.

[8] Silvaco. Optimizing Solar Cell Top Metal Contact Design Introduction. Simulation Standard, 25, n. 2, 2015. 12-15.

[9] Van Kerschaver, E.; Beaucarne, G. Back Contact Solar Cell: a Review. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 14, 2006. 104-123.

[10] Weiner, E. et al. Improving the Figures of Merit of Intermediate Band Solar Cells by Controlling the Capping Procedure of the Quantum Dots. 43th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). Portland: [s.n.]. 2016.

[11] Wen, L. et al. Optimization of grid design for solar cells. Journal of Semiconductors, 31, n. 1, 2010.

[12] Zeitouny, J. et al. Band Gap Engineering of Multi-Junction Solar Cells: Effects of Series Resistances and Solar Concentration. Scientific Reports, 7, 2017. 1766.

Capítulo 10

Desenvolvimento de células solares de múltiplas junções para aplicações espaciais no laboratório de semicondutores da PUC-Rio

Daniel Neves Micha Edgard Winter da Costa Victor de Rezende Cunha Eliseu Palmares Herculano Rudy Massani Sakamoto Kawabata Luciana Pinto Dornnelas Naiara Yohanna Klein Maurício Pamplona Pires Patrícia Lustoza de Souza

Resumo: Células solares de múltiplas junções são uma alternativa às tradicionais células simples para aumento da eficiência de conversão de energia por dispositivos fotovoltaicos. Em função de seu elevado custo de produção, elas são utilizadas em aplicações onde este fator não é um limitante primordial. Neste trabalho, apresenta-se a situação atual do desenvolvimento de células solares de junção tripla para aplicações espaciais no Laboratório de Semicondutores da PUC-Rio. Nos estudos relacionados a esse projeto, trabalhamos na otimização das três junções individualmente. O material ativo escolhido para a junção inferior é o germânio, que possui um gap de energia de cerca de 0,7 eV. A junção é produzida por difusão de dopantes tipo n em substrato tipo p. Assim, forma-se a primeira junção, que serve de base para as outras do dispositivo. Em seguida, realizamos os estudos da heteroepitaxia de semicondutores do tipo III-V sobre o Ge que é o substrato da estrutura, pois tanto a junção intermediária como a do topo são baseadas em semicondutores III-V. Para a junção intermediária propomos utilizar um conjunto de poços quânticos de InGaAs com barreira de InGaP. Essa estratégia permite o controle do gap de energia efetivo que aparece nessa região por conta do confinamento dos portadores de carga elétrica. A vantagem de utilizar essa abordagem é que não há um material bulk com parâmetro de rede compatível e que apresente o valor ótimo de gap de energia, conforme o calculado teoricamente (1,18 eV). Além disso, é esperado que os materiais utilizados no sistema de poços quânticos apresentem maior resistência à radiação cósmica que os materiais comumente utilizados. Por fim, são apresentados resultados de um estudo teórico para otimização da estrutura da junção superior, cujo material ativo é o InGaP, com um gap de energia de 1,8 eV. A otimização dessa junção passa pelo aumento de sua corrente de curto-circuito, que pode ser um fator limitante para o dispositivo como um todo.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Células Solares de Múltiplas Junções, Nanotecnologia, Aplicações Espaciais.

*Este artigo é uma versão estendida e atualizada da versão publicada nos anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar 2018.

1 INTRODUÇÃO

As células solares de múltiplas junções (CSMJ) detêm o atual recorde mundial de eficiência fotovoltaica, convertendo 46% da energia solar em eletricidade (Green, 2019). Este feito foi alcancado, em 2016, através de uma parceria entre a empresa francesa Soitec e o Fraunhofer Institut for Solar Energy Systems, com uma célula de 4 junções submetida ao espectro AM1.5d com um fator de concentração de 297 (sóis). O uso destas células em sistemas com concentração se justifica pelo seu alto custo de produção. Nesta aplicação, a cobertura da área designada para os módulos não é preenchida totalmente com material ativo, mas sim com artefatos ópticos, tais como espelhos e lentes, que focalizam a radiação solar em uma pequena região onde as células, produzidas em tamanho muito menor, são montadas. A redução da área de material ativo torna o sistema mais barato e mais resistente às intempéries climáticas. Após levar todos os fatores construtivos em consideração, um estudo realizado pelo National Renewable Energy Laboratory, dos Estados Unidos, aponta que o custo final de módulos completos produzidos com essas células é praticamente o mesmo que para sistemas de captação planos, mesmo para uma produção baixa como a atual de cerca de 100 MW por ano (Horowitz, 2015). A desvantagem é ter que forçar o sistema a seguir o caminho aparente do sol no céu para garantir o alinhamento perfeito entre o sistema óptico e a célula fotovoltaica. A Figura 1a ilustra o processo de aproveitamento da energia solar por esse tipo de sistema em uma de suas dimensões espaciais, onde uma lente de Fresnel focaliza a luz que chega em uma área AO em uma área Ac preenchida pela célula fotovoltaica.

Outra aplicação conhecida e mais bem estabelecida das CSMJ é a espacial. Como o custo de uma missão espacial é fortemente influenciado pela quantidade de combustível gasto para colocar o sistema fora da órbita terrestre, o peso é um fator decisivo para a escolha dos componentes. Hoje, apesar do preço, a tecnologia mais desenvolvida e que apresenta a menor relação entre o peso e a energia produzida é a da célula solar de junção tripla (CSTJ) produzida com junções de Ge, (In)GaAs e InGaP com uma eficiência de cerca de 30% submetida ao espectro AMO sem efeitos de concentração (Beauchamp, 2017). Nessa tecnologia, os materiais das junções são depositados epitaxialmente em sequência, de forma a gerar uma estrutura monolítica, como na Figura 1b, o que facilita o seu uso sem a necessidade de montagem de um sistema óptico para integrar as diferentes junções.

Figura 1: (a) Exemplo de aplicação de uma célula solar em um sistema com concentração. (b) Estrutura simplificada de camadas de uma CSJT padrão para aplicação espacial. Ji são as diferentes junções e TJi são os diodos-túnel que as interconectam.



Por outro lado, a grande desvantagem das CSMJ monolíticas é a conexão elétrica em série naturalmente produzida pelo empilhamento dos materiais, que limita a corrente elétrica da célula toda pela corrente de valor mais baixo dentre as junções. Um grande desafio desta tecnologia é encontrar uma combinação adequada de materiais que permita aproveitar o espectro solar de forma mais uniforme gerando uma corrente elétrica similar em cada uma das junções. Esta escolha não pode ser arbitrária, uma vez que os materiais são crescidos um sobre o outro. Os materiais devem ter um parâmetro de rede similar, de preferência iguais. Isso evita a formação de defeitos no empilhamento da estrutura. O gráfico da Figura 2a apresenta os gaps de energia dos principais materiais semicondutores em função de seus parâmetros de rede. Com base no que foi discutido anteriormente, a melhor escolha dos materiais é aquela que garanta que os mesmos estejam numa mesma linha vertical neste gráfico.

O gráfico da Figura 2b apresenta um estudo teórico baseado no modelo de balanço detalhado das eficiências limites que podem ser obtidas para diferentes condições de aplicação deste tipo de tecnologia (Nozik, 2014). As barras coloridas são o resultado deste cálculo para diferentes espectros solares e ao

longo do eixo horizontal pode-se observar o resultado para diferentes números de junções. Dentro das barras, estão os valores ótimos dos gaps de energia dos materiais que devem compor o dispositivo de forma a atingir a máxima eficiência de conversão para um dado número de junções.

Figura 2:(a) Gaps de energia dos principais materiais semicondutores em função de seus parâmetros de rede. As linhas que ligam dois materiais indicam as características das ligas formadas entre eles. (b) Eficiências limites de CSMJ para diferentes números de junções e espectros calculadas através do modelo de balanço detalhado. Os valores que aparecem dentro das barras são os gaps de energia ótimos dos materiais que devem compor o dispositivo mais eficiente. O espectro AM1.5d foi utilizado com uma concentração de 500 sóis (Nozik, Conibeer e Beard, 2014).



Ao comparar os materiais utilizados nas CSTJ padrão para aplicações espaciais com os resultados apresentados na Figura 2b, percebemos que a combinação Ge/(In)GaAs/InGaP que apresenta gaps de energia de 0,7/1,4/1,8 eV não satisfaz a condição ótima de operação para esta aplicação, a saber, 0,74/1,18/1,82 eV. A junção que mais destoa em energia do valor ótimo é a junção intermediária, ou a J2. Por este motivo, a célula opera com uma eficiência bem abaixo da ótima de quase 50%.

Há de se considerar, entretanto, que, de acordo com a Figura 2a, não há material disponível nesta faixa de gaps de energia que esteja casado em parâmetro de rede com o Ge, base mecânica e cristalográfica utilizada nas CSJT padrão. Por este motivo, diversas técnicas para solucionar este problema já foram propostas e demonstradas, cada uma com suas vantagens e desvantagens (Nozik, 2014).

Uma das formas de obter um gap de energia efetivo com o valor desejado sem ter que utilizar conceitos tecnológicos muito complexos é através do uso de poços quânticos. Os poços quânticos são estruturas de dimensões nanoscópicas que, quando inseridos em um material alteram suas propriedades ópticas e optoeletrônicas (Rogalski, 2003). No caso das estruturas que estamos considerando neste trabalho, os poços quânticos são produzidos através do crescimento epitaxial de camadas semicondutoras com gap de energia menor que as camadas adjacentes, como a camada B indicada na Figura 3a, o que faz surgir um poço de potencial elétrico para os portadores de carga elétrica no dispositivo. Como esse poço de potencial tem dimensões nanoscópicas, os elétrons e buracos ficam confinados nesta camada em níveis de energia discretos, como ilustrado na Figura 3b. Desta forma, a transição eletrônica que ocorreria a uma energia E_g no sistema original (sem poço quântico) passa a ocorrer em uma energia efetiva menor $E_{g'}$ no material B. Como a posição energética dos níveis discretos depende do tamanho do poço, espessura L da camada B, e da combinação dos materiais (que altera a profundidade energética V_0 do poço de potencial), $E_{g'}$ é controlável, podendo ser sintonizado para a aplicação desejada.

Figura 3: Representação da formação de um poço quântico pelo crescimento epitaxial de camadas de material com gap de energia maior – A – ao redor de camada de material com gap de energia menor – B. Em (a), vemos a estrutura de camadas e, em (b), a estrutura eletrônica correspondente.



Outra preocupação que se deve ter no espaço são as condições degradantes às quais as células solares estão sujeitas, muito diferentes das da Terra. Por este motivo, os materiais que as compõem devem ser escolhidos de forma a aguentar tais condições, o que faz o tempo de vida útil da célula ser bastante reduzido. O principal fator degradante no espaço é a exposição à radiação cósmica, tais como partículas altamente energéticas, que ao passar pelos materiais da célula deixam rastros de destruição local, provocando defeitos na estrutura interna dos dispositivos. Com o aumento no número de defeitos, as células vão perdendo eficiência e, como resultado, precisam ser substituídas mais frequentemente do que em um sistema terrestre.

Neste trabalho, será apresentada uma proposta de CSTJ para aplicações espaciais produzidas no Laboratório de Semicondutores (LabSem) da PUC-Rio, em uma parceria de instituições do Estado do Rio de Janeiro. As junções são feitas com os seguintes materiais ativos: J1 – Ge, J2 – poços quânticos múltiplos de InGaAs/InGaP e J3 – InGaP. A grande inovação desta estrutura é a utilização dos poços quânticos múltiplos (PQM) no lugar do (In)GaAs na J2, que não apresenta o valor ótimo de gap de energia para aplicações espaciais. Além disso, é esperado que essa combinação apresente resistência mecânica maior para as condições espaciais.

Este artigo está organizado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta o histórico de experiência com o crescimento dos materiais e a produção de células solares no LabSem; a Seção 3 é dedicada ao projeto da CSTJ, onde cada junção é discutida detalhadamente e os resultados obtidos até o momento são apresentados; a Seção 4 traz as considerações finais acerca do trabalho e as perspectivas futuras.

2 INFRAESTRUTURA PARA O CRESCIMENTO EPITAXIAL DE MATERIAIS SEMICONDUTORES, PRODUÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS NO LABSEM DA PUC-RIO

Estudos sobre crescimento de materiais e dispositivos semicondutores através da técnica Metal-Organic Vapor Phase Epitaxy (MOVPE) vêm sendo realizados no Labsem da PUC-Rio desde a década de 1990 (Ribas, 1994; Michaelis, 1997; Yavich, 1997). Entre os dispositivos estudados estão os moduladores de amplitude (Pires, 1999; Pires, 2000; Souza, 2002), os fotodetectores de infravermelho (Pires, 2004; Landi, 2005; Souza, 2007; Pennelo, 2016) e as células solares (Mourão, 2013; Jakomin, 2014; Micha, 2015; Xie, 2016; Micha, 2016; Weiner, 2016), com ênfase na aplicação da nanotecnologia. A produção de células solares para pesquisa visando o aumento de eficiência de conversão foi iniciado em 2010 e, desde então, desenvolveu-se estudos em células solares de junção simples (CSJS), células solares de banda intermediária, e CSMJ, além do estudo de materiais nanoestruturados para aplicação nestes dispositivos, tais como os nanofios e pontos quânticos.

O crescimento epitaxial das amostras semicondutoras do tipo III-V é realizado através da técnica MOVPE em um reator AIXTRON200. Os substratos geralmente utilizados são o GaAs, o InP ou o Ge e têm espessura entre 300 e 450 µm. São utilizados como precursores do crescimento trimeltil-gálio (TMGa), trimetil-índio (TMIn) e trimetil-alumínio (TMAI) como fontes de elementos do grupo III e fosfina (PH3) e arsina (AsH3) como fontes de elementos do grupo V. Os precursores de elementos dopantes são a silana (SiH4) para dopagem do tipo n em III-V com Si, o dietil-zinco (DEZn) para dopagem do tipo p em III-V com Zn, e o brometo de carbono (CBr4) também para dopagem do tipo p em III-V com C. O reator possui ainda a

técnica de caracterização in-situ RAS (Reflectance Anisotropy Spectroscopy), que permite caracterizar o crescimento em tempo real (Weightman, 2005). Complementando as técnicas de caracterização dos materiais crescidos, temos disponíveis as técnicas de difração ex-situ, tais como a difratometria de raios-x, a espectroscopia de fotoluminescência e a capacitância-voltagem eletroquímica (ECV). Para a produção dos dispositivos, há uma infraestrutura de processamento fotolitográfico com alinhadora de máscaras, evaporadora de metais, forno para tratamento térmico rápido, dentre outros. Para caracterização dos dispositivos, as técnicas de resposta espectral (SR), curva IV no escuro sob iluminação com espectro simulado AM1.5g e AM0 estão disponíveis.

3 O PROJETO DA CÉLULA SOLAR DE JUNÇÃO TRIPLA BRASILEIRA

No estágio inicial do desenvolvimento, todas as junções são produzidas e otimizadas independentemente. Após haver dispositivos funcionais com os materiais e estrutura de cada junção, a CSTJ será produzida em um único crescimento epitaxial. A estrutura básica de camadas para a fabricação dos dispositivos representativos de cada junção está representada na Figura 4a e a estrutura final do dispositivo após o processamento na Figura 4b. Obviamente, os materiais mudam para cada célula. O exemplo ilustrado é para uma CSJS de GaAs.



Figura 4: Estrutura de camadas (a) após o crescimento epitaxial dos materiais e (b) do dispositivo após processamento.

As abreviações nas Figuras 4a e 4b se referem a: BSF – back surface field, CEF – contato elétrico frontal, CAR – camada anti-reflexiva, RA – região ativa do dispositivo, composta pelas camadas acima do substrato. Durante o processo de otimização, diversos materiais e condições de crescimento são testados para cada camada.

O processo de otimização de cada junção visa atingir figuras de mérito próximas às ideais, já considerando as espessuras das camadas de acordo com a absorção de cada junção. Na Figura 5, resultados de simulações usando o modelo de balanço detalhado para a CSTJ são apresentados. A curva IV individual de cada junção dentro da CSTJ também estão representadas.

Figura 5: Resultados da simulação computacional de uma CSMJ sob o modelo de balanço detalhado operando sob espectro AMO para as seguintes configurações: (a) J1 – 0,7 eV, J2 – 1,4 eV e J3 – 1,8 eV e (b) J1 – 0,74 eV, J2 – 1,18 eV e J3 – 1,82 eV.



Na simulação apresentada na Figura 5a, com valores de gaps de energia próximos àqueles correspondentes aos materiais utilizados na CSJT padrão de mercado, isto é, Ge/GaAs/InGaP, pode-se perceber que a junção limitante é a J2, que possui a menor das correntes elétricas. Alterando-se os valores dos gaps de energia para os ótimos, conforme apresentado na Figura 2b, na simulação da Figura 5b, percebe-se que as correntes elétricas são mais balanceadas e da ordem de 25 mA/cm². Nesse caso específico, a junção que limitou a CSTJ foi a J3. As eficiências de conversão para esses dois sistemas são 30,7% e 47,7%, respectivamente.

3.1 JUNÇÃO 1 (J1): GE

A junção de germânio é a terceira junção ativa da CSTJ contando de cima para baixo, conforme a luz passa pelos materiais. Os fótons solares que chegam nela são aqueles que não foram absorvidos nas junções de cima. Sua contribuição para a eficiência do dispositivo está entre 10 e 15 % (Beinik, 2010; Friedman, 2001). Porém, em termos de produção dos materiais, ela é a primeira a ser formada. A forma mais comum de formação da junção pn de Ge é através da difusão de átomos de elementos do grupo V da tabela periódica, tais como o As e o P, em substratos de Ge do tipo p. Com o controle da taxa de difusão desses elementos, consegue-se formar uma fina camada do tipo n no substrato por compensação de dopagem. Neste trabalho, buscamos realizar o controle da formação da junção através do crescimento epitaxial de uma camada de semicondutor III-V, também chamada de camada de nucleação, em substrato de Ge tipo p. Nesta situação, os elementos do grupo V da camada crescida tendem a difundir para o substrato. Em geral, utiliza-se o GaAs e/ou InGaP nessa camada. Pelo fato do As difundir mais profundamente no Ge do que o P (Brotzmann, 2008), normalmente utiliza-se o InGaP como camada de nucleação para obter uma junção fina no substrato e aumentar a fotocorrente produzida (Galiana, 2011).

Entretanto, o crescimento de materiais semicondutores do tipo III-V sobre os do grupo IV não é simples. Os desafios se concentram na formação de uma interface livre de defeitos no início da heteroepitaxia e no controle da interdifusão de elementos entre as camadas ao longo do processo. Um dos defeitos mais comuns a serem evitados é a formação de domínios anti-fase (APD, antiphase domains) que se comportam como centros de recombinação não-radiativa e causam uma maior rugosidade na superfície (Galiana, 2011). Tanto os elementos do grupo IV quanto os III-V se cristalizam numa estrutura em que a célula unitária é formada por duas subredes cúbicas de face centrada que se interpenetram (Figura 6). O que as difere é que no caso do grupo IV todos os sítios são ocupados pelo mesmo tipo de átomo (estrutura tipo diamante da Figura 6a), enquanto nos materiais III-V uma subrede é ocupada por átomos do grupo III e a outra do V (estrutura tipo zincblende da Figura 6b).

Figura 6: Estruturas cristalinas de (a) Ge (tipo diamante) e (b) GaAs (tipo zincblende). Em (c), vê-se a representação da formação dos APD no crescimento de GaAs sobre Ge devido a um degrau de uma camada atômica de altura na superfície do substrato. APB é o limite onde os APD ocorrem (Ting e Fitzgerald,



A formação dos APD está esquematizada na Figura 6c. Quando há, na superfície do substrato (grupo IV) um número ímpar de degraus de camadas atômicas em altura, como representado com as linhas tracejadas horizontais, haverá ligação entre elementos do grupo III ou do grupo V entre si. Quando isso

2000).

ocorre, esse defeito de formação se propaga para as camadas superiores, como representado ao longo da linha tracejada vertical.

É apontado na literatura que as condições de pré-nucleação e de nucleação do material semicondutor do grupo III-V sobre o do grupo IV são de extrema importância para que se evite a formação de defeitos e para que se tenha um material de domínio único. Também é conhecido que a orientação do substrato pode favorecer o aparecimento de um número par de degraus de camadas atômicas, o que eliminaria a formação de APD (Ting, 2000; Lazzarini, 2001).

Em nosso estudo, as amostras foram crescidas em substratos de Ge do tipo p com 2x10¹⁸ cm⁻³, espessura de 320 µm e com orientação (100), sendo alguns com inclinação de 2° para (111) e outros com inclinação de 6° para (111). Diversas condições de pré-nucleação e nucleação foram testadas, tais como o tempo e a temperatura de tratamento térmico do substrato antes e durante o crescimento, a razão dos fluxos entre os elementos dos grupos V/III, os fluxos e as taxas de crescimento.

Neste artigo, apresentamos alguns resultados a respeito do crescimento para apenas quatro amostras, apesar de diversas outras terem sido testadas. Duas foram crescidas sobre substratos com inclinação de 2° (NR586 e NR666) e duas sobre substratos com 6° de inclinação (NR837 e NR847). Suas estruturas são apresentadas na Figura 7. Na amostra NR586, foi realizado um tratamento térmico do substrato a 650°C durante 9 minutos sob exposição somente a hidrogênio e, após, 2 minutos com fosfina. Em seguida, foi realizado o crescimento de 300 nm de InGaP não dopado a 600°C. Na amostra NR666, o tratamento térmico do substrato foi realizado a 720°C por 30 minutos com hidrogênio e, após, por 1 minuto com arsina. Em seguida, foi crescida uma camada de 300 nm de GaAs não dopado a 675 °C. As amostras NR837 e NR847 tiveram o mesmo tratamento térmico em que a temperatura foi mantida a 725 °C e o substrato exposto somente a hidrogênio por 30 min e a fosfina por 1 minuto. Os crescimentos se deram a 650 °C para ambas, no caso da NR837 foi crescido um filme de 500 nm de InGaP e para NR847 uma camada de 100 nm de InGaP seguida por 400 nm de GaAs.

Figura 7: Estrutura de camadas das amostras (a) NR586, (b) NR666, (c) NR837 e (d) NR847.



Na figura 8, é possível ver o perfil de dopagens em função da profundidade obtido por ECV nas duas amostras. Nestas figuras, os círculos vermelhos representam o nível da dopagem do tipo n e os quadrados pretos o nível de dopagem do tipo p. Geralmente, nesta medida, as interfaces entre regiões com dopagens distintas são marcadas por uma mudança abrupta nos valores de dopagem, que não são reais.

Os resultados apontam para o sucesso na formação de uma junção pn no substrato de Ge. Além disso, percebe-se a difusão mais pronunciada na amostra com GaAs (Figura 8b) em relação àquela com InGaP (Figura 8a), como esperado. Observa-se também que a profundidade de difusão de elementos do grupo V das amostras NR837 (Figura 8c) e NR847 (Figura 8d) são semelhantes, o que sugere que a adição de uma fina camada de InGaP entre o substrato e o filme de GaAs pode ter bloqueado a difusão de As para o substrato.




Durante o crescimento, realizamos investigações com a técnica de RAS. Através desta medida, tem-se informação sobre a superfície do material que está sendo crescido a nível atômico. A Figura 9 mostra os espectros de RAS das amostras estudadas em comparação com amostras de referência (a) para os filmes de InGaP e (b) para os filmes de GaAs. No caso das NR586 e NR837, a referência utilizada foi uma amostra de InGaP crescida sobre substrato de GaAs, enquanto para as amostras NR666 e NR847, a referência foi GaAs sobre GaAs.

Figura 9: Espectros de RAS das amostras crescidas em comparação com amostras de referência: (a) filmes de InGaP e (b) filmes de GaAs.



Ao compararmos os espectros das amostras em estudos com as amostras de referência, observa-se que os espectros por refletância anisotrópica dos filmes crescidos sobre substratos de 6° são bem semelhantes aos espectros das amostras de referência. Enquanto no caso das amostras crescidas sobre substratos de 2°, os espectros tem forma muito diferente daqueles esperados. Isso mostra que a qualidade cristalina dos filmes das amostras NR837 e NR847 são superiores àqueles das amostras NR586 e NR666.

Figura 10: Imagem de TEM da interface da camada crescida de InGaP e o substrato de Ge (Herculano, 2018).



Para caracterizar a qualidade das heterointerfaces crescidas, imagens de microscopia eletrônica de transmissão são obtidas. A Figura 10 apresenta a imagem da amostra NR586, onde se pode perceber uma interface rugosa entre a camada de InGaP e o substrato de Ge e uma estrutura cristalina extremamente defeituosa do material crescido.

Até o presente momento, estes são os resultados da pesquisa da produção da J1. A continuidade do estudo da formação de uma heteroestrutura de InGaP ou GaAs sobre Ge está sendo realizada com outras variações das condições de crescimento.

3.2 JUNÇÃO 2 (J2): POÇOS QUÂNTICOS DE INGAAS/INGAP

Conforme apresentado na introdução, a estratégia adotada para atingir o gap de energia que proporciona a máxima eficiência de conversão em uma CSTJ, a saber 1,18 eV para espectro AMO, é através do uso de PQM na região ativa da J2. No entanto, encontrar uma configuração de PQM onde os materiais utilizados possuem parâmetros de rede compatíveis com os do substrato e que atinja o gap efetivo desejado não é uma tarefa simples. Uma alternativa é o uso da técnica de compensação de tensão, onde se utiliza materiais que apresentam tensão mecânica em sentidos inversos em relação ao substrato, ou seja, um que se comprime e outro que se distende, e espessuras específicas para a camada de poço quântico (PQ) e da barreira. Dessa forma, é possível aliviar a tensão ao longo da estrutura, levando a camadas livres de defeitos e com a configuração energética desejada.

Simulações computacionais. O gap de energia efetivo de um sistema de PQ é definido como a diferença de energia entre os estados fundamentais de elétrons e buracos. Neste trabalho, usamos o software Nextnano para resolver a equação de Schrödinger do sistema por meio da aproximação de massa efetiva (Birner, 2007). Além das energias, o programa gera diversos outros resultados como as funções de onda e as forças de oscilador das transições energéticas.

Utilizamos como materiais o InxGa1-xAs para o poço, que possui um parâmetro de rede maior e gap de energia menor que os do GaAs e o InyGa1-yP para a barreira que possui propriedades inversas. A estrutura poço/barreira de espessuras $L_w e L_b$, respectivamente, é repetida 10 vezes para formar o sistema de PQM. As composições das ligas, ou seja, x e y, que alteram os gaps de energia e, consequentemente, os parâmetros de rede aw e ab dos materiais do poço e da barreira, respectivamente, são parâmetros de entrada importantes para a simulação. No entanto, a escolha desses parâmetros não é completamente arbitrária, pois a compensação de tensão é desejada. O sistema de PQM tem um parâmetro de rede médio $\langle a \rangle$ conforme definido na Equação 1 (Ekins-Daukes, 2001).

$$\langle a \rangle = \frac{a_w E_w + a_b E_b}{L_w + L_b} (1)$$

Quando comparado ao parâmetro de rede do substrato, a_s , este sistema possui uma tensão média $\langle f \rangle$, como mostrado na Equação 2.

$$\langle f \rangle = \frac{\langle a \rangle - a_S}{a_S}(2)$$

Nas simulações realizadas, mantivemos $\langle f \rangle = 0$ em referência ao substrato de GaAs como vínculo entre os parâmetros. A equação de interpolação para obter aw e ab foi extraída da Ref. (Vurgaftman, 2001). Então, ao fixar valores específicos para L_b, determinamos uma relação específica entre a_b, a_w e L_w, de acordo com as equações 1 e 2. Ao mudar duas das últimas variáveis na simulação, o conjunto das quatro variáveis do sistema fica definido e foram reunidas informações suficientes para mapear a energia efetiva do gap de energia como uma função desses parâmetros de entrada.

Na Figura 11, três mapas de cores são apresentados representando o gap de energia efetivo do sistema estudado como função da espessura L_w e da fração molar xdo material do PQ para (a) L_b = 10 nm, (b) L_b = 15 nm e (c) Lb = 20 nm.

Figura 11: Mapas de cores do gap de energia efetivo no sistema de PQM de In_xGa_{1-x}As / In_yGa_{1-y}P em função da espessura L_w e da composição x do material do PQ para (a) L_b = 10 nm, (b) L_b = 15 nm e (c) L_b = 20 nm. A seta indica o sentido de crescimento do descasamento entre os materiais do poço e da barreira individualmente em relação ao substrato (Winter, 2017).



Como apresentado na Figura 11, o sistema proposto apresenta as energias de transição em um intervalo que varia de 0,7 eV a 1,3 eV, dependendo da configuração. Em geral, quanto menor a espessura da barreira ou do poço, maior o gap de energia efetivo. Por outro lado, quanto maior x, menor o gap de energia efetivo. Essas duas variáveis são combinadas de forma a eliminar a tensão média no sistema de PQM. No entanto, a tensão acumulada em cada camada individual durante sua deposição, cujo crescimento é indicado pelas setas nas figuras, é um parâmetro fundamental a ser levado em conta, pois, sem a compensação, que só se dá efetivamente após o crescimento da(s) camada(s) superior(es), pode haver a formação de discordâncias, que ocorre quando a espessura crítica do material tensionado é excedida.

É possível perceber que o gap de energia efetivo pretendido, 1,18 eV, pode ser obtido com os três valores de L_b, porém para configurações de parâmetros diferentes. Um outro critério importante a se levar em consideração é a extração dos elétrons e dos buracos dos poços de potencial formados nas bandas de condução e de valência dos PQ, cuja maximização resultará em um aumento na corrente e na tensão extraídas do sistema. Os dois principais mecanismos de extração são a emissão termiônica dos portadores dos estados ligados nos PQ para o contínuo de energias da banda de condução e o tunelamento direto entre as camadas de PQ. Para analisar com mais detalhes a viabilidade desses processos, nos referimos à Figura 12, que mostra exemplos de resultados das simulações para duas combinações específicas de parâmetros, tais como os contornos das bandas de condução e de valência (curvas sólidas pretas) e os níveis de energia e funções de onda (limitados a 5 para cada banda) para elétrons na banda de condução (linhas sólidas vermelhas) e para buracos na banda de valência (linhas sólidas azuis).

Figura 12: Diagrama de bandas de energia, níveis de energia (5 para cada banda) e funções de onda para algumas escolhas particulares de E_w, E_b, xe y, ou seja: (a) 1 nm, 10 nm, 0.698, e 0.416; (b) 10 nm, 20 nm, 0.140, e 0.416(Winter, 2017).



A probabilidade de emissão termiônica aumenta à medida que a energia necessária para que os elétrons atinjam o contínuo diminui. Um grande número de estados ligados também contribui para esse mecanismo, pois os portadores têm um caminho sequencial para saltar para a barreira. No caso da Figura 12a, com $L_b = 10$ nm, $L_w = 1$ nm, x = 0,698 e y = 0,416, onde há apenas um estado ligado em cada banda, a energia de ativação para extração de buracos é de cerca de 500 meV, o que é muito alto, enquanto que para elétrons é apenas 150 meV. À medida que o PQ é alargado, como no exemplo da Figura 12b, onde $L_b = 20$ nm, $L_w = 10$ nm, x = 0,140 e y = 0,416, mais estados ligados aparecem e vão se aproximando dos topos das barreiras de energia e o processo termiônico é facilitado. Além disso, a probabilidade de tunelamento entre os poços aumenta quando a espessura da barreira é menor. Dessa forma, a escolha de poços mais largos e barreiras mais finas é justificada para os sistemas de PQM.

Uso do sistema de PQInGaAs / InGaP em CSMJ. Devido à possibilidade de sintonizar o gap de energia efetivo no sistema de PQM de InGaAs/InGaP entre 0,7 e 1,3 eV alterando apenas seus parâmetros estruturais, é possível generalizar sua aplicação para CSMJ com um número maior de junções. Utilizando os resultados teóricos apresentados na Figura 2b para os valores ótimos de gaps de energia a serem utilizados em uma MJSC para diferentes aplicações, de acordo com o espectro escolhido, determinamos os parâmetros específicos do sistema a serem utilizados em dispositivos com um número variável de junções. As diversas configurações obtidas são apresentadas na tabela 1, onde a primeira coluna mostra o número total de junções no dispositivo, a segunda especifica o espectro a ser considerado na aplicação, a terceira mostra em qual das junções intermediárias o sistema pode ser usado com os respectivas gaps de energia mostrados entre parênteses e, finalmente, as duas últimas colunas mostram as melhores escolhas de L_w, L_b, x e y, baseadas nas simulações e no processo de escolha discutido anteriormente. Os valores marcados em vermelho correspondem aos casos em que a espessura do PQ excede a espessura crítica para o sistema InGaAs / GaAs tensionado (Toprasertpong, 2016) e, por isso, inviabilizam, na prática, as configurações propostas.

Por fim, a escolha específica para a aplicação discutida neste trabalho foi a combinação: $L_w = 9$ nm, $L_b = 10$ nm, x = 0,27 e y = 0,25.

Junções	Espectro	Junção (gap – eV)	L _w / L _b [nm]	x / y		Junções	Espectro	Junção (gap –eV)	L _w / L _b [nm]	х / у	
1	AM0	1st (1.24)	6 / 10	0.25 0.35	/		AM0	2nd (0.99)	9 / 15	0.46 0.21	/
	AM1.5d (x500)	1st (1.12)	9/10	0.32 0.21	/	4	AM1.5g	1st (0.72)	7 / 20	0.80 0.21	/
2	AM0	1st (0.89)	7 / 15	0.59 0.21	/			2nd (1.11)	9/10	0.32 0.21	/
	AM1.5g	1st (0.93)	8 / 15	0.53 0.21	/		AM1.5d (x500)	2nd (0.96)	8 / 15	0.53 0.21	/
	AM1.5d (x500)	1st (0.93)	8 / 15	0.53 0.21	/		AM0 AM1.5g	2nd(0.91)	8 / 15	0.55 0.21	/
3	AM0	1st (0.74)	7 / 20	0.79 0.21	/			3rd (1.21)	9/10	0.23 0.28	/
		2nd (1.18)	9/10	0.27 0.25	/			1st (0.70)	7 / 20	0.85 0.21	/
	AM1.5g	1st (0.93)	8 / 15	0.53 0.21	/	5		2nd (1.01)	9 / 15	0.46 0.21	/
		1st (0.69)	7 / 20	0.85 0.21	/			3rd (1.33)	9/10	0.12 0.38	/
	AM1.5d (x500)	2nd	10 /	0.28	/		AM1.5d (x500)	2nd (0.92)	8 / 15	0.54 0.21	/
		(1.17)	10	0.25				3rd (1.21)	9/10	0.23 0.28	/

Tabela 1: Parâmetros estruturais dos sistemas de PQM de In_xGa_{1-x}As / In_yGa_{1-y}P que levam a gaps de energia efetivos que coincidem com os ótimos para CSMJ considerando um número variável de junções e espectros solares.

Produção dos materiais. Para conseguirmos alcançar os valores dos parâmetros discutidos na seção anterior como os melhores para a aplicação desejada, iniciamos a produção de amostras de calibração intermediárias. Com relação à estrutura mais simples possível para este sistema, ou seja, o sistema GaAs/In_{0,5}Ga_{0,5}P casado com substrato de GaAs, crescemos amostras com o objetivo de aumentar o valor de x e de reduzir o valor de y gradualmente. A estrutura do primeiro conjunto de amostras, produzidas no LabSem para este estudo, é apresentada na Figura 13a. O primeiro conjunto é composto de 11 amostras, nomeadas NR622, 624, 629, 638, 641, 648, 651, 652, 657, 659 e 661, contendo 10 períodos (poco + barreira) com diferentes composições de ligas. Outro conjunto de 6 amostras, nas quais foi introduzida uma camada intermediária (interlayer) de GaAs, seguindo o esquema mostrado na Figura 13b, também foi produzido. São as amostras NR669, 674, 681, 748, 752 e 762. O objetivo da inserção da interlayer, que tem um parâmetro de rede intermediário entre as camadas acima e abaixo, é reduzir a tensão mecânica existente entre as camadas, evitando a alteração abrupta de parâmetros de rede. Os parâmetros da estrutura do segundo conjunto foram otimizados por simulação com o software Nextnano para obter o mesmo gap de energia efetivo de 1,18 eV. As concentrações ótimas das ligas foram mantidas as mesmas que no caso anterior (x = 0,27 e y = 0,25), enquanto as espessuras ótimas tiveram que ser alteradas para compensar a deformação, a saber, L_w = 8nm, L_b = 9 nm e Li = 2 nm, para as interlayers.

Depois de crescidas, as amostras foram caracterizadas por uma série de técnicas, tais como espectroscopia de refletância (realizada in-situ), difratometria de raios-x e fotoluminescência, para inferir os parâmetros efetivos dos materiais obtidos com o crescimento e os efeitos da inserção das interlayers.

Figura 13: Estrutura de camadas (a) do primeiro conjunto de amostras e (b) do segundo conjunto de amostras. As camadas de GaAs inseridas entre o poço quântico e os materiais de barreira (interlayers) servem para aliviar a tensão mecânica na pilha (Winter, 2018).



Ainda durante o crescimento de uma amostra, é possível analisar se ela mantém uma estrutura cristalina coerente através das medidas in-situ. A Figura 14 mostra como a refletividade R da superfície (sinal DC de R) é alterada ao longo do tempo durante o crescimento para (a) as amostras do primeiro conjunto e (b) do segundo conjunto. Cada oscilação em um sinal individual se refere ao crescimento de uma camada. À medida que a camada se torna mais espessa, a condição de interferência do sinal é alterada e o sinal varia no tempo, dando origem aos picos de interferência. O valor médio constante para a refletância, conforme os períodos são repetidos indica que uma qualidade cristalina adequada é mantida durante o crescimento (Wang, 2010).

Figura 14: Sinal da refletância da superfície em função do tempo durante o crescimento epitaxial das amostras produzidas (a) para o primeiro conjunto e (b) para o segundo conjunto. O decaimento do valor médio da refletância indica a queda da qualidade cristalina da superfície (Winter, 2018).



Da figura 14, é possível perceber que diversas amostras tiveram uma redução significativa em sua qualidade cristalina ao longo do crescimento. Isso se deve ao acúmulo de tensão ao longo da estrutura à medida que as camadas descasadas são crescidas umas sobre as outras. Por este motivo, não foi possível analisar os resultados quantitativos de todas as amostras dos dois conjuntos nas medidas ex-situ realizadas.

Utilizando o LEPTOS, um software analítico para difratogramas de raios-X, a curva medida é comparada a uma curva simulada onde os valores das quantidades desejadas, no caso os parâmetros de rede das camadas (que permitem calcular as concentrações nas ligas) e as espessuras, são ajustados. A figura 15a ilustra este processo para a amostra NR659, uma amostra do primeiro conjunto que manteve uma

qualidade cristalina adequada, onde a curva preta é a medida e a vermelha é a simulada. É possível notar a boa concordância entre as curvas para esta amostra. Os picos estreitos e bem definidos do difratograma de raios-X indicam uma qualidade cristalina satisfatória para a amostra crescida. Os difratogramas do segundo conjunto, com interlayer, apresentam picos mais estreitos e melhor definidos em relação às amostras do primeiro conjunto. A Figura 15b é um difratograma da amostra NR669, que pode ser diretamente comparada com o da NR659, mostrado na Figura 15a. Como pode ser observado pelo fator Chi^2⁹ menor para a segunda estrutura (nas legendas das figuras), nossa hipótese de que a introdução de interlayers alivia a deformação e permite a manutenção da alta qualidade da estrutura cristalina das amostras, é confirmada.



Figura 15: Difratograma de raios X das amostras (a) NR659 e (b) NR669. A linha preta é a curva medida e a linha vermelha é a curva simulada, a partir da qual os parâmetros de ajuste x, y, L_w e L_b, são extraídos (Winter, 2018).

As Tabelas 2 e 3 mostram os valores nominais de x, y, L_w e L_b previstos antes do crescimento epitaxial, bem como os conteúdos e as espessuras determinados a partir das medidas de difratometria de raios-x.

Tabela 2: Resumo dos resultados de caracterização do primeiro conjunto de amostras. Valores nominais para L_w é de 9 nm e para L_b é de 10 nm.

Amostra	Nominal	Medido		Nominal	Me	edido
imostiu	х	х	Lw (nm)	у	у	Lb (nm)
NR622	0,050	0,075	9,8	0,440	0,450	9,4
NR638	0,100	0,090	8,0	0,397	0,406	9,7
NR641	0,150	0,122	8,5	0,353	0,357	9,5
NR648	0,125	0,101	8,5	0,375	0,373	1,5
NR651	0,125	0,086	9,5	0,375	0,376	1,2
NR659	0,150	0,102	8,0	0,353	0,342	9,7

Tabela 3: Resumo dos resultados de caracterização do segundo conjunto de amostras. Valores nominais para L_w é de 8 nm e para L_b é de 9 nm.

Amostra	Nominal	Me	edido	Nominal	Me	edido
milliobera	х	х	Lw (nm)	У	у	Lb (nm)
NR669	0,150	0,097	8,2	0,353	0,342	10,2
NR674	0,150	0,128	8,1	0,353	0,352	9,8
NR681	0,150	0,104	7,0	0,353	0,349	8,2
NR748	0,150	0,158	8,0	0,353	0,349	9,4

⁹ Chi^2 é o parâmetro minimizado durante o ajuste entre as curvas, sendo o melhor aquele mais próximo de zero.

É possível ver na Tabela 2 que fomos capazes de acumular com sucesso períodos de poços quânticos com valores de x até 0,12 e y até 0,36, mantendo os valores das espessuras próximos aos desejados, para o primeiro conjunto de amostras. No entanto, ao tentar levar x e y a valores mais próximos dos desejados, houve uma grande dificuldade, que atribuímos ao acúmulo de tensão mecânica à medida que mais períodos são adicionados à estrutura.

Pode-se notar a partir da Tabela 3 que, apesar das dificuldades em controlar os valores de x e y adicionando as interlayers às estruturas, conseguimos aumentar o valor de x para cerca de 0,16 e reduzir o de y para 0,35, mantendo os valores das espessuras próximos aos desejado. Isso confirma nossa hipótese de que as estruturas do segundo conjunto mantém uma qualidade cristalina superior às do primeiro conjunto pela inserção das interlayers entre as camadas e, com isso, permite crescer materiais mais descasados uns sobre os outros.

Por fim, apresentamos na Figura 16 os espectros normalizados de fotoluminescência dos dois conjuntos de amostras, onde é possível identificar, a partir do pico, o valor do gap de energia efetivo das estruturas crescidas.



Figura 14: Espectros normalizados de fotoluminescência obtidos a 300 K (a) para o primeiro conjunto de amostras e (b) para o segundo conjunto de amostras (Winter, 2018).

Da Figura 16, é possível observar que os picos são desviados para o vermelho nos dois conjuntos de amostras, ou seja, o gap de energia efetivo do material é reduzido à medida que o valor de x aumenta e de y diminui, conforme o desejado e esperado pela teoria apresentada. A amostra que apresentou o menor valor de gap de energia efetivo foi a NR748, atingindo uma energia de transição de 1,28 eV. Além disso, é possível perceber que o segundo conjunto de amostras apresenta picos de fotoluminescência mais estreitos, o que também indica uma melhor qualidade cristalina da estrutura.

O esforço para alcançar o valor ótimo de energia para a aplicação espacial continua em nosso laboratório. Antes de crescer o próximo conjunto de amostras, um estudo aprofundado da morfologia das estruturas dos dois primeiros conjuntos de amostras crescidas será feito por meio de medidas de microscopia eletrônica de transmissão a fim de compreender melhor a formação e acúmulo de defeitos ao longo das camadas.

3.3 JUNÇÃO 3 (J3): INGAP

De acordo com a Figura 2b, o gap de energia ideal para a J3 em uma CSMJ operando em AMO é de 1.82 eV. O In_{0,50}Ga_{0,50}P é uma liga semicondutora que apresenta um gap de energia muito próximo desse valor, aproximadamente 1.84 eV, com um parâmetro de rede compatível com os do GaAs e do Ge. É conhecido que o gap de energia deste material possui uma variação de cerca de 0,1 eV relacionada ao ordenamento dos átomos do grupo III na estrutura cristalina, que depende fortemente dos parâmetros do crescimento epitaxial (Takamoto, 2005). Outra característica desse material que justifica sua utilização em aplicações espaciais é sua grande resistência a radiação cósmica quando comparado ao GaAs, por exemplo, o que prolonga sua vida útil (Takamoto, 2005; Yamaguchi, 1997).

Simulações computacionais. O processo de otimização do dispositivo de InGaP sob espectro AMO foi realizado com o software SCAPS-1D, que permite simular o funcionamento de um dispositivo

semicondutor no equilíbrio e fora do equilíbrio, sob a influência de iluminação e tensões elétricas (Burgelman, 2000). Para isso, ele permite editar uma estrutura de camadas, inserindo os parâmetros dos materiais utilizados, e obter curvas das características elétricas e optoeletrônicas dos dispositivos (Burgelman, 2019).

A Figura 17 ilustra o processo de otimização realizado para obter a melhor estrutura da célula solar de InGaP para ser utilizada como junção de topo em aplicações espaciais. O objetivo foi obter uma corrente de curto-circuito (JSC) de aproximadamente 25 mA/cm², valor que concorda com aquele apresentado no início desta Seção como a ótima para o projeto da célula solar de junção tripla.

Figura 17: Processo de otimização (a) da estrutura de camadas da célula solar de InGaP. Em (b)-(f) são apresentados os resultados da otimização de espessura e nível de dopagem de cada camada: (b) janela, (c) e (d) emissor, (e) base e (f) BSF (Cunha, 2018).



Os parâmetros intrínsecos dos materiais, tais como gap de energia, afinidade eletrônica, mobilidade dos portadores, coeficientes de recombinação, dentre outros, foram obtidos em bases de dados (Goldberg, 19999; Gudovskikh, 2008; Palik, 1985). A Figura 17a apresenta a estrutura de camadas padrão utilizada nas simulações. As Figuras 17b a 17f apresentam os resultados da variação das espessuras e níveis de dopagem de cada camada na estrutura.

Através da análise das figuras, é posível encontrar os melhores valores para a espessura e dopagem de cada camada. A Figura 18a apresenta a estrutura final otimizada e a Figura 18b a curva IV com as figuras de mérito obtidas.

Figura 18: (a) Estrutura final de camadas da célula solar de InGaP após otimização. (b) Curva IV e figuras de mérito da estrutura final (Cunha, 2018).



De acordo com a Figura 18b, com a estrutura otimizada encontrada, chegamos bem perto do valor de corrente de curto-circuito desejada. O processo de calibração do crescimento epitaxial dos materiais para atingir as composições corretas nas ligas e as espessuras e níveis de dopagem de cada material está sendo realizado para futura produção e caracterização do dispositivo.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS E PERSPECTIVAS

O desenvolvimento das CSTJ para aplicações espaciais no LabSem está em curso. Além das simulações computacionais, o crescimento epitaxial das estruturas buscando os resultados ótimos já foi iniciado.

A junção de germânio é a mais trabalhosa de produzir, uma vez que, além da formação da junção pn no substrato, é necessário reunir as condições de crescimento ideais para uma heteroepitaxia livre de defeitos. Atualmente, obtivemos bons resultados na difusão de As e P no substrato de Ge tipo p. Alternando o substrato utilizado, conseguimos inferir a melhoria na qualidade cristalina da estrutura, que ainda precisa ser confirmada através de imageamento por microscopia eletrônica.

Para os materiais da junção intermediária com poços quânticos múltiplos de $In_xGa_{1-x}As/In_yGa_{1-y}P$, realizamos simulações computacionais e obtivemos a estrutura ótima para CSMJ para aplicações espaciais em dispositivos com números diferentes de junções (simuladas até 5). Mostramos que é possível sintonizar o gap de energia efetivo entre 0,7 e 1,3 eV com a compensação da tensão mecânica da estrutura e, com isso, o sistema pode ser utilizado em CSMJ com 3, 4 e 5 junções. Produzimos dois conjuntos de amostras, um com a estrutura simples poço-barreira e outra incluindo camadas intermediárias para aliviar a tensão mecânica entre as camadas. Com o primeiro conjunto de amostras, não foi possível atingir valores próximos aos ótimos calculados por conta da grande tensão acumulada ao longo da pilha. Introduzindo a camada intermediária de GaAs entre os poços quânticos e os materiais de barreira, foi possível aumentar a concentração de In (x) no poço até 0,16 (partindo de x = 0) e diminuir a concentração de In (y) na barreira para 0,35 (partindo de y = 0,50). Ao fazer isso, conseguimos reduzir o gap de energia efetivo de 1,40 para 1,28 eV, um passo importante em direção ao nosso objetivo final de obter 1,18eV com a estrutura.

Por fim, simulações computacionais para a estrutura da junção do topo de InGaP foram realizadas e a melhor estrutura obtida até agora foi apresentada. A corrente de curto-circuito dessa configuração é bem próxima da ótima para a CSTJ. O estudo do crescimento epitaxial dos materiais, da confecção e caracterização dos dispositivos para compor essa junção está sendo realizado.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro das agências de fomento brasileiras CNPq, FAPERJ, FINEP e CAPES. Daniel Micha agradece a bolsa de pós-doutorado júnior do CNPq (400038/2017-0) para atuar nesse projeto.

REFERÊNCIAS

[1] Beinik, I. et al. Journal of Vacuum Science and Technology B, 2010. C5G5-C5G10.

[2] Beauchamp P. M. e Cutts J. A., "Solar Power Technologies for Future Planetary Science Missions," NASA, Pasadena, California, 2017.

[3] Burgelman M., Nollet P., Degrave S., "Modelling polycrystalline semiconductor solar cells", Thin Solid Films v. 361-362, p. 527-532, 2000.

[4] Burgelman M., Decock K., Niemegeers A., Verschraegen J., Degrave S. SCAPS Manual, Version 23 january 2018. Disponível em http://scaps.elis.ugent.be/SCAPSinstallatie.html. Acessado em 19/05/2019.

[5] Birner, S. et al. Nnextnano: General Purpose 3-D Simulations. IEEE Transactions on Electron Devices, 2007. 2137-2142.

[6] Brotzmann, S.; Bracht, H. Intrinsic and extrinsic diffusion of phosphorus, arsenic, and antimony in germanium. Journal of Applied Physics, 103, 2008. 033508.

[7] Cunha, V.R., Otimização de Célula Solar de InGaP para Aplicação Espacial. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, 2018.

[8] Ekins-Daukes, N. Strained and strain-balanced quantum well devices for high-e\$ciency tandem solar cells. Solar Energy Materials & Solar Cells, 68, 2001. 71-87.

[9] Friedman, D.; Olson, J. Progress in Photovoltaics, 9, n. 3, 2001. 179-189.

[10] Galiana, V. et al. Solar Energy Materials and Solar Cells, 95, 2011. 1949-1954.

[11] Green, M. et al. Progress in Photovoltaics, v. 27, p. 3-12, 2019.

[12] Gudovskikh A. S., Kaluzhniy N. A., Lantratov V. M., Mintairov S. A., Shvarts M. Z., Andreev V.M.. Numerical modelling of GaInP solar cell swith AlInP and AlGaAs windows, Thin Solid Films v. 516, p. 6739–6743, 2008.

[13] Herculano, E. P. et al. Growth and Characterization of Ge Junction for Triple Junction Solar Cell. 33rd Symposium on Microelectronics Technology and Devices (SBMICRO). Bento Gonçalves: 2018.

[14] Jakomin, R. et al. InAs quantum dot growth on AlxGa12xAs by metalorganic vapor phase epitaxy for intermediate band solar cells. Journal of Applied Physics, v. 116, p. 093511 (1-7), 2014.

[15] Horowitz, K. A., Woodhouse, M., Lee, H., Smestad, G. P. A bottom-up cost analysis of a high concentration PV module. 11th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems. Aix-le-Bains, France: [s.n.]. 2015.

[16] Landi, S. et al. InAs/InGaAs/InP structures for quantum dot infrared photodetectors. Physica Status Solidi. C, Current Topics in Solid Sta, 2, 2005. 3171-3174.

[17] Lazzarini, L. et al. Micron, 31, 2001. 217-222.

[18] Levinshtein M., Rumyantsev S. e Shur M., Handbook Series on Semiconductor Parameters, vol. 2, World Scientific, London, 1999.

[19] Micha, D. N. Estudo de alternativas para minimização de perdas em dispositivos fotovoltaicos de GaAs. Rio de Janeiro: Instituto de Física, UFRJ, 2015.

[20] Micha, D. et al. Influence of the quantum dot capping procedure on the density of defects in InAs/GaAs quantum dot intermediate band solar cells. 32nd European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EU-PVSEC). Munich: [s.n.]. 2016.

[21] Michaelis, J. S.; Souza, P. L.; Yavich, B. Optical Investigation of Interdiffusion in Narrow GaAs/AlGaAs Quantum Wells. Brazilian Journal of Physics, 27A, 1997. 173-176.

[22] Mourão, R. T. Crescimento e caracterização de materiais e nanoestruturas semicondutores para aplicação em células solares. Rio de Janeiro: Instituto de Física, UFRJ, 2013.

[23] Nozik, A. J.; Conibeer, G.; Beard, M. C. (Eds.). Advanced concepts in photovoltaics. [S.l.]: Royal Society of Chemistry, v. 11, 2014.

[24] Palik E. D. Handbook of optical constants of solids. Orlando: Academic Press; 1985. https://refractiveindex.info/ (acessed August 12, 2018). [25] Pennelo, G. M. et al. Exploring parity anomaly for dual peak infrared photodetection. IEEE Journal of Quantum Electronics, 1, 2016. 1.

[26] Pires, M. P. et al. On the optimization of InGaAs-InAlAs quantum-well structures for electroabsorption modulators. Journal of Lightwave Technology, 18, 2000. 598-603.

[27] Pires, M. P. et al. InAs quantum dots over InGaAs for infrared photodetectors. Journal of Crystal Growth, 272, 2004. 192-197.

[28] Pires, M. P.; Yavich, B.; Souza, P. L. Chirp dependence in InGaAs/InAlAs multiple quantum well electroabsorptive modulators near polarization independent conditions. Applied Physics Letter, 75, 1999. 271-273.

[29] Ribas, P. R. et al. Effects of high energy radiation on group III-V compound semiconductors. Materials Science And Engineering B, 28, 1994. 465-468.

[30] Rogalsky, A. Infrared detectors status and trends. Progress in Quantum Electronics, v. 27, p. 59-210, 2003.

[31] Souza, P. L. et al. Amplitude modulators based on the Stark effect. Microelectronics (Luton), 33, 2002. 341-348.

[32] Souza, P. L. et al. Quantum dot structures grown on Al containing quaternary material for infrared photodetection beyond 10-μm. Applied Physics Letters, 90, 2007. 173510.

[33] Takamoto, T. et al. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 13, 2005. 495-511.

[34] Ting, S.; Fitzgerald, E. Journal of Applied Physics, 87, 2000. 618.

[35] Toprasertpong, K. et al. Absorption threshold extended to 1.15 eV using InGaAs/GaAsP quantum wells for over-50%-efficient lattice-matched quad-junction solar cells. Progress in Photovoltaics, 24, 2016. 533-542.

[36] Vurgaftman, I.; Meyer, J. Band parameters for III–V compound semiconductors and their alloys. Jounal of Applied Physics, 89, n. 11, 2001. 5815-5875.

[37] Weiner, E. et al. Improving the Figures of Merit of Intermediate Band Solar Cells by Controlling the Capping Procedure of the Quantum Dots. 43th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). Portland: [s.n.]. 2016.

[38] Weiner, E. et al. Effect of capping procedure on quantum dot morphology: Implications on optical properties and efficiency of InAs/GaAs quantum dot solar cells. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 178, p. 240–248, 2018.

[39] Weightman P., Martin D. S., Cole R. J., Farrell T., Report on Progress in Physics, v. 68, p. 1251, 2005.

[40] Winter, E. et al. InxGa1-xAs/InyGa1-yP Multiple Quantum Wells for Multijunction Solar Cells. 33rd Symposium on Microelectronics Technology and Devices (SBMICRO). Bento Gonçalves: 2018.

[41] Winter, E. et al. Simulation of InGaAs/InGaP Multiple Quantum Well Systems for Multijunction Solar Cell. 32nd Symposium on Microelectronics Technology and Devices (SBMICRO). Fortaleza: 2017.

[42] Winter, E. Células Solares de Poços Quânticos Múltiplos de InxGa1–xAs/InyGa1–yP para Aplicações Espaciais. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, 2018.

[43] Xie, H. et al. Improved optical properties of InAs quantum dots for intermediate band solar cells by suppression of misfit strain relaxation. Journal of Applied Physics, v. 120, p. 034301, 2016.

[44] Yamaguchi, M. et al. Applied Physics Letters, 70, 1997. 1566.

[45] Yavich, B. et al. Photoluminescence and Mobility of Single and Periodically Si delta doped InP Grown by LP-MVPE. Brazilian Journal of Physics, 27A, 1997. 189-193.

Capítulo 11

Programa para o cálculo de radiação solar: Simulações e análise conjunta com dados medidos10

Licinius Dimitri Sá de Alcantara Mayara Soares Campos

Resumo: Este trabalho apresenta um programa computacional desenvolvido pelos autores para o cálculo da variação de radiação solar durante o ano em localidade terrestre arbitrária. São apresentados resultados simulados para Belém/PA. Foram feitas comparações com dados medidos de radiação, disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), os quais levam em conta efeitos momentâneos de céu encoberto. A análise conjunta dos resultados simulados e medidos permitem estimar a perda local de energia solar incidente durante o ano devido à nebulosidade. Os resultados medidos de radiação são referentes ao ano de 2014. A partir da análise conjunta de dados simulados e medidos, foi avaliada a capacidade de incidência de energia solar no local durante o ano, onde foi possível perceber uma correlação do período de menor nebulosidade com a elevação no índice de radiação medido, permitindo identificar períodos que favorecem um maior provimento de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos.

Palavras-chave: Radiação Solar, Elaboração de Algoritmos, Simulações e Medidas

¹⁰ Este capítulo é um trabalho selecionado do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte/MG, 04 a 07 de abril de 2016.

1 INTRODUÇÃO

A importância do aproveitamento e exploração racional da radiação solar deve-se, ao fato de ela ser limpa, inesgotável e gratuita, ao ponto de tornar o Sol o futuro da energia, uma vez que há uma preocupação com a escassez das fontes de energia convencionais como do potencial hídrico e petróleo. Pensando nisso, as maiores potências econômicas mundiais (Estados Unidos, Alemanha, Itália, Japão, China, etc.) já investem para aproveitar o sol como fonte de energia (CRESESB, 2014). A energia solar torna-se assim, uma alternativa ao abastecimento energético no futuro. E, essa alternativa se torna viável através da disseminação e viabilização econômica do uso de painéis de células fotovoltaicas, que convertem a luz solar em eletricidade.

Porém, a forma geométrica e a inclinação da terra fazem com que a radiação solar incida em cada local de forma distinta, por conta disso a melhor captação do nível de insolação incidente em uma localidade será melhor quanto mais próximo à linha do equador for, pois não haverá grande variação da duração de horas de brilho solar, essa incidência de luz também dependerá da latitude local e do instante de tempo (dia do ano e horário do dia) (GREENPRO, 2004). Mas, estima-se que mesmo assim, que a energia solar incidente sobre a superfície terrestre seja da ordem de 10 mil vezes o consumo energético mundial (CRESESB, 2014). Por isso, torna-se vantajoso utilizá-la de forma complementar, para atender a demanda de energia elétrica. Adicionalmente, a posição angular do Sol em relação ao plano dos painéis fotovoltaicos (a qual afeta a densidade de radiação solar incidente neste plano), também influencia na eficiência de geração de eletricidade dos mesmos, de modo que é preciso aproveitar melhor a radiação solar, colocando os painéis orientados de forma mais conveniente para captação dos raios solares.

Outro fator que aumenta a variabilidade e introduz um grau de aleatoriedade sobre a radiação esperada em um local é a nebulosidade, pois naturalmente em períodos nublados haverá um bloqueio da radiação solar direta e, consequentemente, a saída ou produção de energia dos geradores fotovoltaicos será menor. Portanto em geral, antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) são afetadas. Estas modificações são dependentes da espessura da camada atmosférica, também identificada por um coeficiente denominado Massa de Ar (AM, do inglês Air Mass), do ângulo zenital do sol, da distância Terra-Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas, influenciando a quantidade de energia elétrica produzida a partir dos painéis solares (Silva, 2011).

Portanto este trabalho tem como objetivo principal, através de ferramenta de simulação desenvolvida pelos autores e do uso de dados meteorológicos disponibilizados Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), obter meios de estimar ou prever o impacto das condições atmosféricas sobre a captação energética solar por geradores fotovoltaicos, as quais afetam a produção fotovoltaica de energia elétrica. Dessa forma, procura-se identificar os padrões sazonais, satisfatórios ou não, para o aproveitamento local da energia solar. Além de estimativas de radiação solar, o programa desenvolvido calcula a variação dos ângulos de incidência dos raios solares em qualquer localidade terrestre e dia do ano. A cidade de Belém/PA é adotada como referência neste trabalho.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

A Terra realiza dois movimentos principais: rotação (em torno do seu eixo) e o de translação (movimento da Terra segundo sua órbita elíptica em torno do Sol). Portanto, o ângulo de incidência do Sol dependerá do horário do dia. Define-se então, o ângulo horário (ω), o qual seria um desvio angular cujo valor é nulo quando o horário solar local é meio dia. Considerando que a cada hora a Terra gira 15º (equivalente a $360^{\circ}/24$), então o ângulo horário é dado por

$$\omega = (12 - T) \times 15^{\circ}, \tag{1}$$

onde T é o horário solar no local considerado (T varia entre 0 e 24hs). O ângulo de declinação solar, percebido no equador terrestre, varia ao longo do ano por

$$\delta = 23,45^{\circ}$$
. sen [360 × (J – 80)/365]. (2)

122

Na Eq. (2), J é o dia juliano (J é número inteiro de 1 a 365). Após o cálculo da declinação, é obtido o ângulo de altitude solar, extraído a partir da Eq. (3) (Messenger, 2010).

 $sen\alpha = sen\delta.sen\Phi + cos\delta.cos\Phi.cos\omega,$ (3)

onde α é o valor do ângulo da altitude solar, e Φ é o ângulo de latitude terrestre do local considerado, todos fornecidos em graus.

O ângulo α influencia o caminho da radiação solar na atmosfera. Se α decresce, o percurso dos raios solares através da atmosfera aumenta e a radiação solar sofre maior absorção, reflexão ou espalhamento, o que reduz sua intensidade na superfície. O outro ângulo necessário para definir a direção de incidência dos raios solares é o ângulo de azimute (Ψ), dado por

$$\cos\Psi = \frac{-\sin\alpha.\sin\Phi + \sin\delta}{\cos\alpha.\cos\Phi}$$
(4)

Os ângulos de altitude α e azimute Ψ são mostrados na Fig. 1, juntamente com o ângulo de zênite θZ , o qual é o complemento de α .



Figura 1- Ângulos que descrevem a direção de incidência dos raios solares.

A intensidade da radiação solar recebida no topo da atmosfera depende da distância entre o Sol e a Terra, que pode variar no decorrer do ano. No entanto, apenas uma parte dessa quantidade total atinge a superfície terrestre, considerando a espessura da camada atmosférica (Massa de Ar - AM), que está relacionada com a posição do Sol (α) e com as condições atmosféricas e meteorológicas. O valor de AM = 1 é empregado se a radiação incide perpendicularmente ($\alpha = 90^{\circ}$) a uma superfície horizontal ao nível do mar (Vilaça, 2009). No entanto, a massa de ar varia com a altitude solar α conforme a Eq. (5).

$$AM = 1/sen\alpha$$
(5)

Caso a atmosfera esteja em boas condições climáticas, em função da transmissividade atmosférica da radiação solar, com condições de máxima incidência da radiação direta o nível de irradiância na Terra atinge um total aproximado de 1.000 W/m² ao meio-dia (Vilaça, 2009). O valor designado por constante Solar da irradiação é E0 = 1367 W/m², representando o valor médio de radiação que atinge o topo da atmosfera, variando com a distância entre o Sol e a Terra, conforme demonstrado na equação 7. A radiação solar que chega à superfície da Terra depende, da hora e dia do ano (J), considerado. A Eq. (6) (Messenger, 2010 e Vilaça, 2009) é usada para determinar I, que é a irradiância recebida em um plano perpendicular à direção dos raios solares incidentes:

$$I = E_0 [1 + 0.034 \cos(360J / 365)] 0.7^{AM^{0.678}}$$
(6)

A intensidade I pode ser considerada o módulo de uma grandeza vetorial, cuja direção é a de incidência dos raios solares, mostrada na Fig 1. A partir disso, pode-se determinar Iy, referente a irradiância incidente perpendicular a um plano fixo paralelo ao solo através da Eq. (7) segundo Vilaça (2009), levando em consideração que o painel também esteja paralelo ao solo.

 $Iy = I sen\alpha$

Esta componente de radiação incidente perpendicular ao painel fotovoltaico (Iy) será a componente aproveitada na conversão de energia solar em elétrica. As equações citadas foram inseridas no programa MATLAB para gerar os valores da radiação recebida em plano fixo paralelo ao solo, Eq. (7), e em plano móvel sempre perpendicular à incidência de radiação, Eq. (6).

A Fig. 2 mostra o algoritmo que descreve o fluxo lógico do programa elaborado. Sua implementação foi feita utilizando o software MATLAB 7.0. A função alt_azm calcula os ângulos de altitude e azimute solar. Assim, são gerados gráficos que demonstram qual a variação do ângulo da altitude solar versus ângulo azimutal ao longo do dia, para as cidades consideradas. No programa principal também é calculada a radiação em W/m2 em função do horário do dia e gerado o gráfico correspondente. Caso seja necessário obter a energia solar recebida (em Joules ou quilowatt-hora) ao longo de um dia, um programa à parte realiza a integral numérica da curva de radiação instantânea em relação ao tempo, permitindo gerar um gráfico de energia solar recebida ao longo de todos os dias do ano. Os gráficos descritos são mostrados na seção de resultados.

Os dados medidos de radiação foram obtidos através de estação automática do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e disponibilizados em seu site (www.inmet.gov.br). Estes são apresentados juntamente aos resultados das simulações para uma análise conjunta.

Figura 2 – Algoritmo que descreve o fluxo lógico de execução do programa.

PROGRAMA PRINCIPAL
$T \leftarrow 5: 0,25:19; \{ \text{vetor hora do dia (varia de 5 até 19 hs, em saltos de 0,25 h)} \}$
<i>phi</i> \leftarrow valor de latitude terrestre (em graus);
$J \leftarrow$ dia Juliano (um valor entre 1 e 365);
$[alfa psi] \leftarrow alt_azm(T, phi, J)$
{onde alfa é o vetor ângulo de altitude solar e psi é o vetor ângulo azimutal}
Esboçar gráfico psi X alfa
Associar texto de indicação das horas do dia aos pontos do gráfico (opção para o usuário)
{*** Estimativa da irradiância em W/m ² : ***}
Calcular AM pela Eq. (5), utilizando alfa;
Calcular I pela Eq. (6), utilizando J e AM;
Calcular Iy pela Eq. (7), utilizando I e alfa
Esboçar Gráfico <i>Iy</i> X <i>T</i> {Irradiância recebida em um plano fixo paralelo ao solo versus hora do dia}
Esboçar Gráfico I X T {Irradiância recebida em plano móvel perpendicular aos raios versus hora do
dia}
FIM DO PROGRAMA PRINCIPAL
FUNÇAO $[alfa psi] \leftarrow alt_azm(T, phi, J)$
Calcular $\hat{o}mega(\omega)$ pela Equação(1)
Calcular delta (δ) pela Equação (2)
Calcular <i>alfa</i> (α) pela Equação (3), utilizando ômega, delta e phi
Calcular $psi(\Psi)$ pela Equação (4), utilizando alfa, delta e phi
{ <i>alfa</i> e <i>psi</i> são os parâmetros de saída da função, ambos vetores}
FIM DA FUNÇÃO

3 RESULTADOS

É conhecido que, quando os raios solares atingem uma superfície de uma forma não perpendicular, a sua intensidade luminosa se distribui em área maior, e assim a potência da incidência solar por metro quadrado diminui nesta superfície. Por isso a importância de posicionar os painéis com o objetivo de se otimizar a incidência média normal dos raios solares nas suas superfícies. Outros fatores que afetam a radiação solar recebida é a extensão da trajetória dos raios na massa de ar (AM) e as condições atmosféricas.

3.1 GRÁFICOS DA VARIAÇÃO DOS ÂNGULOS SOLARES

Os gráficos da Fig. 3 apresentam a posição do Sol, calculada em termos do ângulo de altitude (α) versus ângulo de azimute (Ψ) em alguns dias, referentes aos solstícios e equinócios do ano, na cidade de Belém. O ângulo azimutal indica qual a melhor disposição do painel no plano do solo, e seria o desvio angular horizontal do eixo do painel em relação à direção do pólo norte terrestre, enquanto que o ângulo de altitude solar indica o quanto devemos elevar o painel segundo a direção deste ângulo azimutal. Por exemplo, se para um dado ponto do gráfico, o ângulo azimutal for de $\Psi = 0^{\circ}$ e a altitude solar for de $\alpha = 60^{\circ}$, então isso quer dizer que devemos inclinar o painel solar de 30° (complemento de α) na direção do pólo norte ($\Psi = 0^{\circ}$). No gráfico correspondente à data de 21 de dezembro, observamos que o azimute ao meio dia é $\Psi = 180^{\circ}$ e a altitude é $\alpha = 68^{\circ}$. Então isso significa que, para uma maior captação de radiação neste instante, um painel móvel deve estar inclinado de um ângulo de 22° (90°– 68°), a partir do plano horizontal, na direção do pólo sul. Esta mudança de inclinação da face dos painéis segundo o outro pólo pode ser visto no gráfico correspondente à data de 21 de dezembro, em Belém. A dinâmica da variação dos ângulos solares no ano inteiro deve ser levada em conta na instalação dos painéis solares.

A fim de obter-se uma validação deste estágio do programa desenvolvido em termos quantitativos, foi realizada uma simulação de um caso exibido em (Messenger, 2010) para a latitude 30º Norte. Os resultados do programa sobrepostos ao da referência são exibidos na Fig. 4. Devido ao local estar situado no hemisfério norte, o centro de referência dos gráficos (azimute zero) da Fig.4 é o polo sul, ao contrário dos gráficos da Fig. 3, onde o azimute zero representa o polo norte



Figura 3 – Altitude versus azimute solar para a cidade de Belém.





3.2 GRÁFICOS DE RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE

Os componentes de radiação direta, difusa e refletida somadas geram a radiação global (Messenger, 2010), sendo que o INMET mede a irradiância solar global, ou seja, a radiação solar resultante de todas suas interações (reflexão, absorção, difusão) com as moléculas de gases presentes na atmosfera. A radiação solar é uma variável meteorológica afetada pela presença de nuvens sobre o céu, pois elas são as atenuadoras da radiação solar ao absorver quase toda a radiação no comprimento de onda do infravermelho, e de atenuar a radiação direta. Assim, diferentes condições de cobertura do céu por nuvens

resultam em diferentes padrões da radiação solar que chega a superfície (Silva, 2011). Como exemplo, o céu sem nuvens, resulta em valores altos de radiação solar, enquanto no outro extremo, em condições de céu totalmente coberto por nuvens, há maior espalhamento e consequentemente uma radiação menor atinge o solo. A Fig. 5 expõe as curvas de radiação simulada pelo programa proposto implementado no Matlab, que considera o céu sem nuvens, e as medidas pela estação do INMET, que naturalmente levam em conta efeitos de céu nublado a afetar a radiação recebida na superfície. Comparando-se as curvas simuladas e medidas, observa-se durante o ano inteiro o impacto de céu encoberto, tanto na quantidade de irradiância recebida, quanto na perda de simetria das curvas em relação ao meio dia.





Através da integração numérica em relação ao tempo (no intervalo do dia) das irradiâncias medidas pelo INMET e expostas na Fig. 5, é possível obter e analisar a irradiação diária incidente em Belém para o ano de 2014, representadas pelo gráfico de pontos na Fig. 6, observadas nos dias 21 dos meses de janeiro a dezembro, e fazer uma comparação com a incidência da irradiação simulada via MATLAB também expostas na Fig. 6. Observa-se tanto a diferença da irradiação coletada entre um painel horizontal fixo e um painel móvel (onde os raios solares sempre incidem normalmente em sua superfície), assim como o efeito provocado pelo céu encoberto nas irradiações diárias medidas ao longo do ano. Portanto, para uma maior compreensão da energia perdida devido ao céu nublado durante o ano, foi gerada a Fig. 7, que representa o desvio relativo em porcentagem entre a radiação simulada no plano do solo e a radiação medida, para uma visualização da quantidade de energia dissipada devido às condições atmosféricas. A estimativa é que nos meses de inverno ocorra maiores perdas de energia solar pelo estado de transparência da atmosfera sobre o lugar, ocorrendo maiores desvios relativos quanto maior for a absorção atmosférica, atingindo o seu máximo próximo ao dia 50, que corresponde ao mês de fevereiro, no entanto, esses valores tendem a reduzir em percentual, e sofrem queda no decorrer do ano. Observa-se que nas datas amostradas e durante o período em que foi feito o levantamento, a redução na energia solar recebida suposta por esse método, variou dentro da faixa de 28% a 44%.





Figura 7 – Desvio relativo entre a radiação simulada incidente em plano paralelo ao solo e a radiação medida em Belém.



A Fig. 8 ilustra curvas de nebulosidade em Belém, disponibilizadas pelo INMET para os anos de 2010 a 2014, assim como a curva de valor médio considerando os referidos anos. A nebulosidade mede o nível de área de céu encoberto pelas nuvens em uma escala de zero (céu limpo) a dez (céu totalmente nublado). Observa-se que em Belém o céu está mais encoberto por nuvens entre os meses de dezembro a maio, justificando o maior desvio relativo mostrado na Fig. 7 para este intervalo.



Figura 8 – Medidas de nebulosidade em Belém para os anos de 2010 a 2014 (Fonte: INMET).

4 CONCLUSÕES

Este trabalho expôs os resultados de ângulos solares e de radiação solar para a cidade de Belém. O algoritmo e o programa em MATLAB para a obtenção dos dados simulados foram desenvolvidos pelos autores. Os resultados simulados de radiação solar foram comparados com os dados medidos pelo INMET em 2014, onde foi possível estimar a redução da radiação que atinge a superfície devido ao céu encoberto e identificar o período mais satisfatório para a captação da mesma, que no caso de Belém, se faz no segundo semestre, exceto em dezembro. A análise conjunta de resultados simulados e dados meteorológicos é útil na compreensão do grau de impacto de céu encoberto na região e no planejamento do sistema fotovoltaico considerando os piores períodos de incidência de radiação solar.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao INMET pela disponibilização pública de seus dados meteorológicos e ao MEC/SESu/DIFES pelo financiamento no período de realização deste estudo.

REFERÊNCIAS

[1] Camus, C.; Eusébio, E., 2006. Gestão de Energia: energia solar. Lisboa: ISEL, p.28.

[2] CRESESB - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2014. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Coordenador Pinho, J. T; Galdino, M. A. Rio de Janeiro.

[3] GREENPRO. Energia fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projectos e instalação. Lisboa, 2004, v. 2. Disponível em: < http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2015.

[4] INMET (Instituto Nacional de Meteorologia). Disponível em: http://www.inmet.gov.br. Acesso em: 19 nov.2015.

[5] Messenger, R. A.; VENTRE, J., 2010. Photovoltaic systems engineering, 3. ed., Flórida, CRC Press LLC, cap. 2, pp. 21-46.

[6] Rüther, R., 2004. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública. Florianópolis: UFSC; LABSOLAR.

[7] Shayani, R. A., 2006. Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células. 184 f. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UNB, Brasília.

[8] Silva, V. A. M., 2011, Influência da cobertura do céu na estimativa da Radiação Solar utilizando modelo digital de elevação, Dissertação de Mestrado em Física Ambiental, UFMG, Cuiabá.

[9] Varejão-Silva, M. A., 2006. Meteorologia e climatologia. Versão Digital 2, Recife, 463p. Disponível em: < http://www.icat.ufal.br/laboratorio/clima/data/uploads/pdf/METEOROLOGIA_E_CLIMATOLOGIA_VD2_Mar_2006.pd f >. Acesso em: 19 nov. 2015.

[10] Vilaça, I. N. C., 2009 Projecto de uma instalação fotovoltaica de 1,5 MW. Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrônica Industrial e Computadores, Universidade do Minho, Guimarães.

Capítulo 12

Educação profissional e tecnológica na área de energia solar fotovoltaica

Manoel Henrique de Oliveira Pedrosa Filho Daniel Neves Micha Robson Caldas de Oliveira Uzoma Edward Madukanya

Resumo: O mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil começou a se expandir a partir da regulamentação do setor pela ANEEL em 2012. Desde então, o número de sistemas fotovoltaicos vem aumentando exponencialmente com o tempo. Entretanto, a formação de mão de obra qualificada para realizar as instalações dos sistemas não acompanhou a demanda crescente do setor. Além de capacitação profissional prática específica, também são necessários conhecimentos acerca do dimensionamento, proposição e gerência de projetos, comissionamento, operação e manutenção, dentre outros detalhes técnicos dos sistemas. Da necessidade de ampliar a oferta de formação profissional nesta área, dentre outras, surgiu a iniciativa EnergIF, por meio da Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica do Ministério da Educação em parceria com o Deutsche Gesellschaft für Internacionale Zusammenarbeit GmbH¹¹, donde se estabeleceram Grupos de Trabalho (GT) em Formação Profissional em Energias Renováveis e Eficiência Energética, sendo um deles o GT em Energia Solar Fotovoltaica. Este trabalho relata a formação do GT Solar e sua metodologia, em articulação com o setor produtivo, para a criação de itinerários formativos para a ampliação da oferta de Educação Profissional e Tecnológica (EPT) na Rede Federal; principalmente em Cursos de Formação Inicial e Continuada, a fim de servir de referência não apenas para a Rede Federal, mas também para as demais redes públicas e privadas de EPT. Neste artigo, são apresentados os itinerários formativos, nos quais foram definidas as competências e habilidades esperadas para os egressos dos cursos, bem como as suas matrizes curriculares, com definição dos temas norteadores de cada módulo e suas cargas horárias. Como resultados preliminares da Rede Federal em conjunto com a rede SENAI, que compartilha de iniciativa semelhante, apontamos a capacitação de 204 docentes e a criação de cursos em ao menos 15 cidades brasileiras. Já nos primeiros anos dos cursos ofertados, mais de 500 profissionais já haviam sido qualificados, com a tendência de formar milhares nos próximos anos. Espera-se que nos próximos anos a formação massiva desses egressos para o setor fotovoltaico contribua com a geração de empregos no país e com a transformação da matriz energética brasileira.

Palavras-chave: Educação Profissional e Tecnológica, Energia Solar Fotovoltaica, Itinerários Formativos.

*Este artigo é uma versão estendida e atualizada da versão publicada nos anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar 2018.

¹¹ Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável.

1 INTRODUÇÃO

Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012), e posterior atualização pela Resolução Normativa nº 687/2015 (ANEEL, 2015), o mercado de Energia Solar Fotovoltaica tem apresentado crescimento anual exponencial, conforme mostra recente relatório da empresa Greener, baseado em dados da ANEEL, e dados fornecidos pela agência IRENA (International Renewable Energy Agency).

No ano de 2017, foi observado um aumento de 195% de potência instalada de micro e minigeradores solares fotovoltaicos (geração distribuída), com crescimento em 162% no número de instalações. Já em 2018, o aumento foi de 195% na potência instalada (com um total de 546 MW) e 140% no número de instalações (com um total de 52.852) (Greener, 2019). IRENA (2019) aponta que, em 2018, o Brasil contava com um total de 2,3 GW de capacidade instalada, um aumento de 109% em relação ao ano anterior.

Dessa forma, observa-se claramente que este mercado está aquecido e com tendência de manter esses números nos próximos anos. Para dar suporte a este crescimento e por ser uma área relativamente nova no Brasil, nota-se que há uma escassez de mão de obra qualificada. Em relatório sobre empregos gerados pela exploração, comercialização e instalação de diversas fontes renováveis, IRENA (2019) mostra que a área que mais emprega no mundo é a solar fotovoltaica, com mais de um terço do total de empregos (3,4 milhões em 2018). Porém, no Brasil, esse cenário é diferente, onde apenas em torno de 10 mil empregos foram gerados, contabilizando menos de 1% do total de empregos na área de energias renováveis. Dessa forma, podemos concluir que, além da mão-de-obra importada de outras regiões, as instalações podem estar sendo realizadas por profissionais não qualificados e que acabam não entrando nas estatísticas de empregabilidade.

Segundo Mocelin (2014), a consequência da execução de projetos por pessoas não qualificadas é que estes podem ser mal projetados e executados, o que provoca uma influência negativa na reputação da tecnologia, fazendo com que a mesma seja desacreditada pela população.

Conforme Blasques (2016), embora existam diversos cursos superiores voltados à área de energia, muitos deles não possuem em seus currículos sequer componentes curriculares que abordem o tema "Energia Solar Fotovoltaica". A carência de profissionais com conhecimento na área é provocada também pela insuficiência de locais que permitam a sua formação, tornando este fato um empecilho para o desenvolvimento sustentável do setor no país.

Ainda conforme Mocelin (2014), este fato apresentado não está restrito apenas à instalação e manutenção dos sistemas solares fotovoltaicos, mas repercute de forma homogênea no desenvolvimento de toda uma cadeia nacional que precisa de suporte, desde fornecedores de materiais e componentes elétricos como cabos, conectores, quadros, entre outros, até fabricantes de equipamentos como inversores e módulos fotovoltaicos.

Iniciativas louváveis, porém pontuais e isoladas, de algumas instituições brasileiras, particularmente lideradas por professores e pesquisadores, ocorreram no sentido de preencher a lacuna da formação de mão de obra nessa área no Brasil. Blasques (2016), Neto et al. (2016) e Diniz et al. (2016), por exemplo, apresentaram suas propostas de cursos nessa área do conhecimento no último Congresso Brasileiro de Energia Solar, em 2016. Seguindo nesta linha, porém em um contexto nacional, algumas ações foram propostas como a constituição do Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE) em 2010. Essa iniciativa fomentou, posteriormente, a criação de itinerários formativos que foram desenvolvidos em parceria entre o SENAI (Serviço Nacional da Indústria) e a GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH – Agência de Cooperação Alemã, a serviço do Ministério Alemão de Cooperação Econômica e Desenvolvimento (BMZ), que atua em parceria com o governo brasileiro em áreas estratégicas, tais como a conservação do meio ambiente e fomento à disseminação de energias renováveis e eficiência energética).

No âmbito do convênio bilateral entre Brasil e Alemanha para o desenvolvimento sustentável, estabeleceu-se uma cooperação técnica na qual a GIZ, junto ao seu parceiro brasileiro MEC, passaram a cooperar no sentido de criar as bases para a educação profissional em eficiência energética e fontes renováveis, o programa Profissionais para Energias do Futuro. A cooperação se beneficia da grande experiência que a Alemanha possui com energias renováveis, em particular com a tecnologia fotovoltaica. Entre 1999 e 2015, a Alemanha atingiu uma capacidade instalada de 39,7 GW de energia fotovoltaica e é considerado hoje um dos maiores mercados fotovoltaico no mundo. Além disso, a Alemanha é conhecida por seu alto nível de educação profissional. Apesar dos contextos dos dois países serem bem diferentes, as

experiências e exemplos do país estrangeiro podem servir como base de aprendizagem para o caso nacional.

Nesse contexto, foi realizada outra importante iniciativa em 2015. Atendendo à demanda da indústria, foi instituído o Programa para Desenvolvimento em Energias Renováveis e Eficiência Energética na Rede Federal, o EnergIF, por meio da Secretaria de Ensino Profissional e Tecnológica, do Ministério da Educação. De acordo com a sua auto-definição (EnergIF, 2019):

O Programa torna possível a aplicação de medidas de melhoria no desempenho energético da Rede Federal – a fim de reduzir as despesas de custeio com energia elétrica; impulsionar a aquisição de equipamentos de geração de energia e para centros de treinamento nas áreas de energia eólica, solar, biogás e eficiência energética; impulsionar a formação profissional e tecnológica em energias renováveis e eficiência energética com novos cursos; e fomentar pesquisa, desenvolvimento, inovação e empreendedorismo em energias renováveis e eficiência energética na Rede Federal.

Dentro do EnergIF, foram instituídos os Grupos de Trabalho em Formação Profissional em Energias Renováveis e Eficiência Energética pela SETEC/MEC, auxiliada pela GIZ. Dentro desse comitê, diversos grupos de trabalho foram criados, tal como o de Energia Solar Fotovoltaica (GT Solar), do qual os autores deste trabalho fizeram parte.

Este trabalho apresenta a metodologia que foi utilizada pelo GT para a formatação de itinerários formativos específicos para formação de mão de obra para atuar na área de Energia Solar Fotovoltaica nos níveis de instalador, especialista em nível de curso técnico e especialista em nível de curso superior. Além disso, esse documento descreve com detalhes os cursos que foram projetados para atendimento da atual e futura demanda do setor e traz dados preliminares da implementação destes cursos no Brasil até a presente data.

2 FORMAÇÃO DO COMITÊ E SUA METODOLOGIA DE TRABALHO

Para atender as exigências técnicas e a demanda por profissionais aptos a trabalhar com a tecnologia fotovoltaica, a GIZ apoiou o MEC a identificar os perfis de profissionais com as competências técnicas necessárias e a desenvolver novas ofertas de educação profissional na área fotovoltaica, considerando as particularidades do sistema educacional existente no país.

Prosseguiram-se várias etapas de elaboração, desde um estudo de mercado e uma visita técnica à Alemanha. Em seguida, a elaboração de currículos e a definição da infraestrutura laboratorial ocorreram em comitês técnicos junto a representantes do setor fotovoltaico.

O critério para a formação inicial dos Grupos de Trabalho (GT) seguiu uma sugestão da GIZ para que se convidasse instituições da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica. A Rede Federal é composta pelos Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia (IF), pelos Centros Federais de Educação Tecnológica (CEFET), Escolas Técnicas vinculadas às Universidades Federais e pelo Colégio Pedro II. Destaca-se na Rede sua grande capilaridade no País, a qual atende a todas as mesorregiões econômicas e perfaz 644 campi, ofertando cursos de formação inicial e continuada, cursos técnicos de nível médio (integrados, concomitantes e subsequentes), cursos superiores de tecnologia, bacharelados, engenharias e licenciaturas, além de curso de pós-graduação lato e stricto sensu.

Neste contexto, foram convidadas instituições da Rede Federal situadas em Estados cujos mercados de energias renováveis e eficiência energética fossem de maior relevância ou que já possuíam iniciativas de ensino, pesquisa e extensão nessa temática. Neste ínterim, a SETEC/MEC convidou formalmente, por meio de ofício aos Dirigentes, as seguintes Instituições: IFCE, IFRN, IFRS, IF Farroupilha, IFSul, IFPE, IF Sertão-PE, Ifes, IFB, IFS, IFF, IFRJ, CEFET-RJ, IF Baiano e IFBA.

Como justificativas para a criação dos GT, pode-se apontar:

• O potencial do Brasil na utilização de fontes de energia renovável (solar, eólica e biogás) na geração de energia elétrica e a possibilidade de ações na área de eficiência energética.

• O interesse do Governo na diversificação e ampliação da matriz energética com fonte solar, eólica e biogás.

- Carência apontada pelo mercado e diversos trabalhos científicos de mão de obra qualificada e de cursos para formação desta mão de obra.
- Necessidade de padrões mínimos de qualidade na formação de profissionais para o setor.

Em uma primeira reunião, ocorrida nos dias 24 e 25 de agosto de 2015, da qual participaram os representantes indicados das instituições da rede, representantes da SETEC/MEC, da GIZ e do mercado nas áreas de energia eólica, energia solar e eficiência energética, foram instituídos os GT nas áreas estratégicas de Energia Solar Fotovoltaica, Energia Eólica, Aproveitamento Energético de Biogás em Estações de Tratamento de Esgoto, Eficiência Energética Industrial e Eficiência Energética em Edificações.

Cada GT foi incumbido de traçar objetivos, metas e ações para atendimento da demanda do mercado, com a participação ativa dos representantes do setor produtivo para o mapeamento das ocupações prioritárias em energias renováveis e eficiência energética. Este trabalho focará apenas nas ações do GT em Energia Solar Fotovoltaica (GT Solar) que culminaram na criação dos itinerários formativos e na descrição destes com o objetivo de disseminar os resultados desta importante ação desenvolvida a muitas mãos.

O objetivo traçado para o GT Solar foi a inclusão dos itinerários formativos no Guia Pronatec de Curso FIC e, consequentemente, contribuir para a implementação de cursos para a formação de mão de obra qualificada na Rede Federal. Além disso, uma forte sugestão de incluir conteúdos voltados à área da energia solar fotovoltaica nos cursos técnicos de áreas afins já existentes e consolidados na Rede foi encaminhada. Foram propostas três possibilidades de formação, descritas a seguir, de maneira a atender segmentos diferentes do mercado:

- Curso de FIC de Instalador Fotovoltaico.
- Curso de FIC de Especialista Técnica, direcionado à profissionais que já possuem o curso técnico de nível médio em áreas afins.
- Curso de Especialização Técnica em Energia Solar Fotovoltaica, em nível de pós-graduação lato sensu voltado a profissionais com curso superior em áreas afins.

Para o desenvolvimento das propostas, foram planejadas e realizadas 6 reuniões do GT Solar para que se permitisse discussões e troca de ideias de forma a se chegar em um uma estrutura final completa para os cursos com sua matriz curricular, carga horária, ementário das disciplinas, estrutura laboratorial mínima, dentre outros. Adicionalmente, os professores trabalharam remotamente e articulados entre os encontros presenciais.

Cabe ressaltar que adicionalmente aos três itinerários formativos desenvolvidos pelos docentes da Rede Federal, outros três foram produzidos pela iniciativa com o SENAI.

3 AS MATRIZES CURRICULARES PROPOSTAS

Nas próximas seções, apresentaremos os itinerários formativos propostos, produzidos pelos docentes da Rede Federal, de forma resumida enfatizando as habilidades e competências esperadas para cada profissional e a matriz curricular final com as disciplinas e carga horária. A versão completa do documento pode ser vista na página do EnergIF na internet (EnergIF, 2018a) e comporá a próxima edição do Guia Pronatec de Cursos FIC, a ser publicada em breve pelo MEC.

3.1 CURSO FIC DE INSTALADOR FOTOVOLTAICO

O Curso de Formação Inicial e Continuada (FIC) de Instalador Fotovoltaico pode ser caracterizado como aperfeiçoamento técnico em Energia Solar Fotovoltaica e é voltado basicamente para pessoas que já tenham experiência em trabalhos com eletricidade e que desejem se capacitar para a realização de instalações de sistemas fotovoltaicos. A carga horária total definida para o curso foi de 160 horas.

Como competências a serem construídas ao longo da formação estão: a realização de montagens de sistemas físicos de geração fotovoltaicae; a instalação do sistema elétrico do gerador fotovoltaico; e a realização da manutenção de sistemas fotovoltaicos. Todas as competências são transversalmente abordadas de acordo com a legislação vigente e normas aplicáveis à qualidade, à saúde, à segurança e ao meio ambiente.

Para permitir a construção das competências citadas, foi desenvolvida a matriz curricular apresentada na Tabela 1.

MÓDULO	UNIDADES CURRICULARES	CARGA HORÁRIA (h)	CARGA HORÁRIA DO MÓDULO (h)	
Básico	Eletricidade básica aplicada a Sistemas Fotovoltaicos	48	64	
	Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica	16		
	Tecnologia Fotovoltaica: Módulos, Arranjos, Células	16		
Específico	Sistemas Fotovoltaicos: Isolados, conectados à Rede, Híbridos, Bombeamento de Água	24	96	
	Medidas de Segurança do Trabalho Aplicadas ao Setor Fotovoltaico	8		
	Montagem de Sistemas Fotovoltaicos	48		
	160			

Tabala	1. Matula	annumi and a a	de Cuma		[matala	daw E	at arral	tai aa
i aneia	1. Marriz	curricular (no unrse) ае і	insialao	101° P	$\alpha \alpha \gamma \alpha \gamma$	raico
rabera	TI I.I.G.CI I.D	carrieular (ao daibe	,	mocura		00000	carco

De acordo com a Tabela 1, o curso de instalador fotovoltaico foi dividido em dois módulos. O primeiro contempla conteúdos para a formação básica, tais como a revisão de eletricidade básica, que são necessários para a área de sistemas fotovoltaicos, e os conceitos fundamentais para o instalador acerca da energia solar fotovoltaica. No segundo módulo do curso, são apresentados os conteúdos e práticas necessárias para a realização de uma instalação de um sistema fotovoltaico. Neste módulo, são apresentados os equipamentos e materiais que compõem este tipo de sistema, as medidas de segurança que devem ser aplicadas na instalação e, por fim, é realizado o treinamento prático para montagem do sistema.

3.2 CURSO DE FIC DE ESPECIALISTA TÉCNICO EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O segundo curso de FIC proposto é voltado àqueles profissionais que já possuem o curso técnico de nível médio em áreas afins, tais como eletrotécnica, eletroeletrônica, eletromecânica, dentre outras, e que desejam se profissionalizar especificamente na área de sistemas fotovoltaicos. A carga horária do curso é de, no mínimo, 240 horas.

Dimensionar, supervisionar, especificar, instalar, operar e manter sistemas fotovoltaicos de acordo com as normas técnicas e procedimentos técnicos e regulamentares, e garantir qualidade e segurança da instalação dos sistemas fotovoltaicos com o melhor aproveitamento da conversão da irradiação solar em energia elétrica, respeitando o meio ambiente, são as competências de devem ser construídas ao longo do curso pelos alunos.

Observa-se que, nesse curso o conhecimento sobre a instalação do sistema fotovoltaico é fundamental, pois o profissional terá capacidade de realizar projetos de médio e pequeno porte, ou seja, atuará na especificação e dimensionamento dos componentes e equipamentos.

A Tabela 2 apresenta a matriz curricular proposta para este curso.

MÓDULO	UNIDADES CURRICULARES	CARGA HORÁRIA (h)	CARGA HORÁRIA DO MÓDULO (h)
Básico	Revisão de Fundamentos: Circuitos Elétricos Aplicados a Sistemas Fotovoltaicos	8	24
	Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica	16	
	Tecnologia Fotovoltaica: Módulos, Arranjos, Célula	16	
	Sistemas Fotovoltaicos: Isolados, Conectados à Rede, Híbridos, Bombeamento de Água	24	
	Medidas de Segurança do Trabalho Aplicadas ao Setor Fotovoltaico	8	
Específico	Montagem de Sistemas Fotovoltaicos	48	192
	Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos	48	
	Consultoria Técnica em Sistemas Fotovoltaicos: Viabilidade, Operação Assistida	24	
	Manutenção e Operação de Sistemas Fotovoltaicos	24	
Projeto	Projeto de Conclusão do Curso	24	24
	240		

Tabela 2: Matriz	curricular do	Curso de Es	pecialista 🏾	Гécnico em	Energia Sola	ar Fotovoltaica

Com base na Tabela 2, verifica-se que o módulo básico do curso é semelhante ao do instalador (Tabela 1), observação que pode ser estendida as quatro primeiras componentes curriculares do módulo específico. Na realidade, a estrutura inicial deste curso é a mesma do curso de instalador, excetuando as cargas horárias, onde se respeita e se aproveita o conhecimento aprofundado já existente nesse público-alvo. Apenas quatro componentes curriculares que tratam especificamente do dimensionamento, consultoria e manutenção e operação destes sistemas foram acrescentadas, avançando nos conhecimentos que são construídos no curso de instalador. No final, como forma de aplicar os conhecimentos desenvolvidos durante o curso, o aluno deve desenvolver um projeto completo para a conclusão do curso, etapa onde consolida na prática todo o conhecimento adquirido.

3.3 CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO TÉCNICA EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O terceiro curso proposto foi um curso de especialização lato sensu em energia solar fotovoltaica que pretende formar profissionais capacitados para projetar, executar, gerenciar e inovar em sistemas fotovoltaicos de acordo com a legislação vigente e normas aplicáveis à qualidade, à saúde, à segurança e ao meio ambiente. Neste caso, o curso é voltado para profissionais com formação superior, preferencialmente em engenharia elétrica e áreas afins. A carga horária do curso é de 360 horas.

A Tabela 3 apresenta a matriz curricular do curso de especialização lato sensu.

MÓDULO	UNIDADES CURRICULARES	CARGA HORÁRIA (h)	CARGA HORÁRIA DO MÓDULO (h)	
Básico	Revisão de Fundamentos: Circuitos Elétricos Aplicados a Sistemas Fotovoltaicos	8	24	
	Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica	16		
	Tecnologia Fotovoltaica: Módulos, Arranjos, Célula	16		
	Sistemas Fotovoltaicos: Isolados, Conectados à Rede, Híbridos, Bombeamento de Água	24		
	Medidas de Segurança do Trabalho Aplicadas ao Setor Fotovoltaico	8		
	Montagem de Sistemas Fotovoltaicos	48		
Fspecífico	Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos	48	288	
Lipeenieo	Consultoria Técnica em Sistemas Fotovoltaicos: Viabilidade, Operação Assistida	24	200	
	Manutenção e Operação de Sistemas Fotovoltaicos	24		
	Gerenciamento de Projetos Aplicados a Sistemas Fotovoltaicos	48		
	Análise Financeira de Sistemas Fotovoltaicos	24		
	Inovação e Empreendedorismo no Setor Fotovoltaico	24		
Projeto	Projeto de Conclusão de Curso	48	48	
	TOTAL (h)	·	360	

A matriz apresentada na Tabela 3 pretende complementar a formação dos graduados em áreas afins à engenharia elétrica, aumentando seu leque de atuação para contemplar especificamente os sistemas fotovoltaicos. Da mesma forma que ocorre no curso de especialização técnica, são agregados conteúdos suplementares ao curso de instalador, onde novos módulos foram acrescidos e cargas horárias reajustadas nesta formação em nível de pós-graduação, tais como análise financeira de empreendimentos, gestão de projetos e empreendedorismo no setor fotovoltaico.

4 RESULTADOS PRELIMINARES

Após a produção dos itinerários formativos, outra importante etapa foi iniciada, e que ainda está em andamento: a capacitação de docentes para oferecer e atuar nos cursos ligados à área fotovoltaica. O curso de capacitação docente tem um total de 120 horas distribuídas em três módulos de 40 horas, realizados em tempo integral. Uma fotografia de uma visita técnica realizada em um dos cursos de capacitação pode ser vista na figura 1. Até o presente momento, 72 professores das instituições de EPT ligadas ao MEC e 132 ligadas ao SENAI foram capacitados (EnergIF, 2018b), tendo recebido instruções a respeito da instalação, montagem, dimensionamento, operação, manutenção e comissionamento de sistemas fotovoltaicos. Há a previsão de treinamento de mais docentes da rede federal para os próximos anos.

Figura 1: Visita técnica realizada no Módulo de Avaliação da cidade de Tubarão, SC, durante curso de capacitação de docentes da Rede Federal de Ensino.



A GIZ assessora o MEC e as instituições federais de ensino na implementação dos cursos com a consultoria na aquisição de equipamentos, montagem dos laboratórios e desenvolvimento de materiais didáticos. Em sua página de internet, o EnergIF disponibiliza material didático para uso nos cursos em acordo com os itinerários formativos (EnergIF, 2018c).

Até o presente momento, há cursos na área de Energia Solar Fotovoltaica em, no mínimo, 15 cidades brasileiras, conforme apresentado pela Figura 2, em acordo com os itinerários formativos da Rede Federal e do SENAI. O número de alunos egressos registrados na publicação de 2018 do EnergIF era de 583, sendo 500 formados pelo SENAI e 83 pela Rede Federal (EnergIF, 2018b). Podemos estimar que já se tenha chegado a pelo menos 1000 alunos egressos em todo o país atualmente. A Figura 3 ilustra práticas experimentais realizadas com alunos de um dos cursos oferecidos dentro do contexto apresentado neste trabalho em uma das unidades da Rede Federal de Ensino.

Figura 2: Mapeamento dos cursos de energia solar fotovoltaica, de energia eólica e de eficiência energética segundo os itinerários formativos no SENAI e na Rede Federal (EnergIF, 2018b).



Figura 3: Práticas experimentais realizadas com alunos do curso de Instalador Fotovoltaico no campus de Pesqueira, do IFPE, em 2018.



4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A demanda por profissionais qualificados acompanha o crescimento do mercado de geração distribuída para instalação de micro e minigeradores solares fotovoltaicos a partir da regulamentação do setor. Neste trabalho, apresentamos a metodologia empregada para o desenvolvimento de três novos itinerários formativos para a oferta de cursos na área de Energia Solar Fotovoltaica pela Rede Federal de Ensino (IF, CEFET, Escolas Técnicas e Colégio Pedro II) e suas matrizes curriculares para cursos de Educação Profissional e Tecnológica (EPT). As três formações propostas foram Instalador Fotovoltaico, Especialista Técnico em Energia Solar Fotovoltaica e Especialista Técnico em Energia Solar Fotovoltaica em Nível de Pós-Graduação Lato-Sensu.

As matrizes foram desenvolvidas em estruturas modulares, de forma a possibilitar a integração e homogeneização entre todas as formações. Isso significa que os cursos propostos para profissionais com maior nível de formação abrangem os conteúdos dos cursos oferecidos para os profissionais menos qualificados. A revisão de conceitos de eletricidade voltados para a área de aplicação e os fundamentos da energia solar fotovoltaica compõem o módulo básico. Como temas do módulo específico para o instalador, que também servem para as outras formações, foram propostos a apresentação da tecnologia fotovoltaica, dos sistemas fotovoltaicos e híbridos, normas de segurança do trabalho aplicados à área e uma parte prática de instalação de sistemas fotovoltaicos. Complementam o módulo específico para o especialista de formação técnica conteúdos de dimensionamento, consultoria e manutenção em sistemas fotovoltaicos, além de um trabalho de conclusão de curso. Por fim, os profissionais que se tornarão especialistas de formação superior têm como conteúdos específicos adicionais o gerenciamento, a análise financeira de sistemas fotovoltaicos e práticas de empreendedorismo na área.

Vale frisar que estas matrizes são orientativas para as instituições que desejarem implementar os cursos e podem servir como base para o desenvolvimento de Projetos Pedagógicos de Cursos (PPC) tanto para as instituições da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica, que atuaram na construção dos cursos, quanto para instituições de EPT das demais redes públicas e privadas; assim, contribuindo para a ampliação da oferta de formação profissional na área no Brasil. Adicionalmente, os itinerários de Formação Inicial e Continuada (FIC) comporão a próxima edição do Guia Pronatec de Cursos FIC, o que permitirá a atores do setor produtivo pactuarem vagas nesses cursos junto às instituições de EPT com a possibilidade de apoio federal por meio do Programa Nacional de Acesso ao Ensino Técnico e Emprego (Pronatec).

O material completo contendo os itinerários e suas matrizes estão disponíveis para as instituições de EPT, divulgados e mantidos pela Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica do Ministério da Educação (SETEC/MEC) através da página de internet da iniciativa EnergIF, a fim de servir de orientação para a implantação dos cursos elaborados pelo GT Solar. Ainda complementam o material, material didático produzido para uso nos cursos, lista de especificações de materiais e equipamentos para a criação de laboratórios para promoção de práticas nos cursos e uma lista orientativa dessas práticas.

Cursos de capacitação estão sendo realizados com os docentes da Rede Federal, com apoio da SETEC/MEC e da GIZ, para instituições que demonstrem interesse em oferecer, pelo menos, uma das modalidades de curso apresentadas neste trabalho em seus campi. Até o momento, 72 docentes da Rede Federal já foram capacitados, além de outros 132 do SENAI. A capacitação docente demonstrou resultados rápidos na

formação de profissionais qualificados. O Brasil já conta com cursos de formação em Energia Solar Fotovoltaica em mais de 15 cidades, totalizando pelo menos 583 alunos egressos da Rede Federal (83) e do SENAI (500).

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as instituições da Rede Federal de Ensino pelo apoio na participação dos docentes no GT Solar e à SETEC/MEC e GIZ pelo suporte técnico e institucional para o desenvolvimento deste trabalho. Em especial, os autores agradecem a todos os outros membros do GT Solar: Adriano Gatto (CEFET/RJ), Aridio Schiappacassa (CEFET-RJ), Clênio Rene Kurz Böhmer (IFSUL), Edilson Aparecido Bueno (IFSP), Elton Flach (IFRJ), Felipe Costa Novo Malheiros (IFES), Jair Augusto Gomes de Sant'Ana (IFRJ), Luis Fonseca (CEFET-RJ), Luis Gabriel Guanabara Keler Gesteira (IFBA, Luiz Carlos (IF Sertão PE), Luiz Fernando Rosa Mendes (IFF), Mamour Sop Ndiayer (CEFET-RJ), Manuel Rangel (IF Sertão PE), Mauro da Silva Alvarez (CEFET-RJ), Monique Pacheco de Amaral (IFRJ), Patrícia Abdala Raimo (IFSP), Patrícia Romeiro da Silva Jota (CEFET-MG), Ricardo Alves (IFSC), Roberto Macena (IFS), Rodrigo Martins Fernandes (IFF), Rubipiara Fernandes (IFSC), Sebastião Fábio Quintilliano de Araújo (IF Sertão PE).

REFERÊNCIAS

[1] BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Resolução 482/2012. Disponível em http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf. Arquivo consultado em 27/05/2019.

[2] BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Resolução 687/2015. Disponível em http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf. Arquivo consultado em 27/05/2019.

[3] Blasques, L., 2016. A educação profissional e tecnológica e os itinerários formativos como potenciais soluções para a escassez de mão de obra especializada em instalações FV no Brasil. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belo Horizonte.

[4] Diniz, M. M. N., Scariot, E., Carvalho, P. C. M. e Canafístula, F. J. F., 2016. Experiência do Instituto Joazeiro na Promoção de Cursos Técnicos na Área de Sistemas Fotovoltaicos. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte.

[5] EnergIF, 2018a. Itinerários Formativos em Energias Renováveis e Eficiência Energética. Disponível em http://www.energif.org/materiais/itinerario-formativo-energif.pdf. Acessado em 27/05/2019.

[6] EnergIF, 2018b. Revista Profissionais para Energias do Futuro. Disponível em http://www.energif.org/materiais/RevistaProfissionais.pdf. Acessado em 27/05/2019.

[7] EnergIF, 2018c. Material Didático para Cursos na Área de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em http://www.energif.org/materiais/GIZ_Profissionais_FV_fianl.zip. Acessado em 27/05/2019.

[8] EnergIF, 2019. Sobre o EnergIF. Disponível em http://www.energif.org/sobre.php. Acessado em 27/05/2019.

[9] Greener, 2019. Estudo Estrategico Mercado Fotovoltaico de Geracao Distribuida 1ºSemestre de 2019. Disponível em www.greener.com.br. Acessado em 27/05/2019.

[10] IRENA (International Renewable Energy Agency), 2019. Featured Dashboard. Disponível em http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/. Acessado em 27/05/2019.

[11] Mocelin, A. R., 2014. Qualificação profissional e capacitação laboratorial em sistemas fotovoltaicos. Doutorado, Universidade de São Paulo,

[12] Neto, M. R. B., Costa, R. M., Coelho, F. J. S. d., Silva, P. e Lopes, L. C. N., 2016. Ensino Técnico em Sistemas de Energias Renováveis no Semiárido Brasileiro. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte.

Capítulo 13

Medidor de No Uniformidad para caracterizar simuladores solares de estado estable de Gran Superficie

José Alejandro Moreno Alfonzo Acbal Rucas Andrade Achy Tiago Franca Paes Iuri Muniz Pepe

Resumen: Este trabajo desenvuelve las bases para un sistema de medición de no uniformidad para simuladores solares de estado estable de gran superficie. Con un mecanismo de posicionamiento automático bidireccional (XY) utilizando motores de paso, es posible tomar medidas con gran discreción, esto es útil para análisis detallados en el plano de ensayo en las etapas de desarrollo de estos simuladores. Como sensor se desea utilizar una célula fotovoltaica de silicio monocristalino la cual fue calibrada utilizando un piranómetro como referencia. El resultado de la calibración demostró que la salida de tensión del sensor es linealmente dependiente a la radiación incidente en él. Se pudo estimar que nuestro sensor posee una sensibilidad de $28,21 \,\mu\text{V}/(\text{W/m2})$. Como segunda etapa se realizó una tomada de datos utilizando un posicionador automático de un solo eje para obtener el plano de radiación de una lámpara, estos datos fueron usados para estimar un plano de radiación con varias lámparas simulando valores superpuestos matemáticamente en hojas de cálculo **co**n el mapa de esa sola lámpara. Así fue posible estimar con 36 lámparas en configuración cuadrada de 6 x 6, una irradiancia media de 1027 W/m2 en un área de 1 m2 con no uniformidad de 1,27%. Este concepto con un dispositivo terminado nos permitirá estimar número de lámparas, separación entre ellas y cantidad necesaria para una cierta área de prueba con la mayor eficiencia posible.

Palabras clave: Piranómetro, No Uniformidad, Simulador Solar.

1 INTRODUCCIÓN

Un simulador solar continuo es un dispositivo utilizado para reproducir la radiación solar en ambientes internos de forma controlada y así evitar interferencias de nubes o el efecto de irradiancia difusa. En algunos casos son usados para estudiar la reacción que produce este tipo de radiación en pinturas, materiales o acabamientos, siendo en el campo de la energía solar fotovoltaica donde se utiliza para obtener de los paneles solares, parámetros como la curva IV o degradación a la exposición a la radiación. Para esta última aplicación existen normas internacionales que califican tres características específicas de los simuladores solares de estado estable: estabilidad temporal, distribución espectral y no uniformidad; cada una de ellas en las escalas entre A, B y C (IEC60904-9, 2007). Un simulador con distribución espectral B, no uniformidad A y estabilidad temporal A, sería clasificado como de tipo BAA. Para algunos análisis, existen normas con procedimientos de cómo realizar las pruebas en los paneles solares utilizando este tipo de simulador, en su mayoría, exigen que el equipo sea clasificado AAA para garantizar la veracidad de los resultados de los ensayos.

Para evaluar la estabilidad del simulador la norma exige que se colecten valores de irradiancia con una célula de silicio cristalino durante el tiempo de adquisición de datos, con el valor máximo y mínimo obtenido se calcula la diferencia porcentual la cual se utiliza para clasificar entre A, B o C. El parámetro de distribución espectral puede ser realizada evaluado, utilizando un espectrómetro con una amplitud de lecturas entre 400 nm a 1100 nm. Los datos colectados son divididos en intervalos de 100 nm para luego calcular la diferencia porcentual de cada uno de ellos con la distribución espectral de referencia AM1.5. La clasificación se define en base a la menor desviación obtenida en los intervalos calculados. Por último, la no uniformidad debe ser realizada en todo el plano de ensayo donde son tomados datos de irradiancia en por lo menos 64 puntos equidistantes, la diferencia porcentual se calcula de la misma manera que con la estabilidad, son utilizados el valor máximo y mínimo encontrados durante la prueba. Este ensayo generalmente es caro y lento de realizar cuando el objetivo es ajustar el equipamiento para alcanzar la mejor configuración entre distancia y posición de las lámparas, ajustes necesarios durante el desenvolvimiento de un prototipo (Rivola et al., 2014).

Para el análisis de no uniformidad, Rivola et al (2014) propusieron una red de sensores con un microcontrolador que alcanza a realizar lecturas de alta velocidad en múltiples canales consiguiendo obtener un gráfico bidimensional en un programa desenvuelto en C#. Cada sensor en la red se comunica por RS485 al procesador principal el cual envía los datos vía USB a un computador. Esta parece una buena solución después de dedicar tiempo a la calibración de cada sensor e instalando el manto en un lugar fijo para mantener la matriz de sensores siempre localizada en la posición preestablecida, además que limita la cantidad de puntos que puedes medir en una cierta área. Para prototipos en desarrollo, sería interesante definir cuantas medidas realizar en una determinada área o en un determinado eje, así sería posible hacer ajustes locales en la fuente de iluminación.

Kenny y Davison (1994) diseñaron un simulador de gran escala con múltiples lámparas, ellos verificaron cada una de las características de su simulador incluyendo la no uniformidad posicionando un Piranómetro Licor 200SA cada 0,056m hasta cubrir un área de 1,06m por 1,06m. El tiempo de respuesta de este sensor es relativamente rápido lo cual solo dejaría la intervención del hombre como factor de retraso a la hora de mudar de posición manualmente. Para cubrir el área informada, fueron tomados 361 puntos. Si la maniobra para mudar el sensor demora unos 10 segundos aproximadamente, la tarea para obtener el plano de no uniformidad debió demorar aproximadamente una hora.

Cada método tiene sus ventajas y desventajas. Definir un número de sensores fijos aumenta la velocidad de tomada de datos quitando la posibilidad de mudar la configuración de los sensores para una mejor resolución. Un único sensor siendo posicionado de forma manual posibilita reducir costos y el espacio entre medidas, obteniendo una mejor resolución lo que aumenta el tiempo captación de datos. La propuesta de este trabajo es automatizar el posicionamiento de un único sensor en dos ejes para colectar datos de forma continua con un software dedicado. Será utilizado una célula fotovoltaica de silicio monocristalino calibrada, la cual permitirá relacionar la corriente de salida a un valor de irradiancia en W/m2.

Para garantizar los resultados de las pruebas, este trabajo cumplirá varias etapas. En primer lugar, se calibrarán los sensores de radiación que serán utilizados, entre ellos un piranómetro Kipp & Zonen CMP21 y la célula fotovoltaica de silicio monocristalino. En segundo lugar, con el objetivo de probar un preprototipo del medidor en un eje y de realizar una simulación del plano irradiado, se verificará la teoría de doble rendija de Young para verificar que la irradiancia en un punto iluminado por dos fuentes de radiación es igual a la suma de las irradiancias de las fuentes medidas por separado. En la tercera etapa aun con el pre-prototipo del medidor de un eje, se levantará el plano de irradiancia de una lampará de vapor metálico desplazando el segundo eje manualmente, este plano será utilizado para la simulación de irradiancia que se hará en una hoja de cálculo de Excel. Finalmente, la simulación nos dará una idea de cómo será el plano irradiado por varias lámparas lo cual debe servir como referencia a la hora de realizar las medidas con el prototipo final del medidor desplazándose en dos ejes.

2.METODOLOGIA

2.1CALIBRACIÓN DE SENSORES

La norma IEC 60904-9 recomienda el uso de una célula encapsulada con silicón cristalino o un minimodulo como sensor de irradiancia para determinar la no uniformidad en el plano de prueba. En el Laboratorio de Propiedades Ópticas de la Universidad Federal de Bahía, teníamos disponibles una célula fotovoltaica de silicio monocristalino aeroespacial con un área de 20 mm x 40 mm. La célula fue encapsulada en silicona QSIL 216 y colocada en un soporte de acrílico para aumentar la rigidez mecánica, la Figura 1a muestra el sensor finalizado.

a) b)

Figura 1- a) Célula fotovoltaica de silicio monocristalino aeroespacial de 20 mm x 40 mm encapsulada en silicón QSIL 216 e instalada en una estructura de acrílico. b) Esquemático utilizado para la célula solar con un shunt de 0,1 ohm para el cálculo de la corriente de corto circuito Isc a partir de la tensión V generada sobre la resistencia.



La corriente de corto circuito Isc en placas solares es linealmente dependiente a la radiación que está incidiendo en ella a temperatura constante. La célula solar con un shunt cerámico de 0,1 Ω fornece tensión operando en el modo de corto circuito, así, la corriente es calculada utilizando la Ley de Ohm a partir de la resistencia y la tensión medida, la Figura 1b muestra el circuito utilizado. De esta forma es posible conocer el valor de irradiancia a partir de la diferencia de tensión producida por la placa sobre la resistencia, para ello es necesario calibrar este sensor junto a otro de referencia para construir dicha relación. Emery y Osterwald en 1989 utilizaron un piranómetro para calibrar este tipo de células debido a que la respuesta de la termopila de estos instrumentos no depende del espectro incidente. Fue utilizado un Piranómetro Kipp & Zonen CMP21 con una sensibilidad de fábrica de 9,38 $\mu V/(W/m^2)$ para utilizar como referencia para esta calibración. Este piranómetro pasó por un proceso de recalibración en el Instituto Nacional de Pesquisa Espacial (INPE) utilizando otro Piranómetro de referencia local calibrado con una sensibilidad de 5,07 $\mu V/(W/m^2)$. La Figura 2 muestra como fueron colocados los dos Piranómetros sobre el techo de uno de los edificios del INPE desde las 9:00h de la mañana hasta las 12:00h del mediodía. Fueron colectados, a cada minuto, valores de tensión de cada piranómetro, así como la temperatura ambiente y de la base de concreto. El método de calibración utilizado fue el método del cociente que siguiendo las recomendaciones de la OMM (Organización Meteorológica Mundial) se utiliza la siguiente expresión:

$$k_P = k_R \left(\frac{V_P}{V_R}\right) \tag{1}$$

Donde k_P y k_R son las constantes de sensibilidad de los piranómetros a calibrar y de referencia, V_P y V_R son las medidas de tensión en volts (Oliveira et al., 1996).

Figura 2- Comparación del Piranómetro Kipp & Zonen CMP21 (Izquierda) realizada en el Instituto Nacional de Pesquisa Espacial INPE junto a otro Piranómetro ya calibrado (Derecha).



Las comparaciones de estos datos permitieron justar el valor de sensibilidad k del Piranómetro CM21 tomando en cuenta que la relación que existe entre la tensión de salida U_{emf} de los instrumentos y la irradiancia E_{solar} es calculada por medio de la siguiente relación matemática:

$$E_{solar} = \frac{U_{emf}}{k} \tag{2}$$

Luego de calibrado, el Piranómetro fue colocado en el techo del Instituto de Física junto a la célula solar para definir una relación entre la irradiancia que estaba incidiendo medida con el piranómetro, con la corriente que estaba siendo producida por la célula fotovoltaica. Fueron tomadas diversas medidas aleatorias durante el periodo del mediodía junto con valores de temperatura para intentar guardar una relación entre corriente e irradiancia a temperatura constante. Para calcular la constante de calibración del sensor k_c , fue utilizado el coeficiente angular de la recta de regresión ajustada a los valores por el método de los mínimos cuadrados. La constante sigue la siguiente relación:

$$k_C = ak_P \tag{3}$$

Siendo que "*a*" es el coeficiente angular de la recta entre la tensión de salida del sensor V_c en función de la tensión de salida del piranómetro V_p .

2.2 COMPROBACIÓN DE SUPERPOSICIÓN DE IRRADIANCIAS

Thomas Young (1829) demostró que el campo eléctrico total \vec{E} en cualquier punto *P* de la superficie irradiada es igual a la suma vectorial de las fuentes:

$$\vec{E} = \vec{E_1} + \vec{E_2} \tag{4}$$

Para fuentes de radiación incoherentes, dado que no existe una relación de fase entre $\vec{E_1}$ y $\vec{E_2}$ la intensidad es simplemente la suma de las dos intensidades individuales (Halliday y Resnick, 2016):

$$I_p = I_1 + I_2 \tag{5}$$

Con el objetivo de comprobar que la radiación total en un punto iluminado por varias fuentes de radiación es igual a la suma de la radiación de cada fuente por separado, fue medida la radiación emitida por dos

fuentes a lo largo de un eje. Primero se midieron las radiaciones de cada fuente por separado, y luego con las dos encendidas para comparar con el resultado obtenido al sumar algebraicamente las dos medidas en solitario.

Como sistema de medición se construyó un pre-prototipo contemplando movimiento en un eje. Fue adquirido un tornillo sin fin de un metro y medio acoplado a una tuerca de bolas para disminuir al máximo las fuerzas de atrito. Utilizando aluminio estructurado, rodamientos, motor de paso y mancales cortados en acrílico con una máquina de corte a laser, fue posible bajar el precio de fabricación del posicionador lineal. En él se colocó un piranómetro para medir valores discretos de irradiancia de forma continua. Como sistema de adquisición fue utilizado un multímetro digital de bancada RIGOL de 6½ dígitos y un microcontrolador ATmega328 foto-acoplado a un driver de potencia para controlar un motor de paso unipolar. La Figura 3 muestra como fueron hechas las medidas de esta etapa.

Figura 3- Pre-prototipo del sistema de medición de no uniformidad con movimiento en un eje realizando medidas de radiación continuas abajo de dos lámparas.



2.3 CAMPO DE RADIACIÓN DE UNA LÁMPARA

Con el mismo sistema utilizado anteriormente, Figura 3, fueron medidos varios puntos de irradiancia a lo largo de dos ejes desplazando el pre-prototipo manualmente dos centímetros por vez lateralmente. La lámpara utilizada fue de vapor metálico de alta presión instalada en un proyector provisto internamente de un reflector esférico y una lente Fresnel de 150 mm de diámetro. Se definió una distancia de 400 mm entre el sensor y la lente Fresnel del proyector.

Nuevamente los valores fueron colectados con el multímetro digital de bancada y transferidos a un computador por medio de una memoria USB. Cada valor de irradiancia fue organizado en una hoja de Excel en forma de matriz cuadrada para posibilitar el análisis e interpretación colocando una escala de colores que permitió una mejor interpretación.

2.4 SIMULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE IRRADIANCIA EN EL PLANO DE PRUEBA

Tomando el resultado obtenido en la etapa anterior fue creada una matriz cuadrada de 37 x 37 valores de irradiancia que luego fueron inseridos en una hoja de cálculo de Excel para realizar una suma directa de los valores de intensidad que incidan en un punto iluminado por varias lámparas al mismo tiempo Ec (6). Así fue construida una matriz de valores que simularían un arreglo cuadrado de 6 x 6 proyectores totalizando 36 reflectores separados de 20 mm entre ellos irradiando con la misma intensidad y abertura. Se analizará el área resultante separándola en 64 puntos para calcular la clasificación según la no uniformidad utilizando la siguiente ecuación definida pela norma IEC60904-9, 2007.

No uniformidad(%) =
$$\frac{I_{máx} - I_{min}}{I_{máx} + I_{min}} \times 100\%$$
 (6)

Para valores mayores de 5% hasta 10% se clasifica de tipo C, para valores mayores a 2% hasta 5% se clasifica de tipo B, y para valores menores o iguales 2% se clasifica de tipo A. Los simuladores de tipo A en todas las categorías son los de mejor rendimiento.
3 RESULTADOS

3.1SIMULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE IRRADIANCIA EN EL PLANO DE PRUEBA

Después de dos horas de exposición a la radiación solar, el siguiente grafico presenta los valores de irradiancia obtenidos por el piranómetro del INPE y el de la UFBA.

Figura 4- Irradiancia en función del tiempo de dos piranómetros, uno de referencia (negro) del INPE y uno con intensión de ser calibrado (rojo) de la UFBA.



Como es posible observar en la Figura 4, el piranómetro proveniente de la Universidad Federal de Bahía, presenta valores considerablemente mayores a los arrojados por el piranómetro de referencia del Instituto Nacional de Pesquisa Espacial. Tomando los valores de tensión medidos de ambos piranómetros con la sensibilidad de referencia 5,07 $\mu V/(W/m^2)$, utilizando la Ec. (1), el nuevo valor de sensibilidad para el Piranómetro Kipp & Zonen CMP21 es de 9,66 $\mu V/(W/m^2)$.

Posteriormente, para realizar la comparación entre el piranómetro calibrado y la célula fotovoltaica, fueron consideradas diversas situaciones de luminosidad, desde cielo abierto hasta parcialmente nublado. Los datos adquiridos fueron analizados utilizando el método de coeficiente angular. Ec. (3). La Figura 5 muestra los datos obtenidos:

Figura 5- Tensión de salida de la célula fotovoltaica Vc versus la tensión de salida del piranómetro Kipp & Zonen CMP21 VP. Por el método de los mínimos cuadrados se obtuvo una recta con un coeficiente angular



Finalmente, la sensibilidad obtenida para la célula fotovoltaica fue de $k_c = 28,21 \, \mu V / (W/m^2)$.

3.2 SUPERPOSICIÓN DE IRRADIANCIAS

La Figura 6 muestra los valores de irradiancia medidos con el sistema de posicionamiento lineal de dos lámparas por separado y con las dos prendidas simultáneamente. También puede verificarse que la suma de los valores medidos separadamente coincide con los valores de la medida con las dos prendidas.

Figura 6- Medida de irradiancia producida por dos lámparas encendidas (negro), por dos lámparas encendidas separadamente (verde y azul) y la suma algebraica de los valores superpuestos (rojo).



3.3 MAPA DE RADIACIÓN DE UNA LÁMPARA DE VAPOR METÁLICO

El plano de radiación de una lámpara es presentado en la Figura 7. Los valores fueron organizados en una matriz de 37 por 37 puntos y presentados con escala de colores para una mejor visualización. Se observa un pico de irradiancia en el centro del mapa resultado de la óptica de la lente Fresnel utilizada.

Figura 7- Mapa de irradiancia a 400 mm de una lámpara de vapor metálico dentro de un proyector con lente Fresnel. *p.d.m (punto de medición)



3.4 SIMULACIÓN DE UNA MATRIZ DE 6X6 FUENTES DE RADIACIÓN

Los valores colocados en superposición en una matriz de 6 por 6 reflectores iguales, fueron sumados en una hoja de cálculo de Excel obteniendo un área efectiva de iluminación de $1 m^2$ y con una irradiancia media de $1027 W/m^2$. La Figura 8 muestra los datos organizados con escala de colores. El área designada fue dividida en 64 puntos para calcular la desviación que indicaría la clasificación de la no uniformidad según las normas antes mencionada. La máxima y mínima radiación obtenida de los 64 puntos fue de $1039 W/m^2$ y $1015 W/m^2$ respectivamente, esos valores corresponden a un desvío de 1,27% calculada con la Ec. (6) que indica una clasificación de tipo A.





CONCLUSIONES

Fue observado que para utilizar un medidor de irradiancia del tipo piranómetro para trabajos de investigación, es importante verificar la sensibilidad de calibración con cierta regularidad. El fabricante indica que el instrumento debe ser recalibrado anualmente, por eso fue tomada como referencia instrumento del Instituto Nacional de Pesquisa Espacial para este ajuste.

La célula fotovoltaica de silicio monocristalino resulto en una buena opción como sensor ya que fue fácil de condicionar y calibrar. Este tipo de instrumento es mucho más leve y con más portabilidad para medidas dinámicas sobre sistemas mecánicos.

Con el sistema de medición con movimiento en un solo eje fue posible realizar medidas de irradiancias en un plano con cierta facilidad y con un alto grado de discriminación entre los puntos. Mejorando este sistema para dos ejes de movimiento se podría medir campos discretos con gran número de puntos en áreas grandes, como objetivo final el sistema solo necesitaría cubrir un área de 2 m x 1 m que es el mayor tamaño de placa solar existente en el mercado.

La teoría de Thomas Young es totalmente valida a la hora de querer estimar números de fuentes de radiación para construcción de simuladores solares de grande porte. Utilizando una hoja de cálculo con el plano de radiación de una sola lámpara, se podría estimar la distancia máxima de separación entre lámparas simulando diferentes arreglos, así como el número necesario de lamparas para iluminar un área determinada a partir de condiciones deseadas, por ejemplo, irradiancia media de 800 W/m2 con uniformidad B.

Ya con el plano de radiación simulado para las 36 lámpara es posible comparar con los datos que serán obtenidos con el prototipo final cuando el medidor de no uniformidad esté realizando movimientos automáticos en dos ejes con la célula fotovoltaica como sensor.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a la CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nivel Superior) por la beca de estudio de doctorado, al equipo de investigación del Grupo de Dispositivos Fotovoltaicos del Instituto Nacional de Pesquisas Espaciales INPE por darnos acceso al laboratorio y a su piranómetro de referencia, y al LAPO-IF/UFBA por el apoyo técnico disponible al proyecto.

REFERENCIAS

[1] Emery, K., Osterwlad, C., 1989. Solar cell calibration methods. Solar Cells, 27, 445-453.

[2] Rivola, D., Dittmann, S., Pravettoni, M., Friesen, G., Chianese, D., 2014. High-Speed Multi-Channel System for Solar Simulator Irradiance Non-Uniformity Measurement. PVSC, IEEE 40th, 0160-8371.

[3] Kenny, S., Davidson, J., 1994. Design of a Multiple-Lamp Largue-Scale Solar Simulator. Jornal of Solar Energy Engineering. 116, 200-205.

[4] Oliveira, A., Escobedo, J., Plana-Fattori, A., Soares, J., Santos, P., 1996. Medidas de radiação solar na cidade de São Paulo: Calibração de piranômetros e aplicações meteorológicas. Revista Brasileira de Geofísica. Vol. 14(2).

[5] IEC 60904-9, 2007. International Electrotechnical Commission Standard for Solar Simulator Performance Requirements.

[6] Halliday, D., Resnick, R., Fundamentos de física: Ótica e física moderna. 10ma Edição. Gen LTC, Pag. 90.

Capítulo 14

Caracterização do girassol para biomassa

Rita de Cássia Barbosa da Silva Manuel Rangel Borges Neto Francisco Jônatas Siqueira Coelho Marcos Antonio Andrade Silva Thatyany Sampaio Horta Borges

Resumo: O Girassol é uma planta com potencial de produção de óleo para a indústria de combustíveis e/ou alimentícia, seu subproduto pode ser utilizado na geração de energia, a partir da biomassa. O trabalho teve como objetivo analisar as propriedades do girassol para geração de energia. O experimento foi desenvolvido no IF-Sertão, Campus Petrolina, com a cultivar Multissol, semeando-se três sementes por cova e desbastado aos 30 dias após a semeadura (DAS), deixando-se uma planta por cova. Aos 90 (DAS) o material foi coletado e as variáveis analisadas foram: altura do caule (cm); diâmetro do caule e do capítulo (cm); nº de folhas e de grãos; percentual de umidade; massa fresca da parte aérea, do capítulo e dos grãos (Kg.ha-1); massa seca da parte aérea, do capítulo e dos grãos (Kg.ha-1); sólidos voláteis totais da parte aérea, do capítulo e dos grãos (%) e o teor de cinzas da parte aérea e dos grãos (%). O girassol apresentou potencial, como biomassa para gerar energia, porém atenção deve ser dada ao alto teor de umidade, o qual pode causar problemas durante a queima da biomassa.

Palavras-chave: energia verde; sustentabilidade; semiárido

1 INTRODUÇÃO

Aproximadamente, 85% da energia que movimenta o mundo é de origem fóssil, sendo necessário a difusão da utilização de biomassa como opção estratégica e social para o planejamento energético do país (Grimoni, 2004). Biomassa é a matéria orgânica da terra, principalmente, os resíduos de plantas e derivados que podem ser convertidos em energia utilizável como grãos, talos, óleos vegetais entre outros. A energia gerada pela biomassa é também conhecida como "energia verde" ou "bioenergia" (Coelho, 1999).

Através da fotossíntese, a biomassa de origem vegetal transforma a energia solar que recebe durante seu crescimento em energia química, sendo esta armazenada na forma de compostos orgânicos e distribuída principalmente em celulose e hemicelulose que representam juntas, cerca de 70% do peso da biomassa disponível, constituídas de macromoléculas de açúcares; e em lignina, presente em porcentagens de 20 a 35% conferindo rigidez à planta (Mckendry, 2002; Gani et al., 2007; Kim et al., 2009; Goldemberg, 2009; Demirbas et al., 2009). A transformação da biomassa em energia pode ser realizada por meio da combustão direta ou por outros processos termoquímicos, tais como a gaseificação e a pirólise.

Devido à alta demanda mundial pelo consumo de energia, ao esgotamento dos combustíveis fósseis, às reservas remanescentes de combustível e a preocupação com as mudanças climáticas globais, cresce o interesse nas fontes renováveis como recursos energéticos (Lynd et al., 2005; Zhang et al., 2007). Por esta razão, os materiais lignocelulósicos, especialmente aqueles que resultam de resíduos agrícolas estão ganhando importância como recurso renovável de elevado potencial energético (Mckendry, 2002; Xu et al., 2006; Xu et al., 2009).

O Brasil é mundialmente reconhecido pela sua grande participação na exportação de grãos, madeira e cana de açúcar gerando grande quantidade de resíduos agrícolas /industriais, os quais podem surgir como alternativa para a geração das energias renováveis com aproveitamento energético (Horst, 2013).

Diante do potencial da cultura do girassol (Hellianthus annus) para produção de biomassa e da tolerância ao estresse hídrico, esta se apresenta como alternativa para ser utilizada no Semiárido, frente às limitações que o mesmo apresenta (Santos, 2014). Além disso, o girassol é uma cultura melhoradora da qualidade do solo, porque promove a ciclagem de nutrientes ao longo do perfil do solo e disponibiliza uma grande quantidade de nutrientes pela mineralização dos restos culturais (Leite, et. al, 2007). O trabalho teve como objetivo avaliar o potencial do girassol para produção de biomassa.

2 MATERIAL E MÉTODOS

O experimento foi conduzido no campo experimental do Instituto Federal do Sertão Pernambucano (IF-Sertão/PE), Campus Petrolina. A cultivar utilizada foi a Multissol, onde se procedeu a semeadura diretamente no canteiro de 18 m2. Utilizou-se o espaçamento 0,20 x 0,50m semeando-se três sementes por cova, sendo realizado o desbaste aos 30 dias após a semeadura (DAS), deixando uma planta por cova, com stand de aproximadamente 180 plantas.

Foi realizada a irrigação localizada, duas vezes ao dia, por micro aspersão, através de mangueiras micro perfuradas (SANTENO) em intervalos de oito horas, com o sistema ficando ligado por 20 minutos, em cada vez.



Figura 1: Instalação do experimento em campo.

Fonte: Autoria própria, 2017

Ao final dos 90 dias após a semeadura (DAS) o material foi coletado para análise, sendo amostradas, aleatoriamente, quarenta plantas para analisar os parâmetros propostos, no final foram analisados apenas os dados médios destas plantas.



Figura 2: Dia da coleta do material para análise da biomassa.

Fonte: Autoria própria, 2017.

As variáveis analisadas foram: altura do caule (AC), diâmetro do caule (DC), diâmetro do capítulo (DCAP), número de folhas (NF), número de grãos por capítulo (NG), percentual de umidade (%U), biomassa fresca da parte aérea (MFPA), biomassa fresca do capítulo (MFCAP), biomassa fresca dos grãos (MFG), biomassa seca da parte aérea (MSPA), biomassa seca do capítulo (MSCAP), biomassa seca dos grãos (MSG), sólidos voláteis totais da parte aérea (SVTPA), sólidos voláteis totais do capítulo (SVTCAP), sólidos voláteis totais dos grãos (%TCG).

• Altura do Caule: avaliou-se o comprimento das plantas, obtido a partir, da base do caule até a inserção do capítulo, com o auxílio de uma fita milimetrada. O comprimento médio das plantas foi obtido somando-se os valores de cada repetição e dividindo-se pelo número de plantas mensuradas, sendo os resultados expressos em centímetros.

• Diâmetro do Caule: O diâmetro caulinar, medido ao centro do caule, com auxílio de paquímetro e expresso em centímetros.

• Diâmetro do Capítulo: O diâmetro do capítulo, com auxílio de paquímetro e expresso em centímetros.

• Número de folhas e grãos: Realizado por contagem manual.



Figura 3: Coleta dos dados de altura, diâmetro do caule e capítulo, nº de folhas e grãos.

Fonte: Autoria própria, 2017.

Biomassa fresca: a massa fresca da parte aérea, do capítulo e dos grãos foi obtida a partir da pesagem das plantas em balança analítica de precisão 0,001g com valores expressos em gramas.



Figura 4: Análise de biomassa fresca da parte aérea, capítulo e sementes.

Fonte: Autoria própria, 2017.

Biomassa seca: para a obtenção da massa seca da parte aérea, do capítulo e dos grãos, o material foi colocado em sacos de papel identificados e posteriormente levados para estufa com circulação de ar forçada a 65ºC até massa constante, pesadas em balança analítica com valores expressos em grama.

Figura 5: Análise da biomassa seca da parte aérea, do capítulo e das sementes.



Fonte: Autoria própria, 2017.

Sólidos voláteis: A cápsula de porcelana foi lavada e depois aquecida na mufla a 550°C, por 1h. Após esse período a mufla foi desligada até atingir uma temperatura mais amena para a cápsula ser retirada, colocada no dessecador para resfriar e em seguida ser pesada. A amostra (100g) foi depositada na cápsula e colocada na estufa a 103-105°C até a secagem completa, durante 1h. Após resfriada em dessecador foi pesada.

Teor de Cinzas: Os cadinhos de porcelana foram secos em mufla a 550°C por 1h e em seguida mantidos no dessecador até atingirem temperatura ambiente e peso constante, para obtenção da tara dos mesmos. Depois foi pesado 1,0 grama de amostra, em cada cadinho de porcelana. Estas amostras, da parte aérea e das sementes, foram maceradas em almofariz e em seguida aquecidas em chapa quente até carbonizarem. Logo após os cadinhos foram colocados na mufla e aquecidos, inicialmente, a 200ºC por 2h, aumentando-se esta temperatura para 550°C, por mais 1h. Retiraram-se os cadinhos da mufla, deixando-os resfriar em dessecador e pesados em balança de precisão. O teor de cinzas é expresso em porcentagem e determinado pela expressão abaixo:

W= (G2-G1/E)x100

Em que:

W = teor de cinzas

- G2 = massa do cadinho contendo as cinzas (g) G1 = massa do cadinho vazio (g)
- E = massa da amostra (g)



Figura 6: Análise do Teor de cinzas da parte aérea e das sementes.

Fonte: Autoria própria, 2017.

Para a análise dos parâmetros propostos foram analisados apenas os dados médios destas plantas.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os dados obtidos, relativos às características fenológicas do girassol (Tabela 1), mostram que a altura média das plantas foi de 1,36 m; com diâmetro do caule de 2,11 cm; diâmetro do capítulo de 13,7 cm; 23 folhas/planta e aproximadamente 654 sementes/capítulo, estando de acordo com as características da cultivar.

O grau de umidade é composto por substâncias sólidas somadas a certa quantidade de água, retida no sistema. O percentual de umidade da biomassa, neste trabalho foi de 50%. Este teor de umidade pode ser considerado alto em relação à totalidade da amostra e a importância de sua determinação se deve ao fato da influência que a água exerce nos processos de combustão.

Tabela 01 -	Características	fenológicas d	o giraccol ((cv Multissol)	nara análise de hiomassa
	Caracteristicas	lenologicas u	u gii assui j	cv. munissorj,	para analise de biolilassa.

Altura da	Diâmetro do caule	Diâmetro do	Número de	Número de	Percentual de
planta (cm)	(cm)	capítulo (cm)	folhas	grãos	umidade (%)
136	2,11	13,68	23	654	50

Quando a biomassa apresenta um alto teor de umidade, o mesmo faz com que o processo de combustão seja mais ineficiente, comparado a quando se utiliza material seco. Assim, quanto maior o valor da umidade presente na biomassa, mais energia é necessária para iniciar o processo de queima. Brand (2008) e Klautau (2008) concordam quando relatam que a presença de umidade dificulta tal queima, havendo aumento no consumo do combustível. A presença de um alto valor de umidade gera poluição ambiental, devido ao aumento do volume de produtos de combustão e de material particulado, podendo acelerar o processo de corrosão e aumentar a quantidade de sujeira nas superfícies de aquecimento (Brand, 2008).

Existem diversos tipos de biomassa (massa total de substâncias orgânicas), que podem ser usadas de diferentes formas, seja ela primária ou secundária, sendo a secundária para a geração de energia renovável. Os resíduos com alto teor de madeira também podem ser secos e queimados como combustível sólido. Uma das aplicações da biomassa passa pela criação de colheitas para fins energéticos, plantadas para serem usadas diretamente como combustível.

	Biomassa Fresca (Kg.ha-1)	Biomassa Seca (Kg.ha-1)	Sólidos voláteis totais	Teor de cinzas (%)
Parto aároa	2 844 68	469.19	(%) 82	59.05
I al te del ea	2.044,00	400,10	03	30,93
Capítulo	1.292,98	320,47	76	-
Grãos	649,98	137,75	79	93,45
Total	4.787,64	926,4		

Tabela 02 - Quantificação de biomassa fresca, seca, sólidos voláteis e teor de cinzas do girassol, da cv. Multissol.

O crescimento pode ser definido através da produção e repartição da biomassa (matéria fresca e seca) entre os diferentes órgãos da planta, bem como, pelas dimensões de uma planta ou conjunto de plantas.

Pelos resultados mostrados na Tabela 2, a biomassa fresca e seca da cultura do girassol apresentou comportamento semelhante. Deste modo, a biomassa fresca total de girassol estimada foi 4,7 t.ha-1; sendo que, a parte aérea foi a que apresentou a maior quantidade (2,8 t.ha-1), seguida do capítulo (1,3 t.ha-1) e depois dos grãos (0,93 t.ha-1). A biomassa seca total estimada foi de 0,93 t.ha-1; composta por 0,47 t.ha-1 da parte aérea; 0,32 t.ha-1 do capítulo e 0,13 t.ha-1 dos grãos.

O baixo teor de biomassa seca, aproximadamente 19% apenas, pode está relacionado ao estágio de desenvolvimento dos grãos que se encontravam leitosos, este pode ter sido um fator limitante da cultura, não estando

relacionado apenas a colheitas precoces, mas também à utilização de cultivares que mantêm elevado teor de umidade, mesmo em estágios avançados de maturidade fisiológica.

Os teores de sólidos voláteis totais foram praticamente iguais para todas as amostras. A biomassa, ao apresentar alto teor de voláteis, tem maior facilidade de incendiar e queimar e; embora o processo de combustão seja rápido, o mesmo é difícil de controlar, além de poder afetar o processo de combustão em geral.

O percentual de cinzas geradas para a biomassa da parte aérea foi de 58%, enquanto que, para a biomassa dos grãos foi de 98%. Analisando-se este teor de cinzas, destaca-se o menor valor obtido para a biomassa da parte aérea, considerando-se a utilização como combustível, a parte aérea apresentou melhores condições, visto que tenderia a uma menor geração de cinzas a serem dispostas e/ou reutilizadas em outros processos posteriormente.

A presença de cinzas afeta também a transferência de calor, portanto, é necessária a remoção das mesmas (Klautau, 2008). Segundo Hoffmann (2010), o alto teor de cinzas leva à diminuição da eficiência devido ao aumento do

consumo de oxigênio para derreter as cinzas e pela perda de calor com a saída das cinzas do reator, que não pode ser plenamente recuperado. Relata ainda que, para a gaseificação, o menor teor de cinzas inibe o entupimento e incrustações por escórias nos equipamentos.

4 CONCLUSÕES

O girassol apresentou potencial, como biomassa, para gerar energia, devido ao fato de apresentar alto teor de sólidos voláteis totais, porém, atenção deve ser dada ao alto teor de umidade, o qual pode causar problemas durante a queima da biomassa.

REFERÊNCIAS

[1] BRAND, M. A. Fontes de Biomassa para a Geração de Energia. Disponível em: http: . Acesso em: 26 de jul de 2017. COELHO, S.T. Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa, Um modelo para

154

[2] o Estado de São Paulo, Tese de Doutorado. Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

[3] DEMIRBAS, M. F., BALAT, M., BALAT, H. Potential contribution of biomass to the sustainable energy development.

[4] Energy Conversion Management, 50, 1746–1760, 2009.

[5] GANI, A., NARUSE, I. Effect of cellulose and lignin content on pyrolysis and combustion characteristics for several types of biomass. Renewable Energy, 32 649-661, 2007.

[6] GOLDEMBERG, J. Biomassa e energia. Química Nova, vol. 32, n. 3, 582-587, 2009.

[7] GRIMONI, J.A.B, GALVÃO, L.C.R, UDAETA, M.E.M , "Iniciação a Conceitos de Sistemas Energéticos para o Desenvolvimento Limpo", Edusp, São Paulo 2004.

[8] HOFFMANN, B.S, 2010. O Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada e a Captura de CO2: Uma Solução para Mitigar as Emissões de CO2 em Termelétricas a Carvão em Larga Escala no Curto Prazo. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

[9] HORST, Diogo José. Avaliação da Produção Energética a partir de Ligninas Contidas em Biomassas. 2013. 106 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa-PR, 2013.

[10] KIM, H.S., CHO, D.H., WON, K., KIM, Y.H., Inactivation of coprinus cinereus peroxidase during the oxidation of various phenolic compounds originated from lignin. Enzyme Microbiology Technology, 45, 150-155, 2009.

[11] KLAUTAU, J. V. P. Análise Experimental de uma Fornalha a lenha de Fluxo Cocorrente Para Secagem de Grãos. 2008. Dissertação (mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) PPGERHA, UFPR. Curitiba: 2008.

[12] LEITE, R. M. V. B. C.; CASTRO. C.; BRIGHENTI, A. M. et al. Indicações para o cultivo do girassol nos estados do Rio Grande do Sul, Paraná, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goiás e Roraima . Londrina: EMBRAPA Soja, 2007. 4p. (EMBRAPA Soja. Comunicado Técnico, 78).

[13] LYND, L. R, VAN, Z. W. H, MCBRIDE, J. E, LASER, M. Consolidated bioprocessing of cellulosic biomass: an update. Curr. Opin. Biotechnology, 16, 577, 2005.

[14] MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 1): overview of biomass. Bioresource Technology, 83, 37, 2002.

[15] SANTOS, G. L. et al. Cultivo de girassol para apicultura, forragem e produção de óleo. Campina Grande: EDUEPB, 2014. 35p.

[16] XU, F., SUN, J. X., SUN, R. C., FOULER, P., BAIRD, M. S. Comparative study of organosolv lignins from wheat straw. Industrial Crops and Products, 23, 180-193, 2006.

[17] XU, J, THOMSEN M. H, THOMSEN A. B. Pretreatment on corn Stover with low concentration of formic acid.

[18] Journal of Microbiology Biotechnology 19, 845, 2009.

[19] ZHANG, Y. H. P, DING, S. Y, MIELENZ, J. R, CUI, J. B, ELANDER, R. T, LASER, M. Fractionating recalcitrant

[20] lignocellulose at modest reaction conditions. Biotechnology Bioengineering, 97, 214, 401-404, 2007.

Capítulo 15

Panorama sobre tecnologias de armazenamento de energia através de baterias utilizando bases patentárias

Alexandre Luís Cardoso Bissoli Cesar Vianna Moreira Junior Maria Ângela de Souza Fernandes Ricardo Carvalho Rodrigues Adelaide Maria de Souza Antunes Lucas Frizera Encarnação

Resumo: O presente trabalho tem por objetivo traçar um panorama de tecnologias para armazenamento de energia por meio de baterias sob a ótica da Propriedade Industrial. Para tal, emprega a metodologia de prospecção tecnológica utilizando a base de dados patentária Derwent Innovation. Evidencia e compara as principais tecnologias relacionadas às baterias tradicionais com as usadas em sistemas de geração fotovoltaicos. Os resultados obtidos apontam crescimento no número de depósitos e publicações de pedidos de patentes referentes ao armazenamento de energia de 2000 a 2015, verificando-se a liderança dos países asiáticos, Japão, Coréia do Sul e China no desenvolvimento e proteção de tecnologias de armazenamento de energia por meio de baterias. Os dados encontrados para as baterias tradicionais e as relacionadas a sistemas fotovoltaicos foram estratificados em diferentes áreas de desenvolvimento tecnológico, com destaque para a área de controle de carga e descarga das baterias.

Palavras-chave: Propriedade Industrial, Baterias, Energia Solar Fotovoltaica.

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é altamente necessária no mundo moderno. Ela é essencial nas indústrias, nos meios de comunicação, na iluminação, no conforto térmico, nos meios de transporte, no sistema de saúde, nas residências e em inúmeras outras aplicações (Villalva e Gazoli, 2012). Por esta razão, a energia elétrica deve estar disponível a todos, em todos os momentos e na quantidade necessária. É neste contexto que surgem os sistemas de armazenamento de energia. Eles têm a capacidade de agregar à energia elétrica maior disponibilidade, qualidade e confiabilidade (Bueno e Brandão, 2016).

Existem diversas tecnologias de armazenamento de energia disponíveis. Como regra, com exceção do armazenamento elétrico (quando a energia elétrica é armazenada diretamente em um campo elétrico ou magnético), estas tecnologias convertem, durante o processo de carga, a energia elétrica em outra forma de energia armazenável, como química, mecânica ou térmica. Durante o processo de descarga, a energia armazenada é novamente transformada em energia elétrica (Pereira, 2013).

O maior grupo de armazenamento de energia para aplicações estacionárias é o químico. Por meio das tecnologias eletroquímicas de armazenamento, isto é, as baterias, a eletricidade é armazenada eficientemente na forma de produtos químicos e, de acordo com a demanda, através de reações reversíveis, converte energia química em elétrica e vice-versa (Barbosa et al., 2016).

Fisicamente, a unidade básica de uma bateria é a célula, também denominada de elemento. A associação de dois ou mais elementos, em série ou em paralelo (ou ambos) constitui uma bateria. Uma bateria recarregável é um dispositivo que permite a recarga e a possibilidade de ser usada muitas vezes sem danificar seus materiais internos (Rosolem et al., 2016). Cada célula eletroquímica é formada por dois eletrodos (positivo e negativo), separados fisicamente por um material isolante elétrico (sendo um condutor iônico ou separador), e tudo mergulhado ou envolvido por um eletrólito (meio condutor).

As características de uma bateria são: possibilidade de recarga, densidade de energia (máxima quantidade de energia por unidade de massa ou volume), quantidade de energia armazenada na célula (medido em Ampère-hora, A.h), tensão de operação (dada pelos elementos químicos utilizados), resistência interna, taxa de descarga (varia com a resistência interna), "shelf life", ou seja, a medida de quão rapidamente a bateria perde a carga sem ser utilizada, e dependência da temperatura.

Com relação à possibilidade de recarga, as baterias podem ser classificadas em duas categorias: primária e secundária. As baterias primárias não podem ser recarregadas, ou seja, uma vez esgotados os reagentes que produzem energia elétrica, devem ser descartadas. Em contrapartida, as baterias secundárias podem ser recarregadas através da aplicação de uma corrente elétrica em seus terminais (Silva, 2014). Assim, as baterias secundárias podem ser utilizadas em notebooks, smartphones, automóveis e até em sistemas de geração de energia fotovoltaica com armazenamento de energia.

O número de instalações de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia triplicou no período 2013-2015, tendo atingindo 775 MW (IEA, 2014). Este crescimento continua ocorrendo nos principais segmentos de mercado - residencial, comercial e serviços. Embora a tendência de crescimento do mercado ocorra em todos os três segmentos, existem diferenças importantes, dependendo do local de instalação. A Alemanha e Japão correspondem por quase 70% das instalações em 2014 (PV Tech, 2015). O mercado em ambos os países tem sido impulsionado por subsídios, que ajudam a impulsionar a adoção de sistemas de armazenamento de energia em conjunto com sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Pesquisas de mercado apresentam uma previsão de crescimento de 10 vezes no período de 2014 a 2018 para o mercado residencial de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia (IHS, 2015). A redução das políticas de incentivo para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede sem bateria em países como Alemanha e Austrália (SMA, 2010) e a tendência de redução de custo dos sistemas de armazenamento de energia (Manghani, 2015) têm impulsionado o desenvolvimento de produtos para esses sistemas (Svarc, 2015).

Diante do disposto, o objetivo deste trabalho é traçar um panorama de tecnologias para armazenamento de energia por meio de baterias sob a ótica da Propriedade Industrial, através da realização de uma prospecção tecnológica com utilização de bases patentárias, buscando evidenciar e comparar as principais tecnologias relacionadas às baterias tradicionais e às baterias usadas em sistemas de geração fotovoltaicos.

O restante do trabalho está dividido da seguinte forma: a seção 2 trata de instrumentos de Propriedade Industrial, principalmente as patentes; a seção 3 apresenta o sistema de classificação de patentes e a

metodologia de prospecção tecnológica utilizada; a seção 4 apresenta panoramas tecnológicos, comparações internacionais e discute os resultados; e, por fim, a seção 5 tece considerações finais.

2 INSTRUMENTOS DE PROPRIEDADE INDUSTRIAL - PATENTES

Conforme definição da Convenção de Paris (CUP) de 1883 (art. 1º § 2), Propriedade Industrial é o conjunto de direitos que compreende as patentes de invenção, os modelos de utilidade, os desenhos ou modelos industriais, as marcas de fábrica ou de comércio, as marcas de serviço, o nome comercial e as indicações de proveniência ou denominações de origem, bem como a repressão da concorrência desleal (Barbosa, 2009).

Criado em 1970, o Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI) é uma autarquia federal vinculada ao Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços, sendo responsável pelo aperfeiçoamento, disseminação e gestão do sistema brasileiro de concessão e garantia de direitos de propriedade intelectual para a indústria.

Entre os serviços do INPI está incluída a concessão de patentes. A patente é um direito, conferido pelo Estado, que dá ao seu titular a exclusividade da exploração de uma tecnologia. Como contrapartida pelo acesso do público ao conhecimento dos pontos essenciais do invento, a lei confere ao titular da patente um direito limitado no tempo, no pressuposto de que é socialmente mais produtiva a troca da exclusividade de fato (a do segredo da tecnologia) pela exclusividade temporária de direito (Barbosa, 2009). Sua duração varia de acordo com a modalidade da patente depositada, podendo ser de invenção ou de modelo de utilidade. Cabe destacar que, no âmbito nacional, a Lei nº 9.279 (Lei de Propriedade Industrial – LPI), de 14 de maio de 1996 define, respectivamente, que:

Art. 8º É patenteável a invenção que atenda aos requisitos de novidade, atividade inventiva e aplicação industrial.

[...]

Art. 11. A invenção e o modelo de utilidade são considerados novos quando não compreendidos no estado da técnica.

Art. 12. Não será considerada como estado da técnica a divulgação de invenção ou modelo de utilidade, quando ocorrida durante os 12 (doze) meses que precederem a data de depósito ou a da prioridade do pedido de patente, se promovida:

I - pelo inventor;

II - pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial - INPI, através de publicação oficial do pedido de patente depositado sem o consentimento do inventor, baseado em informações deste obtidas ou em decorrência de atos por ele realizados; ou

III - por terceiros, com base em informações obtidas direta ou indiretamente do inventor ou em decorrência de atos por este realizados.

Art. 13. A invenção é dotada de atividade inventiva sempre que, para um técnico no assunto, não decorra de maneira evidente ou óbvia do estado da técnica.

[...]

Art. 15. A invenção e o modelo de utilidade são considerados suscetíveis de aplicação industrial quando possam ser utilizados ou produzidos em qualquer tipo de indústria.

[...]

Art. 30. O pedido de patente será mantido em sigilo durante 18 (dezoito) meses contados da data de depósito ou da prioridade mais antiga, quando houver, após o que será publicado.

158

[...]

Art. 40. A patente de invenção vigorará pelo prazo de 20 (vinte) anos e a de modelo de utilidade pelo prazo 15 (quinze) anos contados da data de depósito.

Cabe ressaltar que, aos países signatários da CUP, é conferido o direito à Prioridade. Ou seja, após o primeiro depósito de uma patente em determinado país signatário, o depositante tem até 12 meses para realizar o depósito em outro país signatário. Assim sendo, toda a busca e análise dos requisitos de patenteabilidade deve ser executada tendo como base temporal a data de prioridade do pedido e, caso não haja prioridade, a data de depósito do pedido.

3 CLASSIFICAÇÃO DE PATENTES E PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA

Nesta seção é apresentada a Classificação Internacional de Patentes. Em seguida, através de uma comparação entre algumas bases de patentes disponíveis, é escolhida a base patentária utilizada no trabalho. Finalmente, são apresentadas as estratégias de buscas utilizadas para o desenvolvimento do estudo.

3.1 CLASSIFICAÇÃO INTERNACIONAL DE PATENTES

A Classificação Internacional de Patentes (IPC, do inglês International Patent Classification) é uma ferramenta muito importante na realização de busca de patentes. Esta classificação foi o meio encontrado de uniformizar os documentos de diversos países com linguagem e expressões técnicas diferentes. A Classificação, de acordo com a Organização Mundial de Propriedade Intelectual (WIPO, do inglês World Intellectual Property Organization), tem papel importante no sentido de ser: i) uma ferramenta para arranjar de forma ordenada os documentos de patentes, de modo a auxiliar o acesso às informações técnicas e legais nele apresentadas; ii) uma base de divulgação seletiva de informações a todos que utilizam patentes como forma de referência e/ou conhecimento; iii) um suporte para fazer um levantamento do estado da arte referente a alguns campos da tecnologia; e iv) um apoio para desenvolvimento de estatísticas a respeito da propriedade industrial, permitindo analisar o avanço tecnológico em diversas áreas (Delvizio, 2010).

A Fig. 1 apresenta o formato da Classificação na língua portuguesa (INPI) e inglesa (WIPO), respectivamente. Nota-se que a IPC é formada por oito seções principais, da letra A até H. Estas se dividem em inúmeras subcategorias referentes às diferentes tecnologias, de acordo com os enfoques: "Necessidades Humanas; Operações de Processamento; Transporte, Química; Metalurgia, Têxteis; Papel, Construções fixas, Engenharia mecânica; iluminação; Aquecimento; Armas; Explosão, Física e Eletricidade".

WIPO	TUAL PROPERTY ORGANIZATION		Falle conosco
Home Referências	Classificações Internacionais Classific	ação Internacional de Patentes Publicação IPC	
P C III			
Resultados	+ A	SEÇÃO A — NECESSIDADES HUMANAS	HUMAN NECESSITIES
2017.01	+ B	SEÇÃO B — OPERAÇÕES DE PROCESSAMENTO; TRANSPORTE	PERFORMING OPERATIONS; TRANSPORTING
Nenhum	+ c	SEÇÃO C- QUÍMICA; METALURGIA	CHEMISTRY; METALLURGY
	+ D	SEÇÃO D — TÊXTEIS; PAPEL	TEXTILES; PAPER
	- E	SEÇÃO E — CONSTRUÇÕES FIXAS	FIXED CONSTRUCTIONS
 Português Inglês 	+ F	SEÇÃO F- ENGENHARIA MECÂNICA; ILUMINAÇÃO; AQUECIMENTO; ARMA	AS; EXPLOSÃO MECHANICAL ENGINEERING; LIGHTING; HEATING; WEAPONS; BLASTING
Português/Inglês	+ G	SEÇÃO G— FÍSICA	PHYSICS
Trajetória	+ н	SEÇÃO H — ELECTRICIDADE	ELECTRICITY
Completo			
 Hierarquico Grupo Principal 			

Figura 1 – Folha de rosto da IPC (2017).

A Classificação de uma tecnologia é construída, inicialmente, por uma seção, representada por uma letra (por exemplo H), seguida de dois algarismos, indicando a classe (por exemplo H02). Cada classe pode envolver uma ou mais subclasses, representada por uma letra (por exemplo H02S), tendo cada subclasse

suas subdivisões chamadas de grupos, podendo ser grupos principais ou subgrupos. Cada representação do grupo principal é constituída pelo símbolo da subclasse, seguido de um número com um a três dígitos, da barra oblíqua e o número 00 (por exemplo H02S 40/00). Os subgrupos formam subdivisões sob os grupos principais onde os números após a barra oblíqua contem com pelo menos dois dígitos que não sejam 00 (por exemplo H02S 40/38). Dessa forma, cada seção é subdividida por subcategorias, até que o resultado final de uma IPC esteja apresentado da seguinte forma:

Exemplo: H02S 40/38, onde:

Seção – representada por uma letra entre A e H: Eletricidade;

Classe – representada por dois dígitos numéricos: Produção, Conversão ou Distribuição de Energia;

Subclasse – representada por uma letra variando de A até Z: Geração de Energia - Conversão de Luz;

Grupo – representado por um ou mais dígitos numéricos: Acessórios em combinação com módulos FV;

Subgrupo – representado por pelo menos dois dígitos numéricos: Meios para armazenamento de energia.

3.2 ESTUDOS DE PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA

Estudos de Prospecção constituem a ferramenta básica para a fundamentação nos processos de tomada de decisão em diversos níveis na sociedade moderna. O propósito dos estudos de prospecção não é desvendar o futuro, mas sim delinear e testar visões possíveis e desejáveis para que sejam feitas, hoje, escolhas que contribuirão, da forma mais positiva possível, na construção do futuro. Tais visões podem ajudar a gerar políticas de médio e longo prazo, estratégias e planos que dispõem circunstâncias futuras prováveis e desejadas em um determinado segmento.

Existem diversas definições para os Estudos de Prospecção, sendo que estas procuram distinguir as diferentes abordagens e metodologias que podem ser empregadas na sua elaboração. Especificamente, a Prospecção Tecnológica pode ser definida como "um meio sistemático de mapear desenvolvimentos científicos e tecnológicos futuros capazes de influenciar de forma significativa uma indústria, a economia ou a sociedade como um todo" (Mayerhoff, 2008).

Há três tipos de abordagens passíveis de serem empregadas na tarefa de prospectar o futuro: i) através de inferências, que projetam o futuro por meio da reprodução do passado, dentro de certos limites, desconsiderando descontinuidades ou rupturas; ii) através da geração sistemática de trajetórias alternativas, com a construção de cenários possíveis; ou iii) por consenso, através da visão subjetiva de especialistas.

As informações históricas empregadas nos métodos de prospecção devem ser obtidas através de séries contínuas e confiáveis. Os estudos de Prospecção Tecnológica que necessitam destas informações encontram, no sistema de Propriedade Intelectual, especificamente no sistema de Patentes, um recurso valioso, uma vez que este sistema alimenta uma base de dados que vem crescendo significativamente nas últimas décadas, em função da crescente importância das patentes na economia (Fisher, 2001).

O fenômeno do depósito de patentes apresenta facetas tanto micro, quanto macroeconômicas, o que torna interessante o seu emprego em pesquisas para a previsão de desenvolvimento tecnológico em diversos setores. Há uma série de vantagens na utilização desta fonte de informação, além da quantidade crescente de documentos e da relevância deles em relação ao mercado tecnológico. Dentre elas destaca-se a facilidade de acesso às bases de dados disponibilizadas gratuitamente na Internet.

Atualmente, os escritórios de patentes de cada país disponibilizam a informação que publicam através de sua página na Internet. Os documentos publicados no Brasil podem ser acessados através da base de dados do INPI.

Algumas bases de dados gratuitas são consideradas importantes, seja em função da amplitude de cobertura temporal e territorial das publicações, como é o caso da base do Escritório Europeu de Patentes (Espacenet), seja em função da relevância do país no sistema de Propriedade Intelectual, como a base do Escritório Americano de Marcas e Patentes (USPTO) e a base do Escritório Japonês de Patentes (JPO). Entretanto, tais bases de dados apresentam limitações, e é importante que, ao utilizá-las, tais limitações

sejam consideradas e a coleta e o tratamento das informações sejam planejados de forma a evitar os problemas que as mesmas possam ocasionar.

Há outras formas de acesso à informação disponibilizada através do sistema de Propriedade Intelectual que, na maioria das vezes, apresentam vantagens em relação às bases gratuitas, principalmente quando a informação será utilizada como uma ferramenta de prospecção. Tais recursos constituem-se de bases de dados comerciais e softwares específicos para a recuperação e o tratamento de dados obtidos através do sistema de patentes, como Google Patents, Derwent Innovation (DWPI) e EPOQUE. Na maioria das vezes, esses recursos possibilitam a automatização de muitas das etapas que, quando utilizada uma base de dados gratuita, devem ser realizadas manualmente.

A Tab. 1 permite comparar recursos de interesse disponíveis em algumas das principais bases patentárias.

Nota-se que as bases USPTO, JPO e INPI são bastante semelhantes. A base Espacenet é uma exceção, dentre as bases oficiais, pois indexa, além de suas próprias publicações, os documentos publicados em mais de 70 países, além de disponibilizar a versão integral, em formato pdf, de grande parte desta documentação.

	Bases comerciais			Bases oficiais			
Recursos de interesse das bases patentárias	Google Patents	Derwent Innovatio n	EPOQUE	Espacenet	USPTO	JPO	INPI
Dados de vários países		х	х	х			
Dados atualizados	х	х	х	х	х	х	х
Classificação própria		х					
Edição e revisão de pedidos de patentes		х					
Sistema de fácil utilização	х	х	х	х			
Utilizadas em escritórios de patentes	х	х	х	х	х	x	x
Suporte aos usuários		х	х				
Múltiplas opções de busca	х	х	х	х	х	x	x
Compilação dos resultados em gráficos		x					
Acesso gratuito	х			х	х	x	х

Tabela 1 – Comparação dos recursos disponíveis nas bases patentárias.

A base do Google tem a vantagem de ser gratuita e facilitar a busca. Porém, o Google Patents não possui dados de muitos países, não possibilita a compilação dos resultados de interesse em gráficos e não tem suporte ao usuário.

As bases comerciais têm a desvantagem de serem pagas. Este é o principal impedimento de se utilizar a base EPOQUE, em que cada comando enviado é cobrado. Além disso, a base EPOQUE não edita e nem revisa os pedidos de patentes. Em contrapartida, essa é a principal vantagem observada na base Derwent Innovation. A DWPI possui dados atualizados e de vários países. Ela possui mais de 900 profissionais que editam e revisam os pedidos de patentes e possui uma classificação própria dos pedidos, o que melhora o resultado das buscas. O sistema possui múltiplas opções de busca, permite compilar os resultados obtidos em gráficos e é bem simples de usar. Assim, optou-se por utilizar a Derwent Innovation (DWPI) neste trabalho.

3.3 ESTRATÉGIAS DE BUSCA

Em um primeiro momento, foi realizada uma busca visando obter resultados referentes às baterias em geral e, em uma segunda etapa, executada uma nova busca relacionada especificamente às baterias utilizadas em sistemas de geração de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica. Nesse sentido, as estratégias de busca adotadas consideraram as seguintes categorias: delimitação do escopo do pedido;

utilização das palavras-chave e operadores de proximidade. Em seguida, para obtenção de dados acerca de tecnologias mais recentes, além das categorias supracitadas, foi adicionado um limite temporal às estratégias de busca iniciais. As Tab. 2 e 3 ilustram as categorias adotadas e variáveis utilizadas, respectivamente, nas estratégias de busca de baterias em geral e baterias associadas a sistemas fotovoltaicos.

Categorias adotadas	Variáveis utilizadas
Delimitação de Escopo	Título e Resumo
Palavras-chave base	"battery"
Operador de proximidade	"Near"
Palavras-chave extras	("module" OR "pack" OR "Device" OR "Cell")
Limite temporal	2010 a 2017

Tabela 2 – Estratégia de busca para baterias em geral.

Tabela 3 – Estratégia de busca para baterias associadas a sistemas fotovoltaicos.

Categorias adotadas	Variáveis utilizadas
Delimitação de Escopo	Título e Resumo
Palavras-chave base	"battery"
Operador de proximidade	"Near"
Palavras-chave extras	("module" OR "pack" OR "Device" OR "Cell") AND ("photovoltaic" or "solar")
Limite temporal	2010 a 2017

Primeiramente foram executadas buscas sem o limite temporal para obter um panorama completo dos depósitos de patente relativos às baterias em geral e às baterias associadas a sistemas fotovoltaicos. Após essa etapa, acrescentou-se o limite temporal de 2010 a 2017 e executou-se novamente as buscas para ambos os casos, geral e solar. Assim, foi possível obter as principais classificações utilizadas nestas tecnologias, os países com mais pedidos de depósito de patentes, as principais empresas do setor em número de patentes e, finalmente, identificar quais áreas tecnológicas destacam-se no âmbito das baterias associadas ou não à conversão da energia solar fotovoltaica no mundo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 BATERIAS EM GERAL

A Fig. 2 mostra o comportamento internacional das reivindicações de prioridade, depósitos e publicações de pedidos de patentes relacionados às baterias em geral. Observa-se uma tendência crescente no período considerado. Devido ao chamado efeito de borda, os anos de 2016 e 2017 foram suprimidos. Este efeito pode ser ocasionado pelos seguintes motivos: i) atraso da publicação dos pedidos por parte dos escritórios de patente; ii) período de sigilo de até 18 meses da data de depósito até a publicação do referido pedido de patente; e iii) atraso da base comercial na atualização dos dados provenientes das bases oficiais dos escritórios de patente.

Conforme o esperado, o perfil das três curvas é similar. Observa-se que o número de prioridades pode ser maior ao longo do tempo, dado que um mesmo pedido de patente, pode apresentar mais de uma prioridade. Verifica-se ainda que a curva de publicação está deslocada em cerca de um ano em relação à curva de depósito, devido ao período de sigilo do pedido de patente.

Figura 2 – Comparação dos dados internacionais de reivindicações de prioridade, depósitos e publicações de pedidos de patentes relacionados às baterias em geral.



A Fig. 3 mostra o ranking internacional das 20 empresas com maior número de depósitos de patentes agrupadas por país de origem. Verifica-se a liderança da Coréia do Sul quanto ao número de depósitos e do Japão em número de empresas, sendo que a Coréia possui as duas empresas líderes (LG e Samsung) e ainda a quarta colocada (Toshiba). Em terceiro lugar no ranking aparece a única empresa alemã com destaque em número de depósitos de patentes, a Bosch GMBH. Destaca-se que a coreana LG Chemical LTD, maior empresa de produtos químicos do país, foi a primeira do ranking com 8980 depósitos de patentes no total. Vale ressaltar ainda que a primeira empresa norte-americana a figurar no ranking foi a Ford Global Tech, multinacional da área automotiva, aparecendo apenas na nona posição.



Figura 3 - Ranking das empresas em depósitos de patentes referentes a baterias em geral, agrupadas por país de origem, entre 2010 e 2017.

A Fig. 3, através da atuação direta das empresas, mostra os países líderes na proteção dos seus desenvolvimentos e pesquisas de tecnologia associadas a baterias em geral. Evidencia uma clara liderança de países asiáticos, principalmente Coréia do Sul e Japão, estando ainda a China no top 5 do ranking.

Adicionalmente, procurou-se identificar as principais áreas tecnológicas envolvidas. Nesse sentido, a Fig. 4 apresenta as principais subclasses da IPC encontradas em ordem decrescente de ocorrência.



Figura 4 - Principais subclasses da IPC em ordem decrescente de ocorrência.

Pela análise da Fig. 4, observa-se que a subclasse H01M, referente a processos ou meios para a conversão direta da energia química em energia elétrica (por exemplo, baterias), aparece com o maior número de ocorrências, conforme esperado. Em segundo lugar está a subclasse H02J, referente a circuitos para fornecimento ou distribuição de energia elétrica e sistemas para armazenamento de energia elétrica, também diretamente relacionada às baterias e circuitos associados. Em seguida, representando os desenvolvimentos na área automotiva, tem-se a subclasse B60L, referente a propulsão de veículos de propulsão elétrica. A próxima subclasse encontrada é a G01R, que trata da medição de variáveis elétricas e magnéticas, estando relacionada com monitoramento e testes da condição elétrica de acumuladores ou baterias elétricas. Fechando as cinco principais ocorrências, na quinta posição, encontra-se a subclasse H01L, referente a dispositivos semicondutores sensíveis à luz, que está diretamente relacionada à conversão da luz em energia elétrica, evidenciando a presença das baterias solares, as quais serão discutidas em maior detalhe na seção 4.2.

De posse das classificações obtidas, foi possível separar as tecnologias protegidas em seis grupos distintos, em ordem decrescente de ocorrência de depósitos de pedidos de patentes, conforme mostrado na Fig. 5.





Pela análise da Fig. 5, observa-se que a área referente a detalhes estruturais e/ou seus processos de fabricação, tais como caixas, revestimentos, invólucros, conexões condutoras, terminais, eletrodos e circuitos associados, aparece com o maior número de ocorrências. Em segundo lugar, está a área referente a aparelhos, processos ou métodos para controle de carga/descarga de baterias, que é um dos grandes desafios técnicos atuais e possui aplicação nos sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia. Em seguida, surge a área de monitoramento/testes em sistemas com baterias, que inclui manutenção, reparo, identificação de falhas, tecnologias relacionadas a software, medição e sensoriamento. Em quarto e quinto lugares aparecem, respectivamente, as áreas de propulsão elétrica de veículos e fabricação/construção de células de baterias. Tais ocorrências são interessantes de se observar, pois são tecnologias atualmente em franco desenvolvimento. Por fim, na sexta posição surgem os aparelhos/métodos para controle de temperatura em geral.

4.2 BATERIAS ASSOCIADAS A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A Fig. 6 mostra o comportamento internacional das reivindicações de prioridade, depósitos e publicações de pedidos de patentes relacionados às baterias associadas a sistemas fotovoltaicos, apresentando tendência crescente no período considerado, similar ao caso das baterias em geral.

Figura 6 – Comparação dos dados internacionais de reivindicações de prioridade, depósitos e publicações de pedidos de patentes relacionados às baterias associadas a sistemas fotovoltaicos.



A Fig. 7 mostra o ranking internacional das 20 empresas com maior número de depósitos de patentes agrupadas por país de origem. Verifica-se a liderança do Japão tanto em número de depósitos quanto em número de empresas, seguido por China e Coréia do Sul. Cabe destacar que as duas primeiras colocadas do ranking são a japonesa Sharp e a coreana LG, sendo que as demais japonesas melhor posicionadas são a Mitsubishi, Sanyo e Hitachi ocupando, respectivamente, os quarto, quinto e sexto lugares. As melhores representantes chinesas no ranking ocupam a terceira, sétima e oitava posições, mostrando a evolução do país e de suas empresas. Vale ressaltar a presença dos países Taiwan, Alemanha e Canadá no topo do ranking e a ausência de empresas norte-americanas entre as 20 primeiras colocadas.





A Fig. 7, através da atuação direta das empresas, mostra os países líderes na proteção dos seus desenvolvimentos e pesquisas de tecnologia relacionadas às baterias solares. Evidencia uma clara liderança de países asiáticos, principalmente Japão, China e Coréia do Sul, os três primeiros do ranking. Cumpre destacar a liderança do Japão, ultrapassando a Coréia do Sul em termos de tecnologias solares, além do forte crescimento da China que, de quinto lugar no ranking para baterias em geral, passou ao segundo lugar no que tange às tecnologias solares.

De maneira análoga às baterias em geral, as tecnologias protegidas foram separadas em cinco grupos distintos, em ordem decrescente de ocorrência de depósitos de pedidos de patentes, conforme mostrado na Fig. 8.



Figura 8 – Principais áreas tecnológicas identificadas no âmbito da conversão de energia solar no Brasil.

Pela análise da Fig. 8, observa-se que a área referente a semicondutores aparece com o maior número de ocorrências. Tal fato evidencia a relevância dos semicondutores como elementos fundamentais dos sistemas de geração fotovoltaica. Em segundo lugar, assim como no caso das baterias em geral, aparece a área referente a aparelhos, processos ou métodos para controle de carga/descarga de baterias o que, sendo um dos grandes desafios técnicos atuais, era esperado. Em seguida, surgem dispositivos de iluminação associados a fontes de energia/baterias, tais como luminárias de LED e métodos de controle, tecnologias que não apareceram no caso das baterias em geral. Em quarto lugar, aparecem componentes elétricos associados a sistemas fotovoltaicos, que constituem materiais acessórios ao armazenamento de energia. Por fim, na quinta posição, em contraposição ao caso das baterias em geral (onde ocupavam a primeira posição), encontra-se a área de detalhes estruturais.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um panorama de tecnologias para o armazenamento de energia sob a ótica da Propriedade Industrial, através da realização de uma prospecção tecnológica com utilização de bases patentárias. Evidenciou-se, no âmbito internacional, as principais tecnologias relacionadas a baterias tradicionais e de aplicação em sistemas de geração de energia solar fotovoltaica conectada à rede com armazenamento de energia.

A base patentária utilizada foi a Derwent Innovation (DWPI) visto que é simples de usar, possui dados atualizados de vários países e ainda apresenta características peculiares, tais como: profissionais que editam e revisam os pedidos de patentes e desenvolvimento de uma classificação própria dos pedidos, o que melhora o resultado das buscas.

Os resultados obtidos apontam para uma tendência crescente quanto ao número de depósitos e publicações de pedidos de patentes referentes ao armazenamento de energia de 2000 a 2015. Para as baterias associadas aos sistemas fotovoltaicos, notou-se uma tendência crescente a partir de 2004, tendo sido ainda mais acentuada a partir de 2008.

Vale ressaltar que também nas baterias tradicionais, mas principalmente nas baterias relacionadas aos sistemas fotovoltaicos, verificou-se uma forte liderança dos países asiáticos, Japão, Coréia do Sul e China, seja com relação ao número de depósitos de pedidos de patentes, seja em número de empresas atuantes. Tal fato evidencia a região como principal mercado de interesse global e líder no desenvolvimento e proteção de tecnologias de armazenamento de energia por meio de baterias.

Os dados encontrados para as baterias tradicionais e as relacionadas a sistemas fotovoltaicos foram estratificados em diferentes áreas de desenvolvimento tecnológico, com destaque para a área de controle de carga e descarga das baterias, a qual obteve o segundo lugar em ambos os casos. Além disso, destaca-se a área de detalhes estruturais, como caixas, revestimentos, invólucros, conexões condutoras, terminais, eletrodos e circuitos associados, que apareceu em primeiro lugar para as baterias tradicionais e a área de semicondutores (como módulos e células) que, para as baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos, ocuparam o primeiro lugar disparado, evidenciando serem áreas importantes e promissoras.

Por fim, cumpre destacar que, seja para baterias tradicionais ou para as aplicadas em sistemas fotovoltaicos, a tendência crescente em depósitos de patentes evidencia que as tecnologias analisadas estão em franco desenvolvimento, revelando uma expectativa de evolução tecnológica, principalmente por parte dos países asiáticos líderes mencionados.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI) pela disponibilidade dos recursos necessários à realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

[1] Barbosa, C. R., 2009. Propriedade Intelectual: Introdução à Propriedade Intelectual como Informação, Elsevier.

[2] Barbosa, C. F. O., et al., 2016. Conceitos sobre Sistemas Híbridos de Energia para Produção de Eletricidade. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), Belo Horizonte.

[3] Brasil. Lei nº 9.279, de 14 de maio de 1996 (Lei de Propriedade Industrial – LPI). Regula os direitos e obrigações relativos à propriedade industrial.

[4] Bueno, A. F. M. e Brandão, C. A. L., 2016. Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil. Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia.

[5] Delvizio, E., 2010. Avaliação das estratégias da indústria para-petrolífera pelos respectivos depósitos de patentes. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference 2010, Rio de Janeiro, 2010.

[6] Fisher, W., 2001. Intellectual property and innovation: theorectical, empirical, and historical perspectives, Industrial Property, Innovation, and the Knowledge-based Economy, Beleidsstudies Technologie Economie, v. 37.

[7] IEA, 2014. International Energy Agency.

[8] IHS, 2015. Residential Solar Energy Storage Market to Grow by Factor of 10 from 2014 to 2018. Disponível em: http://press.ihs.com/press-release/design-supply-chain/residential-solar-energy-storage-market-grow-factor-10-2014-2018 >. Acesso em: 25 de outubro de 2017.

[9] INPI, 2017. Instituto Nacional de Propriedade Industrial. Disponível em: http://www.inpi.gov.br. Acessado em 21 de outubro de 2017.

[10] IPC, 2017. International Patent Classification. Disponível em: http://www.ipc.inpi.gov.br. Acessado em 21 de outubro de 2017.

[11] Manghani, R. U. S., 2015. Solar-plus-storage market Drivers, Economics And Outlook. Disponível em: http://naatbatt.org/wp-content/uploads/2015/07/Intersolar-EES-Release-Event-07-14-15.pdf >. Acesso em: 25 de outubro de 2017.

[12] Mayerhoff, Z. D. V. L., 2008. Uma Análise sobre os Estudos de Prospecção Tecnológica, Cadernos de Prospecção, v. 1, n. 1, p. 7-9.

[13] PVTech, 2015. Grid-connected PV energy storage installations to triple in 2015. Disponível em: http://www.pvtech.org/guestblog/grid_connected_pv_energy_storage_installations_to_triple_in_2015>. Acessado em: 20 de oututubro de 2017.

[14] Rosolem, M. F. N. C., et al., 2016. Estado da Arte de Baterias Avançadas para Sistemas Fotovoltaicos. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), Belo Horizonte.

[15] SMA, 2010. The self-consumption bonus information and details regarding the self-consumption of solar energy. Disponível em: http://www.sma.de/en/partners/knowledgebase/the-self-consumption-bonus.html. Acesso em: 20 de outubro de 2017.

[16] Silva, J. J. B., 2014. Análise Técnica e Econômica de um Sistema Fotovoltaico como Fonte de Energia para Agricultura Familiar. Monografia, Universidade Federal de Lavras, Lavras-MG.

[17] Svarc, J., 2015 hybrid/off-grid inverter and solar energy storage review. Disponível em: http://www.cleanenergyreviews.info/blog/hybrid-solar-inverter-review Acesso em: 25 de outubro de 2017.

[18] Villalva, M. G. e Gazoli, J. R. 2012. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações – Sistemas Isolados e Conectados à Rede. 1ª ed. São Paulo.

Capítulo 16

Levantamento da geração distribuida compartilhada no Brasil

Wanderley Paris Junior Fabrício Yutaka Kuwabata Takigawa Edison Antônio Cardoso Aranha Neto Rubipiara Cavalcante Fernandes

Resumo: A utilização de pequenos geradores de energia, principalmente de fontes renováveis, para o abastecimento do consumidor está sendo cada vez mais incentivada programas governamentais, principalmente para reduzir os impactos por socioambientais, para a diversidade da matriz energética do país e também pelo possível postergamento da expansão do sistema elétrico. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da Resolução Normativa (RN) no 482/2012, reformulada pela RN no 687/2015, permite a instalação de micro e minigeração de energia elétrica principalmente de fontes renováveis junto ao próprio ponto de consumo energia e cria o sistema de compensação de energia elétrica. As novas regras possibilitam a instalação de unidade geradora junto à unidade consumidora (UC), assim como, permitem possíveis modelos de compartilhamento de créditos de energia gerados. Neste sentido, a geração compartilhada possibilita o compartilhamento de créditos de um determinado empreendimento gerador entre pessoas de naturezas distintas, jurídicas ou físicas, desde que as UCs pertencentes a essas pessoas sejam conectadas na mesma rede de distribuição de energia que o empreendimento gerador. O instrumento jurídico previsto na RN no 687/2015 da ANEEL para a reunião dessas pessoas é a formação de cooperativa ou de consórcio, tendo cada um deles suas peculiaridades e características. Este artigo tem como objetivo principal apresentar a legislação existente para o modelo de geração compartilhada e apresentar um levantamento de dados e perspectivas desse modelo, baseado em uma análise comparativa dos dados obtidos por meio de pesquisas bibliográficas e de informações disponíveis na ANEEL e outras instituições.

Palavras-chave: Geração compartilhada, Cooperativa e Consórcio.

1 INTRODUÇÃO

A Geração Distribuída (GD) é caracterizada pela geração de energia elétrica próxima do consumo de energia, postergando futuras ampliações da rede de transmissão/distribuição e de geração. A GD ainda possibilita diversificar a matriz energética do país e aumentar sua eficiência, visto que geração ocorre praticamente junto ao consumo.

Em termos legais a GD é definida pelo Decreto nº 5.163/04, como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de permissionários, agentes concessionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. Sendo exceção as hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW e as termelétricas, inclusive cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. Apenas as termelétricas movidas a biomassa ou resíduos de processos não são limitados por esse percentual.

Nos últimos anos, o Governo Federal vem tomando diversas medidas de incentivo para ampliar e difundir esse modelo de geração no país. Neste sentido, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, afim de fornecer as diretrizes para o acesso ao sistema de distribuição de energia para pequenos geradores (denominados micro e mini geradores) e definir o sistema de compensação de energia elétrica, publicou a RN no 482/2012, que posteriormente foi reformulada pela RN no 687/2015. Os principais pontos de alteração estão ilustrados na Tab. 1.

	RN n° 482/2012	RN n° 687/2015
Microgeração distribuída	Central geradora com potência instalada inferior ou igual a 100 kW.	Central geradora com potência instalada inferior ou igual a 75 kW.
Minigeração distribuída	Central geradora com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.	Central geradora com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW (fontes hídricas) ou menor ou igual a 5 MW (cogeração qualificada, ou para as demais fontes renováveis).
Tipos de fontes conectadas na rede de distribuição na Unidade Consumidora (UC)	Fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.	Cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica.
Modelos de compartilhamento de créditos	Na mesma UC que gerou os créditos de energia, ou em outras UCs de mesma titularidade.	Junto à UC; Múltiplas UCs; Autoconsumo remoto e Geração compartilhada.
Limite de potência instalada	Limitada pela carga instalada no caso de UC do grupo de baixa tensão, ou pela demanda contratada para UC do grupo de alta tensão.	Limitada pela potência disponibilizada para a UC onde a central geradora será conectada.
Instalação de potência superior ao limite	Solicitar junto à concessionária o aumento de carga instalada, no caso de UC do grupo de baixa tensão, ou à demanda contratada no caso de UC do grupo de alta tensão.	Solicitar junto à concessionária o aumento da potência disponibilizada, sendo dispensado o aumento da carga instalada.
Validade dos créditos de energia	36 meses.	60 meses.
Custos do sistema de medição	De responsabilidade do interessado.	Para sistema de microgeração de reponsabilidade da distribuidora de energia, para sistema de minigeração e de geração compartilhada de reponsabilidade do interessado.

Tabela 1 - Principais pontos de alteração da RN nº 482/2012 com a publicação da RN nº 687/2015.

Na Tab. 1, pode-se observar que a RN no 687/2015 possibilitou a ampliação do limite de potência ativa para o enquadramento do sistema de micro e minigeração, além de criar diversos tipos de modelos de compartilhamento de créditos de energia para as unidades geradoras e de aumentar o tempo de validade dos créditos para utilizações futuras das UCs.

Outros incentivos governamentais que merecem destaques são a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) na energia injetada na rede pelas GDs, a incidência da contribuição para o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) aplicados apenas na diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada na rede pela UC com sistema de geração e a possibilidade de desconto, não inferior a 50% (BRASIL, 1996), na tarifa de uso do sistema de distribuição e/ou transmissão (TUSD/TUST) para o consumidor especial (RN no 247/2006).

No entanto, de acordo com a resolução ICMS-16/2015 firmada pelo Governo Federal, que iguala a aplicação do imposto do ICMS com a do PIS e COFINS (na diferença positiva do consumo e geração), a isenção depende do interesse ou não de cada unidade federativa (imposto estadual). Atualmente, apenas 3 estados não aderiram ao convênio ICMS-16/2015 (Santa Catarina, Paraná e Amazonas).

Na Fig. 1 está ilustrado o incremento significativo no número de conexões no sistema elétrico brasileiro, após as RNs. Vale a pena ressaltar que as RNs entraram em vigor no dia 17 de abril de 2012 e no dia 01 de março de 2016.





Observa-se na Fig. 1 que o número de conexões e a capacidade instalada aumentaram praticamente 486% e 730% após a RN no 687/2015, indicando que os incentivos se tornaram mais atrativos para os consumidores do país.

Os sistemas de micro e mini GD enquadrados nas RNs, automaticamente participam do sistema de compensação de energia, que foi baseado na política net metering. No sistema de compensação, o excedente de energia gerado pela UC é cedido à concessionaria local de distribuição de energia elétrica gratuitamente, e de contrapartida a UC recebe créditos em energia ativa para abater do seu consumo em outros postos tarifários ou na fatura dos meses subsequentes, podendo utilizar os mesmos em até 60 meses. Vale ressaltar que a adesão ao sistema de compensação é exclusiva para consumidores cativos conectados à rede de distribuição.

Os modelos de compartilhamento de créditos de energia, apresentados na Tab. 1, são ilustrados na Fig. 2. Como pode ser observado, todos os modelos de compartilhamento de créditos de energia devem estar dentro da mesma área de concessão ou permissão da distribuidora local. O primeiro modelo é o de geração junto à carga, sendo o modelo mais simples e já existente na RN no 482/2012, caracterizado pela instalação de um sistema de micro ou minigeração junto à UC (onde ocorrerá a utilização de energia e a possível geração de créditos).



Figura 2 - Modelos de compartilhamento de créditos de energia.

O segundo modelo é denominado de empreendimento de múltiplas UCs, podendo ser condomínios verticais ou horizontais em área contiguas, onde existam UCs independentes com instalações de uso comum constituindo outra UC distinta, denominada condomínio. Neste modelo, o sistema de geração deve ser conectado no sistema distribuição pelo ramal de ligação da UC constituída pelo condomínio. Devendo ser do condomínio a responsabilidade do empreendimento gerador, sendo o mesmo responsável por determinar o percentual de créditos de energia de cada participante do sistema.

No terceiro modelo, denominado autoconsumo remoto (também presente na RN no 482/2012), existe a possibilidade de reunir várias UCs, podendo ser de uma pessoa física ou jurídica (incluindo neste caso matriz e filiais). Neste modelo, a UC com sistema de geração está situada em um local distinto das demais UCs que utilizam os créditos gerados.

E, por fim, o quarto modelo, denominado de geração compartilhada, permite uma composição distinta de pessoas físicas e/ou jurídicas que podem utilizar de uma geração de maneira compartilhada. Este modelo é o principal objeto de estudo deste artigo.

A Fig. 3 ilustra os números de conexões, a quantidade de UCs que recebem os créditos de energia e a capacidade instalada de cada modalidade no país (ANEEL, 2017).



Figura 3 - Dados relacionados com as modalidades de GD até 27/10/2017.

Como pode ser observado na Fig. 3, o modelo que possui a maior quantidade de conexões é o modelo em que a UC gera a energia e a consome. De modo contrário, o modelo que possui a menor quantidade de conexões, apenas uma conexão, é o modelo de múltiplas UCs (ou condomínio). Em relação aos modelos que possibilitam o atendimento de mais do que uma UC (autoconsumo remoto e geração compartilhada), é visível que no autoconsumo a geração tem capacidade instalada normalmente menor do que o modelo de geração compartilhada. A principal razão é que na geração compartilhada o local da instalação é distinto da UC do proprietário, possibilitando uma geração de maior porte, respeitando os limites de potência para micro ou minigeração.

O objetivo principal deste artigo é efetuar um levantamento dos empreendimentos de geração compartilhada, assim como apresentar os dois possíveis formatos previstos na RN no 687/2015, a cooperativa e o consórcio. Neste sentido, este documento está divido da seguinte maneira: a Seção 2

apresenta uma introdução ao conceito de geração compartilhada e as duas possibilidades de formação prevista na RN no 687/2015; a Seção 3 compila uma visão geral dos empreendimentos existentes e futuros; e por fim, as considerações finais são abordadas na Seção 4.

2 GERAÇÃO COMPARTILHADA

O modelo de geração compartilhada é um modelo análogo ao de autoconsumo, havendo algumas propriedades exclusivas. Os dois modelos possibilitam a união de várias UCs desde que conectadas a mesma distribuidora de energia que o empreendimento gerador, mas o modelo de geração compartilhada possibilita titularidades diferentes e de natureza diferentes, pessoas jurídicas e físicas (CNPJ e CPF). O instrumento jurídico previsto na RN para reunião dessas UCs é a formação de uma cooperativa ou consórcio, havendo cada uma delas características próprias. A Fig. 4 ilustra o funcionamento do modelo de geração compartilhada (EASSOLAR, 2017).

Geração compartilhada Resolução Normativa da ANEEL 687/2015 Proprietário 1 Concessionária A) Proprietário 4 (Concessionária A) Proprietário 3 (Concessionária A) Proprietário 3 (Concessionária A)

Figura 4 - Ilustração de uma geração solar compartilhada entre quatro proprietários distintos.

A Fig. 4 ilustra o compartilhamento de uma geração solar entre quatro proprietários distintos. Nota-se que o empreendimento gerador deve ser conectado à rede de distribuição a partir de uma UC, podendo ou não existir consumo de energia elétrica. Caso não exista consumo de energia elétrica e como o empreendimento é cadastrado como uma UC junto à ANEEL, haverá a cobrança mínima na fatura de energia (taxa de disponibilidade do sistema de distribuição para UC em baixa tensão, ou a demanda contratada para UC em alta tensão). A UC onde está instalada a geração deverá ser de titularidade da cooperativa ou consórcio, sendo o mesmo responsável por determinar os percentuais de rateio dos créditos de energia.

Os créditos de energia deverão permanecer na UC em que foram alocados pelos distintos proprietários, só podendo ser remanejados para outra UC, de mesma titularidade, caso haja encerramento do contrato da UC inicial junto com a distribuidora de energia. A qualquer momento o titular do empreendimento poderá solicitar mudança de percentual de créditos rateados, com antecedência de no mínimo 60 dias antes da mudança.

A seguir são abordadas as duas formas possíveis de união previstas na RN, a formação de cooperativas e de consórcios.

2.1 COOPERATIVAS

Em termos legais a Lei nº 5.764/71 define como sociedade cooperativa "as pessoas que reciprocamente se obrigam a contribuir com bens ou serviços para o exercício de uma atividade econômica, de proveito comum, sem objetivo de lucro" (BRASIL, 1971). Outra definição que expande a definição de cooperativa, de acordo com o Sebrae (2014):

"Cooperativa é uma associação autônoma de pessoas que se unem, voluntariamente, para satisfazer aspirações e necessidades econômicas, sociais e culturais comuns, por meio de um empreendimento de propriedade coletiva e democraticamente gerido. Fundamente-se na economia solidária e se propõe a

obter um desempenho econômico eficiente, por meio da produção de bens e serviços com qualidade destinada a seus cooperados e clientes".

Observa-se pelas definições expostas que as cooperativas se distinguem das demais sociedades mercantis. Neste sentido, na Tab. 2 são elencadas as principais diferenças entre os dois tipos de sociedade (cooperativa e mercantil).

	Sociedade Cooperativa	Sociedade Mercantil
Tipo de sociedade	Sociedade de pessoas	Sociedade de capital
Objetivo	Prestação de serviços	Lucro
Número de integrantes	llimitado, salvo impossibilidade técnica para a prestação de serviços	Número limitado de acionistas
Quórum em assembleias	Baseado no número de cooperados	Baseado no capital
Transferência dos direitos de participação	Intransferibilidade das quotas-partes a terceiros estranhos à sociedade	Possibilidade de transferência das ações a terceiros
Retorno	Proporcional ao valor das operações	Proporcional ao valor das ações

Tabela 2 - Principais diferenças entre sociedades cooperativas e sociedades mercantis.

Além das características expostas na Tab. 2, as cooperativas possuem algumas particularidades exclusivas que valem ser ressaltadas: os valores monetários da quota-partes não podem ultrapassar o menor salário mínimo vigente do país e devem possuir um fundo destinado a assistência técnica, educacional e social para a prestação de assistência aos associados e quando previsto no estatuto aos empregados da cooperativa.

Cooperativas para a geração compartilhada de energia serão consideradas singulares, devendo ser constituída por, pelo menos, 20 pessoas físicas, sendo excepcionalmente permitida a admissão de pessoas jurídicas (que tenham o mesmo objetivo ou atividades econômicas relacionadas às das pessoas físicas, ou, ainda aquelas sem fins lucrativos). Serão classificadas com o objetivo, objetivo simples aquelas com único objetivo (por exemplo, geração de energia elétrica para o seus cooperados), ou com objetivo misto quando possuem outros objetivos adicionais (por exemplo, além da geração de energia elétrica, fornecem consultoria enérgica para seus cooperados, ou possibilitam acesso a crédito/financiamento).

Neste formato, o rateio do excedente de energia elétrica, que será administrado pela cooperativa, deverá ser proporcional a quantidade de quota-partes e o valor monetário da quota-parte será relacionado ao custo de produção de energia, ressaltando que esse valor monetário não poderá ser superior ao menor salário mínimo vigente no país.

Para maiores detalhes na formação de cooperativas, devem ser observadas as regras gerais previstas no Código Civil, artigos 1.093 a 1.096, assim como o conteúdo disposto na Lei nº 5.764/71.

2.2 CONSÓRCIOS

O conceito de consórcio é mais consolidado, quando comparado o da cooperativa. É formado para acumular meios para a aquisição de um fim comum, ou para somar recursos para contratarem terceiros para execução de determinados serviços, obras ou concessão. Especificadamente a Lei nº 11.795/08 que dispões sobre o sistema de consórcio, define como:

"Consórcio é a reunião de pessoas naturais e jurídicas em grupo, com prazo de duração e número de cotas previamente determinados, promovida por administradora de consórcio, com a finalidade de propiciar a seus integrantes, de forma isonômica, a aquisição de bens ou serviços, por meio de autofinanciamento." (BRASIL, 2008).

A formação de um consórcio de geração compartilhada, depende normalmente de uma empresa administradora (do consórcio), que é responsável por divulgar e formar o grupo mínimo de interessados para viabilizar o empreendimento e, posteriormente, operar e administrar financeiramente o mesmo. A título de remuneração, a administradora tem direito à uma taxa pela administração do empreendimento

```
174
```

que é cobrada dos consorciados. O recebimento de outros valores é permitido, desde que previsto em contrato.

A participação no rateio dos créditos de energia elétrica deverá ser proporcional a participação de cada integrante na construção do empreendimento gerador. O consórcio é um grupo autofinanciado, ou seja, cada integrante deverá pagar prestações que serão depositadas em um fundo comum, sendo gerido pela administradora. O objetivo do fundo comum é custear o empreendimento. Todos os bens adquiridos pela administradora em nome do consórcio, bem como seus frutos e rendimentos do fundo comum, não se comunicam como o seu patrimônio.

Integrantes inadimplentes poderão ser excluídos do grupo, com direito a reembolso do montante depositado ou de parte do mesmo.

Para maiores detalhes na formação de consórcios, deve-se observar a Lei n° 11.795/08 e a Lei n° 6.404/76, além de observar os dispostos na Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil n° 1.634/16 no que se refere a inscrição no CNPJ.

2.3 COMPARAÇÃO ENTRE COOPERATIVA E CONSÓRCIO

As principais diferenças entre a cooperativa e o consórcio estão apresentadas na Tab. 3.

	Cooperativa	Consórcio
Motivação/criação	Reunião de pessoas com os mesmos interesses	Promovida por uma administradora, para a prestação de um serviço comum a um grupo de pessoas interessadas
Natureza dos seus integrantes	Pessoas físicas e jurídicas, desde que as pessoas jurídicas não operem no mesmo campo econômico da sociedade	Pessoas físicas e jurídicas sem nenhuma limitação
Forma de financiamento	Mercado e financiamento	Autofinanciamento
Tempo de duração	Indeterminado	Prazo determinado, coincide com o término da prestação de serviço previsto em contrato
Responsabilidade	Limitado a quantidade de quotas ou utilização do serviço prestado	Previsto em contrato
Relação entre os integrantes	Sempre pensando no grupo como um todo	A cooperação entre os integrantes é limitada pelo contrato

Tabela 3 - Principais diferenças entre cooperativa e consórcio.

Como pode ser observado na Tab. 3, o consórcio é um grupo com tempo de existência pré-determinado, sendo que ao final cada integrante receberá parte do ativo correspondente a sua participação, neste sentido, empreendimentos de geração compartilhada no modelo de consórcio normalmente são divididos em lotes de geração. Por outro lado, a duração da cooperativa é indeterminada, no seu encerramento deverão ser convocados os devedores e os credores para promover um levantamento de créditos e débitos da sociedade e reembolsar os associados proporcionalmente em relação a suas quotas.

3 EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO COMPARTILHADA

Nesta seção é apresentada a situação atual da geração compartilhada no país e, posteriormente, exemplos de empreendimentos no formato de cooperativas e consórcios existentes, assim como perspectivas e tendências de criação de novos empreendimentos.

3.1 SITUAÇÃO ATUAL DA GERAÇÃO COMPARTILHADA

Atualmente, estão cadastrados na ANEEL, como geração compartilhada, apenas 42 empreendimentos. A Tab. 4 apresenta os dados de geração compartilhada, dividindo-se em micro e minigeração.

	N° unidades	Capacidade Inst. (kW)
Microgeração	32	446,79
Minigeração	10	10.795,09
Total	42	11.241,88

Tabela 4 - Micro	e minigeração no	modelo de geração o	compartilhada (ANEEL. 2017)	
100010 1 11010	o mingor ayao no	modele de geração e	ompar omradad (

Pode-se observar que cerca de 92% da capacidade instalada dos empreendimentos de geração compartilhada são de minigeradores de energia, que representam aproximadamente 24% dos empreendimentos. Por outro lado, a Fig. 5 ilustra os empreendimentos divididos pela sua fonte primária, representados por hídrica (CGH), solar fotovoltaica (UFV) e eólica (EOL).





Da análise da Fig. 5 se constata que quase a totalidade dos empreendimentos de microgeração compartilhada é de energia fotovoltaica e nos empreendimentos de minigeração a diversificação aumenta (30% de CGH, 10% de EOL e 60% de UFV). No entanto, é perceptível a diferença na capacidade instalada dos empreendimentos por cada fonte, conforme limite possibilitado pela RN para cada tipo de fonte.

Distribuindo os empreendimentos no mapa do Brasil, conforme ilustrado na Fig. 6, pode-se observar as principais regiões em que o modelo de geração compartilhada está sendo empregado.

Na Fig. 6, pode-se observar a minigeração eólica de 5 MW no Estado do Ceará (denominada de Consórcio Prainha II), representa praticamente 44,48% da capacidade instalada de todos os empreendimentos de geração compartilhada; e, é responsável por gerar créditos de energia para 29 UCs. O empreendimento está localizado na cidade Aquiraz no Ceará sendo conectado na rede de distribuição da Enel Distribuição Ceará. De maneira similar, pode-se observar na Fig. 6, os empreendimentos que utilizam o potencial hidráulico para geração de energia, sendo três no Estado de Roraima e um no Estado de Santa Catarina.

Todos os demais empreendimentos são de geradores fotovoltaicos, que representam praticamente 88% dos empreendimentos de geração compartilhada, merecendo destaque a região sul e sudeste do Brasil com 73,81% dos empreendimentos.



Figura 6 - Distribuição dos empreendimentos de geração compartilhada.

No sentido de ilustrar a formação de cooperativas e consórcios de geração compartilhada, a seguir são ilustrados exemplos de empreendimentos existentes assim como de empreendimentos em fase de captação de investidores (recursos/interessados).

3.2 EXEMPLO DE COOPERATIVA SOLAR

A Cooperativa Brasileira de Energia Renovável (COOBER), inspirada em modelos de cooperativas de GD alemãs, foi a primeira cooperativa fundada no Brasil para este fim. Foram reunidos 23 interessados que dividiram os custos de implantação de um microssistema de geração solar fotovoltaico. O empreendimento possui 288 módulos fotovoltaicos, totalizando uma potência instalada de 75 kWp localizada na cidade de Paragominas no Estado do Pará. A Fig. 7 ilustra o parque gerador.





Atualmente, o empreendimento gera em média 10.000 kWh por mês que são divididos entre os cooperados, sendo que apenas 21 utilizam os créditos de energia para abater do seu consumo e os outros 2 cooperados não possuem UCs conectadas à rede de distribuição das Centrais Elétricas do Pará (CELPA), onde o empreendimento gerador está conectado.

3.3 EXEMPLO DE CONSÓRCIO SOLAR

Outro sistema de geração compartilhada já implantado e gerando créditos aos seus integrantes é da Fazenda Solar da Empresa Brasileira de Energia Solar (EBES), localizada na cidade de João Pinheiro no Estado de Minas Gerais. O sistema foi idealizado pela EBES, com capacidade de gerar 175 MWh por mês e atender de 100 a 150 UCs. A Fig. 8 apresenta uma foto aérea do parque gerador.

Figura 8 - Foto aérea da fazendo solar (EBES, 2017).



A usina possui uma capacidade instalada de 1 MWp e é dividida em lotes de geração, onde é possível alugar lotes, onde o valor do aluguel é proporcional à capacidade de geração dele. Existem dois planos de aluguel: o plano denominado Solar Basic, em que não tem exigência de fidelidade, e o plano Solar Plus, que exige uma fidelidade mínima de 24 meses, além de todos recursos do outro plano cliente ganha um desconto de 10% e dicas de consumo racional de energia elétrica (TEIXEIRA, 2017 e EBES, 2017).

Existem diversas prospecções de criações de consórcio de empreendimentos de geração solar compartilhada. A seguir são ilustrados os principais encontrados.

3.4 PERSPECTIVAS FUTURAS DE CRIAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO SOLAR COMPARTILHADA

Como pode ser observado, o formato de consórcio é um modelo de negócios em que a administradora capta recursos e interessados com planos atrativos e financeiramente vantajosos. Neste sentido, a Fig. 9 ilustra a venda de lotes de geração do sistema de geração compartilhada denominada Condomínio Solar (COSOL).





A COSOL é uma administradora de consórcio, que tem como plano de negócio a geração compartilhada. Hoje, a mesma possui diversos projetos de construção de usinas solares fotovoltaicas de 5 MW, divididas em lotes de geração com potências instaladas diferentes. Todos os projetos então em fase de captação de recursos e de interessados, sendo que os interessados poderão ingressar no modelo como proprietários (comprando os lotes de geração para abater do seu consumo ou futuramente para alugar a terceiros) ou como inquilinos (alugando).

A empresa é responsável pela construção da usina e pela gestão do sistema durante a vida útil da usina, sendo remunerada pela taxa de manutenção do sistema. Após a vida útil, a usina será reciclada, podendo ou não a COSOL ser gestora desse novo sistema.

Por meio de pesquisas na internet, pode-se encontrar muitos sistemas em fase de projeto e de captação de recursos/interessados. A Tab. 5 ilustra um compilado das informações encontradas dos principais empreendimentos de geração compartilhada em fase de implantação.

Nome	Descrição	Localidades	Integrantes	Como participar	Fase
COSOL	Construção de usinas de 5 MW divididas em lotes de capacidades distintas de geração	BA, MG, SP, MT, RN e TO	Comercial, Industrial e Residencial	Investidor: proprietário de lotes de geração, utilizando para abater do próprio consumo ou alugar; Inquilino: alugando lotes de geração.	Captação de recursos
Cond. solar Fotovoltaico – Energia Livre	Construção de uma usina dividida em lotes de geração	Belo Horizonte – MG	Comercial, Industrial e Residencial	Investidor: adquirindo lotes, gerando economia com sua fatura de energia. Ou arrendando lotes, sem necessidade de investimento inicial, podendo adquiri-lo ao final do contrato.	Captação de recursos
Enel Soluções	Construção de uma usina de 1,1 MW dividas em lotes de geração	Tabuleiro do Norte – Ceará	Comercial	A rede de farmácias Pague Menos, comprou todos os lotes para abastecer cerca de 100 filiais espalhadas pelo estado do Ceará. A compra gera para a rede, uma economia em torno de 7% ao mês com a fatura de energia.	Construção
Cond. Fotovoltaico Raios do Sol – ESSOLAR	Construção de uma usina de 3 MWp, divididas em lotes de geração	Linhares - ES	Comercial. Industrial e Residencial	São comercializados lotes de geração. O proprietário poderá utilizar excedente de energia para abater o próprio consumo ou alugar a terceiros.	Captação de recursos

Tabela 5 - Compilado das informações de empreendimentos futuros de geração compartilhada.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O artigo teve como objetivo principal efetuar um levantamento do modelo de geração compartilhada no país. Como pode ser observado, com a aplicação de políticas de incentivos governamentais, as conexões de micro e minigeração aumentaram em todos os estados brasileiros. No entanto, o modelo de geração compartilhada ainda está sendo lentamente implantado. Atualmente existem 42 empreendimentos de geração compartilhada cadastrados na ANEEL e praticamente 88% referem-se a instalações de geradores solares.

O modelo de geração compartilhada, além de possibilitar o compartilhamento de créditos, pode ser considerado um modelo de negócio bastante interessante e promissor, mesmo com o fato da ANEEL vedar qualquer tipo de comercialização de energia de sistemas enquadrados nas RNs. Como modelo de negócio, os empreendimentos funcionam basicamente no mesmo princípio da COSOL, com pequenas adequações. Existe um grupo de pessoas (investidores) que financiam a construção de um empreendimento gerador de energia dividindo em lotes de geração e, posteriormente, alugam à terceiros, sendo todos os valores dados em relação a capacidade de geração dos equipamentos ou a potência instalada (R\$/kW). Por outro lado, qualquer pessoa/UC pode ingressar no sistema de compensação, não precisando instalar a geração na sua propriedade (evitando custos com projetos, dimensionamentos, orçamentos, condições favoráveis, possíveis problemas de manutenção local, entre outros).

Outro ponto interessante que pode ser observado é que o modelo de geração compartilhada cria nichos de mercado, em que as pessoas poderão alugar suas propriedades ou telhados especificadamente para a geração de energia ou simplesmente investir como geradores para atender consumidores (comprando lotes e arrendando os mesmos). Como exemplo, pode-se citar regiões favoráveis para isso, como a região nordeste e central do Brasil, as quais possuem grande potencial para a geração compartilhada (geração fotovoltaica e eólica) e que ainda possuem terras com preços relativamente baixos. E, por outro lado, nessas regiões também se observa que grande parte da população não possui condições financeiras para a implantação do sistema de micro ou minigeração. Isso cria um nicho de mercado de aluguel de lotes de geração (no formato de consórcio), em que o valor do aluguel é atrativo, variando de 80% a 90% do preço da compra da mesma quantidade de energia da concessionária local. Assim, proporciona que diversos possíveis investidores possam arbitrar nesse novo mercado de energia.

No processo de desenvolvimento do artigo, os autores observaram dificuldades em diferenciar os empreendimentos de geração compartilhada, entre cooperativas ou consórcios, visto que a ANEEL não recolhe esse tipo de informação das concessionárias de energia. Outra dificuldade encontrada foi na transparência do funcionamento da cooperativa/consórcio, visto que muitos detalhes operacionais são omitidos pelas mesmas. Os autores pretendem continuar avaliando o processo de distribuição de créditos

dentro da cooperativa e/ou do consórcio e planejam futuramente realizar uma análise econômica, financeira e comparativa para a construção de uma usina de geração compartilhada.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) pelo fomento destinado ao desenvolvimento da pesquisa.

REFERÊNCIAS

[1] ANEEL. Informações Técnica de Geração distribuída. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-

reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3F p_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKIi7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview% 26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em 27 de out. de 2017.

[2] _____. Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 02 de out. de 2017.

[3] _____. Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 02 de out. de 2017

[4] _____. Resolução Normativa nº 247 de 21 de dezembro de 2006. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.pdf>. Acesso em 02 de nov. de 2017

[5] ABSOLAR. Geração "caseira" de energia solar dispara e já passa de 16 mil unidades no brasil. 2017. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/geracao-caseira-de-energia-solar-dispara-e-japassa-de-16-mil-unidades-no-brasil.html>. Acesso em: 04 nov. 2017.

[6] BRASIL. Lei nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da república Federativa do Brasil. Brasília, DF, 30 julho 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM> Acesso em: 30 de out. de 2017.

[7] _____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da república Federativa do Brasil. Brasília, DF, 26 dez. 1996. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm> Acesso em: 02 de nov. de 2017

[8] _____. Lei nº 11.795, de 8 de outubro de 2008. Dispõe sobre o sistema de consórcio. Diário Oficial da república Federativa do Brasil. Brasília, DF, 8 out. 2008. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/lei/l11795.htm Acesso em: 4 de ago. de 2017.

[9] _____. Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971. Define a Política Nacional de Cooperativismo, institui o regime jurídico das sociedades cooperativas, e dá outras providências. Diário Oficial da república Federativa do Brasil. Brasília, DF, 16 dez. 1971. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5764.htm Acesso em: 4 de ago. de 2017.

[10] COSOL. Informações Condomínio Solar: O que é? Disponível em: https://www.cosol.com.br/como-funciona/>. Acesso em 30 de out. de 2017.

[11] EASSOLAR. Geração de energia compartilhada. Disponível em: http://eassolar.com.br/geracao-compartilhada.php>. Acesso em: 14 de nov. 2017

[12] ENERGIA LIVRE. Condomínio Solar Fotovoltaico. Disponível em: http://www.energialivre.eng.br/download/CONDOMINIO_SOLAR_FOTOVOLTAICO-OVERVIEW.pdf>. Acesso em: 30 out. 2017.

[13] ENEL. Farmácias Pague Menos usam o sol do Ceará como energia. 2017. Disponível em: https://www.enelsolucoes.com.br/projetos/farmacias-pague-menos-usam-o-sol-do-ceara-como-energia/>. Acesso em: 31 out. 2017.

[14] EBES. Fazenda Solar, consuma energia limpa e renovável sem investir nada. 2017. Disponível em: https://fazendasolar.com/. Acesso em: 30 out. 2017.

[15] SEBRAE. Cooperativa, Série empreendimentos coletivos. Disponível em: http://www.bibliotecas.sebrae.com.br/chronus/ARQUIVOS_CHRONUS/bds/bds.nsf/65f0176ca446f4668643bc4e4c 5d6add/\$File/5193.pdf>. Acesso em: 24 out. 2017.
[16] SINIMBU, F. Cooperativas facilitam geração da própria energia elétrica.2017. Disponível em: http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2017-03/cooperativas-facilitam-geracao-da-propria-energia-eletrica. Acesso em: 30 out. 2017.

[17] TEIXEIRA, P. A. EBES Lança primeira fazenda solar para GD no país. 2017. Disponível em: http://www2.ctee.com.br/brasilsolarpower/2016/zpublisher/materia/?url=ebes-lanca-primeira-fazenda-solar-para-gd-no-pais-20170621>. Acesso em: 30 out. 2017.

Capítulo 17

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

Resumo: O presente trabalho tem o objetivo de apresentar parte do resultado de pesquisa, ainda em andamento, intitulada, Potenciais impactos de um projeto de implantação de um parque eólico na região dos Campos de Cima da Serra, no estado do Rio Grande do Sul, sob a perspectiva da Economia Ambiental. A área de estudo, onde projeta-se a implantação do parque eólico, está localizada no município de São Francisco de Paula, RS. A utilização da energia eólica para produção de energia elétrica tem-se mostrado uma alternativa interessante na diversificação, através de fontes renováveis, da matriz elétrica brasileira, principalmente devido ao potencial eólico existente no Brasil. Contudo, sabe-se que qualquer intervenção realizada pelo homem ao meio, resulta em impactos. Verifica-se atualmente que os chamados Bens Ecossistêmicos de Interesse (BEI) são desconsiderados nos cálculos econômicos de viabilidade da maioria dos projetos. No estudo específico, os produtores rurais que desenvolvem suas atividades na área onde está prevista a implantação do parque eólico, necessitam do solo para produzir, enquanto a empresa proprietária do projeto necessita da área para implantação do parque eólico. Durante a implantação do parque, 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 do que pode ser feito para prevenir tais perdas.

Palavras-chave: Energia Eólica, Economia Ambiental, Produtividade Marginal.

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 assim como 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 Ecossistêmicos de Interesse (BEI)¹² 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 ecossistêmicos 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 econômicas¹³, 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.

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.

¹² Serviços ecossistêmicos de provisão que resultam de processos ecológicos que produzem bens tangíveis que são úteis de alguma forma ao ser humano gerando bem-estar. Basicamente, esses bens providos pelos ecossistemas podem ser classificados como: i) alimentos, quando são destinados diretamente para alimentação humana ou de criação animal; ou ii) insumos, quando são utilizados como componentes de produtos diversos (inclusive alimentos industrializados) (GVces, 2014).

¹³ Consequência da ação de um agente que afeta o bem-estar (ou a função de produção) de outro agente sem que haja compensação paga ou recebida. Portanto, as consequências da ação não estão refletidas em preços de mercado. Pode ser positiva ou negativa. Apesar de constituir um subgrupo de impactos, as externalidades nestas Diretrizes são consideradas em separado (GVces, 2014).



Figura 1 - Localização do município de São Francisco de Paula no estado do Rio Grande do Sul.

Fonte: Adaptado pelo autor de Google Earth e UFRGS (2017)

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 utiliza na estimativa do Valor da Dependência.

VD = Pqd x \$vp(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 demostra 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 (R\$)	Estimativa anual de produção por hectare (Kg)	Impostos/tributos na comercialização (%)	Receita Líquida Estimada/ano (R\$)
Produção extensiva de bovinos	3.098	5,00	30	2,3	454.011,90

Tabela 1	- Estimativa	da receita líqui	da anual com a	produção extens	iva de bovinos	s na área da poligonal.
		1		, ,		1 0

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 inserida, foi possível estimar o Valor da Dependência do solo para produção extensiva de bovinos como mostrado na Tab. 2.

Tabela 2 – Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção extensiva de bovinos utilizando campo nativo

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\$)
3.098	30	5,00	150,00	92.940	464.700,00

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 demostra 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 De	pendência 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.

Tab	ela 5	- Estimativa d	o Valor da	Dependênc	ia do solc	o para j	produçã	io de l	Pinus e	ellioti	(retira	da aos i	10
					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
		For	to: Autor (2017)		

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 processo14.

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.

¹⁸⁷

¹⁴ Madeira para processos: lenha, galhos e toretes. Oriundas da floresta para a geração de energia ou processos industriais, como a produção de MDF/MDP e celulose (RENNER HERRMANN, 2017).

Tabela 6 – Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de Pinus ellioti (retirada aos 14 anos)

Área (ha)	Estimativa de produção por hectare - Toras (ton)	Toras valor de comercialização/ton (R\$)	Estimativa de produção por hectare - Madeira de processo (ton)	M adeira de processo valor de comercialização/ton (R\$)	Estimativa total da produção Toras (ton)	Estimativa total de produção Madeira de processo (ton)	Valor da Dependência (RS)
92	200	85,00	150	72,00	18.400	13.800	R\$ 2.557.600,00



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 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 toras¹⁵.

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.

Tabela 7 - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de Pinus ellioti (retirada aos 20 anos)

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

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.

¹⁵ Parte de uma árvore, seções do seu tronco ou sua principal parte, em formato roliço destinada ao processamento industrial (BRASIL, 2009).

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)

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.

Atividade	Valor da Dependência do solo (R\$)
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 Pinus ellioti (mais de 14 anos)	116.640.000,00
Total	132.744.100,00

Tabala 0	Valoroa totoja da	Donondônaia	do colo y	non atirridada	dontro do noliconal
Tabela 9 -	valores totais da	Dependencia	00 solo	oor anvidade i	lentro da poligonar
1000100 2	, and the totals an	2 op on a on ora			aonero aa pongonar

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

Fonte: Autor (2017)

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 também 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 km2/MW (8-13 MW/km2) (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).

REFERÊNCIAS

[1] BLASQUES, L. C. M., VALE, S. B., PINHO, J. T., 2007. Sistema Solar Fotovoltaico para Geração de Eletricidade na Estação Científica Ferreira Penna do Museu Paraense Emílio Goeldi, Caxiuanã – Pará, I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza.

[2] 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>. Acesso em: 14 out. 2017.

[3] 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/Eletrosul Agora - nº 116-março. Acesso em: 21 mar. 2017.

[4] GOOGLE EARTH (Brasil). Google Earth Pro. 2017. Disponível em: https://www.google.com.br/earth/download/gep/agree.html. Acesso em: 29 abr. 2017.

[5] GVces. Diretrizes Empresariais para Valoração Econômica de Serviços Ecossistêmicos. Centro de Estudos em Sustentabilidade da Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas. São Paulo: 2014. 88 p.

[6] 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.

[7] 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=r73te ENUHdcC&oi=fnd&pg=PA9&dq=economia+ambi ental+USP&ots=3s7V02hvMT&sig=PE854QzKLITF3Jl4Klnl7xwYwwY#v=onepage&q=economiaambientalUSP&f=fal se>. Acesso em: 12 maio 2017.

[8] 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.terrabrasilis.org.br/ecotecadi gital/pdf/manual-para-valoracao-economica-de-recursos-ambientais.pdf>. Acesso em: 29 out. 2017.

[9] RENNER HERRMANN (Brasil). MADEIRA PARA PROCESSOS INDUSTRIAIS. 2017. Disponível em: <http://www.flosul.com.br/produtos/madeira_para_processos_industriais>. Acesso em: 14 out. 2017.

[10] RIBEIRO, António; PAULOS, Daniel; SOARES, Helena. Impacte 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.

[11] 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.

Capítulo 18

Aplicação de um DVR em aerogeradores SCIG e DFIG para aumento de suportabilidade frente a afundamentos de tensão

Edmar Ferreira Cota Renato Amorim Torres Victor Flores Mendes

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).

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).

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 (V), existe uma velocidade angular da turbina (e consequentemente um valor para velocidade angular do gerador, ω_m) que permite uma máxima extração de potência do vento pela turbina (P_t). 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 de 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.



Figura 3 – Potência da turbina pela velocidade angular do gerador em várias velocidades de vento para (a)DFIG e (b)SCIG.

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 coordenas girantes (dq0) são dadas por:

$$\vec{v}_{dq0s} = R_s \vec{i}_{dq0s} + \frac{d\psi_{dq0s}}{dt} + j\omega_s \vec{\psi}_{dqs} \qquad \qquad \vec{\psi}_{dq0s} = L_{ls} \vec{i}_{dq0s} + L_m (\vec{i}_{dqs} + \vec{i}_{dqr})$$

$$\vec{v}_{dq0r} = R_r \vec{i}_{dq0r} + \frac{d\vec{\psi}_{dq0r}}{dt} + j(\omega_s - \omega_e) \vec{\psi}_{dqr} \qquad \qquad \vec{\psi}_{dq0r} = L_{lr} \vec{i}_{dq0r} + L_m (\vec{i}_{dqr} + \vec{i}_{dqs}). \qquad (1)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{P}{2} L_m (i_{qs} i_{dr} - i_{ds} i_{qr}) \qquad \qquad \frac{2J}{P} \frac{d\omega_e}{dt} = T_e - T_m$$

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, $i \in \psi$ significam tensão, corrente e enlace de fluxo respectivamente. Já $R_s \in R_r$ são as resistências dos enrolamentos do estator e rotor, enquanto que L_{ls} , $L_{lr} \in L_m$ são as indutâncias de dispersão do estator, de dispersão do rotor e de magnetização. Por fim, ω_s é a frequência das variáveis do estator (no caso igual a da rede), ω_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 (ω_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).

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 coordenas 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 especificas, 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 bypass 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).

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).



Figura 5 – (a) DVR aplicado ao SCIG e ao DFIG e (b) Malha de controle do DVR.

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. Notase 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.

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 decaí em modulo 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 6 – Tensão (a) de fase da rede (b) do DVR (c) de fase nos aerogeradores e (d) no barramento c.c. do DVR



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 aqueda 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 3 p.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.



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.

Figura 9 – Tensão(a) de fase na rede (b) do DVR (c) de linha nos aerogeradores e (d) no barramento c.c. do DVR.



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.

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.



Figura 10 – Afundamento monofásico para o SCIG (a) sem DVR e (b) com DVR.

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.

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.





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 gerados 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.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o suporte financeiro da CEMIG/ANEEL através do projeto P&D470, bem como a CAPES, CNPQ e Fapemig.

REFERÊNCIAS

[1] 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.

[2] Global Wind Energy Council - GWEC. Global Wind Statistics 2014, 2015.

[3] Hava, A. M.; Kerkman, R. J.; Lipo, T. A. Simple Analytical and Graphical Methods for Carrier-Based PWM-VSI Drives. IEEE Transactions on Power Eletronics, v. Vol. 14, n. Nº 1, p. 49 - 61, Janeiro 1999.

[4] 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^o. 3, p. 871 - 882, Março 2011.

[5] Liserre, M.; Blaabjerg, L.; Hansen, S. Design and control of an LCL-filter Based Three-Phase Active Rectifier, v. Vol: 41, n. №: 5, p. 1281-1291, 2001.

[6] 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.

[7] 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.

[8] Novotny, D. W.; Lipo, T. A. Vector Control and Dynamics of AC Drives. 1^a. ed. [S.l.]: Oxford University Press, 1996.

[9] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Submódulo 3.6 - Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão à Rede Básica, 2009.

[10] 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.

[11] 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.

[12] Teodorescu, R.; Liserre, M.; Rodríguez, P. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. [S.l.]: John Wiley and Sons, 2011.

[13] 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. №. 3, p. 807 - 815, Março 2011.

[14] 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.

Capítulo 19

Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para alimentar um sistema de produção de hidrogênio eletrolítico

Lucas Santos de Melo Melyna Candice Silva Simões Núbia Silva Dantas Brito Laysa Lucia de Souza Marcus Vinicius Bezerra Medeiros Darlanny Silva Diniz

Resumo: Este trabalho apresenta o estudo e dimensionamento de um sistema de captação de energia solar que está sendo instalado no Laboratório de Fontes Renováveis de Energia (LABFREN) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). O sistema é do tipo fotovoltaico isolado (SFVI) e tem como finalidade, alimentar um sistema de produção de hidrogênio eletrolítico. O trabalho avalia o uso de um SFVI como fonte geradora de eletricidade, que representa um dos insumos principais do processo de produção de hidrogênio eletrolítico. Os resultados obtidos via metodologia adotada foram validados comparando-os com os fornecidos pelo software PVsyst.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Produção de Hidrogênio, Eletrólise.

1 INTRODUÇÃO

O eminente esgotamento das fontes energéticas fósseis associado a crescente emissão de poluentes tem demandando a busca pelo uso de outras fontes energia. Neste cenário, o hidrogênio tem se destacado como vetor energético devido à sua abundância no universo como fonte de energia renovável, inesgotável e não poluente (Medeiros e Botton, 2015). Ademais, sua capacidade de combinação química com a maioria dos elementos fez do hidrogênio um produto químico largamente usado no setor industrial. Dentre as muitas pesquisas envolvendo o hidrogênio, destaca-se aqui a produção de eletricidade a partir do hidrogênio e vice-versa, o que resulta em um ciclo de energia renovável e inofensivo para o meio ambiente (Air Products, 2017).

Neste contexto, a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), por meio da Chamada CT-INFRA/2007 aprovou a criação do Laboratório de Fontes Renováveis de Energia (LABFREN), no qual estão sendo desenvolvidas várias pesquisas, sendo uma delas relacionada à produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água. Mesmo sendo um processo conhecido há aproximadamente dois séculos, a eletrólise da água representa apenas 4% da produção mundial de hidrogênio e tem como principais vantagens, a elevada pureza do hidrogênio obtido e a simplicidade do processo (Viola, 2014).

A obtenção de hidrogênio via eletrólise da água requer uma fonte geradora de energia elétrica, que no caso do sistema do LABREN será do tipo solar fotovoltaica. Apesar das suas muitas vantagens, a energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico apresenta comportamento intermitente e imprevisível, pois depende de vários fatores, como por exemplo: variações dia/noite, condições climáticas, etc. Este artigo insere-se nesse contexto, tendo como objetivos o estudo do sistema de produção de hidrogênio que está sendo concebido no LABFREN e a elaboração do projeto e dimensionamento do sistema fotovoltaico para supri-lo.

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é obtida por meio da conversão direta da luz em eletricidade, causada pelo "efeito fotovoltaico", fenômeno descoberto por Edmond Becquerel em 1839, o qual é definido como sendo o estabelecimento de uma tensão elétrica em um material semicondutor quando exposto à luz visível. O sistema responsável por essa conversão é denominado de "célula fotovoltaica". Para aumentar os níveis de tensão e corrente, várias células fotovoltaicas são conectadas em associações série-paralelo, constituindo um conjunto denominado de "módulo fotovoltaico". A associação de vários módulos resulta no "painel fotovoltaico", que constitui a unidade fundamental de um sistema fotovoltaico (CRESESB-CEPEL, 2014).

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) são classificados usualmente, em três categorias, conforme a seguir.

• Sistemas Fotovoltaicos Conectados (SFVC): também denominados de sistemas on-grid ou sistemas grid-tie, operam em conjunto com a rede elétrica da distribuidora de energia, substituindo ou complementando a energia elétrica convencional disponível na rede.

• Sistemas Híbridos (SFVH): caracterizam-se por disporem de mais de uma forma de geração de energia elétrica.

• Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFVI): também denominados de sistemas off-grid, caracterizamse por não se conectarem à rede elétrica, sendo geralmente construídos com um propósito local e particular, visando atender um consumo de energia elétrica específico. Em vista disso, a estimativa da demanda energética deve ser bem estimada (CRESESB-CEPEL, 2014). Os SFVI típicos são constituídos pelo (Fig. 1): i) bloco gerador, que contém os módulos fotovoltaicos, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte; ii) bloco de condicionamento de potência, que contém o inversor, o controlador de carga e os dispositivos de proteção/supervisão/controle; iii) bloco de armazenamento, constituído pelos acumuladores elétricos e/ou outras formas de armazenamento. Esse bloco é imprescindível, visto que é responsável por atender a demanda de energia elétrica nos períodos quando a geração é nula ou insuficiente. Apesar da larga oferta no mercado, a bateria eletroquímica ainda é o dispositivo mais utilizado.





3 PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

Dentre as diversas tecnologias utilizadas para a produção de hidrogênio, destaca-se aqui a eletrólise aquosa, também conhecida como "eletrólise da água", que pode ser definida de forma sucinta, como sendo um processo químico não espontâneo de "quebra" da molécula da água, quando submetida à ação de corrente elétrica proveniente de uma fonte externa de energia. O dispositivo responsável pela reação eletroquímica de decomposição da água, ou seja, onde se produz o hidrogênio e o oxigênio, é chamado de "eletrolisador", cujo esquema básico é mostrado na Fig. 2.

Conforme Longo (2008), uma tensão elétrica de 1,24 V entre os eletrodos imersos em uma solução aquosa é suficiente para separar os átomos de oxigênio e de hidrogênio a uma temperatura de 25°C e uma pressão de 1,03 kg/cm2. A carga elétrica quebra a ligação química entre os átomos de hidrogênio e de oxigênio, separando-os em componentes atômicos e criando partículas carregadas, denominados de íons, os quais se formam em dois polos: i) o ânodo, polarizado positivamente, no qual o oxigênio se concentra; ii) o cátodo, polarizado negativamente, onde ocorre a concentração de hidrogênio (Medeiros e Botton, 2015).

Como o custo da produção de hidrogênio depende diretamente do custo da eletricidade (Sørensen, 2005), optou-se pela energia fotovoltaica como fonte supridora para o sistema de produção do hidrogênio do LABFREN.



Figura 2 - Processo de produção de hidrogênio via eletrólise da água.

4 PROJETO DE UM SFV PARA O LABFREN

A metodologia adotada na elaboração do projeto do SFV para o LABFREN é descrita resumidamente nas etapas a seguir.

205

4.1 ESTIMATIVA DA CARGA

A primeira etapa consistiu em estimar a carga a ser suprida, ou seja, o sistema de produção de hidrogênio, o qual será constituído por (Fig. 3): i) um gerador de hidrogênio modelo Hy-PEM XP 024, que produzirá

hidrogênio puro e oxigênio como subproduto da eletrólise da água; ii) um sistema de compressão de hidrogênio modelo Hy-COMP XT, formado por um compressor e um vaso de pressão, que eleva a pressão do hidrogênio produzido, armazenando-o de forma segura em cilindros de gás comprimido, consumindo 1.600 W de potência; ii) uma caixa de controle automático modelo Hy-Refill BOX.

Segundo o fabricante H2planet, o eletrolisador adquirido pelo LABFREN é do tipo de membrana PEM, com capacidade de produção 0,24 m³/h, e muito utilizado para a produção de hidrogênio com energia proveniente de painéis fotovoltaicos. A potência consumida fixa é 2.300 W, porém, no momento de partida, demanda uma potência acima de 3.500 W. O sistema de produção de hidrogênio do LABFREN irá operar com tensão de 220-240 VCA monofásico, seguindo as especificações técnicas fornecidas pelo seu fabricante.



Figura 3 - Diagrama esquemático do sistema de produção de hidrogênio do LABFREN.

4.2 CONFIGURAÇÃO DO SFV

Além dos equipamentos do sistema de produção de hidrogênio, o LABFREN dispõe de outros instrumentos, tais como: módulos fotovoltaicos de silício policristalino, caixa de combinação, controlador de cargas, inversor/carregador. Após análise dos equipamentos, decidiu-se pela implantação de um SFVI devido ao fato do inversor/carregador operar como retificador (CA/CC) e inversor (CA/CC). Para utilizá-lo como inversor, será necessário o uso de baterias e como consequência, o sistema se comportará como um SFVI, cujo diagrama esquemático é apresentado na Fig. 4.

Uma caixa de combinação será instalada entre o arranjo fotovoltaico e o controlador de cargas, adaptando os condutores de saída do arranjo fotovoltaico e minimizando a quantidade e o comprimento dos cabos. O controlador será conectado ao banco de baterias, que estará conectada ao painel inversor, no qual serão realizadas todas as conexões entre os inversores e o sistema de controle e proteção. Ao final, a energia fornecida ao inversor por meio das baterias será disponibilizada para as cargas.





4.3 ESTIMATIVA DOS RECURSOS SOLARES

A etapa seguinte do estudo consistiu em estimar os recursos solares disponíveis no LABFREN. Para isso, recorreu-se ao programa SunData, utilizando as seguintes informações como dados de entrada: i) local: Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba; ii) coordenadas geográficas: -7.212800, -35.907831.

Ao final, o programa forneceu os dados referentes à irradiação solar diária média mensal (kWh/m2dia) para todos os meses do ano, conforme dispostos na Tab. 1. Os dados fornecidos têm como base a irradiação solar incidente em planos horizontais e em planos inclinados com ângulo igual à latitude.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	5,47	5,39	5,31	4,83	4,42	3,86	3,83	5,08	5,22	5,89	6,08	5,69	5,09
Ângulo = latitude (7°N)	5,25	5,27	5,31	4,95	4,63	4,07	4,02	5,27	5,27	5,79	5,85	5,43	5,09

Tabela 1 - Irradiação solar diária média mensal da UFCG em kWh/m²dia.

Em estudos de estimativas de produção de energia elétrica fotovoltaica, um procedimento usual consiste em ignorar os efeitos da variação da irradiância em cada instante e considerar apenas, a variação em intervalos horários. Como existe uma linearidade significativa entre a produção de energia elétrica e a irradiação horária, é prática comum o uso do conceito de valor acumulado de energia solar ao longo de um dia ou "número de horas de sol pleno" (HS) (Figueira, 2014):

$$\frac{\left[\frac{\mathrm{kWh}}{\mathrm{m}^{2} \times \mathrm{dia}}\right]}{\frac{1000 \mathrm{W}}{\mathrm{m}^{2}}} = \frac{\mathrm{h}}{\mathrm{dia}}(1)$$

sendo 1.000 W/m^2 a maior irradiância solar, o que permite o alcance da potência máxima pelo painel fotovoltaico.

Análise dos dados da Tab. 1, mostrou que o mês que exibiu o maior valor critico de irradiância mensal em Campina Grande foi o mês de julho, apresentando valores de 3,83 h/dia e 4,02 h/dia de sol pleno para planos que se encontram na posição horizontal e inclinada 7° ao Norte, respectivamente.

4.4 ESTIMATIVA DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A próxima etapa consistiu em estimar o consumo de energia elétrica da unidade consumidora, o que foi feito multiplicando a potência de cada equipamento pelo respectivo tempo de operação hipotético, conforme discriminado na Tab. 2.

Uma vez que o horário de funcionamento do LABFREN compreende o período de segunda à sexta, das 08h00 às 18h00, o sistema de produção de hidrogênio, portanto, só irá operar cinco dias da semana. Logo, é necessário multiplicar o consumo obtido pela razão de dias que a carga atuará e a quantidade de dias da semana:

Consumo = 22,6 × $\left(\frac{5}{7}\right)$ =16,14 kWh/dia(2)

Além disso, devido às cargas serem supridas por tensões senoidais alternadas, o SFV requer um inversor. Na prática, isso consiste em dividir o consumo diário pelo fator decimal representativo da eficiência média do inversor, a qual é fornecida pelo fabricante. No caso do LABFREN, esse fator é de 94%, o que resulta em um consumo de 17,20 kWh/dia.

Carga	Tensão (VCA)	Potência Total (kW)	Operação (horas/dia)	Consumo de Energia (kWh/dia)
Gerador Eletrolítico	120-240	3,5	5	17,5
Compressor	230	1,6	3	5,1
Total	-	5,1	-	22,6

Tabela 2 - Carga do sistema de produção de hidrogênio (LABFREN).

4.5 DIMENSIONAMENTO DO SFV

Seguiu-se então, para a etapa de dimensionamento do SFV, a qual foi dividida nas subetapas apresentadas a seguir.

Sistema fotovoltaico. Adotou-se o Método do Mês Crítico, que consiste em considerar o período do ano no qual as condições médias são mais desfavoráveis para o sistema. Esse método utiliza valores médios mensais de irradiação solar e da carga e apenas os valores do mês mais desfavorávei na relação carga/irradiação, o que resultará em excesso de energia nos meses mais favoráveis (CRESESB-CEPEL, 2014). Considerando que a carga do LABFREN será constante ao longo do ano, tomou-se como base o mês de pior irradiação solar no ano, que corresponde ao mês de julho. A potência dos painéis fotovoltaicos (PFV) é computada conforme Eq. (3):

$$P_{FV} = \frac{\epsilon_c}{_{HS}} = \frac{17,2\,k}{4,02} = 4,28\,kW(3)$$

sendo: HS o número de horas de sol pleno no plano do painel fotovoltaico em seu pior mês, considerando o plano inclinado com ângulo igual à latitude; ∈c o consumo de energia em kWh/dia. Os painéis fotovoltaicos disponíveis no LABFREN possuem as seguintes características elétricas:

Tensão de Circuito Aberto (Voc):	38,53 V
Corrente de Curto Circuito (Isc):	8,72 A;
Potência Máxima (Pm):	260 Wp;
Tensão de Potência Máxima (Vmp):	31,05 V;
Corrente de Potência Máxima (Imp):	8,39 A.

Para uma estimativa inicial do número de módulos requeridos, dividiu-se a potência total dos painéis fotovoltaicos (4,28 Wp) pela potência máxima de cada módulo (260 Wp), o que resultou em 18 módulos fotovoltaicos dispostos em série-paralelo para compor o sistema. Considerando a tensão e a corrente máxima de entrada do controlador de carga e a tensão de circuito aberto e de corrente de curto circuito dos painéis, a configuração proposta será composta de seis séries fotovoltaicas de três painéis, totalizando uma tensão de 115,59 V e 52,32 A.

Na saída dos painéis fotovoltaicos será instalado uma caixa de combinação, na qual estarão dispostos os disjuntores de cada conjunto de painéis, os quais protegerão as séries fotovoltaicas contra danos causados por curto-circuito e sobrecargas elétricas.

Sistema de armazenamento. Para estimar a quantidade de energia a ser armazenada e o número de baterias que irá compor o banco, informações quanto ao consumo de energia em Ah/dia e capacidade do banco de baterias são requeridas, as quais foram obtidos considerando as especificações abaixo e o equacionamento a seguir

Tipo de bateria a ser utilizado:	chumbo-ácido;
Eficiência da bateria:	90%;
Profundidade de descarga diária:	50%;
Autonomia total do sistema:	2 dias;
Quantidade de energia fornecida diária:	17,20 kWh/dia;
Temperatura média local:	30°C;
Tensão do banco de baterias:	48 V.

Cálculo do consumo de energia em Ah/dia (∈bat):

$$\epsilon_{bat} = \frac{\epsilon_c}{V_{bb^{\times}} \epsilon_{bat}} = \frac{17,2k}{48 \times 0,9} = 398,15 \text{ Ah/dia(4)}$$

Cálculo da capacidade do banco de baterias em Ah (Cbat):

$$C_{\text{bat}} = \epsilon_{\text{bat}} \times \frac{A}{P_{\text{d}}} = 398,15 \times \frac{2}{0,5} = 1592,59 \text{ Ah}(5)$$

sendo: ∈c o consumo de energia em kWh/dia; Vbb a tensão do banco de baterias; ɛbat a eficiência da bateria em porcentagem; A a autonomia do sistema; Pd a porcentagem de descarga da bateria por dia. Em seguida, determinou-se o número de baterias em paralelo e em série aplicando as equações a seguir (CRESESB-CEPEL, 2014).

N° de baterias paralelo =
$$\frac{C_{bb}}{C_{bateria}}$$
(6)

N° de baterias serie =
$$\frac{V_{bb}}{V_{bateria}}$$
(7)

Considerando uma bateria com capacidade de 240 Ah e 12 V de tensão, a configuração final será de 7 baterias em paralelo e 4 em série, formando um banco composto por 28 baterias, representando o total de 48 V/1680 Ah.

Controlador de carga. Essa etapa exigiu uma análise minuciosa das especificações elétricas em relação aos limites máximos de tensão do sistema CC e dos níveis de corrente elétrica, tanto na entrada do painel

fotovoltaico quanto na saída para as baterias. A corrente do controlador deve ser igual ou superior à corrente máxima dos painéis fotovoltaicos, ou seja, à corrente de curto-circuito adicionada de um fator de segurança de 25% para o caso de o painel receber uma radiação maior que 1000 W/m² (CRESESB-CEPEL, 2014). O cálculo da corrente máxima do controlador (Ic) foi computado conforme a seguir.

 $I_{c} = n \times I_{PV} \times 1,25 = 6 \times 8,72 \times 1,25 = 65,40 \text{ A}(8)$

Sendo: n o número de painéis em paralelo; IPV a corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos. O controlador de cargas disponível no LABFREN possui as seguintes características elétricas:

Tensão de entrada máx. (Vmax):	150 V;
Corrente de entrada máx. (Imax):	96 A;
Tensão máxima de carregamento (Vout):	93 V;
Corrente máxima de carregamento (Iout):	96 A;
Tensão nom. do banco de baterias:	12-72 V.

Portanto, a corrente I_c está na faixa da corrente máxima de entrada permitida pelo controlador, ou seja, 96 A.

Inversor. O dimensionamento do inversor requer o conhecimento da demanda máxima da carga e, portanto, do período do dia que os equipamentos estarão em operação. O inversor deve ser dimensionado de modo que a tensão de entrada seja compatível com a tensão CC do banco de baterias e a tensão de saída CA senoidal, com valor correspondente de 120 ou 240 V, e frequência de 60 Hz. A potência do inversor deve ser igual ou superior a potência máxima da curva de carga, acrescidos de 20% (Eq. 9) (CRESESB-CEPEL, 2014):

$P_{inv} = \epsilon_c \times 1,2(9)$

Como mostrado na Tab. 2, a potência máxima da curva de carga do LABFREN é 5,1 kW, portanto, o valor que o inversor deve ser capaz de atender. Portanto, a potência mínima do inversor deverá será 6,12 kW. Para se adequar o inversor ao sistema é necessário avaliar ainda, a corrente máxima de entrada que deverá suportar, a qual é computada conforme Eq. (10):

$$I_{invs} = \frac{P_{total}}{V_{cont}} = \frac{6,12kW}{48V} = 127,5 A(10)$$

O inversor disponível no LABFREN possui as seguintes características elétricas:

Inversor/ Carregador:	CA/CA;
Capacidade:	4400 W;
Tensão de entrada:	36-64 VCC;
Corrente máxima de entrada:	147 A;
Tensão de saída:	120-240 VCA/60 Hz;
Corrente máxima de saída:	18,3 A.

Portanto, pode-se constatar que a potência total será muito alta para ser atendida por um único inversor, logo, será necessária a conexão de inversores em paralelo. Além disso, será necessário anular a função de retificador, conectando-o diretamente ao banco de baterias.

Sistema de proteção e cabeamento. Nesta etapa executou-se o planejamento da interconexão dos equipamentos e de adequação aos requisitos de segurança sob o ponto de vista elétrico, especificando os condutores e dispositivos de proteção. Foram aplicadas as Normas NBR5410 (instalações elétricas de baixa tensão) e NBR 5419 (Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas), além de normas internacionais.

No status atual, o LABFREN já dispõe dos componentes principais do sistema de proteção, que são: painel fotovoltaico com diodos de desvio; caixa de combinação que comporta disjuntores; DSP – Dispositivo contra Surtos Atmosféricos e painel CA/CC Inversor MPSL-30D - Magnum Energy, que comporta a instalação de todos os dispositivos de seccionamento automático, barramentos, conexões, inversores, controladores de carga, sistema de controle e proteção. Desta forma, foi necessário dimensionar apenas os disjuntores para a caixa de combinação e para o quadro de distribuição do sistema. Como a corrente nominal do disjuntor deverá ser pelo menos 1,25 vezes maior que a corrente nominal da série fotovoltaica ou da carga, tem-se (CRESESB-CEPEL, 2014):

 $I_{disjuntor} \ge 1,25 \times I_{sc}(11)$

 $I_{disjuntorCC} \ge 1,25 \times 8,72 = 10,9 \text{ A}$

 $I_{\text{disjuntorCA}} \ge 1,25 \times \frac{5,1 \text{kW}}{220 \text{V}} = 28,9 \text{ A}.$

Assim, a caixa de combinação cuja corrente nominal será de 16 A irá conter os disjuntores CC e a caixa de combinação, cuja corrente nominal será de 32 A e irá conter os disjuntores CA.

Após execução desta fase, elaborou-se o digrama unifilar apresentado na Fig. 5, destacando os pontos para instalação dos componentes de proteção e conexão dos equipamentos. Além dos equipamentos de proteção, todo o sistema e sua estrutura de suporte serão aterrados para protegerem a instalação e as pessoas que frequentam a instalação contra os riscos de contatos indiretos. A escolha dos condutores foi feita com base na Norma NBR 5410, considerando o comprimento do ramal, a tensão nominal e o nível de perdas tolerável. É importante destacar que um SFV requer condutores que suportem as mais adversas condições climáticas, visto que poderão estar expostos à intensa radiação, calor, frio e chuva por longos períodos de tempo. Portanto, devem possuir material de proteção e isolamento resistentes, especialmente à radiação ultravioleta.

Figura 5 - Diagrama unifilar do sistema de proteção.



4.6 VALIDAÇÃO EM PVSYST

As características de variabilidade e imprevisibilidade do recurso solar demandam atenção especial no estudo de SFV. Neste sentido, optou-se pelo uso do software PVsyst para simular e validar o sistema em estudo. O PVsyst possui as seguintes funcionalidades: especifica e dimensiona os componentes de um SFV; verifica o projeto e valida os componentes; realiza análise de sombreamento de SFV considerando a proximidade entre módulos e a inclinação, o horizonte, obstáculos próximos (prédios, torres, vegetação, etc.) e geometria do telhado; fornece de relatórios de desempenho e análise das principais causas de perdas nos SFV.

Resumidamente, a simulação no PVsyst foi realizada conforme os seguintes passos: 1) informação do local de instalação do SFV. Neste caso: Campina Grande – PB; 2) inserção dos dados do Sundata, da temperatura média mensal (Tab. 3) e dos parâmetros pré-determinados no dimensionamento. Feito isso, o software simula o comportamento dos módulos fotovoltaicos, de acordo com os diferentes índices de irradiância durante o ano.

Tabela 3 – Temperatura média mensal de Campina Grande.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Temp. (°C)	24,5	24,3	24,1	23,0	22,1	21,3	20,7	21,6	22,6	23,3	23,9	23,5

Ao final, o PVsyst disponibiliza vários gráficos, dentre os quais selecionaram-se os apresentados nas figuras abaixo. Na Fig. 6 são mostradas as produções de energia normalizada por mês, especificando: i) as perdas de geração quando as baterias estão carregadas, na cor azul; ii) as perdas na captação solar, na cor roxo; iii) as perdas no sistema instalado, na cor verde; iv) a energia útil fornecida efetivamente, na cor bordô. Tendo como base o relatório gerado pelo PVsyst, as perdas representam em média 30% do que é produzido no sistema, as quais são compostas por: perdas térmicas, perdas no cabeamento (ôhmicas), perda de energia quando a bateria está totalmente carregada, dentre outras. No entanto, o valor médio computado de energia produzida diária será de 3,14kWh/KWp/dia e a estimativa anual é de 7,02MWh/ano, atendendo os requisitos do projeto.

A Fig. 7 comprova a afirmativa anterior e mostra que o rendimento do sistema, na cor verde, será de 100% para todos os meses devido ao correto dimensionamento e funções qualitativas dos equipamentos, como, por exemplo, o rastreio MPPT do controlador de cargas, que proporciona aumento considerável no rendimento do sistema. Observou-se ainda que nos meses de menor insolação e/ou de maior temperatura mensal, a taxa de desempenho do sistema (cor bordô) aumentou, o que correspondeu aos períodos em que o sistema de armazenamento supre a baixa geração solar. Um resumo dos resultados obtidos é apresentado na Tab. 4.



Figura 7 – Rendimento global do sistema.



	GlobHor kWh/m²	E Avail MWh	Eunused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Janeiro	162,8	0,573	0,000	0,000	0,512	0,512	1,000
Fevereiro	147,6	0,535	0,052	0,000	0,446	0,446	1,000
Março	164,6	0,618	0,060	0,000	0,491	0,491	1,000
Abril	148,5	0,583	0,073	0,000	0,468	0,468	1,000
Maio	143,5	0,588	0,034	0,000	0,513	0,513	1,000
Junho	122,1	0,501	0,000	0,000	0,468	0,468	1,000
Julho	124,6	0,506	0,000	0,000	0,491	0,491	1,000
Agosto	163,4	0,645	0,023	0,000	0,513	0,513	1,000
Setembro	158,1	0,608	0,112	0,000	0,446	0,446	1,000
Outubro	179,5	0,654	0,092	0,000	0,513	0,513	1,000
Novembro	175,5	0,617	0,086	0,000	0,491	0,491	1,000
Dezembro	168,3	0,595	0,061	0,000	0,468	0,468	1,000
Anual	1858,5	7,023	0,594	0,000	5,820	5,82	1,000

Tabela 4 - Resultados anuais.

Sendo: GlobHor: irradiação solar diária média anual; E Avail: energia solar disponível na saída da matriz ao produzir energia não utilizada; EUnused: perda de energia não consumida (bateria cheia); E Miss: falta energia; E Load - necessidade de energia (Load); E User - energia fornecida (incluindo energia de reserva); E Miss – Energia necessária não suprida (Eload – Euser); SolFrac – Fração solar (EUser / ELoad).

Nota-se que o SFV consegue suprir a carga, até mesmo no mês mais crítico de radiação solar (julho), apresentando uma taxa de energia não suprida nula.

5 CONCLUSÕES

O processo de execução do projeto apresentado neste trabalho demonstrou a importância crescente dos sistemas fotovoltaicos como fonte de geração distribuída, e em particular, a importância da etapa de dimensionamentos para o êxito desse tipo de sistema, seja do ponto de vista técnico ou econômico. Podese afirmar que o estudo de caso realizado no LABFREN foi criterioso quanto ao dimensionamento adequado dos equipamentos em função das cargas a serem alimentadas e da autonomia desejada. No entanto, ainda é necessário um estudo mais detalhado referente ao ciclo de operação das cargas, à incidência solar e à minimização das perdas. Em relação aos custos, devido ao fato do LABFREN ter adquirido equipamentos de alta qualidade com objetivo de empregá-los em pesquisas acadêmicas, a análise de viabilidade econômica para este caso foi irrelevante.

Em relação à metodologia adotada, observou-se que ela facilitou consideravelmente, o processo de dimensionamento do sistema, mostrando-se uma ferramenta útil inclusive, para fins didáticos.

REFERÊNCIAS

[1] Air Products. Disponível em: http://www.airproducts.com.br/industries/Energy/Power/Power-Generation/hydrogen-basics.aspx. Acesso em agosto 2017.

[2] CRESESB-CEPEL, 2014. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. Edição Revisada e Atualizada. Rio de Janeiro.

[3] Figueira, F. F., 2014. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede para alimentar a sala de computação da Escola Municipal Tenente Antônio João. 2014. 54f. Projeto de Graduação em Engenharia Elétrica. UFRJ, Rio de Janeiro.

[4] Longo, V. A. M. Produção biológica de hidrogênio. Departamento de engenharia química e engenharia de alimentos. Artigo. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2008.

[5] Medeiros, W. B., Botton, J. P., 2015. Métodos e eletrólitos utilizados na produção de hidrogênio. Artigo. Universidade Federal de Integração Latino-Americana.

[6] Sørensen, B., 2005. Hydrogen and Fuel Cell: emerging technologies and applications hydrogen and fuel cells emerging technologies and applications. 2nd ed. Amsterdam, Boston: Elsevier Academic Press.

[7] Sundata. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em abril de 2017.

[8] Viola, L., 2014. Estudo da produção de hidrogênio eletrolítico a partir de fontes eólica, solar e hidrelétrica. 68f. Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá.

Capítulo 20

Micro usina fotovoltaica comercial Miramontes: Expansão, alterações e análise do desempenho

Gustavo Malagoli Buiatti Rafael Alexandre Silva de Carvalho Vitor Sleiman Mariano Luciano Mendes da Silva Marcos Leporate Márcio Eli Moreira da Silva Luís Guilherme Monteiro Oliveira

Resumo: A micro usina fotovoltaica Miramontes (UFV Miramontes), localizada no triângulo mineiro na cidade de Uberlândia, estado de Minas Gerais, entrou em operação em junho de 2013 com uma potência instalada de 3,29 kWp. Com o objetivo de aumentar a participação da geração fotovoltaica desta pequena usina, em relação à energia consumida no estabelecimento comercial onde a mesma foi implantada e respeitando as limitações de espaço ocioso do imóvel e de potência máxima a ser injetada na rede de distribuição, a UFV foi ampliada para 68,62 kWp em abril de 2015. Dessa forma, neste trabalho são apresentados os resultados das simulações realizadas através do software PVSyst© versão 6.25 e os mesmos são comparados com os dados reais de geração. Além disso, são também apresentados os resultados de desempenho da produtividade do sistema, antes e depois da ampliação, e os aspectos técnicos relacionados às diferentes fases da UFV, juntamente com o processo de definição do layout dos arranjos fotovoltaicos adotados na ampliação são discutidos neste trabalho.

Palavras-chave: Micro Geração Distribuída fotovoltaica, Simulação, Expansão, Desempenho.

1 INTRODUÇÃO: CRESCIMENTO DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Atualmente, a energia solar fotovoltaica começa a se apresentar como uma fonte que está se tornando realidade e se consolidando no Brasil, principalmente na forma da geração distribuída (GD). Este processo se iniciou com a publicação da Resolução Normativa (RN) nº 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 17 de abril de 2012 (Aneel, 2014). Desde então, e de acordo com dados da própria agência reguladora, apresentados durante a Audiência Pública nº 026/2015, que ocorreu no dia 19 de junho de 2015 em Brasília/ DF durante o processo de revisão da RN nº482, até aquele momento foram conectadas à rede elétrica cerca de 670 unidades de geração distribuída que utilizam o sistema de compensação ("Net metering", em inglês) estabelecido pela referida resolução, dos quais a participação da fonte fotovoltaica representa 632 unidades geradoras, ou seja, 94,3% (Castro, 2015).

Levando em consideração as 632 unidades fotovoltaicas acumuladas, das quais 98% são unidades de microgeração com potência instalada inferior a 100kW, e considerando os 10 trimestres de dezembro de 2012 a junho de 2015, que se passaram desde a primeira conexão do Brasil realizada na cidade de Uberlândia-MG, a fonte fotovoltaica apresenta uma Taxa Composta de Crescimento Trimestral (Compounded Quarterly Growth Rate – CQGR, em inglês) da ordem de 55% por trimestre. Este número é bem mais expressivo que a Taxa Composta de Crescimento Anual o (Compounded Annual Growth Rate – CAGR, em inglês)) da potência fotovoltaica instalada no mundo (total de 178,4 GWp acumulados), entre os anos 2000 a 2014, que foi de 39% ao ano (Global,2015).

Segundo os dados apresentados pela ANEEL (Castro, 2015), a geração distribuída apresentava até então uma potência instalada de 9,6 MW no escopo da RN nº 482, sendo 70% desta potência oriunda da fonte fotovoltaica (6,7 MWp). Dentre as distribuidoras com o maior número de conexões a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) se destacava, até então, como a principal distribuidora do país em número de conexões de unidades de GD, com um total de 124 unidades conectadas a rede elétrica, ou seja, 18,5% de todas as conexões do Brasil.

Por outro lado, considerando os pareceres de acesso já emitidos pela concessionária de energia mineira, e em fase de conexão até junho de 2015, o número era de 267 unidades representando assim mais que o dobro do que está registrado na ANEEL no mesmo período, com um CQGR ainda mais agressivo e da ordem de 69% por trimestre. Considerando os dados de potência acumulada de todas estas unidades o valor de 1,69 MWp foi alcançado pelo estado de Minas Gerais, com um CQGR de 43% por trimestre em termos de potência acumulada no mesmo período, com crescimento na mesma ordem de grandeza do crescimento mundial.

Neste contexto, um entre as centenas de micro geradores que fazem parte destas estatísticas da ANEEL e da CEMIG é a micro usina fotovoltaica de Miramontes (UFV Miramontes), que entrou em operação em julho de 2013 com a modesta potência instalada de 3,29 kWp, e que em abril de 2015 passou por um processo de expansão e aumentou sua potência instalada para 65,31 kWp, Dessa forma, a UFV Miramontes é descrita e analisada, em detalhes, nas seções seguintes.

2 UFV MIRAMONTES

2.1. INSTALAÇÃO: 2013 (SISTEMA FV: 3,29 KWP)

A UFV Miramontes, como já mencionado, entrou em operação em julho de 2013, sendo enquadrada no sistema de compensação regulamentado através da RN nº 482/ANEEL. A mesma era constituída por 14 módulos fotovoltaicos de tecnologia policristalina com potência de pico de 235 Wp/módulos do fabricante Sun-Earth (modelo TPB156x156-60-P, certificado pelo Instituto Nacional de Metrologia (INMETRO), classe A de eficiência energética) conectados em série (string, em inglês), sendo os mesmos acoplados a um inversor com isolação galvânica de alta frequência do fabricante Eltek (modelo He-t) e potência nominal de 3,8 kW. A UFV, com potência instalada de 3,29 kWp, foi instalada sobre o telhado, com desvio azimutal de 17º Noroeste, do estabelecimento comercial na cidade de Uberlândia - MG e o sistema e seus parâmetros energéticos foram monitorados, através do software fornecido pelo fabricante do inversor. A Fig. 1 mostra a vista aérea do local de instalação da micro geração através do Google Earth®.

O string elétrico foi dividido em 2 mesas compostas por 7 módulos FV, obedecendo a mesma orientação do telhado do imóvel, porém utilizando uma estrutura de sustentação com 20º de inclinação, onde nesta condição as perdas da irradiação anual em relação ao Norte com 17º de desvio azimutal são mínimas, como mostra estudo de Santos (2014), corrigindo o desnível do telhado de fibrocimento (10%) e elevando os módulos a uma altura superior às platibandas da edificação, de forma a eliminar os efeitos negativos de
sombreamento próximo e favorecendo a ventilação dos módulos fotovoltaicos conforme mostra a Fig. 2. Em Uberlândia, a irradiação média diária é de 5,41 kWh/m²/dia no plano horizontal e temperatura ambiente média de 22ºC, (Inpe, 2015).

Posição dos módulos fotovoltaicos (duas mesas de módulos) N Desvio Azimutal = -179 V Taetidos Miramontes LITOA

Figura 1 - Vista superior da empresa Miramontes

em Uberlândia, MG ()

Fonte: Google Earth©, 13/09/2010

Figura 2 – UFV Miramontes em julho de 2013 (2 mesas com 7 módulos FV de 235 Wp/cada, totalizando 3,29 kWp)



Fonte: Google Earth©, 13/09/2010

Utilizando a configuração e características físicas descritas anteriormente do micro gerador, o mesmo foi modelado no software PVSyst® versão 6.25, considerando também todos os objetos adjacentes e entorno da instalação, e simulações foram realizadas utilizando informações solarimétricas / meteorológicas do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Assessment, em inglês), disponívem em (Swera,2015). Os resultados da simulação computacional levaram a uma previsão de geração anual de energia para o sistema de 5123 kWh/ano (média de 430 kWh/mês). Durante o ano de 2014, entre janeiro e dezembro, a geração real foi de 5157 kWh, ou seja, o erro na previsão realizado pela simulação foi de apenas de 0,7% em relação à geração real. A Tab.1 mostra os dados reais de geração de energia, mensal e anual, e da produtividade específica anual para UFV Miramontes.

Janeiro 2014	449,88 kWh	Agosto 2014	515,98 kWh
Fevereiro 2014	398,11 kWh	Setembro 2014	465,58 kWh
Março 2014	353,34 kWh	Outubro 2014	482,53 kWh
Abril 2014	405,07 kWh	Novembro 2014	393,40 kWh
Maio 2014	455,78 kWh	Dezembro 2014	389,98 kWh
Junho 14	436,02 kWh	Total 2014	5.157,27 kWh
Julho 2014	411,60 kWh	kWh/kWp/ano	1,57

Tabela 1 – Geração mensal, anual e produtividade específica anual para a UFV Miramontes (3,29 kWp) em 2014

2.2. Expansão: 2015 (Sistema FV: 68,62 kWp) / Análise de laytouts através do PVsyst© 6.25

O estabelecimento comercial que leva o nome da UFV discutida neste trabalho, apresentava, entre maio de 2012 a junho de 2013, um consumo total registrado de 99.520 kWh. Com o objetivo de aumentar a parcela de contribuição da geração própria de energia elétrica, diferentes estudos de layouts foram realizados nas áreas disponíveis e mais adequadas à instalação de arranjos fotovoltaicos adicionais. A área disponível total de telhado do imóvel é de 1924 m² (ver Fig. 3) sendo a mesma separada em diferentes subáreas por platibandas e por uma única porção mais elevada que todas as outras, como pode ser vista na Fig. 2 ao fundo do arranjo de 3,29 kWp. Após a avaliação de todas as distintas porções de telhados disponíveis, concluiu-se que deveriam ser utilizados os telhados ao norte da porção mais elevada, identificados como

A1 a A3, ver Fig. 4, evitando-se os telhados posicionados ao lado de A4, por este último ser uma fonte de sombreamento constante. Cabe salientar que devido à altura, formato abalroado e frágil da cobertura do telhado A4, foi também levando em consideração o quesito segurança. Desta forma, este telhado foi evitado na análise de layouts, restando as áreas A1 a A3 como os locais mais adequados para instalação dos arranjos fotovoltaicos.





Fonte: Google Earth©, 25/02/2014

Figura 4 – Áreas A1 a A4, com potencial para instalação de arranjos fotovoltaicos



Fonte: Google Earth©, 25/02/2014

Uma vez definidas as áreas, iniciou-se a avaliação dos layouts, ou disposições, dos arranjos fotovoltaicos. A primeira opção levou em consideração a adoção de disposição em mesas, assim como a instalação já existente de 3,29 kWp, devido ao excelente desempenho obtido de 1,57 kWh/Wp/ano obtido em 2014.

Na área de telhado A1, optou-se por adotar uma distância entre os pontos iniciais de cada mesa de 2,1 metros, o chamado "pitch", que leva em consideração o comprimento dos módulos e o espaçamento entre mesas (Labouret, 2009), e inclinação de 15º. Com tais características, as perdas pelo sombreamento mútuo entre as mesas seria de 2,7%. A título de comparação, uma inclinação de 18º e "pitch" de 2,3 metros levariam às mesmas perdas, mas com a desvantagem de utilizar mais material na estrutura de suporte, aumentando o custo, e de reduzir a área disponível para a instalação de módulos fotovoltaicos. Assim, 4 mesas de 11 módulos FV de 235 Wp, do mesmo fabricante / modelo da instalação de 2013, na posição vertical (1,00 x 1,7 metros) e 5 mesas de 9 módulos resultam um total de 89 módulos FV com potência instalada total de 20,915 kWp. Os arranjos foram conectados a dois inversores de potência nominal igual a 4,4 kW e mais três inversores de potência nominal de 3,8 kW do mesmo fabricante / modelo da instalação de 2013, ou seja, Eltek.

Na área de telhado A2 optou-se por adotar um "pitch" de 2,3 metros e inclinação de 15º reduzindo as perdas por sombreamento mútuo entre as mesas para 1,9%. Assim, 5 mesas de 11 módulos FV (235 Wp) na posição vertical resultariam em 55 módulos FV e uma potência instalada total de 12,925 kWp. Os arranjos foram conectados a dois inversores (Eltek) de 4,4 kW e um inversor (Eltek) de 2,0 kW de potência nominal.

Finalmente, a área de telhado A3 possui layout semelhante à área A1 em termos de "pitch" e inclinação, mas com 10 mesas de 11 módulos FV (235 Wp) na posição vertical, resultando em 110 módulos FV e uma potência total de 25,85 kWp. Os arranjos foram conectados a cinco inversores (Eltek) de 4,4 kW de potência nominal.

Somando as três áreas de telhados e os diferentes arranjos, obtém-se uma potência total instalada de 59,69 kWp: o layout final pode ser observado na Fig. 5 e Fig. 6, bem como os efeitos de sombreamentos da edificação mais elevada, caixas d'água, claraboia e mesas entre si, as quais geram perdas elétricas por sombreamento durante o ano de 9,2%. A produção de energia anual estimada nestas circunstâncias foi de 90.496 kWh (1,51 kWh/ Wp/ ano).

Figura 5 - Simulações utilizando o software PVsyst®: posição do sol, da sombra (cinza) e perdas elétricas (amarelo) às 8h00 do dia 21 de dezembro.



Figura 6 - Simulações utilizando o software PVsyst®: posição do sol, da sombra (cinza) e perdas elétricas (amarelo) às 16h30 do dia 21 de junho.



Em um segundo momento, visto o elevado custo da estrutura metálica (Fig. 2) e a limitação de espaço causada pelos "pitches" necessários devido à inclinação de 15º, optou-se por analisar a opção de integração direta às telhas de fibrocimento que possuem 5º de inclinação (10%) e orientações 107º Sudoeste ou 73º Nordeste, tornando-se possível a instalação de 292 módulos fotovoltaicos de 235Wp e resultando em uma UFV de 68,62 kWp (ver Fig. 7) com 15% a mais de potência instalada que o caso da Fig. 5 e Fig. 6. Realizando uma análise simplificada de energia através do PVSyst® é possível observar que existirão perdas da ordem de 3% a 4% em relação ao ótimo, devido à inclinação e desvios azimutais conforme mostra a Fig. 8, sem levar em consideração os efeitos de sombreamento próximo.

Figura 7 – Arranjos integrados diretamente ao telhado de fibrocimento: 68,62 kWp. Figura 8– Perdas em relação à inclinação ótima e orientação Norte: 3 a 4% sem sombreamento.



Foram também realizadas simulações detalhadas utilizando o software PVsyst©, considerando os efeitos de platibanda, caixas d'agua e clarabóia, assim como foi realizado para o primeiro layout (Fig. 5 e Fig. 6 conforme o layout da Fig. 7. Assim como na primeira opção e devido à variedade de orientações e de fontes de sombreamento próximo, a melhor opção foi utilizar diferentes inversores, resultando em um total de 16 inversores com potências nominais entre 2,0 a 4,4 kW. As simulações estimaram uma produção específica de 1,402 kWh/Wp/ano, apenas 7,3% inferior ao estimado no primeiro layout, mas elevando à produção de energia anual para 96.442 kWh/ano, ou seja, 6,6% a mais de energia disponível ao ano, significando o suprimento de 97% da energia consumida registrada em 12 meses (2012-2013). Dando prioridade a maior simplicidade na montagem, redução de custo com estruturas metálicas e maior segurança devido às estruturas de sustentação dos telhados serem de madeira, além da estética, optou-se por adotar o segundo layout ilustrado na Fig. 7.

A Fig. 9 apresenta a UFV Miramontes, expandida, após instalação, assim como apresenta o mapa dos inversores e respectivos arranjos fotovoltaicos. À esquerda também é possível observar uma segunda UFV Residencial de potência instalada de 4,23 kWp em operação desde fevereiro de 2015, e exatamente com as mesmas características de desvio azimutal e inclinação da UFV Miramontes em sua primeira fase (Fig. 1 a Fig. 3) e mesmos fabricantes e modelos de equipamentos (módulos e inversores). A Tab. 2 apresenta todas as características das duas UFVs da Figura 9, utilizadas nas simulações.

 INV 16
 INV 15
 INV 14

 INV 6
 INV 7
 INV 8

 INV 7
 INV 8
 INV 7

 INV 8
 INV 7
 INV 8

 INV 10
 INV 11
 INV 12

 INV 10
 INV 11
 INV 9

Figura 9 – Vista aérea, com identificação dos inversores (Id.), da UFV Miramontes (68,62 kWp, à direita) e UFV Residencial (4,23 kWp, à esquerda).

Tabela 2 – Características técnicas, por inversor, da UFV Residencial e da UFV Miramontes.

Inversor (Id.)	Res.											11	12	13	14	15	16
PARRANJO (kWp)	4,23	4,23	2,82	4,23	2,82	5,17	4,7	4,7	4,7	4,23	3,29	4,23	5,17	4,23	4,7	4,7	4,7
Módulos 235Wp	18	18	12	18	12	22	20	20	20	18	14	18	22	18	20	20	20
Módulos em série	9	9	12	9	12	11	10	10	10	9	14	9	11	9	10	10	10
Strings	9	9	6	9	6	11	10	10	10	9	7	9	11	9	10	10	10
PINVERSOR Eltek (W)	3,8	3,8	2,9	3,8	2,9	4,4	4,4	4,4	4,4	3,8	2,9	3,8	3,8	4,4	4,4	4,4	4,4
Relação PFV/PINV	1,11	1,11	0,97	1,11	0,97	1,18	1,07	1,07	1,07	1,11	1,13	1,11	1,36	0,96	1,07	1,07	1,07
Orientação	17º	107º	107º	73º	73⁰	107º	73⁰	73⁰	107º	73⁰	73º						
Sombras	N	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S

3 RESULTADOS REAIS DE GERAÇÃO E COMPARAÇÃO COM SIMULAÇÕES

Como já descrito, a primeira instalação de micro geração fotovoltaica do Brasil enquadrada pela RN nº 482 (Aneel, 2014) também foi instalada em Uberlândia/MG e está em operação desde 2012 (Aneel, 2015). Este pequeno sistema FV com potência instalada de 6,58 kWp utiliza os mesmos módulos FV e modelos de inversores da UFV Miramontes, em suas duas etapas, e da UFV Residencial. A Fig. 10 apresenta as produções específicas mensais para cada ano em operação deste gerador denominado de UFV PGM Sistemas (Buiatti, 2013), onde é possível observar que em 2014 o sistema apresentou uma produção de energia anual superior a 4,2% em comparação ao ano precedente. Porém, considerando a produção específica acumulada entre os meses de maio a outubro para os anos de 2013, 2014 e 2015, entende-se que 2014, de fato, teve produção de energia superior em relação aos anos de 2013 e 2015. Assim, pode-se considerar a produção específica semestral acumulada entre maio e outubro como sendo em torno de 0,72 kWh/Wp/semestre, este período representando aproximadamente 51,5% da produção de energia anual da UFV PGM Sistemas.

Figura 10 – Produções específicas da UFV PGM Sistemas entre os anos de 2013 a 2015.



Figura 11 – Produções específicas da UFV Miramontes (2014) e da UFV Residencial (2015).



221

Já a Fig. 11 realiza a mesma análise da Figura 10, porém considerando o primeiro ano de monitoração da UFV Miramontes de 3,29 kWp em 2014 (Fig. 4 e Tab. 1) e nove meses de monitoração da UFV Residencial (4,23 kWp) em 2015 (Fig. 9 e Tab. 2). Como estes dois sistemas possuem uma distância entre si de apenas 63 metros em linha reta, possuem praticamente as mesmas condições de sombreamento próximo e possuem as mesmas características técnicas e de instalação, pode-se considerar, com algumas restrições tais como perdas de produção de energia dos módulos FV após o primeiro ano de instalação (Labouret, 2009), que estes seriam os resultados de produção específica de 2014 e 2015 para a UFV Miramontes considerando o arranjo de sua primeira fase (3,29 kWp).

A Fig. 12 mostra os seis meses iniciais de operação da UFV Miramontes com 68,62 kWp (de maio a outubro/2015), onde é possível perceber que a mesma gerou 21,7% a menos de energia em relação ao desempenho do sistema prévio de 3,29 kWp no mesmo período. Para os meses de maio a julho, a perda de produção registrada foi de 30%, enquanto em agosto e setembro a perda foi de 23% e 18% respectivamente. Já no mês de outubro, as perdas foram bastante reduzidas e um pequeno ganho de 1% foi registrado. Uma primeira hipótese para a variação da produção de energia apresentada seria a sazonalidade da irradiação no período, já que dados do INPE apontam para 98,7 kWh/m²·dia em junho e 204,9 kWh/m²·dia em outubro no plano horizontal, ou seja, mais que o dobro de irradiação na produção de energia elétrica, até porque em junho a temperatura ambiente é mais baixa que em outubro e as perdas por irradiação são parcialmente compensadas em módulos de silício policristalino (Labouret, 2009).



Figura 12 – Produções específicas mensais em 2015 (kWh/Wp/mês).

Considerando a divergência encontrada entre os resultados reais e aqueles encontrados através da simulação, apresentados anteriormente, uma análise para cada um dos arranjos conectados aos 16 inversores da UFV Miramontes foi realizada e alguns dos resultados são apresentados na Fig. 13.





Analisando a Fig. 9 e a Fig. 13 é possível verificar que os inversores 15 e 16 da UFV Miramontes, apesar de integrados a um subsistema com inclinação e orientação muito diferentes da UFV Residencial, produziram praticamente a mesma quantidade de energia entre maio e outubro de 2015. No caso da baixa inclinação do telhado da UFV Miramontes (entre 5º e 10º) fica bem claro o comportamento do aumento da produção de energia relacionado à sazonalidade inverno-verão devido ao percurso do sol e ao aumento das horas de sol pleno. Já os inversores 1 e 14 apresentaram produção específica 49,3% e 31,8%, respectivamente, inferior à UFV Residencial. A Tab. 3 quando relacionada com a Figura 9 deixa bem evidente a baixa produção específica dos arranjos situados ao lado da platibanda orientada ao noroeste, se tornando evidente os efeitos de sombreamento próximo entre os diferentes arranjos na produção monitorada através dos inversores da UFV Miramontes.

Та	bela 3 -	-Prod	lutivic	lades	espec	tíficas	mens	sais (l	kWh/	kWp,	/mês)	e sen	nestra	al acui	nulad	la
or (Id.)	Resid.	1	2	3	<u>4</u>	5	<u>6</u>	Z	<u>8</u>	2	10	11	12	13	14	15

Inversor (Id.)	Resid.	1	4	2	#	5	6	2	ä	2	10	11	12	13	14	15	16
Maio /15	0,122	0,052	0,086	0,069	0,064	0,093	0,095	0,101	0,064	0,092	0,095	0,069	0,084	0,101	0,068	0,110	0,109
Junho/15	0,116	0,049	0,081	0,062	0,063	0,089	0,091	0,097	0,058	0,086	0,092	0,063	0,086	0,100	0,062	0,110	0,109
Julho/15	0,120	0,050	0,059	0,066	0,063	0,091	0,094	0,099	0,060	0,089	0,094	0,064	0,087	0,102	0,065	0,112	0,111
Agosto/15	0,135	0,057	0,081	0,083	0,081	0,114	0,118	0,122	0,073	0,114	0,117	0,082	0,103	0,124	0,083	0,135	0,135
Setembro/15	0,120	0,065	0,000	0,095	0,077	0,110	0,113	0,116	0,087	0,113	0,110	0,094	0,089	0,119	0,096	0,123	0,121
Outubro/15	0,128	0,104	0,103	0,128	0,094	0,140	0,135	0,141	0,124	0,140	0,136	0,122	0,103	0,159	0,131	0,147	0,143
Acumulado	0,741	0,376	0,411	0,504	0,441	0,636	0,646	0,676	0,467	0,634	0,644	0,493	0,551	0,705	0,506	0,738	0,729

(kWh/kWp/semestre) em 2015.

Como a simulação de todo o sistema apresentou anteriormente uma produção específica anual da ordem de 1,4 kWh/Wp/ano, novas simulações foram realizadas para todos os 16 arranjos da UFV Miramontes de forma individual. Para intensificar o efeito do sombreamento causado pela platibanda e criar uma situação de "pior caso", a altura da mesma foi aumentada de 10 centímetros após a reprodução do projeto "as built" da UFV no PVSyst, A Fig. 14 ilustra algumas das simulações para três dos arranjos, em diferentes horários e dias do ano, indicando sombras (cor cinza) e seus efeitos elétricos quando as mesmas aparecem (cor amarela).

Figura 14 – Simulações no PVsyst dos arranjos/inversores 14, 15 e 1 em: (a) 21 de dezembro às 8h00 e (b) 21 de junho às 16h30.



Levando em consideração os valores apresentados na Fig. 10, onde 51,5% da produção de energia ocorre entre os meses de maio a outubro, é possível realizar uma aproximação para se obter a produção específica real dos diferentes arranjos da UFV Miramontes em um ano completo. Estas produções reais foram comparadas com as das simulações individuais dos arranjos, como ilustrado na Fig. 14, e é possível concluir, conforme mostra a Tab. 4, que os erros de previsão do software Pvsyst neste caso, para condições de sombreamento muito próximo como apresentado nos arranjos 1, 2 e 5 que estão praticamente encostados na platibanda, são da ordem de 10% a 40%. Em casos de sombreamentos menos intenso, ou mesmo ausência do mesmo, erros aceitáveis na ordem de 1% a 3% são verificados. Diferentes formas de conexão elétrica das strings, utilizando a função "Module Layout" do Pvsyst, foram aplicadas e verificadas as piores condições, não tendo sido encontradas variações maiores que 4,5%. Assim sendo, constata-se que o software de simulação possui sérias limitações no que tange a previsibilidade de produção específica dos arranjos fotovoltaicos em condições de sombreamento.

	INV 1	INV 2	INV 5	INV 14	INV 15	INV 16
Real anual	0,730	0,797	1,235	0,983	1,432	1,416
Simulado anual	1,215	1,39	1,391	1,431	1,451	1,45
Erro (%)	39,9%	42,6%	11,2%	31,3%	1,3%	2,4%

Tabela 4 - Comparação entre produções específicas reais e simuladas (kWh/Wp/ano).

Para validar definitivamente os efeitos causados pelo sombreamento da platibanda, sobretudo entre maio a setembro, os módulos FV mais próximos da platibanda serão retirados e relocados e o cabeamento das strings será refeito. Onde não exista espaço físico para relocação dos módulos, os arranjos FV mais próximos às platibandas e com mesma orientação serão agrupados em inversores comuns. Dessa forma novas medições serão realizadas, assim como serão utilizadas medidas reais de estações solarimétricas como dados de entrada de novas simulações nos trabalhos futuros.

4 CONCLUSÃO

O presente trabalho realizou uma análise detalhada de comparação do desempenho entre algumas UFVs de micro geração, principalmente a do micro gerador denominado Miramontes que foi completamente alterado devido à sua expansão. A partir desta análise verificou-se que o software PVsyst apresentou para este caso limitações severas em relação à previsibilidade da produção específica de sistemas muito próximos a fontes de sombreamento próximo. Resultados reais de sistemas fotovoltaicos em operação, como já destacados por Axaopoulo et al. (2014) e Müller et al. (2014), são fundamentais e devem ser estudados e analisados para se ter maior conhecimento e segurança, no quesito produção real de energia elétrica, sobretudo em contratos de desempenho onde este fator é relevante e importante para o investidor.

AGRADECIMENTOS

Trabalho desenvolvido no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

REFERÊNCIAS

[1] Aneel, 2014. Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica. Brasília: ANEEL, Cadernos Temáticos ANEEL. 28 p.

[2] Aneel, 2015. Banco de Informações de Geração (BIG). Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm

[3] Axaopoulo, P.J., Emmanouil, D. F., Konstantinos, G., 2014. Accuracy analysis of software for the estimation and planning of photovoltaic installations. International Journal of Energy and Environmental Engineering. Springer, pp.1-7.

[4] Buiatti, G. M., 2013. Inovações no marketing para pequenas empresas – Selo Solar para PGM Sistemas. In: Renex South America – Feira Internacional de Energias Renováveis.

[5] Global Market Outlook for Solar Power 2105-2019, 2015. Solar Power Europe report.

[6] Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), 2015. Brasília/DF, 2008-2010. Disponível em http://www.inpe.br/.

[7] Isis Portolan dos Santos. Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura, 2013. Tese (Doutorado em Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina.

[8] Labouret, A., Villoz, M., 2009. Énergie Solaire Photovoltaique. 4. ed. França: Dunod. 355 p

[9] Castro, M. A., L., 2015. Audiência Pública 26/2015 Revisão das regras para micro e minigeração distribuída. Disponível em < http://tinyurl.com/od9uy2a >. Acesso em: 10 nov. 2015.

[10] PVsyst S.A., 2015. User's Guide: PVsyst 6 Help. Disponível em: http://files.pvsyst.com/help/index.html

[11] Müller, B; Hardt, L.; Armbruster, A.; Kiefer, K. Reise, C., 2014. Yield Predictions For Photovoltaic Power Plants: Empirical Validation, Recent Advances And Remaining Uncertainties. In: 29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition - EU PVSEC, Amsterdam, Netherlands. pp. 2499 – 2505.

[12] Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), 2015. Disponível em http://en.openei.org/apps/SWERA/.

Capítulo 21

Comparação de resultados de geração de energia elétrica através de diferentes bases de dados de irradiação - Estudo de caso em **C**uritiba

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

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 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 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.

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 (Pereiraet 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 (Vianaet 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, 1993apudTiepolo, 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/m².dia para os meses de dezembro a fevereiro e de junho a agosto, onde esses períodos coincidem com o verão 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, 2001apudMartins 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).





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).



Figura3 - Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná – Valores de Irradiação 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



O sistema escolhido é composto por um painel de potência de 2,4 kWp , localizado nas coordenadas de latitude -25,43º e longitude -49,30º com desvio azimutal nulo pois está orientado para o norte geográfico e inclinação do telhado de 24º.

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):

$$E = \frac{P_{fv} * H_{tot} * PR}{G} \tag{1}$$

Onde:

*P*_{*fv*}: potência do sistema fotovoltaico[Wp];

*H*_{tot}: valor da irradiação[kWh/m².dia];

PR: Taxa de Desempenho ou Performance Ratio;

Gstc: irradiância solar na condição STC (1000 W/m², temperatura ambiente de 25ºC, 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 24º (Tab. 1).

Tabela 1 – Valores de Irradiação com ajuste na inclinação de 24º [kWh/m².dia]

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

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 24º, 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.

Tal	bela	a 2	-	Va	lores	de	Irrac	liação	méc	lia ((HT	'OT)
-----	------	-----	---	----	-------	----	-------	--------	-----	-------	-----	-----	---

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

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 aproximadamente266,35 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.

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.

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 25º.

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 e15,9% 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

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 devemse 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/m², 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.

Fonte: Autor

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.

REFERÊNCIAS

[1] 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.

[2] PEREIRA, E.B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. de; RÜTHER, R. Atlas brasileiro de energia solar. 1a Edição. São José dos Campos. 2006.

[3] ROCHA, A. V. Energia Solar Fotovoltaica Unidade III – Módulos Fotovoltaicos. Disponível em:

[4] <http://docente.ifrn.edu.br/alexandrorocha/energias-renovaveis/energia-solar-fotovoltaica/energia-solarunidade-3_1-modulos-fotovoltaicos> Acesso em: 01 de Dezembro de 2015

[5] 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

[6] TIEPOLO, G. M.; CANCIGLIERI 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.

[7] 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

[8] 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.

Capítulo 22

Análise do sombreamento entre painéis fotovoltaicos

Daniel Vitorino de Souza Gabriel Ivan Medina Tapia

Resumo: Na busca por meios de se aumentar a produção energética mundial através do uso de fontes renováveis, percebe-se o destaque do uso de sistemas fotovoltaicos, que podem ser implementados em pequenas ou grandes áreas, a depender da necessidade de produção e disponibilidade de espaço físico. Além de que o sistema fotovoltaico converte a energia solar diretamente para energia elétrica, implicando em apenas uma perda por conversão. Por sua vez, sombreamento é um problema a ser evitado, já que além de diminuir o rendimento do sistema, também pode danificar as células solares. O presente trabalho sugere estudar este problema através da análise do comprimento da sombra entre dois módulos fotovoltaicos, baseando-se em equações de rastreamento solar e trigonometria simples implementadas ao software matemático MATLAB. Visando-se validar o modelo proposto, dados usados por Castellano et al. (2015) foram implementados no código criado e os resultados comparados. Evidenciou-se um erro relativo máximo de 1.19%, considerado suficiente para validação do método, e um comprimento máximo da sombra foi obtido no nascer e no pôr do sol, quando tem-se menores valores para a altura solar, e aumentou proporcionalmente à inclinação do painel.

Palavras-chave: Sombreamento, Painéis Fotovoltaicos, Energia Solar

1 INTRODUÇÃO

De acordo com o International Energy Outlook 2017 (Energy Information Administration, 2017) há uma projeção para o crescimento de 28% no consumo de energia no mundo entre os anos de 2015 e 2040, podendo tal crescimento estar relacionado ao crescimento da população mundial. Segundo projeções realizadas pela Organização das Nações Unidas (2017), a população mundial deverá sofrer um crescimento de aproximadamente 7.6 bilhões em meados de 2017, para 9.8 bilhões em 2050, tal relação e suas consequências foram analisadas por Jones e Warner (2016).

Por sua vez, a matriz de energia elétrica brasileira tem nas usinas hidroelétricas sua principal fonte, com 1269 usinas em operação gerando 61.4% de toda a energia elétrica do país, seguida pelos combustíveis fosseis, com aproximadamente 16.6% (ANEEL, 2017) (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica). Apesar de ser considerada uma fonte de energia renovável, pois usa-se o movimento da água para geração de eletricidade, existem grandes impactos socioambientais envolvidos na instalação de uma usina hidroelétrica, pois quando se constrói a barragem de contenção da água, há a inundação de uma grande área de terra ao seu redor, obrigando moradores e animais a migrarem para outras regiões, desequilibrando assim a economia e o ecossistema local, além de que o processo de decomposição da matéria orgânica que foi inundada libera gases poluentes, como o dióxido de carbono e metano.

Na busca por formas alternativas de gerar energia elétrica que causem menos impactos e gerem menos custo, evidencia-se uma evolução no estudo das energias limpas, provenientes principalmente do vento, sol e ondas marítimas. Pelo fato de o Brasil possuir uma boa média anual de incidência solar, segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira et al., 2017), o campo da energia solar tem sido bastante explorado por pesquisadores.

Dentre as formas mais comuns de se obter energia através da irradiação solar estão os módulos fotovoltaicos, onde usa-se tanto a componente direta quanto a difusa da radiação solar no seu processo, que através do efeito fotovoltaico convertem a energia fornecida pelo sol em energia elétrica.

Outra forma que vem se difundindo no ramo da energia solar, desta vez para geração em grande escala, são as CSP's (Concentrating Solar Power) onde os raios solares são coletados e concentrados num foco, podendo ser usado para movimentar um motor térmico tipo Stirling, ou aquecendo alguma substância e utilizá-la num ciclo termodinâmico como Rankine ou Brayton para geração de eletricidade.

No uso da tecnologia de painéis fotovoltaicos para geração de pequeno e médio porte não se faz necessário a disponibilidade de uma grande área para a instalação dos mesmos, observando-se o uso principalmente em telhados, onde o painel terá a mesma inclinação da superfície em que se encontra, ou apoiados em colunas fixas, onde pode-se controlar a inclinação dos painéis, podendo ambos ser instalados em meios residenciais e industriais, maiores consumidores de energia elétrica do país no ano de 2015, totalizando 55.6% do consumo nacional (Ministério de Minas e Energia, 2016).

2 JUSTIFICATIVA

Módulos fotovoltaicos são compostos por células fotovoltaicas ligadas em série, onde a produção de potência do sistema depende principalmente de três parâmetros, sendo eles a irradiação solar, temperatura da célula e a carga de impedância (Kandemir et al., 2017).

Quando expostos a condições uniformes, a curva Potência x Tensão do módulo fotovoltaico apresentará somente um ponto de máximo. Porém, quando o módulo estiver parcialmente sombreado, sua curva P-V apresentará mais de um ponto de máximo, recebendo assim uma menor quantidade de irradiância solar, de modo que haverá uma queda na voltagem destas células, fazendo que se tornem carga para o circuito, ou seja, irão consumir potência ao invés de gerar (Ishaque e Salam, 2013), diminuindo assim o rendimento do sistema, podendo vir até a danificar as células fotovoltaicas devido ao aumento da corrente elétrica passando pela mesma, aumentando assim sua temperatura, problema conhecido como hotspot. Um melhor entendimento pode ser feito a partir da análise da Fig. 1, onde são plotadas as curvas P-V de dois sistemas fotovoltaicos, um sem sombreamento algum e outro submetido a um sombreamento parcial, onde este apresenta um ponto de máximo global inferior ao do caso uniforme e dois pontos de máximo locais.



Figura 1 – Curvas P – V de um sistema fotovoltaico (adaptado de Kandemir et al., 2017).

3 METODOLOGIA

Foi usado o software MATLAB para desenvolvimento do código matemático que calcula numericamente o comprimento da sombra dos painéis fotovoltaicos baseado em equações de rastreamento solar disponíveis na literatura, e assim definir o comportamento da sombra durante o período solar. Determinando assim a distância necessária entre as fileiras de painéis para que não haja efeito de sombreamento.

3.1 RASTREAMENTO SOLAR

Para determinação da posição do sol durante o dia, foi primeiramente determinado o ângulo de declinação da Terra (δ), definida como o ângulo entre a linha que une o centro da terra e o sol com o plano equatorial, e o ângulo horário (ω), medido como o ângulo entre o meridiano do observador e o meridiano que contém o sol, ambos ilustrados na Fig. 2.

A declinação pode ser calculada de forma mais precisa por meio da Eq. (1), onde o valor final está representado em radianos. Por sua vez, a Eq. (2) representa o ângulo do dia em radianos, já o ângulo horário é determinado como 0° no meio dia solar e aumenta 15° a cada hora.

$$\begin{split} \delta &= 0.006918 - 0.399912 cos(\Gamma) + 0.070257 sin(\Gamma) - 0.006758 cos(2\Gamma) + 0.000907 sin(2\Gamma) - 0.002697 cos(3\Gamma) + 0.00148 sin(3\Gamma) \end{split}$$

$$\Gamma = \frac{2\pi(n-1)}{365} \tag{2}$$

Sendo n o dia juliano.



Figura 2 – Ângulos solares: declinação e horário (adaptado de Stine, 2001)

De posse dos valores calculados anteriormente e da latitude local (ϕ), aplicando-se a Eq. (3), pode-se determinar a altura solar (α), que representa o ângulo complementar do ângulo zênite, definido como o ângulo entre a linha que une o observador e o sol com o eixo perpendicular ao plano, ambos ilustrados na Fig. 3.

$$\sin \alpha = \cos \delta \cos \phi \cos \omega + \sin \delta \sin \phi \tag{3}$$

$$\alpha = \arcsin(\cos \delta \cos \phi \cos \omega + \sin \delta \sin \phi)$$
(4)



Figura 3 – Ângulos solares (adaptado de Duffie e Beckman, 2013)

3.2 DETERMINAÇÃO DO COMPRIMENTO DA SOMBRA

Observando-se a Fig. 4 e aplicando a Lei dos Senos no triângulo ABC, pode-se determinar uma relação entre a distância dos painéis e a altura solar.

$$\frac{D}{\sin(180 - (\alpha + \beta))} = \frac{b}{\sin \alpha}$$
(5)

$$D = b(\cos\beta + \sin\beta \cot a \alpha)$$
(6)

$$d = D - b\cos\beta \tag{7}$$

Sendo b o comprimento do painel e β a inclinação do mesmo em relação ao chão.

De posse das Eqs. (4) e (7), com a ajuda do código computacional é possível determinar-se os valores do comprimento da sombra gerada pelo painel fotovoltaico para qualquer hora do dia.



Para validação do modelo, foram usados os dados geográficos e as dimensões dos painéis aplicados no trabalho de Castellano et al. (2015), os mesmos são ilustrados na Tab. 1, correspondentes a uma região localizada ao sul da Espanha para o dia de solstício de inverno, onde a declinação atinge um valor máximo, evidenciando-se assim uma menor incidência solar, o que requer uma otimização no processo de geração de energia elétrica, visando-se aproveitar ao máximo a energia disponível durante o período solar.

Tabela 1 – Dados de entra	ada
---------------------------	-----

Comprimento do painel (m)	Latitude (°)	Longitude (°)	Declinação (°)
1.665	37.093	-2.633	-23.45

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após alimentar o código com os dados fornecidos na Tab. 1, foram obtidos os valores ilustrados na Tab. 2, sendo dRef o valor para o comprimento da sombra assumido como referência, obtido por Castellano et al. (2015) e d o resultado obtido no presente trabalho.

Observando-se o erro relativo entre o valor obtido e a referência, percebe-se que o maior valor foi de 1.19%, podendo-se assim considerar desprezível a discrepância entre os dados.

Figura 4 – Esquema de dois painéis solares

Hora Solar		8:00			10:00			12:00			14:00			16:00	
	dRef (m)	d (m)	Erro relativo (%)												
β =60o	11.48	11.36	1.05	3.41	3.37	1.17	2.55	2.55	0.00	3.41	3.37	1.17	11.48	11.36	1.05
β =450	9.38	9.29	0.96	2.78	2.75	1.08	2.08	2.08	0.00	2.78	2.75	1.08	9.38	9.29	0.96
β =40o	8.52	8.43	1.06	2.53	2.50	1.19	1.89	1.89	0.00	2.53	2.50	1.19	8.52	8.43	1.06
β =150	3.43	3.40	0.87	1.02	1.01	0.98	0.76	0.76	0.00	1.02	1.01	0.98	3.43	3.40	0.87

Tabela 2 – Valores de comprimento da sombra

Analisando-se o comportamento da sombra para as inclinações propostas durante o período solar, ilustrado na Fig. 5, percebe-se que os resultados obtidos estão de acordo com os esperados, pois evidenciou-se um maior comprimento da sombra nos períodos do nascer e pôr do sol, quando o ângulo da altura solar apresenta valores mínimos. Além disso, há uma simetria em relação ao meio dia solar, devido aos movimentos de rotação e translação da Terra.

Figura 5 – Curvas do comprimento da sombra durante o dia para diversas inclinações do painel.



5 CONCLUSÃO

O método computacional proposto para análise do sombreamento entre módulos fotovoltaicos baseado no sistema de rastreamento solar visa auxiliar na determinação da distância necessária na instalação dos mesmos, influenciando assim diretamente tanto na eficiência de geração de eletricidade como na proteção do sistema contra danos causados pelo efeito do sombreamento, a exemplo do sobreaquecimento das células fotovoltaicas devido a sobrecorrente, mostrou-se válido através de comparação com resultados obtidos por Castellano et al. (2015). Podendo ser aplicado para qualquer região, pois necessita apenas dos dados geográficos da região em estudo e características do painel, como o seu comprimento e o ângulo de inclinação.

Sugere-se ainda a realização de um estudo prévio mais detalhado, pois para que o sistema possa operar livre de sombreamento se faz necessário um maior espaçamento entre os arranjos fotovoltaicos, o que

implicará num menor aproveitamento da irradiância local, pois haverá uma menor quantidade de células solares por unidade de área, fazendo com que uma menor potência seja gerada no processo.

AGRADECIMENTOS

À toda equipe do Laboratório de Sistemas Térmicos e Energias Alternativas da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (LSTEA/UFRN).

REFERÊNCIAS

[1] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Banco de Informações de Geração: capacidade de geração do Brasil. Brasília. Disponível em:

<a>http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidade Brasil.cfm. Acesso em: 22 out. 2017.

[2] Castellano, N.N., Parra, J.A.G., Valls-Guirado, J., Manzano-Agugliaro, F., 2015. Optimal displacement of photovoltaic array's rows using a novel shading model, Applied Energy, vol. 144, pp. 1-9.

[3] Department of Economic and Social Affairs., 2017. World Population Prospects.

[4] Duffie, J. A., Beckman, W. A., 1991. Solar Engineering of Thermal Processes, John Wiley & Sons.

[5] Ishaque, K., Salam, Z., 2013. A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 19, pp. 475-488.

[6] Jones, G.A., Warner, K.A., 2016. The 21st century population-energy-climate nexus, Energy Policy, vol. 93, pp. 201-212.

[7] Kandemir, E., Cetin, N.S., Borekci, S., 2017. A comprehensive overview of maximum power extraction methods for PV systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 78, pp. 93-112.

[8] Ministério de Minas e Energia, 2016. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016.

[9] Pereira, E.B., Martins, F.R., Gonçalves, A.R., Costa, R.S., Lima, F.J.L., Rüther, R., Abreu, S.L., Tiepolo, G.M., Pereira, S.V., Souza, J.G., 2017, Atlas Brasileiro de Energia Solar, vol. 2.

240

[10] Stine, W.B.; Geyer, M.; Power From the Sun, 2001. Disponível em:

http://www.powerfromthesun.net/book.html. Acesso em 23 ago. 2017.

[11] U.S. Energy Information Administration, 2017. International Energy Outlook.

Capítulo 23

A modelagem da geração fotovoltaica distribuída e seus impactos na perspectiva do planejamento de sistemas elétricos

Edmar Arantes Moreira Maria Helena Murta Vale Luís Guilherme Monteiro Oliveira

Resumo: O trabalho apresenta os desenvolvimentos realizados pelos autores no tema geração distribuída, mais especificamente na análise dos impactos da inserção de sistemas fotovoltaicos nas redes de baixa tensão, sob a perspectiva da engenharia de planejamento de sistemas elétricos. A crescente inserção da geração fotovoltaica distribuída traz novos desafios às etapas de expansão e operação do sistema elétrico. Tais desafios impõem mudanças substanciais nos estudos tradicionalmente elaborados no setor. Dependendo do conjunto de características selecionadas para modelar a geração fotovoltaica, diferentes alternativas de expansão/operação podem ser criadas, trazendo novos questionamentos ao planejador. Visando contribuir neste sentido, o artigo apresenta uma proposta inovadora que se baseia na análise de redes de distribuição sob as perspectivas unitária e global. A visão unitária detalha cada componente individual da rede, ao passo que a visão global estuda a rede com um todo. A associação destas perspectivas possibilita ao planejador considerar especificidades dos sistemas fotovoltaicos nos estudos de análise de redes. Para uma completa análise unitária dos sistemas fotovoltaicos discute-se a influência das incertezas relativas aos parâmetros do fluxo da energia nestes sistemas. O impacto da escolha da modelagem da microgeração fotovoltaica foi analisado por meio da simulação de quatro cenários distintos de uma mesma rede elétrica. Estes cenários se diferenciam na quantidade de informação da visão unitária considerada no estudo da visão global. Os resultados obtidos indicam variações nos parâmetros de carregamento das linhas da rede e perdas elétricas, entre os cenários, de aproximadamente 6% e 13% respectivamente. Tal diversidade de resultados dificulta o processo de tomada de decisão por parte do planejador. Pequenas diferenças nestas decisões podem ser traduzidas em projetos sobre ou subdimensionados, acarretando desde prejuízos financeiros até riscos operativos.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica distribuída, Impactos da modelagem de sistemas fotovoltaicos, Planejamento de sistemas elétricos

*Artigo apresentado no VII Congresso Brasileiro de Energia Solar.

1 INTRODUÇÃO

Visando diversificar a matriz energética brasileira, incentivos têm sido dados pelo governo, para impulsionar a migrogeração solar fotovoltaica. Espera-se que este tipo de geração distribuída possa trazer significativos benefícios ao sistema elétrico. Dentre os possíveis benefícios, destacam-se o adiamento de investimentos na expansão de sistemas de transmissão e distribuição, a redução do carregamento e das perdas nos circuitos, além do atendimento das necessidades ambientais atuais.

A geração distribuída traz uma nova característica às redes de Baixa Tensão (BT), a possibilidade das unidades residenciais, até então puramente consumidoras (cargas do sistema), atuarem também como geradoras. Esta unidade, apta a gerar e a consumir, é definida como Unidade Consumidora Geradora (UCG) (Souza, 2014).

Analisando especificamente a evolução da Geração Fotovoltaica Distribuída, observa-se que no ano de 2017, a previsão estimada da potência instalada para o ano de 2019 seria de aproximadamente 385 MW (ANEEL, 2017). Contudo, avaliando-se dados relativos à potência instalada, até abril de 2019, verifica-se que este parâmetro havia atingido o patamar de 685,4 MW, o que corresponde a um aumento de aproximadamente 78% da previsão realizada em 2017 (ABSOLAR,2019).

O cenário exposto acima pode alterar substancialmente análises anteriormente praticadas, enfatizando a necessidade de se reavaliarem os procedimentos tradicionalmente adotados no setor elétrico nacional. Dentre os procedimentos, destacam-se os estudos realizados nas etapas de planejamento dos sistemas de potência. É nesta direção que se insere este trabalho, cujo objetivo é contribuir para as análises aplicadas ao planejamento da expansão, especificamente no contexto da inserção de geradores fotovoltaicos em redes de BT.

Um aspecto que merece atenção na elaboração dos planos diz respeito à forma mais adequada de se modelar o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). Dependendo da modelagem utilizada, diferentes propostas de expansão podem ser geradas, trazendo dificuldades para a seleção da mais adequada.

Dentre as questões relevantes neste contexto, destacam-se as incertezas relativas aos parâmetros do fluxo de energia em um SFCR. Devido à sua considerável influência na estimativa da potência que será fornecida à rede de fato, este tema recebe atenção especial neste trabalho.

A proposta apresentada no artigo se baseia na análise de redes de distribuição realizada sob duas perspectivas: visão unitária e visão global. A visão unitária permite investigar detalhadamente um componente individual da rede elétrica, enquanto a visão global possibilita estudar o comportamento da rede como um todo. Ao se associarem aspectos da visão unitária à global, é possível que especificidades da geração fotovoltaica sejam inseridas nos estudos do comportamento da rede. Isto possibilita ao planejador analisar condições operativas futuras utilizando cenários mais consistentes, trazendo ganhos resultantes de estudos mais exatos (melhor aproveitamento da rede, maior segurança, etc.).

Para atingir seu objetivo, o artigo está estruturado em itens específicos. Após a contextualização da proposta, no âmbito do planejamento, e da discussão sobre o tema incertezas, é detalhada a aplicação da abordagem considerando as duas perspectivas. O impacto da escolha das modelagens dos SFCR nas análises é mostrado por meio de resultados de simulações utilizando dados de uma rede elétrica real, considerando quatro diferentes cenários.

2 ASPECTOS DE PLANEJAMENTO - INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Com a finalidade de fazer com que o sistema elétrico opere adequadamente, várias atividades são executadas. Dentre elas, destacam-se as atividades de Expansão e de Operação, tanto no contexto energético quanto no contexto elétrico. Apesar de estarem intimamente integradas, tais atividades possuem objetivos específicos bem definidos. Basicamente, a Expansão tem como meta investigar a necessidade de serem agregados novos recursos ao sistema, e a Operação visa gerenciar os recursos já existentes.

Para que os objetivos citados sejam alcançados, ambas as atividades possuem etapas de Planejamento e de Execução do Plano. Desta forma, para a Expansão, são identificadas as seguintes etapas: (a) Planejamento da Expansão, fase de elaboração de estudos e escolha da alternativa de expansão mais adequada; (b) Execução do Plano de Expansão, fase de elaboração dos projetos e execução das obras planejadas. Para a Operação, tem-se: (a) Planejamento da Operação, etapa de elaboração das programações e instruções a

serem seguidas na operação; (b) Execução do Plano de Operação, relativa à supervisão e controle do sistema em tempo real. No sentido de melhor identificar os desenvolvimentos apresentados neste trabalho, é interessante salientar alguns aspectos de planejamento.

O Planejamento da Expansão Energética estuda a incorporação de novas fontes de energia (hidroelétricas, termoelétricas, fotovoltaicas, etc.) ao sistema existente, e o Planejamento da Expansão Elétrica identifica a necessidade da inserção de novos recursos à rede (linhas, transformadores, equipamentos de controle, etc.).

No âmbito do Planejamento da Operação Energética, ao nível de sistema interligado, o objetivo é determinar a potência que será injetada por cada fonte. Já o Planejamento da Operação Elétrica tem como meta gerar instruções operativas a serem seguidas em tempo real.

A proposta apresentada neste artigo se insere no contexto do Planejamento da Expansão Energética e Elétrica. De forma mais específica, o foco é a inserção energética de sistemas de geração fotovoltaica distribuídos e seu impacto nos estudos de planejamento dos sistemas na rede elétrica de BT.

As análises de planejamento envolvem horizontes futuros de longo, médio e curto prazo. Dependendo da etapa, os horizontes variam de muitos anos a poucas horas à frente. Sendo assim, o processo de tomada de decisão de planejamento envolve incertezas inerentes aos estudos que consideram condições operativas em horizontes futuros. Como exemplos, podem ser citadas aquelas relacionadas à previsão de carga, ao fator de potência a ser considerado, aos atrasos de obras (estudo de maior prazo), dentre outras. Os procedimentos adotados no sistema brasileiro, para tratá-las, são pautados em ferramentas estatísticas específicas consolidadas no setor elétrico. Entretanto, a geração fotovoltaica distribuída traz novos questionamentos ao planejador.

Uma das principais ferramentas de análise de redes elétricas utilizadas nas etapas de estudo é a utilização de programa específico para a realização do Cálculo de Fluxo de Potência. Esta ferramenta computacional calcula o estado da rede em regime permanente (módulos e ângulos das tensões nas barras do sistema). Conhecido o estado, são determinadas as diversas grandezas de interesse: fluxos de potência ativa e reativa, bem como as correntes, que circulam pelos ramos, quedas de tensão, perdas no circuito, etc. A solução é apresentada para toda a rede, possibilitando uma visão global do seu comportamento. O programa de fluxo adota diferentes modelagens, dependendo das características do sistema sob análise. As simulações de redes de BT, diferentemente daquelas de tensão elevada, requerem modelos que considerem, por exemplo, a existência de cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, o desbalanceamento de carga e cabos com característica R/X (resistência/indutância) elevada. Com a inserção das UCG's nas redes, os programas de fluxo passaram a incorporar novos modelos, possibilitando a modelagem da geração fotovoltaica.

A inserção de sistemas fotovoltaicos na rede de BT deve estar em conformidade com a Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012), que fora atualizada por meio da REN nº 687/2015 (ANEEL,2015). Mesmo que o planejador saiba como o cliente será inserido no sistema, uma vez que a instalação deverá estar de acordo com a regulamentação, ele poderá se deparar com cenários para os quais não possui domínio de todas as variáveis envolvidas nos estudos. Este é um dos principais dilemas do planejamento.

Sendo assim, apesar das funcionalidades já disponibilizadas pelos programas de fluxo de potência, a falta de conhecimento pleno de sua utilização, potencialidades e limitações pode levar a resultados que impactam sobremaneira as alternativas geradas nos planos. Na Expansão, estudos subdimensionados não permitiriam prever os recursos necessários, e estudos superdimensionados levariam a projetos desnecessários. Na Operação, o subdimensionamento dos resultados pode gerar instruções operativas que não garantem a segurança do sistema, e o superdimensionamento levaria à imposição de limites conservadores, restringindo o melhor uso dos recursos da rede.

Do exposto, percebe-se a importância de se conhecer a influência dos dados relacionados às UCG's nos resultados do fluxo. Nesta direção se desenvolve este artigo, o qual apresenta os resultados da análise integrada das visões unitária e global.

3 VISÕES DO SISTEMA

Conforme já introduzido, os autores propõem a análise do sistema elétrico por meio das perspectivas unitária e global, sendo estas integradas. Para o escopo deste trabalho, a visão unitária foi aplicada somente a sistemas fotovoltaicos. A Fig. 1 ilustra a concepção destas visões aplicadas a uma rede elétrica.



Figura 1 - Diagrama unifilar: (a) visão unitária e (b) visão global da rede.

As análises apresentadas se baseiam em simulações realizadas por meio de dois softwares. O primeiro, o PowerFactory, é uma ferramenta computacional para Cálculo de Fluxo de Potência da rede. Cuja escolha foi embasada em sua ampla utilização a níveis globais, tratando-se de uma ferramenta de simulação consolidada no setor elétrico, além de fornecer licença gratuita para pesquisadores. O segundo, o PVSyst, é um programa dedicado à elaboração de projetos de sistemas fotovoltaicos, sendo bastante utilizado no setor de energia solar. Este ambiente computacional permite a simulação de diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos. Neste trabalho, utilizou-se a opção de sistemas conectados à rede elétrica.

Ao se compararem as opções de modelagem de sistemas fotovoltaicos do PowerFactory com aquelas disponíveis no PVSyst, até a data de publicação deste trabalho, pode-se afirmar que o PVsyst possibilita uma análise bem mais detalhada da geração fotovoltaica. Importantes diferenças entre os dois programas podem ser destacadas:

Banco de Dados - O PVsyst utiliza informações de banco de dados, para sintetizar o recurso solar horário. Um dos principais diferenciais do programa é a possibilidade de o usuário escolher o banco de dados mais adequado à análise. O PowerFactory não utiliza banco de dados, fazendo uso de modelos matemáticos.

Sombreamento - O PVsyst permite calcular o fator de sombreamento definido pelo relevo, denominado como sombreamento distante, e por objetos próximos à instalação do SFCR, ou simplesmente sombreamento próximo. O PowerFactory não oferece ferramentas para análise de nenhum dos efeitos de sombreamento.

Incertezas da Geração Fotovoltaica - O modelo de SFCR, disponível no PowerFactory, não permite ao usuário considerar incertezas inerentes à geração fotovoltaica. Já o PVSyst possibilita que o usuário insira fatores de ponderação que as consideram, tais como: média de longo prazo da irradiância solar, variação anual de irradiância solar, modelo de transposição, valor nominal de potência dos módulos, poeira e dejetos, neve, entre outros (erros de modelagem, mismatch, perdas nos cabos, etc.).

As incertezas relacionadas à geração fotovoltaica instigam a discussão se estas poderiam ser consideradas tão somente como incertezas de medição. Devido à relevância para o trabalho, este tema é tratado em um item específico conforme apresentado na próxima seção.

4 INCERTEZAS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

4.1 DICOTOMIA ENTRE INCERTEZA DE MEDIÇÃO E DISPERSÃO DA MÉDIA

O objetivo deste item é abordar a dicotomia entre o que se considera incerteza de medição e o desconhecimento do valor de uma grandeza.

O termo incerteza de medição deve ser empregado no sentido de significar dúvida acerca da validade do resultado de uma medição, independentemente de sua natureza. Uma referência básica para avaliação das incertezas de medição é o documento Guia para a Expressão de Incerteza de Medição, GUM (Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement) (ISO/IEC, 2008).

Todo valor medido possui a ele atrelada uma incerteza que informa sobre a qualidade da medição. Também conhecida como erro do tipo ruído (noise error), a incerteza de medição é modelada como uma variável aleatória normalmente distribuída com valor esperado zero e desvio padrão conhecido. Quanto menor o desvio padrão, melhor é a qualidade da medição.

Na literatura técnica que analisa o efeito das incertezas associadas à geração fotovoltaica, o termo incerteza de medição tem sido utilizado muitas vezes em sentido diferente do conceito estatístico tradicional. Os valores adotados como dados de medição de irradiância, por exemplo, são calculados a partir da média de diversas medições. O desvio padrão é determinado como sendo o valor médio dos desvios relativos a cada medição. A média e o desvio padrão assim calculados não caracterizam uma incerteza de medição, pois os conceitos são bem diferentes. Observa-se que, dependendo da diferença de valores entre as diversas medições, a média poderá se afastar do valor estimado como aquele próximo do valor real (desconhecido) da grandeza. A qualidade de cada medição não é considerada. Este tipo de incerteza pode ser caracterizado como sendo uma dispersão da média dos valores medidos. Neste trabalho, é denominada por "dispersão da média".

4.2 INCERTEZAS DO TIPO DISPERSÃO DA MÉDIA EM SFCR

Para considerar o efeito das incertezas na estimativa da potência gerada por um SFCR, a literatura tem utilizado o conceito estatístico atribuído à incerteza de medição com o intuito de estabelecer, para determinados parâmetros do processo de geração fotovoltaica, um fator de ponderação da potência resultante. Por exemplo, a incerteza do recurso solar é calculada a partir da média de diversas medições de diferentes bancos de dados, e o desvio padrão determinado como sendo o valor médio dos desvios relativos a cada medição. Conforme tratado anteriormente, a média e o desvio padrão assim calculados não caracterizam uma incerteza de medição e, sim, uma "dispersão da média".

A Fig. 2 sintetiza o fluxo de energia em um SFCR. Nesta figura, tem-se: Irradiância no plano do módulo fotovoltaico, GPOA; temperatura ambiente, Tamb; temperatura do módulo (relativa à temperatura medida na parte posterior do módulo), Tmod; velocidade do vento, Sw; tensão, corrente e potência do lado de Corrente Contínua (CC) e do lado de Corrente Alternada (CA), respectivamente, VCC, ICC, PCC e VCA, ICA, PCA; figuras de mérito de referência, dos módulos e do sistema, respectivamente, Yr, Ya, Yf; performance ratio, PR.

Várias incertezas estão presentes no processo representado na Fig. 2 como, por exemplo: no recurso solar - transposição do parâmetro irradiação global em direta e difusa, média de longo termo e variação anual; na modelagem da equação que define a geração de potência do módulo; eficiência do inversor; mismatch e perdas ôhmicas nos cabos de conexão com a rede, efeito da obstrução do recurso solar incidente no módulo fotovoltaico ocasionada pela poeira e neve. Oliveira (2017) investiga, de forma detalhada, estas incertezas, analisando e validando diferentes abordagens apresentadas na literatura técnica.



Figura 2 - Fluxo de energia de um SFCR - adaptada de Ricther et al. (2015).

Neste trabalho, foram adotados os valores absolutos para as incertezas indicados na Tab. 1, retirados do artigo Thevenard et al. (2012).

VARIÁVEL	VALOR
Modelo de transposição	2%
Valor nominal de potência dos módulos	3%
Poeira e dejetos	3%
Erros de modelagem matemáticas, perdas ôhmicas e mismatch	5%

Tabela 1 - Valores de incertezas adotados (Thevenard et al., 2012).

A consideração da dispersão da média nos estudos de SFCR tem a finalidade de fazer com que os valores de parâmetros (por exemplo, potência ativa, corrente, tensão, etc.) provenientes de ambientes de simulação se aproximem dos observados em sistemas reais em operação.

5 MODELAGEM DO SFCR - ALTERNATIVAS DE CONFIGURAÇÃO

Visando evidenciar o impacto da modelagem do SFCR nos estudos da rede, este item apresenta a forma pela qual as visões unitária e global foram utilizadas nos programas PVsyst e PowerFactory. A estrutura utilizada para elaboração dos cenários investigados é descrita, com o intuito de apresentar as várias alternativas para simulação de casos, explorando assim as diferentes formas de modelagem de um SFCR. Esta abordagem contribui para o processo de tomada de decisão por parte dos planejadores, diante da falta de padronização da modelagem de geração fotovoltaica distribuída.

Para avaliar o impacto da modelagem do SFCR no fluxo de potência, uma gama significativa de cenários foi construída. Estes se diferenciam na forma pela qual tal modelagem é realizada. O objetivo não é definir qual modelagem é a mais adequada, e sim evidenciar o impacto das escolhas das configurações para a elaboração dos planos. Os próximos subitens descrevem as configurações escolhidas para a construção dos cenários e como os programas PVsyst e PowerFactory foram utilizados para executá-las.

a) PVsyst

Para calcular as potências geradas por um SFCR ao longo de um dia, é necessário dispor do perfil de irradiância horária. O PVsyst é capaz de sintetizar este arquivo para todos os dias de um ano e, para isto, deve-se fornecer, ao menos, a média mensal da irradiância solar e da temperatura ambiente de um número específico de anos. Neste trabalho considerou-se a média de 10 anos. Foram fornecidos, para o local da rede sob análise, dados solarimétricos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), que são estimados por meio de um modelo físico que considera características climatológicas nacionais (Pereira et al., 2017), e dados de temperatura ambiente do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

O ângulo de inclinação de todos os painéis foi adotado como sendo 19,48º para que o efeito da latitude local fosse compensado. Já o azimute foi considerado como sendo zero, ou seja, módulos orientados para o norte geográfico.

As simulações no PVsyst se dividem em dois grupos:

• Configuração A - Incertezas em SFCR: A.1 não considera incertezas de dispersão da média, enquanto A.2 as considera, em concordância com os valores registrados na Tab. 1.

• Configuração B - Efeitos de sombreamento: B.1 não considera o efeito de sombreamento; B.2 considera o efeito do fator de sombreamento distante; B.3 leva em conta o efeito do sombreamento próximo.

Para computar o fator de sombreamento distante foram utilizados dados geológicos obtidos de ferramenta computacional específica de geoprocessamento, o Global Mapper. Para avaliar o efeito do sombreamento próximo construíram-se cenas 3D simplificadas das residências que tinham módulos fotovoltaicos em seus telhados na seção Near Shadings do PVsyst.

Os grupos assim identificados permitem avaliar o efeito das diferentes análises na determinação da potência do SFCR, enfatizando a relevância da visão unitária.

b) PowerFactory

Há duas formas pré-definidas para simular SFCR no PowerFactory: o Active Power Input (Entrada de Potência Ativa) e o Solar Calculation (Cálculo Solar). Os resultados provenientes da visão global (fluxo de

potência) podem diferir substancialmente dependendo da modelagem adotada. São identificados dois conjuntos de configurações:

Configuração C - Active Power Input: Considera constante o valor de potência injetada pelos SFCR; C.1 teve este valor como sendo o nominal de placa; C.2 adotou um valor oriundo do PVsyst. Esta conexão traz de forma simples a robustez da análise unitária realizada no PVsyst para a visão global do fluxo de potência do PowerFactory. Para tal associação ocorrer de forma pertinente, é necessário estabelecer uma condição carga/geração. Neste trabalho, esta condição foi definida para o horário de maior irradiância solar do local (12h00min).

As curvas de carga das residências foram obtidas a partir de uma normalização da curva de demanda do transformador que as atende. A Fig. 3 registra as curvas de carga das residências e a de irradiância global, com céu limpo, para as estações de verão e inverno. Em todas as simulações, os valores de carga de cada consumidor foram definidos para o horário de 12h00min.

Configuração D - Solar Calculation: Permite ao usuário escolher os modelos matemáticos a serem utilizados no cálculo da irradiação global no plano horizontal. É necessário fornecer um conjunto específico de dados do sistema. Os dados requisitados, assim como os valores adotados neste trabalho, são: horário de estudo (12h00min); coordenadas geográficas (latitude: -19º 27' e longitude: -44º 14'); tempo universal coordenado (-3:00); eficiência dos inversores (91%, mesmo valor utilizado no PVsyst); ângulo de orientação (19,48º); montagem do sistema (eixo fixo); temperatura ambiente (25º C). As grandezas não mencionadas tiverem o valor padrão mantido. Também se optou por especificar as componentes global e difusa no cálculo da irradiação no plano horizontal. É necessário que se escolham os modelos matemáticos adotados na determinação destas componentes. Tal escolha define as configurações deste modo de simulação: D.1 utiliza o modelo de Haurwitz (1946) para calcular a componente global de irradiação. Esta escolha baseou-se no estudo de Reno et al. (2012), que comparou os resultados de vários modelos para cálculo desta componente, para condição de céu limpo. O resultado deste estudo apresentou o modelo adotado como aquele com menor erro quando comparado com dados de medição; D.2 utiliza o valor de irradiação global máximo que fora gerado sinteticamente no PVsyst para o local das análises ao invés do modelo de Haurwitz. Esta configuração objetiva indicar a relevância do uso de dados mais específicos para, talvez, se obterem resultados mais consistentes. O cálculo da componente difusa de irradiação foi calculado por meio do modelo padrão do PowerFactory (Louche et al. Model).



Figura 3 - (a) Curvas de carga das casas 1-4 e 6-11 e (b) curva de carga da casa 5, ambas com o perfil de irradiância global, com céu limpo, para estações de verão e inverno.



Para facilitar a compreensão do escopo das investigações executadas pelos autores, e identificar os casos escolhidos para a apresentação neste artigo, a Fig. 4 apresenta, de forma esquemática, as configurações do PVsyst e do PowerFactory descritas anteriormente.





6 ANÁLISE DO IMPACTO DA MODELAGEM DO SFCR NA VISÃO GLOBAL

Neste item são discutidos os resultados e as análises das simulações realizadas para uma rede de BT (220 V) real, mostrando o impacto das diferentes modelagens adotadas para o SFCR.

6.1 A REDE ELÉTRICA SELECIONADA

A rede elétrica selecionada para estudo é parte de uma rede de distribuição real, sendo composta por um transformador de potência nominal de 75 kVA e 11 consumidores, dos quais sete possuem módulos fotovoltaicos.

Os dados detalhados da rede (cabos, comprimento de linhas e outras informações) podem ser obtidos das publicações Souza (2014) e Roquete (2016). A Tab. 2 registra os dados dos 11 consumidores do circuito, identificando aqueles que possuem módulos fotovoltaicos, as ditas UCG's. Observa-se a presença de UCG's bifásicas e trifásicas.

A demanda de potência ativa da carga foi calculada adotando-se um Fator de Potência (FP) residencial de 0,83. Este valor se baseia no trabalho de Rios et al. (2014), onde é proposta uma média dos FP's dos componentes de uma residência típica, atualizado para considerar lâmpadas do tipo LED ao invés das fluorescentes, utilizadas no cálculo dos autores.

CONSUMIDOR	FASES	TELHADO SOLAR	DEMANDA (kVA)	DEMANDA ATIVA (kW)	BARRA
C1	2Ф (ab)	Х	2,17	1,80	B11
C2	2Ф (ac)		0,42	0,35	B12
С3	2Ф (bc)	Х	0,90	0,75	B13
C4	3Ф	Х	1,32	1,10	B14
C5	3Ф		21,10	17,51	B15
C6	3Ф	Х	1,56	1,29	B16
C7	2Ф (ac)	Х	1,23	1,02	B17
C8	2Ф (ab)		1,22	1,01	B18
С9	3Ф		1,27	1,05	B19
C10	2Ф (bc)	Х	0,70	0,58	B20
C11	3Ф	Х	1,92	1,59	B21

Tabela 2 - Dados dos consumidores.

A Fig. 5 mostra o diagrama unifilar da rede implementada no PowerFactory. Destacam-se: o elemento External Grid, que define a barra slack; a barra de referência fictícia adicionada ao sistema, Bref; as duplas de telhados solares monofásicos para representação de um conjunto bifásico nas barras B11, B13, B17 e B20; os conjuntos de telhados solares trifásicos nas barras B14, B16 e B21 e as cargas (consumidores residenciais).



Figura 5 - Diagrama unifilar da rede estudada.

6.2 CARACTERIZAÇÃO DOS CASOS ESTUDADOS

Os resultados do fluxo de potência abrem diversas possibilidades de análise da rede elétrica, uma vez que são várias as grandezas obtidas por meio das simulações. Neste trabalho, são apresentadas as análises das grandezas carregamento e perdas. Para apresentação neste item, foram selecionados aqueles que melhor confirmam esta condição. Tais cenários são caracterizados pelas possíveis configurações observadas na Fig. 4:

Cenário 1: Caso completo que integra a visão unitária do PVsyst ao PowerFactory. Caracterização: A.1, B.2, B.3 e C.2.

Cenário 2: Este considera geração de potência nominal de placa. Caracterização: C.1

Cenário 3: Caso que modela os SFCR utilizando o Solar Calculation do PowerFactory. Caracterização: D.1.

Cenário 4: Caso que considera o efeito do uso de dados oriundos do PVsyst, como entrada para a componente global de irradiação do Solar Calculation do PowerFactory. Caracterização: D.2.

Os resultados relativos aos carregamentos e perdas são apresentados para os ramos L1-ref (entre B1 e Bref), L1-2 (entre B1 e B2), L2-3 (entre B2 e B3), L3-4 (entre B3 e B4), L4-5 (entre B4 e B5). Esta escolha se baseou nos elementos que apresentaram resultados mais significativos.

6.3 ANÁLISE DO CARREGAMENTO NOS RAMOS

A Tab. 3 registra os resultados dos valores de carregamento, em porcentagem do limite máximo, dos ramos selecionados para cada cenário estudado. Para melhor visualizar o impacto das diferentes formas de se modelar o SFCR, a Fig. 6 apresenta as diferenças dos valores dos carregamentos dos Cenários 2, 3 e 4 com relação ao Cenário 1, considerado como cenário de referência.

CARREGAMENTO DOS RAMOS (%)							
RAMOS	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3	CENÁRIO 4			
L1-ref	17,51	16,48	17,87	17,49			
L1-2	16,32	15,49	16,41	16,10			
L2-3	16,32	15,49	16,41	16,13			
L3-4	14,19	13,77	14,36	14,21			
L4-5	14,35	14,12	14,44	14,36			

Tabela 3 - Valores de carregamentos nos ramos selecionados para cada cenário estudado.

Pode-se observar que o Cenário 2 é aquele que mais difere do Cenário 1, apresentando valores de carregamento significativamente menores, aproximadamente 6% e 5% para os ramos L1-ref e L2-3, respectivamente. Isto se justifica pela utilização do valor nominal de potência como o valor injetado na rede pelos sistemas fotovoltaicos. Estes valores são superiores aos injetados pelos SFCR do cenário de referência, fazendo com que haja menor carregamento, uma vez que menos potência fluirá pelo circuito para atender às cargas deste cenário. Comportamento diferente é apresentado pelo Cenário 3, uma vez que a irradiância disponível no local foi subestimada pelos modelos de cálculo de irradiância utilizados, resultando diretamente uma menor geração de potência ativa pelos SFCR. Isto faz com que o carregamento dos ramos seja maior, pois como a geração fotovoltaica local não atende à carga é necessária que mais potência, de uma fonte externa, flua no circuito. Nota-se a diferença de aproximadamente 2% para as linhas L1-ref.

A comparação que apresentou menor diferença foi a entre o Cenário 4 e o de referência. Isto evidencia que cenários que consideram uma análise unitária detalhada dos SFCR têm os resultados do fluxo de potência similares. As maiores diferenças foram de aproximadamente 1,2% para os ramos L1-2 e L2-3.



Figura 6 - Diferença percentual dos carregamentos nos ramos selecionados.

O estudo realizado mostra a importância da modelagem do SFCR nos resultados do fluxo e, consequentemente, na elaboração dos planos do planejamento da expansão, já que as ações contidas em tais planos são baseadas nestes resultados. Vale ressaltar que, mesmo a rede BT estudada sendo apenas uma porção de um sistema elétrico, as diferenças entre os resultados dos cenários apresentam-se significativas. Isto sugere que, para redes com maiores dimensões e níveis de geração fotovoltaica distribuída, o impacto provavelmente será superior.

6.4 ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS NOS RAMOS

A Tab. 4 registra os resultados dos valores das perdas elétricas, em Watts, dos ramos selecionados para cada cenário estudado. De forma análoga ao estudo do carregamento, a Fig. 7 apresenta as diferenças entre os valores das perdas dos Cenários 2, 3 e 4 com relação ao Cenário 1.

PERDAS (W)								
RAMOS	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3	CENÁRIO 4				
L1-ref	21,20	18,50	22,40	21,34				
L1-2	70,68	64,41	74,73	71,49				
L2-3	9,42	8,40	9,89	9,50				
L3-4	20,80	19,58	21,33	20,89				
L4-5	27,72	26,84	28,10	27,79				

Tabela 4 - Valores das perdas elétricas nos ramos selecionados para cada cenário estudado.

A comparação entre o Cenário 2 e o Cenário 1 apresenta a maior diferença nas perdas ocasionadas por efeito Joule. Verifica-se que as perdas dos ramos L1-ref e L2-3 do Cenário 2 são aproximadamente 13% e 11% menores, respectivamente, do que as observadas para o cenário de referência. Assim como identificado na análise do carregamento, considerar a potência injetada pelo SFCR como sendo o valor nominal de pico do módulo faz com que as potências injetadas por estes dispositivos sejam maiores no Cenário 2. Isto implica que, para a demanda da carga ser atendida, menos potência precisa fluir no circuito, dado que a instalação fotovoltaica é capaz de suprir maior parcela da carga, o que faz com que as perdas por efeito Joule nos ramos diminua, o contrário acontece no cenário de referência. O Cenário 3 apresenta os maiores valores de perda, aproximadamente 6% para as linhas L1-ref e L1-2. Como o recurso solar é subestimado neste cenário, a injeção de potência pelos SFCR é menor, fazendo com que o fluxo de potência no circuito aumente, o que resulta o aumento das perdas. Adicionalmente, pode-se constatar que a modelagem utilizada para este cenário é conservadora, pois mesmo não considerando valores de dispersão da média, apresentou os menores valores de recurso solar. Ao se compararem os resultados do Cenário 4 com os do cenário de referência, observa-se a menor diferença percentual, por exemplo 1,15% para a linha L1-2, que é justificada pelas equações, que regem o modelo de irradiância adotado, terem recebido como parâmetro de entrada o mesmo valor de pico de irradiância dos casos simulados no PVsyst. Isto aproxima os valores de potência gerados pelo SFCR em ambos os cenários. Similarmente à

comparação anterior, pode-se definir a modelagem do Cenário 4 como conservadora pela mesma justificativa apresentada para o Cenário 3.





7 CONCLUSÕES

As análises apresentadas no trabalho, sob as perspectivas unitária e global, exibem o impacto da modelagem dos SFCR nos resultados do fluxo de potência. Diferentes considerações nestas modelagens podem originar, para uma mesma rede elétrica, distintas soluções de planejamento. Conforme já introduzido, estas podem ser traduzidas em projetos sobre ou subdimensionados, acarretando desde prejuízos financeiros até riscos operativos. Diferenças de carregamentos e perdas foram observadas em uma rede de pequena dimensão, fato que alerta sobre a importância de se modelar de forma apropriada o SFCR, principalmente nas análises de redes de maior porte.

As simulações que levaram em conta mais detalhes da geração fotovoltaica apresentaram valores de carregamento e perdas mais próximos, porém todos os cenários estudados registram diferenças. A proposta do trabalho não é estabelecer a melhor modelagem dos SFCR, e sim expor os impactos das diferentes considerações. Isto evidencia que a tomada de decisão dos planejadores da expansão do sistema elétrico requer mais atenção. Ainda que não seja possível eliminar as incertezas inerentes aos estudos de planejamento, é importante que se discuta sobre o tema, uma vez ser necessário que procedimentos, preferencialmente padronizados, sejam estabelecidos possibilitando a formulação mais coesa dos planos, que realmente garantam a operação segura e eficiente do sistema elétrico.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com o apoio financeiro da CAPES – Brasil. Os autores agradecem ao engenheiro Márcio Eli Moreira Souza pelas significativas contribuições à realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

[1] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Resolução Normativa nº 482/2012, Diretoria Geral, Brasília.

[2] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Resolução Normativa nº 687/2015, Diretoria Geral, Brasília

[3] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Nota Técnica nº 0056/2017, Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, Brasília.

[4] ABSOLAR - Infográfico ABSOLAR. Disponível em: http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html. Acesso em: 1 abr. 2019.

[5] Global Mapper. Versão 19. Software para análise da informação geográfica de uma localidade. Blue Marble Geographics, 2017. Hallowell. Disponível em: http://www.bluemarblegeo.com. Acesso em: 12 out. 2017.

[6] International Standard Organization (ISO/IEC), 2008. Guide 98-3:2008 – uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement, pp. 1–28.

[7] Haurwitz, B., 1946. Insolation in Relation to Cloud Type. Journal of Meteorology. Vol. 3, pp. 123-124.
[8] Louche, A., Peri, G., e Iqbal, M., 1986. An analysis of linke turbidity factor. Solar Energy. Vol. 37, pp. 393-396.

[9] Oliveira, L. G. M., 2017. Avaliação de Fatores que Influenciam na Estimativa da Geração e Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Tese de Doutorado, PPGEE, UFMG, Belo Horizonte.

[10] Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L., Rüther, R., Abreu, S. L., Tiepolo, G. M., Pereira, S. V., Souza, J. F., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2ª ed., São José dos Campos / SP.

[11] Power Factory. Versão SP4. Software para análise de Sistema elétrico de potência. DigSILENT GmbH. Gomaringen, 2017. Disponível em: https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html. Acesso em: 30 mar. 2017.

[12] PVsyst. Versão 6.67. Software para estudar, dimensionar, simular e analisar dados de sistemas fotovoltaicos. PVsyst SA. Geneva, 2017. Disponível em: http://www.pvsyst.com/en/. Acesso em: 12 out. 2017.

[13] Reno, M. J., Hansen, C. W., Stein, J. S., 2012. Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models - Implementation and Analysis. Sandia National Laboratories Report.

[14] Richter, M., De Brabandere, K., Kalisch, J., Schmidt, T., E. Lorenz, 2015. –Best Practice Guide on Uncertainty in PV Modelling, Performance Plus WP2 Deliverable D2.4.

[15] Rios, F. S. R., Curi, G. S., Chaves, F. S., Silva, A. V., 2014. O fator de potência em unidades consumidoras residenciais, Exacta, Vol. 7, n. 1, pp 01-11.

[16] Roquete, R. C. S., 2016. Aplicação de Equivalentes de Redes na Avaliação da Estabilidade de Tensão de Sistemas de Baixa Tensão - Estudo de Caso Real com Inserção de Geração Distribuída

[17] Souza, M. E. M., 2014. Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real, Dissertação de Mestrado, PPGEE, UFMG, Belo Horizonte.

[18] Thevenard, D., Pelland, S., 2013. Estimating the Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions. Solar Energy, Vol. 91, pp. 432-445.

Capítulo 24

Análise da qualidade da energia de sistema de microgeração solar fotovoltaica conectada à rede

Gregory Luid Souza Santiago Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella Guerra Marcelo Roberto Bastos Guerra Vale

Resumo: Este artigo apresenta a análise do impacto gerado na qualidade de energia pela instalação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) instalado na UFERSA, localizado em Mossoró/RN. Através da avaliação dos principais parâmetros de qualidade de energia gerados pelo SFCR verificou-se que a instalação de um sistema fotovoltaico distribuído conectado em baixa tensão provoca pequenas alterações em alguns parâmetros, tais como: elevação na tensão de regime permanente, redução do fator de potência da instalação e acréscimo no valor da taxa de distorção harmônica total de corrente. No trabalho em questão, todas as variações constatadas não ultrapassaram os limites estabelecidos pelas normas vigentes. Constatou-se, ainda, que a instalação do SFCR provocou redução diária de até 38% na energia ativa média consumida, considerando a fase na qual o sistema está interconectado.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Energia Solar Fotovoltaica. Medição de Energia Elétrica.

1 INTRODUÇÃO

A utilização de energia solar vem crescendo de forma substancial no mundo inteiro. Parte disso, deve-se ao fato do recurso solar ser uma fonte renovável de energia e possuir um grande potencial de aproveitamento em quase todas as regiões do planeta. Dentre as possibilidades de utilização desta forma de energia abundante, a que vem ganhando destaque mundial é a energia solar fotovoltaica. Segundo a Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica (EPIA, 2015), a capacidade instalada mundial de sistemas fotovoltaicos alcançou 229,3 GWp no ano de 2015, sendo que mais de 95% destes sistemas são Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica – SFCR. O grande crescimento observado deve-se em parte aos programas de incentivo à fonte solar fotovoltaica, desenvolvida em países como Alemanha, Espanha, Japão, Estados Unidos, entre outros.

Internacionalmente, verifica-se o benefício alcançado pela adoção de políticas públicas na promoção das energias renováveis, constatado pelo expressivo crescimento da energia solar fotovoltaica. Na China, por exemplo, no ano de 2013 houve um crescimento de 340% em relação a 2012, saltando de 3,5 para 11,8GW, tornando-se o país com maior potência instalada em sistemas fotovoltaicos, e, no ano de 2015, alcançou a marca de 43,5GW, correspondente a 19% de toda a capacidade instalada em energia solar fotovoltaica no mundo (EPIA, 2015)

O Brasil, por sua vez, possui um valor muito baixo de potência instalada em sistemas fotovoltaicos, quando comparado com os países do topo do ranking, como, por exemplo, China, Alemanha, Estados Unidos, entre outros. No entanto, estima-se que o maior crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil nos próximos anos seja através da geração distribuída, através da regulação de micro e minigeradores conectados à rede. Isto deve-se ao fato da implementação da Resolução Normativa (REN) Nº 482/2012 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, recentemente alterada para a REN Nº 687/2015, que estabelece as condições para que sistemas de geração distribuídos, de até 5MW, tenham acesso ao sistema de distribuição, injetando na rede a energia elétrica excedente gerada, através do sistema de compensação de energia (ANEEL, 2015).

Outro aspecto importante a ser analisado no crescimento de uma tecnologia relativamente nova no Brasil é com relação aos requerimentos técnicos de funcionamento do SFCR, no que tange à qualidade de energia, segurança e proteção. Diversos trabalhos desenvolvidos no Brasil e no mundo mostram dificuldade técnicas encontradas com relação ao funcionamento de SFCR, principalmente com relação à adequação do sistema à rede elétrica conectada. Sendo assim, este trabalho busca realizar um estudo de qualidade de energia para um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição, verificando os principais problemas de conexão e funcionamento de um SFCR na região semiárida do Rio Grande do Norte, mais especificamente, na Cidade de Mossoró.

A motivação para realização deste estudo de qualidade de energia está na possibilidade de identificação e correção de problemas de qualidade de energia que possam surgir na conexão do SFCR com a rede elétrica de distribuição.

As próximas seções estarão organizadas da seguinte maneira: na seção 2 serão abordados os principais conceitos de sistemas de micro e minigeração distribuída e sistema de compensação de energia. Na seção 3 serão apresentados os principais aspectos de qualidade de energia que um sistema de geração distribuída deve obedecer. A seção 4 descreverá os métodos utilizados para a análise de qualidade de energia do SFCR. A seção 5 apresentará os resultados das medições e análises dos parâmetros de qualidade de energia. Por fim, na seção 6 estarão as considerações finais.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MICRO E MINIGERAÇÃO) E SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

Sistemas de geração distribuída podem ser definidos como o uso, de modo integrado ou isolado, de fontes de energia elétrica de pequeno porte por concessionárias, consumidores e/ou terceiros, gerando eletricidade para o sistema elétrico ou unidades consumidoras específicas. Se diferencia do que é conhecido como geração centralizada (tipo de sistemas de geração mais utilizado no mundo), em que centrais de geração de grande porte, em geral distantes dos centros de consumo, transferem eletricidade através de longas estruturas de transmissão e distribuição de energia para os consumidores (TORRES, 2015).

255

As principais tecnologias utilizadas nos sistemas de geração distribuída são os motores à combustão interna, turbinas a gás, células à combustível, pequenas centrais hidrelétricas (PCH), aerogeradores e sistemas fotovoltaicos (RODRIGUEZ, 2002). Normalmente, estes sistemas são interconectados à rede

elétrica de distribuição (em baixa, média ou alta tensão, dependendo da capacidade do sistema) e injetam energia elétrica nesta rede, assim como, caso haja consumo em períodos que não há geração, a rede elétrica disponibilizará esta demanda.

No intuito de fomentar o uso de fontes alternativas de energia em sistemas distribuídos e desenvolver este mercado no Brasil, a ANEEL criou a Resolução Normativa (REN) Nº 482/2012, que foi alterada para a Resolução Normativa Nº 687/2015, que dentre os objetivos está o de estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2014). Daí, surgem dois termos, que são eles: microgeração e minigeração distribuída.

Conforme a REN 687/2015 (ANEEL, 2015): Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuíção por meio de instalações de unidades consumidoras.

A partir da conexão de um sistema de geração distribuída à rede, este poderá participar do sistema de compensação de energia. Segundo ANEEL, (2015), "sistema de compensação de energia elétrica é um sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa."

Para contabilização da energia elétrica consumida e/ou injetada na rede elétrica de distribuição deve ser utilizado um sistema de medição que registre de forma separada o consumo e a injeção de eletricidade na rede. Para isso, podem ser utilizados dois medidores unidirecionais (um para a energia gerada e outro para a consumida) ou um medidor bidirecional. A Fig. 1 ilustra um típico sistema de geração distribuída com um medidor bidirecional.



Figura 1 – Sistema de micro ou minigeração fotovoltaico conectado à rede, com sistema de medição bidirecional.

Assim, ao final de cada ciclo de faturamento, a concessionária realiza o balanço entre a energia consumida e a injetada, sendo faturada para a unidade consumidora a diferença, respeitando-se o valor mínimo referente ao custo de disponibilidade. Nos casos em que a energia exportada à rede de distribuição for superior à consumida no final de um ciclo de faturamento, o excedente de energia será contabilizado como crédito em energia ativa, que pode ser utilizado para compensar o consumo em ciclos posteriores, num prazo máximo de 60 meses (ANEEL, 2015).

Neste sentido, sistemas de energia solar fotovoltaico desta natureza devem seguir a padronização e requisitos criados por esta resolução para que possam ser conectados à rede elétrica de distribuição da concessionária local. É necessária a elaboração da solicitação de acesso, que se trata de um requerimento composto pelo projeto do SFCR e sua conexão à rede elétrica, além uma lista de documentos e informações solicitadas pela concessionária. Dentre estes requisitos exigidos, estão os padrões de qualidade de energia que o sistema deve obedecer para que sua conexão à rede de distribuição seja efetivada e mantida.

3 ASPECTOS DE QUALIDADE DE ENERGIA PARA CONEXÃO DE UM SFCR À REDE

Todo sistema de micro ou minigeração conectado à rede deve obedecer alguns critérios de qualidade de energia, que são regidos pelo Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) da ANEEL. As concessionárias de energia elétrica, por sua vez, são responsáveis por analisar se os sistemas a serem conectados em seus sistemas de distribuição estão seguindo os critérios exigidos.

No caso deste trabalho, analisou-se a Norma VR01.01-00.12 – Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão da COSERN, pois o SFCR estudado encontra-se conectado à rede de distribuição desta concessionária. Sendo assim, serão listados a seguir os requisitos exigidos para conexão de um sistema de microgeração, conforme COSERN (2016).

3.1 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

A tensão elétrica da rede de distribuição deve operar dentro dos limites de operação dispostos na Tab. 1. O sistema de geração distribuída deve ser capaz de perceber as condições anormais da tensão elétrica e desligar o sistema, cessando o fornecimento de energia enquanto durar a anormalidade.

TENSÃO NO PONTO DE CONEXÃO (% EM RELAÇÃO À TENSÃO NOMINAL	TEMPO MÁXIMO DE DESLIGAMENTO
V < 80%	0,4S
80% ≤ V ≤ 110%	REGIME NORMAL DE OPERAÇÃO
V > 110%	0,2S

Tabela 1 – Resposta as condições anormais de tensão (COSERN, 2016).

3.2 FREQUÊNCIA

Os níveis aceitáveis de frequência dependem do tipo de conexão do sistema à rede no que diz respeito à existência ou não de inversores. No trabalho em questão, o sistema analisado possui conexão à rede através de um inversor de 3kW. Dessa forma, os limites aqui descritos serão para esses tipos de sistemas de geração distribuída.

Para que não haja desconexão ou perda de potência gerada pelo sistema de geração distribuída, a frequência da rede elétrica deve operar entre os limites de 57,5 a 60,5 Hz.

3.3 FATOR DE POTÊNCIA

As faixas de valores de fator de potência que um sistema de geração distribuída deve ser capaz de operar depende de sua potência instalada. Vale salientar que esse critério vale somente quando a potência injetada na rede é superior a 20% da potência nominal. A Tab. 2 mostra os limites estabelecidos para sistemas de microgeração, (até 75kW de potência nominal) pois é o tipo de sistema analisado no presente trabalho.

Tabela 2 – Limites para o fator de potência em sistemas de microgeração (COSERN, 2016).

Potência nominal do sistema de microgeração (kW)	Faixa aceitável do fator de potência
P ≤ 3	0,98 indutivo a 0,98 capacitivo
3 < P≤ 6	0,95 indutivo a 0,95 capacitivo
P > 6	0,90 indutivo a 0,90 capacitivo

3.4 HARMÔNICOS

Com relação à distorção harmônica na forma de onda da tensão e da corrente elétrica, analisou-se dois parâmetros importantes na qualidade de energia, que são eles: Taxa de distorção harmônica total de tensão (THDV) e a Taxa de distorção harmônica total de corrente (THDI). Para estes parâmetros, os limites estabelecidos são 8% e 5%, respectivamente. É importante frisar que o limite de 5% para o THDI deve ser avaliado quando o sistema está operando na potência nominal.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

A presente seção caracteriza a pesquisa realizada, mostrando o local de instalação do sistema fotovoltaico estudado, detalhando a metodologia empregada, e ainda traz os materiais e meios utilizados para o desenvolvimento da pesquisa.

4.1 DESCRIÇÃO DO SFCR INSTALADO NA UFERSA - MOSSORÓ/RN

O sistema estudado no presente trabalho trata-se de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) monofásico, que possui 3kW de potência nominal. A planta fotovoltaica possui como principais equipamentos quatorze (14) módulos fotovoltaicos, um inversor, quadro de comando e proteção e o sistema de medição bidirecional. Os módulos utilizados no sistema fotovoltaico são da Yingli Solar, modelo YL245P - 29b, de 245W, interligados em série, com tensão nominal de 525V, conforme ilustrado na Fig 2.



Figura 2 – Módulos fotovoltaicos YL245P - 29b, Yingli Solar.

Com o objetivo de converter a energia elétrica gerada pelo painel fotovoltaico, em corrente contínua, para corrente alternada, de forma a sincronizar com a rede elétrica convencional e a grande maioria dos equipamentos eletroeletrônicos, é utilizado o inversor Sunny Boy 3000HFUS, da SMA. Em seguida, a saída do inversor é conectada a um disjuntor de 25A para realizar a proteção e comando do sistema fotovoltaico (vide Fig. 3). A conexão do SFCR com a rede de distribuição de energia elétrica da concessionária é realizada no QDT (Quadro de Distribuição Térreo) no pavimento térreo do CITED, sendo interligado na fase S do disjuntor geral de 80A deste quadro, que, por sua vez, é conectado ao QGBT (quadro geral de baixa tensão) do prédio do CITED.



Figura 3 – Inversor e disjuntor de proteção do SFCR.

Logo em seguida, tem-se um transformador de distribuição aéreo para alimentação elétrica do prédio, localizado próximo à entrada do CITED. Por fim, este transformador está conectado ao sistema de distribuição de energia da UFERSA. Na subestação de energia elétrica do campus leste da UFERSA, está instalado, pela concessionária de energia local, no caso, a Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), um medidor de energia elétrica bidirecional, com objetivo de realizar a compensação de energia elétrica.

4.2 PROCEDIMENTO DE MEDIÇÃO DOS DADOS DE GERAÇÃO DO SFCR E DA REDE ELÉTRICA

Com o intuito de dispor de dados para realização da análise da energia elétrica gerada pelo SFCR instalado, serão realizadas medições no ponto de conexão do sistema fotovoltaico conectado à rede monofásico com a rede elétrica, com o objetivo de quantificar os parâmetros de geração do SFCR. Para isso, será utilizado um analisador de energia elétrica trifásico, modelo ET-5061C, da marca Minipa.

Após medição dos parâmetros de geração do sistema fotovoltaico, será realizada a medição dos parâmetros da rede elétrica de baixa tensão do prédio CITED, onde está instalado o sistema fotovoltaico. Vale salientar que serão realizadas medições com o SFCR desligado, objetivando verificar o comportamento da rede elétrica sem influência do sistema, e com o SFCR ligado, com o intuito de avaliar o impacto da inserção da microgeração na rede elétrica. O analisador será instalado no barramento de alimentação principal do prédio, localizado no hall de entrada.

Os parâmetros medidos serão os seguintes:

- Tensão fase-neutro;
- Corrente;
- Frequência;
- Potência ativa, reativa e aparente;
- Energia ativa, reativa e aparente;
- Fator de potência;
- Harmônicos de tensão e corrente;
- Taxa de distorção harmônica.

5 RESULTADOS

Esta seção trata sobre os principais resultados obtidos e analisa o impacto da inserção do SFCR na rede elétrica do prédio, com relação aos parâmetros de qualidade de energia e injeção de energia ativa.

5.1 ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA GERADA PELO SFCR

Inicialmente foram realizadas medições dos parâmetros de geração de energia elétrica no ponto de conexão entre o inversor e a rede elétrica do prédio CITED (mostrado na Fig. 4), local onde o SFCR está instalado.



Figura 4 – Medição dos parâmetros elétricos de geração do SFCR na saída do inversor.

Decorridos cinco meses de medição, período compreendido entre Agosto e Dezembro de 2015, foram coletados os dados e calculados os valores médios diários para cada parâmetro.

Analisando o parâmetro tensão fase-neutro, percebeu-se que a tensão elétrica fase-neutro apesentou comportamento satisfatório em relação aos limites especificados pela legislação, com valores bem próximos da tensão nominal. O maior desvio padrão para este parâmetro foi de 1,87 V, ocorrido no mês de Agosto, que apresentou o valor médio que mais se distancia da tensão nominal, 221,21V. A Fig. 5 mostra o comportamento da tensão no mês de Agosto.



Com relação à frequência, analisando os dados medidos, verificou-se que não houveram variações de frequência da rede além dos valores permitidos. Analisando o comportamento do fator de potência, podese concluir que o inversor possui um elevado fator de potência, apresentando valores com poucas variações em torno de 0,99, valor este próximo ao valor ótimo, que é quando o fator de potência é unitário. Verificou-se ainda que o maior desvio padrão alcançado na média mensal foi de 0,0029, o que confirma a estabilidade do fator de potência do sistema nos momentos requeridos pela legislação.

Com relação a distorção harmônica de tensão, é possível concluir que o sistema fotovoltaico estudado não apresenta anomalias, apresentando valores médios da ordem de 2%, que representa apenas 1/4 do valor máximo estabelecido, conforme ilustrado na Fig. 6.



Figura 6 – Taxa de distorção harmônica total de tensão, Agosto/2015.

Analisando a taxa de distorção harmônica total da corrente elétrica injetada pelo inversor conclui-se que, considerando os requisitos especificados em norma, o inversor não injeta na rede elétrica mais que 5% de THDI (vide Fig. 7). Portanto, o sistema fotovoltaico atende às normas também para este parâmetro.



Figura 7 – Taxa de distorção harmônica total de corrente, Agosto/2015.

5.2 ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO O SFRC NA REDE ELÉTRICA

Nos meses de Março a Maio de 2016, foram realizadas medições dos parâmetros elétricos no quadro geral de baixa tensão (QGBT) do prédio CITED, com o objetivo de avaliar o impacto causado pela inserção da microgeração distribuída tratada neste trabalho. Para isto, o analisador de energia elétrica foi instalado no QGBT, como mostrado na Fig. 8. No mês de Março foram coletados dados com o SFCR desligado e nos meses seguintes, a saber, Abril e Maio, o sistema fotovoltaico foi religado, de forma que torna-se possível comparar os dados medidos com e sem injeção de potência pelo SFCR.



Figura 8 – Medição de parâmetros elétricos trifásicos da rede elétrica do CITED.

Desta forma, após aquisição e análise dos dados coletados pelo analisador de energia elétrica, tornou-se possível avaliar o impacto da inserção do SFCR nos parâmetros elétricos da rede do prédio. Vale salientar que foram analisados os parâmetros da fase S, por se tratar da fase em que o SFCR está conectado Com relação à tensão elétrica, é possível concluir que a inserção da microgeração gerou um acréscimo em seu valor eficaz de até 1,38% (vide Fig. 9). No entanto, verifica-se que esta leve sobretensão ocasionada pelo SFCR não é prejudicial à rede elétrica, pois os valores mantiveram-se dentro dos limites estabelecidos nas normas vigentes.



Figura 9 – Comparação entre valores com o SFCR desligado e ligado da tensão elétrica – fase S.

O fator de potência indutivo da fase S apresentou uma redução em seu valor médio, saindo de 0,94 em Março para 0,89 nos meses de Abril e Maio. Mesmo com esta variação, que poderia ser considerada prejudicial para a rede elétrica, o fator de potência trifásico (considerado na medição e faturamento pela concessionária) se manteve acima do limite mínimo exigido pelas normas (0,92), apresentando os valores médios de 0,92 e 0,95 em Abril e Maio, respectivamente, como mostra a Fig. 10.



Figura 10 – Comparação entre valores com o SFCR desligado e ligado do fator de potência da rede – fase S.

Outro parâmetro que sofreu alterações significativas foi a taxa de distorção harmônica de corrente – THDI, com aumento de até 94% em relação ao percentual percebido sem a influência do SFCR, como pode ser percebido na Fig. 11.

Vale salientar que a rede elétrica do prédio já apresenta valores de THDI considerados altos, da ordem 14%, valores prejudiciais para a rede elétrica, no aspecto da qualidade de energia. Percebe-se que este crescimento no valor médio da THDI ocorre principalmente devido aos altos valores registrados no início da manhã, entre 6:00 e 8:00 horas, momentos em que a radiação solar está baixa e o sistema fotovoltaico está com injeção de baixa potência na rede elétrica. Como já detalhado, a análise deste parâmetro para inversores deve ser considerada quando este equipamento estiver trabalhando em sua potência nominal, e as análises mostradas no referido item revelaram que o inversor satisfaz as condições estabelecidas em norma para a THDI. Portanto, pode-se concluir que o SFCR não contribui negativamente em relação a este parâmetro de qualidade de energia diante dos requisitos estabelecidos por COSERN (2016).



Figura 11 – Comparação entre valores com o SFCR desligado e ligado da taxa de distorção harmônica de corrente– fase S.

Os demais parâmetros, a saber, tensão neutro-terra, frequência e taxa de distorção harmônica de tensão – THDV, não apresentaram variações relevantes de um mês para o outro que pudessem ser consideradas como influência da inserção do sistema fotovoltaico na rede elétrica do prédio.

6 CONCLUSÃO

Diante do exposto, conclui-se que, de modo geral, a instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica produz impacto na rede elétrica onde está conectado, mesmo que na maioria dos casos o impacto seja

mínimo. Foi possível verificar que a inserção da microgeração gerou um acréscimo de tensão de até 1,38%, mesmo mantendo-se dentro dos limites estabelecidos nas normas vigentes.

Com relação ao fator de potência pode-se concluir que o inversor possui um elevado fator de potência, apresentando valores com poucas variações em torno de 0,99, valor este próximo ao valor ótimo, que é quando o fator de potência é unitário, quando medido no ponto de conexão do inversor.

Outro importante parâmetro analisado que sofreu alteração foi a taxa de distorção harmônica total de corrente (THDI). Verificou-se que a legislação regula que o limite deste parâmetro é de 5%, no entanto, apenas quando o sistema de geração está operando em sua potência nominal. Através das medições realizadas, constatou-se o SFCR em estudo satisfaz os critérios estabelecidos, apresentando uma THDI entre 3 e 4% quando a potência ultrapassou 90% da potência nominal. Porém, a ser realizada a análise deste parâmetro no impacto da inserção do SFCR na rede elétrica, ocorreu uma grande variação na THDI, com aumento de até 94% em relação ao percentual de 14% percebido sem a influência do SFCR. Este crescimento ocorre principalmente no início da manhã, quando o sistema fotovoltaico está com injeção de baixa potência na rede elétrica. Assim, torna-se essencial uma análise mais profunda neste parâmetro, a fim de verificar estratégias de redução nestes valores.

O impacto da instalação do sistema fotovoltaico na energia consumida pelo prédio foi perceptível, apresentando redução diária média de cerca de 40% no mês de Abril e 10% em maio, enquanto esperavase uma economia diária em torno de 21%. No entanto, estes índices podem variar conforme a variação da demanda ativa do prédio.

REFERÊNCIAS

[1] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2014. 28p.

[2] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elérica. Resolução Normativa nº 687. Brasília: ANEEL, 2015. 26p.

[3] COSERN. Companhia Energética do Rio Grande do Norte. Conexão de microgeradores ao sistema de distribuição em baixa tensão – VR01.01-00.12. COSERN, 3ªed., 2016.

[4] EPIA. European Photovoltaic Industry Association. Global Market Outlook for photovoltaics. 2016-2020. EPIA, 2015.

[5] MINIPA. Analisador de energia ET-5061C, 2015. Disponível em: <//http://www.minipa.com.br>. Acesso em: 18 jun. 2015.

[6] Rodriguez, C. R. C., 2002. Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade Estadual de Campinas.

[7] Torres, R.G., 2015. Desenvolvimento de metodologia para avaliação do potencial de utilização de sistemas de energia solar fotovoltaicas em meios urbanos, Dissertação de Mestrado (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Capítulo 25

Avaliação da sujidade em módulos fotovoltaicos em Minas Gerais, Brasil

Suellen Caroline Silva Costa Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz Vinícius Augusto Camatta Santana Lawrence Lee Kazmerski

Resumo: O desempenho de módulos fotovoltaicos vem sendo cada vez mais discutido, visando identificar medidas com o potencial de promover melhorias para a tecnologia. Diferentes variáveis influenciam no desempenho do fotovoltaico, como, por exemplo, as condições meteorológicas, mas outro fator vem sendo discutido em diferentes literaturas por possuir elevado impacto na eficiência dessa tecnologia: a sujidade. Nesse trabalho é apresentada a metodologia para quantificar a perda por sujidade em módulos fotovoltaicos de filme fino de telureto de cádmio (CdTe) e silício policristalino (p-Si) através de medições realizadas em estações de sujidade de monitoramento instaladas em Belo Horizonte, Minas Gerais. Os parâmetros elétricos medidos dos módulos fotovoltaicos são comparados com dados de precipitação coletados no mesmo local, com o objetivo de avaliar o comportamento da taxa de sujidade ao longo de períodos secos. Além disso, a taxa de sujidade para dados de corrente de curto-circuito (SRIsc) e de potência máxima (SRPmax) dos módulos foram avaliados e comparados, caracterizando o efeito potencial de deposição de sujidade uniforme ou não-uniforme. Os resultados mostraram proximidade entre as curvas de taxa de sujidade para corrente e potência, indicando uniformidade da deposição de sujidade sobre os módulos fotovoltaicos. A aplicação dessa metodologia permitiu identificar taxas médias de sujidade para tecnologia de telureto de cádmio de aproximadamente 0,88 e 0,87 para corrente de curto-circuito e potência máxima, respectivamente, enquanto para o silício policristalino essa taxa foi de 0,91 e 0,89. Estes dados mostram que sujidade possui maior impacto sobre o fotovoltaico de telureto de cádmio, como consequência da diferença da largura da banda gap em relação ao silício cristalino.

Palavras-chave: Módulo Fotovoltaico, Sujidade, Condições Meteorológicas.

1 INTRODUÇÃO

O acúmulo de poeira, pólen e outros contaminantes sobre o módulo fotovoltaico possui um impacto potencialmente elevado na energia de saída de sistemas fotovoltaicos. A preocupação é implementar medidas para garantir o desempenho adequado de módulos fotovoltaicos ao longo de sua vida útil. Isso contribui para o progresso da pesquisa relacionada aos efeitos da sujidade sobre essa tecnologia. Costa, Diniz e Kazmerski (2016, 2017) realizaram uma revisão de pesquisa e literatura feita por para os anos de 2012 a 2017 referentes ao efeito da sujidade em energia fotovoltaico, em concentrador solar (térmico) de potência (CSP) e em concentrador fotovoltaico (CPV). O interesse quanto a pesquisa sobre os efeitos da sujidade é parcialmente indicado pelo aumento das publicações em mais de 200% ao longo deste período de cinco anos.

Para avaliar as perdas por sujidade em fotovoltaico, estações de monitoramento de sujidade estão sendo usadas em diferentes localidades e países com o objetivo de quantificar as taxas de sujidade. Gostein, Duster e Thuman (2015) realizaram a análise da taxa de sujidade usando dados medidos em uma estação de sujidade instalada na região sudoeste dos Estados Unidos. Os dados de corrente de curto-circuito e potência no ponto de máxima potência foram coletados de um módulo de silício policristalino de 300 Wp limpo periodicamente, e de um módulo idêntico com deposição natural de sujidade, instalados sobre as mesmas condições de inclinação e orientação. Os parâmetros elétricos foram medidos durante diferentes períodos dos anos de 2014 e 2015, juntamente com os dados meteorológicos do local. Os resultados mostraram que a taxa de sujidade para potência e corrente de curto-circuito se afastaram em um determinado período da análise, como consequência de uma deposição não-uniforme. De acordo com os autores, a taxa de sujidade para a potência pode apresentar maior precisão em módulos de silício, devido à influência do diodo bypass.

Klugmann-Radziemska (2015) avaliou a redução da produção de energia elétrica em módulos fotovoltaicos cristalinos instalados na Polônia, devido o acúmulo de poeira em sua superfície. Três módulos em exposição ao ar livre foram usados, sendo um limpo regularmente e os demais expostos ao acúmulo de sujidade. O autor concluiu que os módulos tiveram uma perda de eficiência de relação linear com a densidade dessa deposição e todos os módulos avaliados tiveram uma diminuição média de 3% ao ano na sua potência máxima. A perda máxima de eficiência diária calculada para o módulo de silício cristalino inclinado com ângulo ideal foi igual a 0,8%.

Bhattacharya, Chakraborty e Pal (2015) avaliaram as perdas de eficiência de dois módulos fotovoltaicos idênticos, de tecnologia monocristalina com potência nominal de 37 Wp cada, instalados em Tripura na India. Um dos módulos foi limpo regularmente, eliminando qualquer sujidade depositada sobre o mesmo, enquanto o outro módulo foi testado mediante a acumulação diária depositada sobre este ao longo de seis meses, período de duração do experimento. Para este estudo, foram realizadas medições dos parâmetros elétricos e térmicos dos módulos, e das variáveis climáticas como temperatura ambiente e radiação solar. Os resultados obtidos indicaram que o acúmulo de sujidades sobre os módulos influencia significativamente a redução da corrente de curto-circuito, o que não ocorreu com a tensão de circuito aberto que apresentou uma pequena redução em comparação com o módulo limpo. A corrente de curto-circuito apresentou uma redução percentual de 8,97% a 16,66%, enquanto para a tensão de circuito aberto esta variação foi de 0,26% a 0,59%. Como consequência, a eficiência reduziu em torno de 9,07% a 15,59%, devido à dispersão e reflexão da radiação solar causada pela sujidade depositada.

Micheli, Muller e Kurtz (2016) analisaram os parâmetros de saída de células fotovoltaicas de referência instaladas em diferentes locais, visando identificar os fatores mais relevantes que influenciam o acúmulo de sujidades. Para isso, os autores coletaram dados de seis estações de sujidades, cada uma composta por duas células de tecnologia de silício monocristalino e dois piranômetros, instaladas em diferentes zonas climáticas dos Estados Unidos, definidas de acordo com o mapa da NASA e com a classificação de Köppen. Em cada estação foram medidas as variáveis ambientais, como velocidade e direção do vento, pressão absoluta, temperatura ambiente, umidade relativa e precipitação, no intuito de avaliar a variação destes com o acúmulo de sujidades. Também foram considerados na análise, os dados de partículas aerotransportadas médias anuais para cada localidade, como partículas com diâmetro inferior a 100 μm (TSP), partículas com diâmetro igual ou menor a 10 μm (PM10), e partículas com diâmetro igual ou menor a 2,5 µm (PM2,5). Para a avaliação do solo onde as estações foram instaladas, foram utilizados dados disponibilizados pela U.S. Department of Agriculture (USDA). A taxa de sujidade média diária foi estimada considerando a relação entre os valores médios diários da corrente de curto-circuito para a célula com deposição de sujidade e para a célula limpa. Os resultados mostraram que os índices de material particulado tem boa correlação com os índices de sujidade média diária, sendo o PM10 o que apresenta maior correlação com um coeficiente de determinação (R²) igual a 0,95, enquanto para o PM2,5, o

coeficiente de determinação foi de aproximadamente 0,70. Também foi observado que a frequência da chuva pode contribuir significativamente com a redução do acúmulo de sujidades do que a quantidade de chuva por evento.

Micheli e Muller (2017) avaliaram a relação de cento e dois parâmetros ambientais e meteorológicos com o desempenho de vinte estações de sujidades instaladas nos Estados Unidos, com o objetivo de determinar a capacidade de prever as perdas por sujidades em sistemas fotovoltaicos. As estações de sujidade compostas por duas células de referência, ou módulos fotovoltaicos, e um piranômetro foram instaladas em oito Estados diferentes e em diferentes zonas climáticas. Para realizar essa análise, a corrente de curtocircuito da célula ou módulo limpo e com deposição natural de sujidade foram medidas em cada estação, variando os períodos de medição entre 7 meses a até 40 meses e entre os anos de 2013 e 2016, dependendo do tempo de operação da estação. Apesar de haver medição de dados de precipitação na maioria das estações, os dados utilizados foram derivados do banco de dados PRISM para eliminar a influência de ruídos ou problemas de medições identificados em alguns casos. Os dados de velocidade do vento, temperatura ambiente e umidade relativa do ar foram medidos em quase todos os sites, sendo que para sites sem medição de alguma destas variáveis foram utilizados dados disponíveis no National Solar Radiation Database (NSRDB). Também foram coletados dados de PM10 e PM2.5 provenientes de estações localizadas a distâncias de 10, 30, 50 e 100 quilômetros das estações de sujidade, e definidas as características do solo para cada site usando dados do United States Department of Agriculture (USDA). Dados como potencial de risco de fogo, a distância entre estradas pavimentadas e não-pavimentas, e distância do litoral em relação aos sites foram consideradas, por poderem apresentar algum grau de influência quanto a deposição de sujidades sobre o fotovoltaico. Os resultados da comparação das taxas de sujidade calculadas para as diferentes estações de monitoramento com os cento e dois parâmetros, mostraram que as métricas de material particulado (PM) e alguns parâmetros que descrevem o padrão de precipitação apresentaram correlações significativas com as metricas de sujidade. Além disso, os autores observaram que o número médio de dias entre chuvas consecutivas possuem melhor correlação com a taxa de sujidade.

Micheli, Muller e Kurtz (2016) analisaram os parâmetros de saída de células fotovoltaicas de referência instaladas em diferentes locais, visando identificar os fatores mais relevantes que influenciam o acúmulo de sujidades. Para isso, os autores coletaram dados de seis estações de sujidades, cada uma composta por duas células de tecnologia de silício monocristalino e dois piranômetros, instaladas em diferentes zonas climáticas dos Estados Unidos, definidas de acordo com o mapa da NASA e com a classificação de Köppen. Em cada estação foram medidas as variáveis ambientais, como velocidade e direção do vento, pressão absoluta, temperatura ambiente, umidade relativa e precipitação, no intuito de avaliar a variação destes com o acúmulo de sujidades. Também foram considerados na análise, os dados de partículas aerotransportadas médias anuais para cada localidade, como partículas com diâmetro inferior a 100 µm (TSP), partículas com diâmetro igual ou menor a 10 μm (PM10), e partículas com diâmetro igual ou menor a 2,5 μm (PM2,5). Para a avaliação do solo onde as estações foram instaladas, foram utilizados dados disponibilizados pela U.S. Department of Agriculture (USDA). A taxa de sujidade média diária foi estimada considerando a relação entre os valores médios diários da corrente de curto-circuito para a célula com deposição de sujidade e para a célula limpa. Os resultados mostraram que os índices de material particulado tem boa correlação com os índices de sujidade média diária, sendo o PM10 o que apresenta maior correlação com um coeficiente de determinação (\mathbb{R}^2) igual a 0,95, enquanto para o PM2,5, o coeficiente de determinação foi de aproximadamente 0,70. Também foi observado que a frequência da chuva pode contribuir significativamente com a redução do acúmulo de sujidades do que a quantidade de chuva por evento.

Braga e outros (2018) avaliaram o desempenho de módulos fotovoltaicos de silício policristalino de 265 Wp e telureto de cádmio de 110 Wp com diferentes distribuições não uniformes de sujidade, através do levantamento da curva I-V e considerando a influência das variáveis meteorológicas para a cidade de Belo Horizonte, Brasil. Para isso, os autores coletaram dados das estações de monitoramento de sujidade das duas tecnologias, obtendo as curvas características I-V dos módulos fotovoltaicos, corrente de curtocircuito, tensão de circuito aberto e potência máxima, bem como os dados de irradiância foram coletados através de uma célula de referência. A temperatura de operação do módulo foi registrada com o auxílio de um termopar posicionado na traseira do módulo fotovoltaico (backsheet). Além disso, os autores analisaram a distribuição das temperaturas do módulo utilizando câmeras de infravermelho (IR). Para simular o efeito da deposição de sujidades, os autores utilizaram filmes de papéis e o impacto da sujidade sobre o desempenho dos módulos foi identificado através da determinação da taxa de sujidade (SRatio). Os resultados indicaram que o módulo de silício cristalino é mais afetado quando submetido a diferentes deposições não uniformes de sujidade em comparação com o de telureto de cádmio. Outra observação

feita foi o surgimento de pontos quentes (hot spot), identificados no módulo de silício cristalino, o que pode acelerar o processo de degradação do módulo, reduzindo, de forma significativa, a eficiência e, consequentemente, afetando a produção de energia.

A sujidade e partículas que são depositadas sobre módulos fotovoltaicos podem apresentar diferente grau de impacto, variando em relação a zona climática, proximidade com fontes poluentes, propriedades físico e química do solo, entre outros, que são parâmetros específicos de cada localidade. Nesse trabalho será apresentada uma metodologia para avaliar e quantificar as perdas por sujidade em módulos fotovoltaicos de tecnologia de telureto de cádmio (CdTe) (sem moldura) e silício policristalino (p-Si) (com moldura) instalado no Grupo de Estudos em Energia (GREEN-PUCMinas) em Belo Horizonte, Minas Gerais.

Os resultados são dados iniciais obtidos no desenvolvimento de projeto de pesquisa da CAPES – Ciência sem Fronteiras, em parceria com instituições nacionais e internacionais, que tem como objetivo avaliar as perdas por sujidade em diferentes zonas climáticas no Brasil e estudar as necessidades de mitigação devido às perdas por sujidade em tecnologias instaladas no país.

2 METODOLOGIA

Esse trabalho está inserido num projeto de pesquisa que tem como objetivo identificar as perdas de desempenho em módulos fotovoltaicos instalados em diferentes localidades no Brasil, devido a deposição de sujidades. Esse estudo que será apresentado consiste em resultados iniciais desse projeto, inicialmente aplicado a apenas uma cidade, Belo Horizonte em Minas Gerais. Este trabalho pode ser dividido em cinco etapas: a) determinação das diferentes zonas climáticas no Brasil, b) coleta e tratamento dos parâmetros elétricos medidos nas estações de sujidade, c) coleta e tratamento dos dados climáticos medidos na estação meteorológica instalada no mesmo site das estações de sujidade, d) avaliação e determinação da taxa de sujidade, e) comparação com parâmetros que podem apresentar influência sobre a deposição da sujidade em módulos fotovoltaicos.

Nessa seção será apresentada a metodologia utilizada para caracterização das zonas climáticas no Brasil, descrição da estação de sujidade instalada em Belo Horizonte, o processo para tratamento dos dados e o cálculo da taxa de sujidade.

2.1 CARACTERIZAÇÃO DAS ZONAS CLIMÁTICAS

Para determinar as diferentes zonas climáticas existentes no Brasil foi realizado um estado detalhado referente à classificação climática de Köppen-Geiger (1928). Esse modelo climático compreende um conjunto de letras maiúsculas e minúsculas para designar os grandes grupos climáticos e os subgrupos. As letras maiúsculas representam as regiões fundamentais, do equador aos polos, e as minúsculas são definidas através da associação de dados quanto à distribuição sazonal da precipitação e da temperatura ambiente. No Brasil existem apenas três grandes grupos: A, B e C. As regiões englobadas no grupo A estão sob influência de um clima tropical chuvoso (megatérmico), as regiões de clima seco (semiárido) formam o grupo B, e o grupo C é caracterizado pelo clima temperado (mesotérmico). Com base na metodologia de Köppen e Geiger (1928), o mapa climático para o Brasil foi desenvolvido no software ArcGIS® versão 10.2.2., Fig. 1, utilizando a base de dados fornecida por Peel, Finlayson e McMahon (2007).



Figura 1 - Classificação climática de Köppen-Geiger (1928) para o Brasil

A definição das zonas climáticas possibilitou a seleção das localidades geográficas onde serão instaladas as estações de sujidade pelo Projeto CAPES, que fornecerão os dados para o desenvolvimento da análise das perdas de desempenho de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias, devido à deposição natural de sujidades. Inicialmente, as cidades de Porto Alegre/RS, Belo Horizonte/MG, Brotas de Macaúba/BA e Macapá/AM foram às selecionadas. A primeira estação de sujidade foi instalada no Grupo de Estudos em Energia (GREEN-IPUC) da PUC Minas, em Belo Horizonte, devido à logística para acompanhamento e aperfeiçoamento caso necessário, funcionando como projeto piloto.

A cidade de Belo Horizonte está localizada na região sudoeste do Brasil, inserida na zona climática Aw, de acordo com a classificação climática de Köppen-Geiger (1928), apresentando clima tropical com estação seca no período de inverno com precipitação média inferior a 60 mm em pelo menos um dos meses. As localidades inseridas no grupo A apresentam temperatura média superior a 16-18 °C no mês mais frio do ano (Sá Júnior, 2009).

2.2 METODOLOGIA PARA EXTRAÇÃO DAS PERDAS POR SUJIDADE EM FOTOVOLTAICO UTILIZANDO ESTAÇÕES DE MONITORAMENTO

Para quantificar as perdas por sujidade em módulos fotovolttaicos, foi instalada duas estações de sujidade, uma de telureto de cádmio (CdTe) e uma de silício policristalino (p-Si), na cidade de Belo Horizonte em Minas Gerais. A estação de telureto de cádmio (CdTe) possui dois módulos idênticos de 110 Wp, ambos com a mesma inclinação (20°) que é determinada pela latitude do local, sendo um limpo diariamente e o outro exposto a deposição natural de sujidades. Os módulos são ligados a um sistema de controle e medição de dados, coletando para cada módulo em intervalos de um minuto, dados de radiação solar incidente sobre o plano do fotovoltaico (POA), temperatura do módulo medida por um termopar, corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, e parâmetros elétricos no ponto de máxima potência (corrente, tensão e potência).

A estação de sujidade para a tecnologia de silício policristalino (p-Si) é composta por um módulo de 265 Wp e uma célula de referência de 0,0584 Wp, ambos com a mesma inclinação, possuindo um sistema de lavagem automatizado que permite a limpeza diária da célula de referência, enquanto a sujidade é depositada naturalmente sobre o módulo. Assim como a estação para a tecnologia CdTe, as medições são realizadas automaticamente a cada um minuto por um sistema de controle, fornecendo dados de radiação solar (*POA*), temperatura de operação, e corrente de curto-circuito do modulo e da célula de referência, além da medição da potência gerada pelo modulo fotovoltaico de silício. Para melhor compreensão, o módulo ou célula limpo periodicamente serão denominados módulo limpo, e os módulos com deposição de sujidade terão a nomenclatura de módulo sujo. As estações possuem diferentes períodos de operação, variando em 6 a 8 meses de coleta de dados durante o ano de 2017, e estão localizadas distantes de estradas de intenso tráfego de veículos.

Para calcular a taxa de sujidade (*SR*), os dados coletados foram tratados e filtrados, com o objetivo de reduzir a influência de ruídos ou interferências durante o processo de medição. Os dados utilizados se restringiram ao período de maior incidência de radiação solar, entre 11 às 13 horas, e em condições de céu claro quando a radiação é maior que 500 W/m².

Em seguida, os parâmetros elétricos medidos foram normatizados em relação à radiação solar de 1000 W/m² e a temperatura de 25 °C, o que permite a comparação de desempenho de módulos fotovoltaicos independente da localização geográfica, posicionamento, inclinação e potência nominal.

As taxas de sujidade, ou seja, as perdas por sujidade nos módulos fotovoltaicos, foram quantificadas utilizando dados de curto-circuito (SRatioIsc) e de potência no ponto de máxima potência (SRPmax) medidos nos módulos limpo e nos módulos expostos ao acúmulo natural de sujidades. O uso destes dois parâmetros elétricos nesta avalição tem como objetivo identificar o tipo de deposição, uniforme ou nãouniforme, podendo a taxa de sujidade para potência apresentar maior correlação com os reais dados de operação em comparação com a corrente de curto-circuito, devido a atuação do diodo bypass, em específico para o módulo de silício.

Como as estações se diferenciam, a de telureto de cádmio possui dois módulos idênticos e disponibiliza dados de corrente de curto-circuito e de potência, enquanto a de Silício é composta por um módulo e uma céula de referência não fornecendo dados de potência para os dois dispositivos, foram utilizadas diferentes equações para calcular a taxa de sujidade. A taxa de sujidade (*SR*) para a estação de tecnologia CdTe é definida como:

$$SR_{I_{sc}} = \left(\frac{I_{sc_{sujo}}}{I_{sc_{limpo}}}\right) \tag{1}$$

$$SR_{P_{max}} = \left(\frac{P_{max_{sujo}}}{P_{maxlimpo}}\right)$$
(2)

onde $I_{sc_{sujo}}$ e $P_{max_{sujo}}$ são a corrente de curto-circuito e a potência normalizadas medidas do módulos CdTe exposto a deposição de sujidade, enquanto $I_{sc_{limpo}}$ e $P_{max_{limpo}}$ são a corrente e a potência normalizadas medidas do módulo CdTe limpo, respectivamente.

Para calcular a taxa de sujidade para o módulo de silício foi utilizada a seguinte equação:

$$SR_{I_{SC}} = \frac{I_{SCSUjo}}{I_{SC_0} * \left(1 + \alpha * \left(T_{m_{SUjo}} - T_0\right)\right) * \left(\frac{POA}{G_0}\right)}$$
(3)

$$SR_{P_{max}} = \frac{P_{max_{sujo}}}{P_{max_{0}*} \left(1 + \gamma* \left(T_{m_{sujo}} - T_{0}\right)\right) * \left(\frac{POA}{G_{0}}\right)}$$
(4)

onde $I_{sc_{sujo}}$ e $P_{max_{sujo}}$ são a corrente de curto-circuito e potência no ponto de máxima potência medidas no módulo de Si com deposição natural de sujidade, I_{sc_0} e P_{max_0} são a corrente de curto-circuito e potência do módulo na condição de referência (Standard Test Condition – STC), $\alpha \in \gamma$ são os coeficientes de temperatura para corrente de curto-circuito e potência, respectivamente, $T_{m_{sujo}}$ é a temperatura do módulo sujo, $T_0 \in G_0$ são a temperatura e a irradiância solar na condição de referência (1000 W/m² e 25 °C), e *POA* é a radiação solar incidente sobre o plano do módulo inclinado medido pela célula de referência.

Em seguida, a taxa média diária foi calculada e comparada com dados acumulados de precipitação diária medidos na estação meteorológica instalada pelo projeto próxima da estação de sujidade. Para melhor avaliação, os dados de precipitação utilizados foram filtrados, considerando apenas ocorrências de chuva acumulada diária maior que 0,3 mm, pois abaixo deste valor é considerado que a chuva não possui efeito de limpeza sobre os módulos fotovoltaicos (Micheli e Muller, 2017).

3 RESULTADOS

A estação de CdTe começou a operar no dia 13 de março e a estação de p-Si no dia 27 de maio, ambas no ano de 2017. Porém, durante os primeiros meses de coleta de dados ocorreram problemas relacionadas à medição e armazenamento dos dados meteorológicos, sendo a operação normalizada no mês de julho do mesmo ano.

A Fig. 2 mostra os valores médios diários calculados das métricas $SR_{I_{sc}} e SR_{P_{max}}$ para o módulo de telureto de cádmio (CdTe) ao longo de um período de 4 meses, juntamente com a precipitação diária acumulada medida na estação meteorológica do GREEN/PUCMinas em Belo Horizonte/MG.



Figura 2 – Taxa de sujidade média diária para tecnologia telureto de cádmio em relação a precipitação acumulada diária para a cidade de Belo Horizonte/MG

Apesar dos dois módulos utilizados na estação de monitoramente de sujidade possuirem a mesma série de fabricação, pode haver diferença em relação ao desempenho de um módulo para o outro. Essa diferenca apesar de normalmente ser pequena, pode afetar a análise de perdas de desempenho por sujidade. Dessa forma, para efeito de normalização foi feita uma análise comparativa entre o desempenho dos dois módulos na primeira semana de operação (13 de março a 20 de março para a estação de CdTe e 27 de maio a 3 de junho para a estação silício), em que ambos estavam limpos, igualando a taxa de sujidade.

Quando a taxa de sujidade (*SR*) é igual a "1" representa o estado limpo do módulo fotovoltaico, sem perdas por deposição de material particulado, ou qualquer outro contaminante. Em outras palavras, quanto menor a taxa de sujidade (isto é, menor que 1), maior será as perdas. Na Fig. 2, a taxa de sujidade reduziu ao longo do período seco entre o início de mês de agosto ao final do mês de setembro, atingindo valores em torno de 0,8, o que indica o acúmulo de sujidades sobre o módulo no decorrer do período de estiagem de chuva. No dia 28 de setembro a 4 de outubro foram registradas precipitações acumuladas maiores que 20 mm o que resultou na limpeza do módulo e aumento da taxa de sujidade para próximo "1". Na Fig. 3 é apresentada a estação de sujidade do módulo de telureto de cádmio antes e após o período seco, mostrando um acúmulo significativo de contaminantes (neste caso, incluindo desejo de pássaros).

Figura 3 – Estação de sujidade para a tecnologia de telureto de cádmio: (a) durante o período seco (24/09/2017), (b) após a precipitação maior que 20 mm (02/10/2017)



Alguns pontos indicados na Fig. 2 mostram divergência em relação ao conjunto de dados, que pode ser atribuído a interferências geradas pela técnica de limpeza do módulo limpo (de referência). O módulo de referência é limpo manualmente todos os dias no período de funcionamento do laboratório GREEN, de segunda a sexta. Porém, a limpeza não é realizada nos finais de semana. Então, sujidades são depositadas sobre o módulo de referência podendo promover a redução da taxa de sujidade, aumento das perdas, e o surgimento desses pontos divergentes. Além disso, a curva indica alguns períodos com ausência de dados, devido à inserção dos filtros referentes a intervalo de radiação solar (>500 W/m²) e do horário de medição (11 às 13 horas) considerados na análise.

Na Fig. 4 são apresentados os valores médios diários calculados das métricas $SR_{I_{sc}} e SR_{P_{max}}$ para o módulo de silício policristalino (p-Si) ao longo de um período de 4 meses, em relação a precipitação diária acumulada. É possível observar que a taxa de sujidade para potência e corrente de curto-circuito são próximas, caracterizando uma despoição de sujidade uniforme. Esse grau de uniformidade é mais evidente em módulos cristalinos, devido à presença do diodo bypass e sua estrutura física (por exemplo, moldura). A deposição de sujidade não tem significativa influência na corrente de curto-circuito em caso de deposição não-uniforme, pois os diodos internos atuam de modo a excluir o string de célula com maior deposição de sujidade, normalmente acumulada na área inferior do módulo devido a inclinação.

Assim como observado para a tecnologia de telureto de cádmio, a taxa de sujidade para o silício decresceu ao longo do período seco, atingindo valores em torno de 0,86, aumentando para 1 após as precipitações registradas entre o final do mês de setembro e início do mês de outubro. É notável a redução dos ruídos nos dados da estação de silício em comparação com a de telureto de cádmio, pois a estação de silício possui um sistema de limpeza automática o que favorece a redução de interferências na medição da sujidade.

Figura 4 – Taxa de sujidade média diária para tecnologia silício policristalino em relação à precipitação acumulada diária para a cidade de Belo Horizonte/MG



A Fig. 5 mostra a estação de sujidade para a tecnologia de silício durante o período seco e após a chuva, sendo possível identificar maior acúmulo de sujidades na área inferior do módulo, devido a moldura de metal que funciona como uma barreira para a sujidade, o que não ocorre com o módulo de telureto de cádmio por não haver moldura.

Figura 5 – Estação de sujidade para a tecnologia de silício policristalino: (a) durante o período seco (24/09/2017), (b) após a precipitação maior que 20 mm (02/10/2017)



Comparando os resultados obtidos para o telureto de cádmio e para o silício é possível identificar que a perda por sujidade durante o período seco é maior para a tecnologia CdTe. Esse resultado pode ser explicado, devido a diferença de largura da banda gap das duas tecnologias, apresentando diferentes sensibilidades para cada comprimento de onda. O efeito da deposição de sujidade sobre a transmissividade em diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos foi estudada por Qasem e outros (2014). Os autores identificaram que a sujidade afeta comprimentos de onda menores mais severamente, e que módulos de silício amorfo e de CdTe sofrem maiores perdas de desempenho devido a deposição de sujidades do que os de tecnologia de silício cristalino e CIGS, pois os primeiros possuem uma faixa de resposta espectral entre 300 e 800 nm, enquanto o c-Si e CIGS esta faixa varia entre 400 e 1100 nm. Estes resultados são consistentes com seus relatórios. Além disso, foi observado que a moldura metálica pode contribuir para maior acúmulo de sujidade na parte inferior do módulo, aumentando a não-uniformidade da deposição.

4 CONCLUSÃO

As definições das zonas climáticas para o Brasil foram apresentadas. O gráfico desenvolvido é utilizado como base para estabelecer locais de monitoramento para o estudo de sujidade para este projeto. Os resultados iniciais da estação de monitoramente foram apresentados para a cidade de Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Os resultados preliminares mostraram que a perda por sujidade média durante o período de análise para o módulo fotovoltaico de telureto de cádmio foi de 0,88 para a corrente de curto-circuito e 0,87 para a potência, e que essa taxa foi menor para o silício, 0,91 e 0,89 para corrente e potência, respectivamente, devido à diferença em relação à resposta espectral. Essa análise indica o elevado grau de impacto da deposição de sujidade quanto ao desempenho de um módulo fotovoltaico. Assim, é importante considerar esse fator nas previsões de produção de energia de sistemas fotovoltaicos. Além disso, durante o período de coleta de dados foi possível identificar o acúmulo de sujidades na parte inferior dos módulos, em especial do silício por possuir moldura metálica que pode funcionar como uma barreira para o acúmulo de sujidade não-uniforme.

A próxima etapa desse estudo será avaliar a relação da deposição de sujidades sobre os módulos fotovoltaicos e dados de material particulado: partículas com diâmetro igual ou menor a 10 μ m (PM10), e partículas com diâmetro igual ou menor a 2,5 μ m (PM2,5). Além disso, serão instaladas novas estações de sujidade em outras quatro cidades para avaliação da perda de desempenho de módulos fotovoltaicos, devido à sujidade sobre influência de diferentes zonas climáticas no Brasil. A espectativa é que essa análise seja concluída no segundo semestre de 2018, e que os resultados possam contribuir para a previsão mais real de operação de sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes regiões no país.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e as instituições internacionais RASEI/CU (Renewable and Sustainable Energy Institute/University of Colorado) e NREL (National Renewable Energy Laboratory), em especial aos pesquisadores, Matthew Muller e Leonardo Micheli, pelo apoio ao desenvolvimento desta pesquisa. Os autores também agradecem a ajuda da Atonometrics com este trabalho.

REFERÊNCIAS

[1] Bhattacharya, T., Chakraborty, A. K., Pal, K., 2015. Influence of environmental dust on the operating characteristics of the solar PV module in Tripura, India. International Journal of Engineering Research, v. 4, p. 141 – 144.

[2] Braga, D. S.; Diniz, A. S. A. C.; Costa, S. C. S.; Kazmerski, L. L.; Bhaduri, S.; Maia, C. B.; Camatta, V.; Viana, M. M.; Barbosa, E. M. C.; Brito, P. P.; Campos, C. D.; Hanriot, S. M. Uniform and Non-Uniform Soiling of PV Modules: A Comprehensive Study of Performance and Temperature Effects. Proceedings 45th IEEE Photovoltaic Specialists Conference and the WCPEC-7, Hawaii, 2018 (IEEE, NY; 2018).

[3] Costa, S.C.S., Diniz, A.S.A.C., Kazmerski, L.L., 2016. Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: Literature review update for 2012-2015, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 63, p. 33-61.

[4] Costa, S.C.S., Diniz, A.S.A.C., Kazmerski, L.L., 2017. Solar energy dust and soiling R&D progress: Literature review update for 2016, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 82, p. 2504 – 2536.

[5] Gostein, M., Duster, T., Thuman, C., 2015. Accurately measuring PV soiling losses with soiling station employing module power measurements, IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).

[6] Klugmann-Radziemska, E., 2015. Degradation of electrical performance of a crystalline photovoltaic module due to dust deposition in northern Poland, Renewable Energy, v. 78, p. 418 – 426.

[7] KÖPPEN, W.; GEIGER, R. Klimate der Erde. Gotha: Verlag Justus Perthes. 1928. Wall-map 150cmx200cm.

[8] Micheli, L., Muller, M., 2017. An investigation of the key parameters for predicting PV soiling losses, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 25, p. 291-307.

[9] Micheli, L., Muller, M., Kurtz, S., 2016. Determining the effects of environment and atmospheric parameters on PV field performance, IEEE 43rd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), p. 1724-1729.

[10] Micheli, L., Ruth, D., Muller, M., 2017. Seasonal trends of soiling on photovoltaic systems, IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).

[11] Peel, M.C.; Finlayson, B. L.; McMahon, T.A., 2007. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. Hydrology and Earth System Sciences Discussions, v. 5, p. 1633 - 1644.

[12] Qasem, H., Betts, T. R., Müllejans, H., Albusairi, H., Gottschalg, R., 2014. Dust-induced shading on photovoltaic modules, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 22, p. 218 – 226.

[13] Sá Junior, A., 2009. Aplicação da classificação de Köppen para o zoneamento climatic do Estado de Minas Gerais, Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Lavras – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, Lavras, Minas Gerais.

Capítulo 26

Relação entre distribuições não uniformes de sujidade e parâmetros de desempenho de módulos fotovoltaicos de tecnologias silício cristalino e telureto de cádmio

Daniel Sena Braga Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz Vinicius Augusto Camatta Santana Lawrence Lee Kazmerski

Resumo: A sujidade dos módulos fotovoltaicos é uma preocupação crescente devido a diminuição da produção de energia elétrica em uma instalação solar fotovoltaica. Este problema tem sido observado nas áreas que possuem grande disponibilidade de radiação solar, que ironicamente apresentam na maioria dos casos problemas com acumulação de poeira. Este artigo examina as relações entre as diferentes distribuições não uniformes de sujidade e o desempenho dos módulos fotovoltaicos de tecnologias silício policristalino e telureto de cádmio. Essas acumulações não uniformes não só causam a diminuição da energia produzida, mas resultam em sombreamento que pode causar aumento do aquecimento da área, formando pontos quentes ("hot spots"), que aceleram a degradação do módulo. Este artigo avalia os efeitos de diferentes padrões de sujidade não uniformes nas grandezas características da curva I-V, documentando mudanças na forma dessas características. Esses estudos são realizados em módulos de tecnologia Si cristalino e em módulos de filme fino sem moldura de CdTe. As distribuições não uniformes também estão relacionadas às distribuições de temperatura, que foram avaliadas com o auxílio de mapeamento de temperatura através de câmeras IR. Pontos quentes com aumento de temperatura de mais de 30°C em relação ao restante do módulo são apresentados operando sob condições normais de radiação solar.

Palavras-chave: Sujidade, Não-uniforme, Impacto

1 INTRODUÇÃO

Apesar dos avanços da tecnologia solar fotovoltaica nas últimas décadas, verifica-se que a confiabilidade e o desempenho de um módulo fotovoltaico continuam diretamente relacionados a integridade da primeira superfície de interação dos fótons solares que incidem nos módulos.

A sujidade da superfície dos módulos fotovoltaicos é uma preocupação crescente devido à diminuição da produção de energia elétrica de uma instalação solar fotovoltaica. Atualmente observa-se a expansão de mercados solares, em especial nas áreas de deserto e do cinturão solar, áreas que apresentam não apenas a maior disponibilidade de recursos solares, mas também os problemas de sujidade mais críticos. A compreensão e mitigação desse problema é crucial para evitar qualquer equívoco no dimensionamento e implantação de uma instalação solar. O problema de sujidade não é limitado a essas áreas de clima severo. Perdas significativas podem ser encontradas em áreas com ambientes tropicais e temperados.

Este artigo contribui com os esforços mundiais para examinar, compreender e agregar a base de conhecimentos dos efeitos e impactos que a sujidade acarreta aos módulos fotovoltaicos. O foco principal deste estudo é a relação entre as distribuições não uniformes de sujidade e parâmetros de desempenho e distribuições de temperatura de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias, o que permite uma modelagem de sistemas fotovoltaicos mais próxima do real conhecendo-se o padrão de sujidade da região.

2 METODOLOGIA

As medições das curvas características I-V foram realizadas em nossas estações de monitoramento de sujidade (Atonometrics), registrando-se a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto e a potência máxima. A irradiância solar foi monitorada usando célula de referência calibrada e verificada periodicamente com uma célula de referência separada e um piranômetro calibrado para consistência e confiabilidade da medição.

A temperatura do módulo foi registrada com o auxílio de um sensor RTD na superfície traseira do módulo. O mapeamento da temperatura do módulo foi realizado usando uma câmera IR marca NECSan-ei modelo TH71-2MX. As temperaturas também foram verificadas regularmente usando detectores de IR e termopares. Verificou-se que as temperaturas registradas com o auxílio do sensor RTD variaram entre $\pm 1^{\circ}$ C em comparação as temperaturas registradas pela câmera IR. Todos os dados são corrigidos quantos aos níveis de temperatura e irradiância. Foram utilizados um módulo fotovoltaico de silício Canadian Solar – 265W (silício) e um módulo fotovoltaico tecnologia filme fino (CdTe) First Solar 110W. Estes módulos são apresentados na Fig. 1.

Figura 1- Estações de monitoramento de sujidade instaladas no laboratório GREEN PUC Minas, em Belo Horizonte, Minas Gerais. Esquerda: tecnologia silício cristalino (módulo Canadian Solar 265W). Direita: tecnologia de filme fino telureto de cádmio (módulo First Solar 110W).



2.1 CARACTERIZAÇÃO DO FILME DE PAPEL

Para simular um módulo em operação submetido ao sombreamento não uniforme, gerado pela deposição de sujidade, foram utilizados filmes de papéis que funcionaram com comportamento similar da sujidade depositada sobre a superfície de um módulo. Para caracterização dos filmes de papéis, foi realizado um ensaio de transmitância utilizando- se o espectrofotômetro marca Shimadzu modelo UV-3600. Este equipamento é capaz de medir e comparar a quantidade de radiação eletromagnética transmitida através de uma amostra. O resultado da espectrofotometria é um gráfico de

espectro que fornece informações de intensidade por comprimento de onda da fonte de luz, que é apresentado na Fig. 2. Para caracterização dos filmes foi utilizada uma faixa de comprimento de onda que compreende a região de ultravioleta até a região de infravermelho (250 a 1600 nm).



Figura 2- Valor de transmitância da amostra de papel para diferentes comprimentos de onda

2.2 EXTRAÇÃO DAS PERDAS POR "SUJIDADE" NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A fim de quantificar as perdas de geração de energia elétrica em um módulo fotovoltaico submetido a diferentes padrões de deposição de sujidade foram medidas as curvas I-V para cada condição, com os parâmetros elétricos normatizados em relação a radiação solar e temperatura da célula.

A taxa de perda por sujidade foi calculada tomando-se como referência a potência do módulo no ponto de máxima potência (SRPmax) para o módulo limpo livre de qualquer sujidade ou sombreamento e o módulo submetido aos diferentes padrões de deposição de sujidade ou sombreamento. A taxa de sujidade (SRPmax) pode ser encontrada através da seguinte equação:

$$SR_{P_{max}} = \left(\frac{P_{maxsujo}}{P_{maxlimpo}}\right)(1)$$

O outro parâmetro importante para se analisar é o fator de preenchimento, também conhecido como fill factor (FF), que é obtido através da razão entre a potência máxima e o produto da tensão de circuito aberto (VOC) pela corrente de curto-circuito (ISC), indicada pela Eq. (2). Quanto mais próximo de uma unidade, melhor é o desempenho do módulo.

$$FF = \frac{I_{max}V_{max}}{I_{sc}V_{oc}}(2)$$

3 RESULTADOS

Após a análise dos resultados obtidos para as tecnologias silício cristalino, verificou-se que o módulo de silício cristalino devido ao arranjo de células conectadas em série apresentou impactos maiores quando submetido a diferentes padrões de sombreamento não uniforme. Para o módulo de silício ainda foram realizados testes depositando-se amostras de sujidade reais sobre a superfície do módulo. A Fig. 3 apresenta os diferentes padrões não uniformes de sombreamento aos quais o módulo de silício cristalino foi submetido.

Figura 3- Diferentes padrões não uniformes de sombreamento ao qual o módulo de silício cristalino foi submetido.



A Fig. 4 apresenta as curvas I-V obtidas para cada condição descrita anteriormente para o módulo de silício cristalino. Verifica-se neste caso a atuação do diodo de by pass, fato evidenciado pela deformação da curva I-V original.

Figura 4- Resposta da curva I-V para diferentes padrões de deposição não uniforme sobre a superfície de um módulo de silício cristalino. A curva original do módulo, sem qualquer sombreamento, é representada pela linha de cor preta.



A deposição da sujidade reduz de forma significativa a absorção óptica do módulo fotovoltaico, fato este que gera uma área de sombreamento na célula solar. A célula ao ser sombreada atua como carga resistiva de alta impedância no sistema, e como consequência, se torna um ponto de temperatura mais elevada, fenômeno conhecido como ponto quente ("hot spot"). A célula, ao atingir temperaturas mais elevadas que as temperaturas de operação, se degrada de forma mais acelerada ao longo do tempo, diminuindo de forma significativa a eficiência e produção de energia do módulo fotovoltaico, podendo em casos mais graves, ser danificado de forma irreversível.

A Fig. 5 apresenta o mapeamento de temperaturas para cada condição não uniforme de sombreamento a qual o módulo de silício cristalino foi submetido. As temperaturas registradas com o auxílio do sensor RTD variaram entre

 $\pm 1^{\circ}$ C em comparação as temperaturas registradas pela câmera IR. Observou-se a presença de pontos quentes no módulo, que apresentaram temperaturas superiores a 30°C em comparação a temperatura média do módulo.

O módulo em questão possui 3 diodos by pass, e através da curva I-V e do mapeamento de temperatura da superfície traseira do módulo, conclui-se que o sombreamento que a sujidade depositada de forma não uniforme gera, além da perda de geração de energia elétrica, o aparecimento de células sobreaquecidas.

As temperaturas encontradas, acima de 90°C, superam o valor limite de temperatura de operação do módulo declarado pelo fabricante (85°C).



Figura 5- Mapeamento de temperatura do módulo de silício cristalino para diferentes condições.

(e) bordas laterais e inferior (sujidade real)



Para o módulo de telureto de cádmio foi realizado um procedimento similar, a fim de se obter as respostas de desempenho elétrico através da medição de curva I-V para cada condição e mapeamento térmico para análise de pontos quentes. A Fig. 6 apresenta os diferentes padrões não uniformes de sombreamento aos quais o módulo de telureto de cádmio foi submetido.



Figura 6- Diferentes padrões não uniformes de sombreamento ao qual o módulo de telureto de cádmio foi submetido.

A Fig. 7 apresenta as curvas I-V obtidas para cada condição descrita anteriormente para o módulo de telureto de cádmio. Como neste módulo não há diodos de by pass não se verifica uma deformação na curva I-V de modo semelhante ao ocorrido com o módulo de silício cristalino.

Metade do módulo Sombreamento canto inferior Sombreamento canto superior Sombreamento total uniforme Sombreamento intermediário

Figura 7- Resposta da curva I-V para diferentes padrões de deposição não uniforme sobre a superfície de um módulo de telureto de cádmio. A curva original do módulo, sem qualquer sombreamento, é representada pela linha de cor azul escuro.



A partir da análise das curvas I-V constatou-se que o sombreamento reduziu de forma significativa a absorção óptica do módulo fotovoltaico. No caso deste módulo não se verificou pontos de temperatura mais elevada (ponto quente), exceto na condição de sombreamento lateral, em que foi observado uma diferença de temperatura superior a 20°C. As respostas da curva I-V para o sombreamento no canto inferior (linha de cor amarela) e no canto superior (linha de cor azul claro) foram iguais.

A Fig. 8 apresenta o mapeamento de temperaturas para cada condição não uniforme de sombreamento a qual o módulo de telureto de cádmio foi submetido.

Como dito anteriormente, este módulo não possui diodos by pass, e através da curva I-V e do mapeamento de temperatura da superfície traseira do módulo, conclui-se que o sombreamento que a sujidade depositada de forma não uniforme gera, impacta na perda de geração de energia elétrica, porém não apresenta problemas de células sobre aquecidas, como ocorre com o módulo de silício cristalino.

Figura 8- Mapeamento de temperatura do módulo de telureto de cádmio para diferentes condições.



(a)sombreamento lateral



(b)sombreamento metade do módulo



(c) sombreamento canto inferior



(d)sombreamento canto superior



(e)sombreamento intermediário

Conforme observado na Fig. 4 e Fig. 7, os parâmetros elétricos do módulo de silício cristalino são mais sensíveis ao acúmulo de sujidade se comparados ao módulo de telureto de cádmio. O fator de preenchimento dos módulos de silício cristalino é extremamente comprometido pela atuação dos diodos de by pass que a fim de melhorar o desempenho do módulo, acabam tirando a produção de energia de uma série de células, impactando na diminuição do FF e incrementando a taxa de perda por sujidade (soiling ratio).

Diante deste fato, é imprescindível avaliar não apenas a corrente de curto-circuito do módulo de silício cristalino, mas também o ponto de máxima potência. Na Fig. 4, verifica-se que a corrente de curto-circuito da curva azul escuro (condição de sujidade depositada em uma célula no canto inferior do módulo) sofre uma leve queda, enquanto que o ponto de máxima potência se desloca bastante com a distorção na forma da curva, devido ao surgimento de um degrau ocasionado pela ação do diodo de by-pass. Este fenômeno não é observado no módulo de telureto de cádmio, conforme verificado na Fig. 7, pelo fato da inexistência de diodos by-pass neste módulo.

A construção física dos módulos de silício cristalino e de telureto de cádmio são muito diferentes. Enquanto o módulo de silício é composto por um arranjo de células conectadas em série, o módulo de telureto de cádmio apresenta uma estrutura na qual as partes ativas da célula são depositadas sobre um substrato de vidro. Na Fig. 5 são observados pontos de temperatura mais elevada, oriundos da atuação de células sombreadas que atuam como carga resistiva de alta impedância no sistema. Na Fig. 8, não é verificado o sobreaquecimento de regiões no módulo de telureto de cádmio, uma vez que não há um conjunto de células conectadas em série. Este fato esclarece a razão de não se observar pontos que atuam como carga resistiva de alta impedância, não sendo verificado pontos de temperatura mais elevada.

4 CONCLUSÃO

A célula de silício cristalino, ao atingir temperaturas mais elevadas que as temperaturas de operação, se degrada de forma mais acelerada ao longo do tempo, diminuindo de forma significativa a eficiência e produção de energia do módulo fotovoltaico, podendo em casos mais graves, ser danificado de forma irreversível.

Os resultados obtidos demonstraram que apesar da perda de energia gerada, a tecnologia de filme fino telureto de cádmio é menos sensível ao aumento de temperatura decorrido do sombreamento gerado pela deposição não uniforme

da sujidade, fato que comprova uma melhor performance desta tecnologia se comparada ao silício cristalino nas condições de deposição de sujidade não uniforme.

Outro ponto que favorece a performance nas condições de sujidade do módulo de filme fino telureto de cádmio tratado neste estudo, é o fato do mesmo não possuir uma caixa externa que proporciona o acúmulo de sujidade nas bordas, que podem gerar sombreamento e redução da energia gerada.

Conclui-se, portanto, a importância de se estudar o comportamento da curva I-V quando se deseja mensurar o impacto da deposição não uniforme sobre a superfície do módulo, e não apenas analisar a grandeza da corrente de curto-circuito, visto que o ponto de máxima potência é claramente deslocado ao longo da curva I-V na condição de operação sob deposição de sujidade não uniforme.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e ao laboratório GREEN PUC Minas e demais envolvidos pelo apoio ao desenvolvimento desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

[1] Costa, S. C., Diniz, A. S. A. C., Kazmerski, L. L., 2016. Dust and Soiling Issues and Impacts Relating to Solar Systems: Literature Review Update for 2012-2015, Renewable & Sustainable Energy Rev. (2016).

[2] John, J. J., Warade, S., Tamizhmani, G., Kottantharayil, A., 2016. Study of soiling loss on photovoltaic modules with artificially deposited dust of different gravimetric densities and compositions, 42nd IEEE PVSC- New Orleans.

[3] Lorenzo, E., Moretón, R., Luque, I., 2013. Dust effects on PV array performance: In-field observations with non- uniform patterns, Prog. in Photovoltaics 22, 666-670.

[4] Zilles, R., Macedo, W. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, São Paulo.

[5] Rao, A., Pillai, R., Mani, M., Ramamurthy, P., 2013. Influence of dust deposition on photovoltaic panel performance, 4th ICAER- 4th International Conference on Advances in Energy Research, Bombay.

[6] Maghami, M. R., Hizam, H., Gomes, C., Radzi, M. A., Rezadad, M. I., Hajighorbani, S., 2016. Power loss due to soiling on solar panel: A review, Renewable & Sustainable Energy Rev.

