



**ENERGIA:
UM OLHAR SOBRE SEUS
DIFERENTES TIPOS**



EDITORA CONHECIMENTO LIVRE

Frederico Celestino Barbosa

Energia: um olhar sobre seus diferentes tipos

1ª ed.

Piracanjuba-GO
Editora Conhecimento Livre
Piracanjuba-GO

1ª ed.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Barbosa, Frederico Celestino
B238E Energia: um olhar sobre seus diferentes tipos

/ Frederico Celestino Barbosa. – Piracanjuba-GO

Editora Conhecimento Livre, 2021

137 f.: il

DOI: 10.37423/2021.edcl373

ISBN: 978-65-5367-007-5

Modo de acesso: World Wide Web

Incluir Bibliografia

1. energia-mecânica 2. energia-térmica 3. energia-elétrica 4. energia-química 5. energia-atômica I.
Barbosa, Frederico Celestino II. Título

CDU: 333.7

<https://doi.org/10.37423/2021.edcl373>

O conteúdo dos artigos e sua correção ortográfica são de responsabilidade exclusiva dos seus respectivos autores.

EDITORA CONHECIMENTO LIVRE

Corpo Editorial

Dr. João Luís Ribeiro Ulhôa

Dra. Eyde Cristianne Saraiva-Bonatto

Dr. Anderson Reis de Sousa

MSc. Frederico Celestino Barbosa

MSc. Carlos Eduardo de Oliveira Gontijo

MSc. Plínio Ferreira Pires

Editora Conhecimento Livre

Piracanjuba-GO

2021

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	6
BANCADA DE ENSAIOS OUTDOOR PARA AQUECEDORES SOLARES ACOPLADOS	
Samuel Vinicius de Andrade Rocha	
Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz	
Lucas Paglioni Pataro Faria	
Fabio Rezende Costa	
DOI 10.37423/211104987	
CAPÍTULO 2	23
PANORAMA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA	
AMPARADOS PELA REN Nº482/2012 DA ANEEL NO BRASIL	
BRUNO SABINO SOLARI	
JAIR URBANETZ JUNIOR	
DOI 10.37423/211105029	
CAPÍTULO 3	42
PROPOSTA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PARA UM	
RESTAURANTE UNIVERSITÁRIO	
Nivam Alves Bernardino	
Daiane Cecchin	
Tulane Rodrigues da Silva	
Renata Gonçalves Faisca	
Gilberto Figueiredo	
Daniel Henrique Nogueira Dias	
DOI 10.37423/211105040	
CAPÍTULO 4	56
ANALYSIS AND APPLICATION OF COMBINED PHOTOVOLTAIC/THERMAL (PV/T) FLAT-PLATE	
COLLECTORS FOR LOW-INCOME RESIDENCES IN BRAZIL	
loic tachon	
DOI 10.37423/211105050	
CAPÍTULO 5	74
PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO ATRAVÉS DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E INJEÇÃO	
NA REDE DE GÁS NATURAL NACIONAL	
Hélio Nunes de Souza Filho	
Ennio Peres da Silva	
Ana Beatriz Barros Souza	
Demostenes Barbosa da Silva	
Vitor Feitosa Riedel	
Diogo Oliveira Barbosa da Silva	
Juarez Corrêa Furtado Júnior	
DOI 10.37423/211105051	

CAPÍTULO 6	90
ANÁLISE, SOB A ÓTICA DA CONCESSIONÁRIA, DO COMPORTAMENTO ENERGÉTICO DE UNIDADE CONSUMIDORA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E VEÍCULO ELÉTRICO	
Gustavo Xavier de Andrade Pinto	
Daniel Odilio dos Santos	
Bruno Kretzer Barotto	
Helena Flávia Napolini	
Ricardo Rütther	
DOI 10.37423/211105054	
CAPÍTULO 7	105
SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL E ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA BOMBEAMENTO DE ÁGUA PARA IRRIGAÇÃO COM O USO DO SOFTWARE TRNSYS	
Ivan Magela Corgozinho	
Othon Lucas Procópio	
Marcos Vinícius Eloy Xavier	
Luís Guilherme Monteiro Oliveira	
Wilson Negrão Macêdo	
DOI 10.37423/211105055	
CAPÍTULO 8	123
INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COMO BONIFICAÇÃO PARA OBTENÇÃO DE ETIQUETA PROCEL	
Ricardo Guedes Accioly Ramos	
Hosaías Alves dos Prazeres Silva	
Sérgio Tadeu Ferreira Serra	
Maria Emília de Lima Tostes	
DOI 10.37423/211105059	

Capítulo 1



10.37423/211104987

BANCADA DE ENSAIOS OUTDOOR PARA AQUECEDORES SOLARES ACOPLADOS

Samuel Vinicius de Andrade Rocha

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

Lucas Paglioni Patarô Faria

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

Fabio Rezende Costa

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais



Resumo: Este artigo consiste no planejamento e dimensionamento do projeto de uma bancada de ensaios Outdoor para aquecedores solares acoplados, baseado em dimensões reais. Tal estudo analisa a situação do mercado de aquecimento solar, tanto em aquecedores solares acoplados, como também, aquecedores planos. Analisando a evolução do mercado de aquecimento solar ao longo dos anos e as expectativas futuras de crescimento deste. Realizando um estudo do mercado de aquecimento solar na atualidade, dos tipos de aquecedores solares, opções de venda, quais os segmentos e as regiões crescentes de adesão desses equipamentos, com a consideração do tamanho dos reservatórios e áreas coletoras, que estão presentes em maior número nesse mercado. Destaca a importância, da fiscalização dos aquecedores para verificar sua eficiência e também da realização dos ensaios para esse fim. Assim, verifica quais tipos de aquecedores solares a serem ensaiados pela bancada e as dimensões desses aquecedores mais presentes no mercado, possibilitando o dimensionamento do projeto de uma bancada de ensaios, que os atenda. Com base nos dados obtidos, foi possível dimensionar uma bancada de ensaios Outdoor, de 12 m² de área, para os aquecedores solares acoplados, mas também, permite ensaios em alguns aquecedores planos, para as faixas de dimensões determinadas, de 4 a 9 m² de área coletora e até 800 litros de reservatório. Possibilitando, assim, a fiscalização desses equipamentos para aprovação do INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) e posteriormente a venda. Além, de auxiliar na área de pesquisa em inovações de aquecimento solar e melhorias destes.

Palavras-chave: Aquecedores solares, Bancada, Ensaio Outdoor

1. INTRODUÇÃO

O maior responsável pelo consumo de energia elétrica em residências é o chuveiro elétrico, que pode representar até 40% do custo da conta (DUSOL, 2018). O aquecimento da água com energia solar é uma excelente alternativa de se investir, para economizar energia elétrica e também ter água quente, pois o processo de aquecimento ocorre por meio do calor fornecido pela radiação solar (Portal Solar, 2019). É um sistema muito simples e consiste na instalação das placas coletoras, que absorvem a radiação do Sol, esquentam a água que é armazenada em um reservatório com um revestimento térmico apropriado e a mantém aquecida. Quando não faz sol, há um gerador secundário no reservatório, que na verdade, é uma resistência elétrica (assim como a do chuveiro), que aquece a água na ausência de radiação solar. A durabilidade média de um sistema de aquecimento solar pode variar de 10 a 20 anos, mas isso, dependendo da qualidade do equipamento e dos materiais usados (DUSOL, 2018).

O sistema de aquecimento solar residencial surgiu no Brasil, nos anos de 1970, motivado pela crise do petróleo. E nos anos 80, iniciou-se a realização dos testes de qualificação dos equipamentos, que tinham o objetivo de aquecer água com energia solar e também criadas as Normas Técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), que regulamentavam esses testes. Com o tempo, o mercado ficou cada vez mais exigente e ao passar dos anos, a qualidade dos sistemas precisou ficar cada vez melhor, mas com um preço mais baixo, pois a junção desses dois fatores caminharam juntas para que os sistemas de aquecimento solares de água se populariza-se (Portal Solar, 2019).

De 2010 a 2015, o mercado de equipamentos de aquecimento solar no país avançou 8%. Segundo a IEA (2015), Agência Internacional de Energia, o país estava em 5º colocado mundial, no geral, no ranking de uso de coletores solares para aquecimento de água, em 2013, com 6,726 GWh e 9,6 milhões de m². Além disso, era o 3º colocado mundial em coletores solares abertos instalados e o 4º colocado em coletores fechados (IEA, 2015). Esse fato ocorreu devido popularização desse tipo de sistema, ocasionando uma maior necessidade pela padronização e verificação de eficiência destes equipamentos, através do INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) responsável pela vistoria. Há ofertado no mercado vários modelos desse sistema de aquecimento solar, podendo serem acoplados ou não, justaposto ou monoblocos e com coletores a vácuo ou planos. Segundo a Portaria nº 301, de 14 de junho de 2012, um sistema acoplado é o conjunto do coletor solar com o reservatório térmico, podendo ser de dois tipos: justaposto ou monobloco. Sendo o sistema acoplado justaposto, aquele em que o coletor solar e o reservatório térmico não formam

um corpo único, estando fisicamente dissociados. Já o sistema acoplado monobloco, é aquele em que o coletor solar e o reservatório térmico formam um corpo único, estando fisicamente unidos.

2. MERCADO BRASILEIRO DE AQUECIMENTO SOLAR

O Brasil, em 2008, apresentou uma área instalada de coletores solares que era de 4,4 milhões de m², como mostra a Fig. 1. Entre 2007 a 2009 observou-se um crescimento acima de 20%. Mesmo sabendo, que os 4,4 milhões de área instalada no Brasil em 2008, representam menos que 2% do mercado potencial nacional, os resultados em economia de energia já eram significantes. Em 2008, graças ao uso de aquecedores solares, foi possível economizar 655 GWh de energia elétrica, o que poderia abastecer 376 mil residências, consumindo a média brasileira de 145 kWh por mês. Se considerarmos, que essa energia foi economizada no período de ponta do sistema elétrico pode-se calcular que a potência instalada destes coletores solares, equivalem a uma usina de 640 MW, que custaria no mínimo R\$ 2 bilhões para ser implantada (RODRIGUES, 2010).

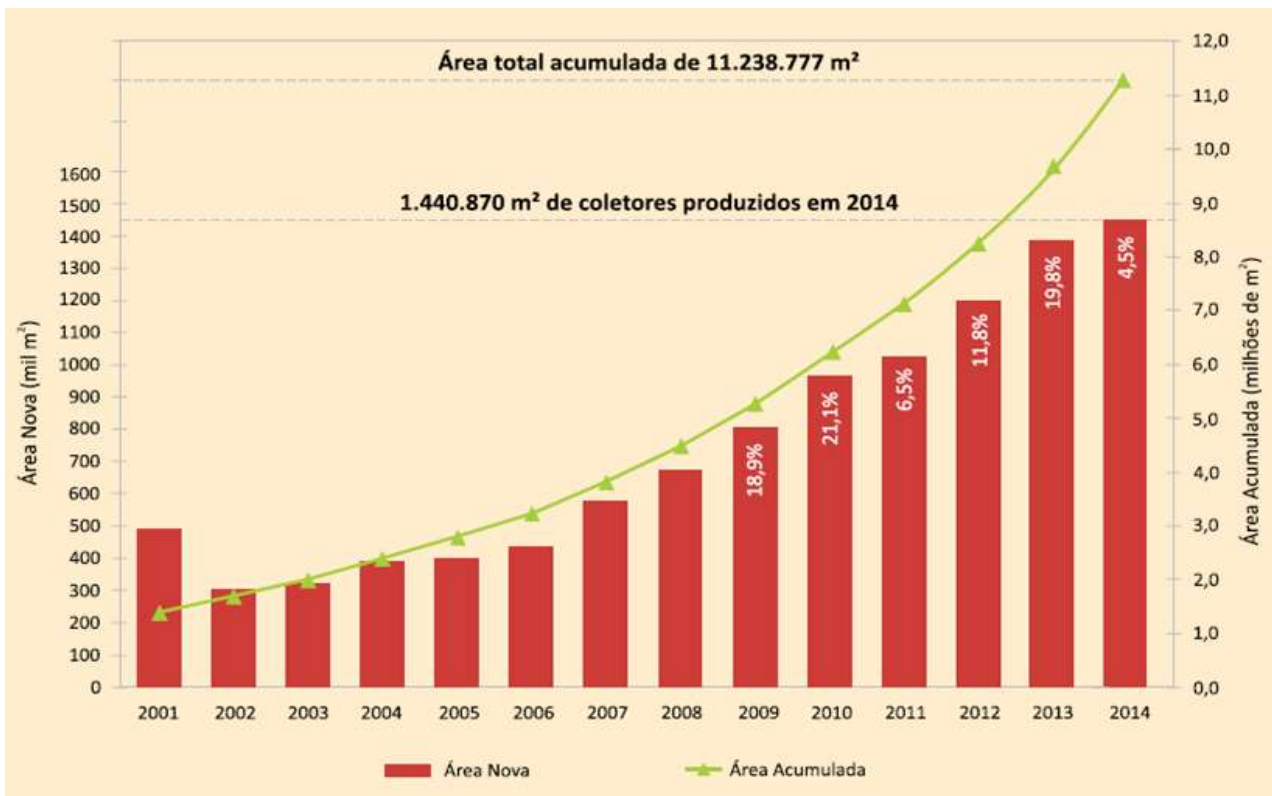


Figura 1 - Evolução do Mercado de aquecimento Solar Brasileiro 2001 à 2014

(Portal Agua Quente – 2016)

Já em 2014, o parque solar térmico brasileiro atingiu a produção de 7.354 GWh, a partir de uma área total de 11,24 milhões m² de coletores solares instalados no país, o que segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), abasteceria durante um ano 3,7 milhões de residências, com um consumo

médio residencial de 166kWh/mês (Portal água quente – 2016), 10 vezes mais que em 2008. Isso resultou em uma maior popularização desse sistema, reduzindo custo, facilitando o acesso e melhorando a tecnologia. No Brasil o mercado de aquecedores pode ser dividido por região ou por segmento.

Ainda em 2008, observou-se que a região Sudeste tinha praticamente 70% dos coletores, os 30% restantes eram distribuídos nas regiões Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte (RODRIGUES, 2010). Já em 2015, o Sudeste continuou com a maior participação de mercado, com 61,08%, depois, o Sul (15,75%), Centro-oeste (13,57%), Norte (5,93%) e o Nordeste (3,68%), como mostra na Fig. 2. Dessa forma, verifica-se que a região Sudeste ao longo dos anos, tornou-se a região mais atrativa para o setor.

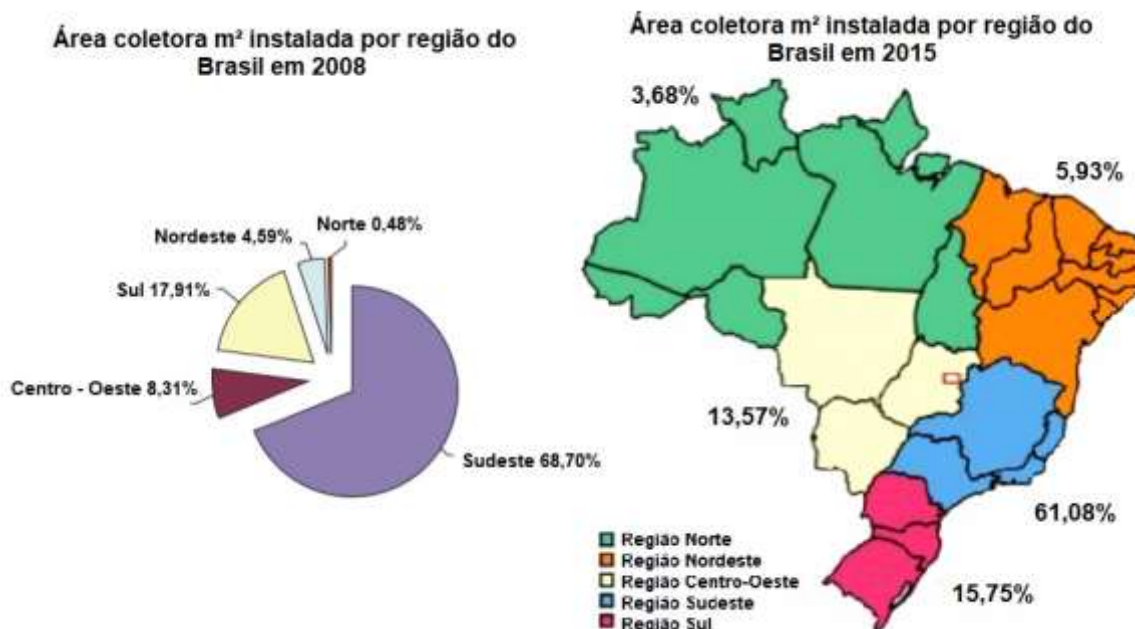


Figura 2 - Área coletora em m² instalada por região no Brasil em 2008 e 2015
(RODRIGUES - 2010 (ABRAVA - 2008); ABRAVA - 2016)

Já com relação à divisão por segmento, como mostra na Fig. 3, o mercado residencial é o que apresentou a maior participação, sendo mais de 50% do mercado. Isso devido ao menor porte dos sistemas entre 2 a 4 m² de coletores e 200 a 500 litros de reservatório, além da facilidade de dimensionamento, instalação e divulgação. Porém, o segmento industrial obteve um alto crescimento de 2% em 2013 para 17% em 2014, ganhando peso no mercado, sendo sistemas de maior porte de áreas maiores que 4 m² instaladas de coletores e reservatórios também de maior porte.



Figura 3 - Distribuição de vendas de aquecedor solar por segmento em 2013 e 2014
(Portal Agua Quente – 2016)

Segundo o Ministério do Planejamento (2015), o aquecimento solar residencial vai aumentar para 24% do mercado potencial nacional até 2050, diminuindo o uso de energia elétrica para esse fim e reduzindo também os custos para os moradores. A previsão consta dos estudos econômicos e de demanda para o Plano Nacional de Energia (PNE) 2050. A substituição dos chuveiros elétricos por aquecedores solares vai reduzir o uso de energia elétrica para o aquecimento de água de 88% (2013) para 38% (2050), liberando essa energia para outros fins. Esses chuveiros estão em 70% dos domicílios no Brasil e seu gasto durante o ano, corresponde a quase 30% do gasto de energia gerada pela Usina de Itaipu. Com maior uso da energia térmica solar, o país deixará de consumir cerca de 8.600 GWh da rede elétrica em 2050 (PAC, 2015).

Essas expectativas mostram que o mercado ainda irá crescer de forma significativa, surgindo assim, melhores tecnologias e fornecedores. A entrada de novos fabricantes e fornecedores implica em uma situação crítica: a necessidade de verificação, adequação das normas e padrões para esses equipamentos, que estão cada vez mais populares no mercado brasileiro. Também há necessidade de verificação dos equipamentos de maior porte, que estão surgindo para atender o mercado residencial, que atualmente estão cada vez mais coletivos, atuando em grupos familiares em um único local ou em edifícios, com vários pontos de abastecimento para um único sistema. Além disso, o crescente mercado industrial está necessitando de maiores sistemas de aquecimento solar dada à demanda.

Em 2019, o Brasil estava certamente, entre os cinco mercados globalmente mais atraentes para os chineses, em relação à energia solar. Com domínio da produção mundial de fonte renovável,

principalmente fotovoltaica e aquecimento solar, a China tem acelerado significativamente as vendas de equipamentos de energia solar no território brasileiro.

Com grande participação entre os fornecedores no mercado nacional, a China, está sendo uma forte competidora, com produtos semelhantes aos brasileiros e mais acessíveis. Atuando em uma larga escala de produção, os chineses fornecem uma gama de produtos e sistemas de aquecimento, que estão cada vez mais aceitos, tanto pelo segmento industrial e principalmente pelo segmento residencial. Possibilitando a escolha de sistemas mais competitivos financeiramente, que a maioria dos fornecedores brasileiros. Contudo, a questão principal é se os produtos são realmente eficientes e atendem aos padrões brasileiros.

2.1 MODELOS DE AQUECEDORES SOLARES OFERTADOS PELOS FABRICANTES NO MERCADO BRASILEIRO

A oferta de modelos de aquecedores solares, pelos fabricantes no mercado brasileiro, apresenta uma gama de possibilidades de aquisição desse sistema de aquecimento. Há desde kits de aquecedores, aquecedores acoplados, reservatórios ou coletores separados. Há vários fabricantes e modelos, com características semelhantes e outras que dão uma “qualidade a mais”, que seriam materiais melhores, estética ou melhorias tecnológicas, dando a eles um diferencial. Além disso, são vários fabricantes, cada uma com um renome que acabam influenciando os preços.

A maior concentração dos modelos de aquecedores acoplados, ofertados no mercado é entre 2 a 3 m² e entre 4 a 5 m², como mostra a Fig. 4, sendo aquecedores de maior uso residencial, para unidades familiares de 3 a 5 pessoas. Porém, também encontra-se aquecedores acoplados maiores que 5 m² que tem um uso mais voltado ao lado industrial.

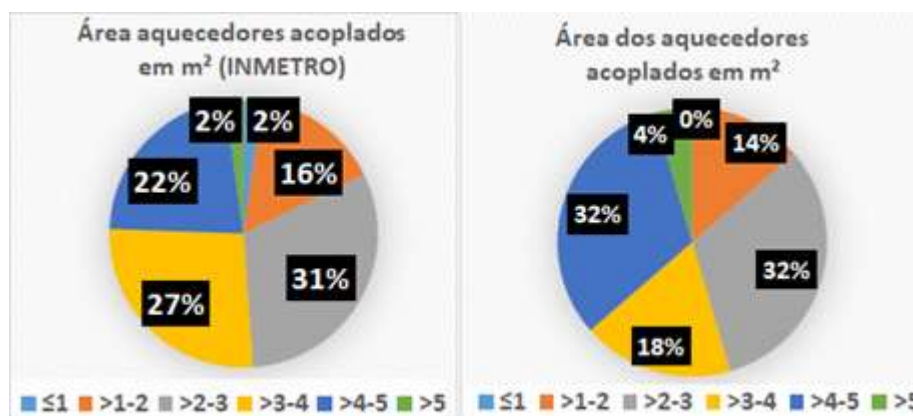


Figura 4 - Área dos aquecedores acoplados verificados pelo INMETRO e aquecedores acoplados ofertados no mercado brasileiro, dados obtidos pelo IMETRO e com os fornecedores, 2019.

A maior participação ofertada no mercado é de coletores entre 1 a 3 m², como mostrado na Fig. 5. Contudo, há coletores maiores que 5 m², que são de um uso mais específico de certos setores em crescimento que tende a aumentar o uso desse sistema e necessitam de uma maior atenção. Já com relação aos reservatórios a maior participação está em reservatórios entre 200 a 600 litros, considerando que os reservatórios com capacidade superior a 1000 litros são normalmente fabricados sob demanda.

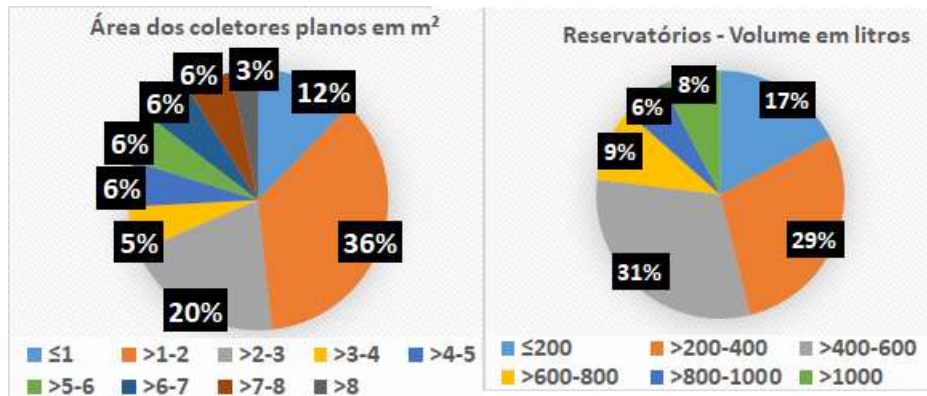


Figura 5 - Área dos aquecedores planos e reservatórios separados, ofertados no mercado brasileiro, dados obtidos com os fornecedores, 2019 .

O foco de modelos e aquecedores ofertados no mercado brasileiro está nos aquecedores acoplados a vácuo, representado na Fig. 6, que ganharam grande popularidade dos consumidores. Também está focado, nos kits de aquecedores que são mais em conta que a compra das partes separadas.

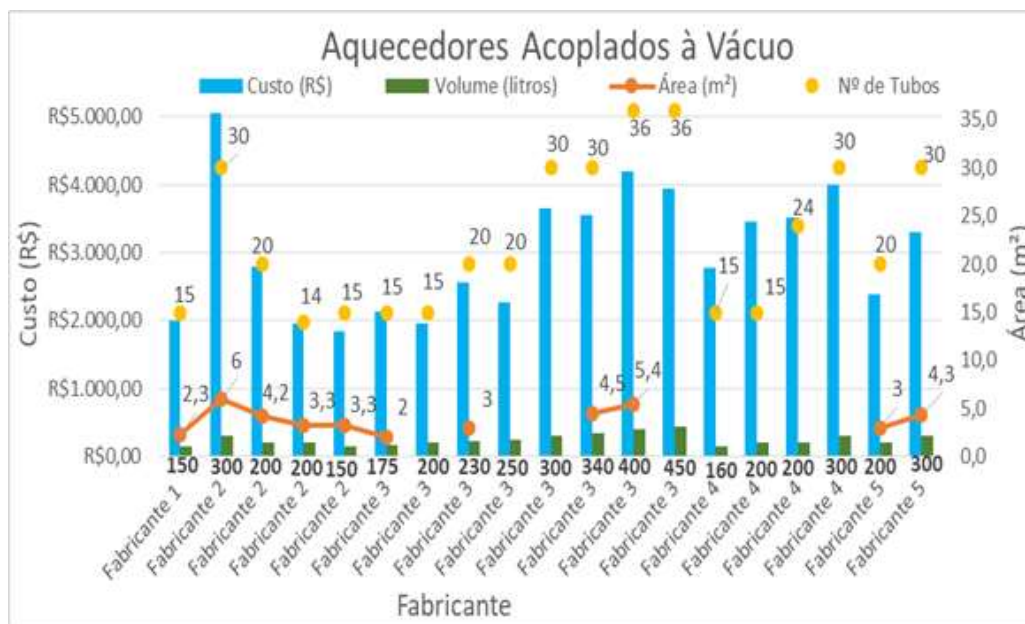


Figura 6 - Custo de aquisição para consumidores e dimensões dos aquecedores acoplados a vácuo, dados obtidos direto com os fornecedores presentes no mercado brasileiro, 2019.

Os aquecedores acoplados em sua maioria são a vácuo, mas também há aquecedores acoplados planos. Contudo, representam uma parcela insignificante ofertados no mercado. Além dos aquecedores acoplados a vácuo, no mercado há uma forte participação de oferta dos kits de aquecedores planos, representado na Fig. 7, e kits de aquecedores a vácuo, representado na Fig. 8, esses kits são representados por aquecedor e reservatório separados vendidos juntos.

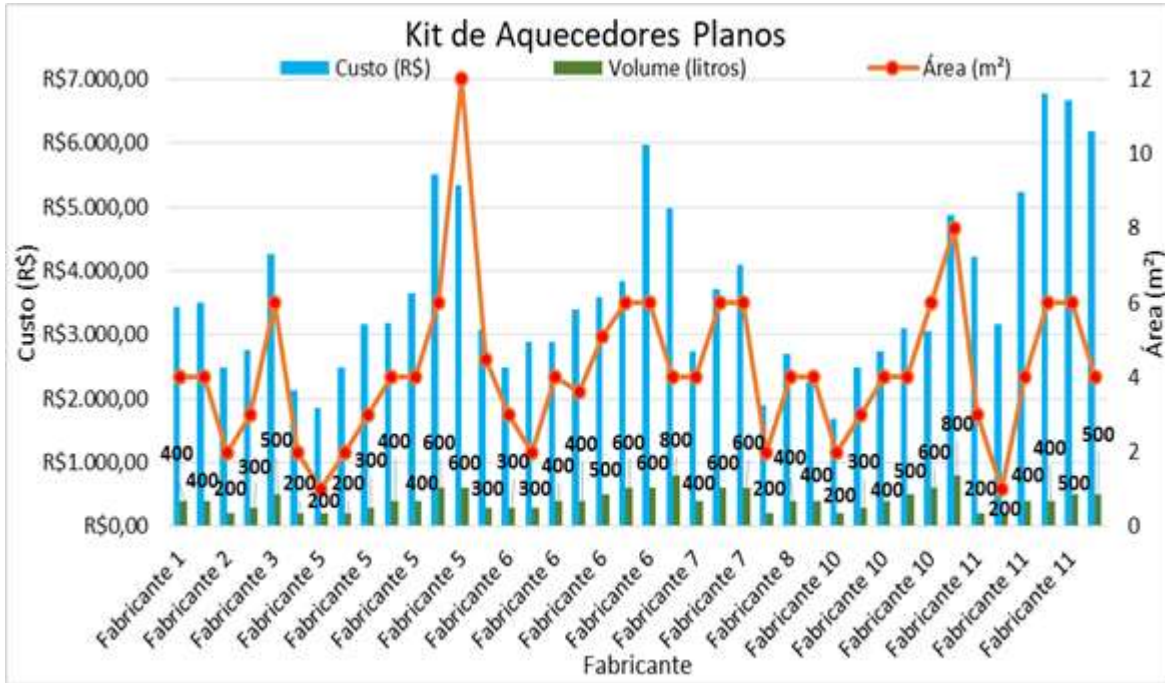


Figura 7 - Custo de aquisição para consumidores e dimensões dos kits de aquecedores planos, dados obtidos direto com os fornecedores presentes no mercado brasileiro, 2019.

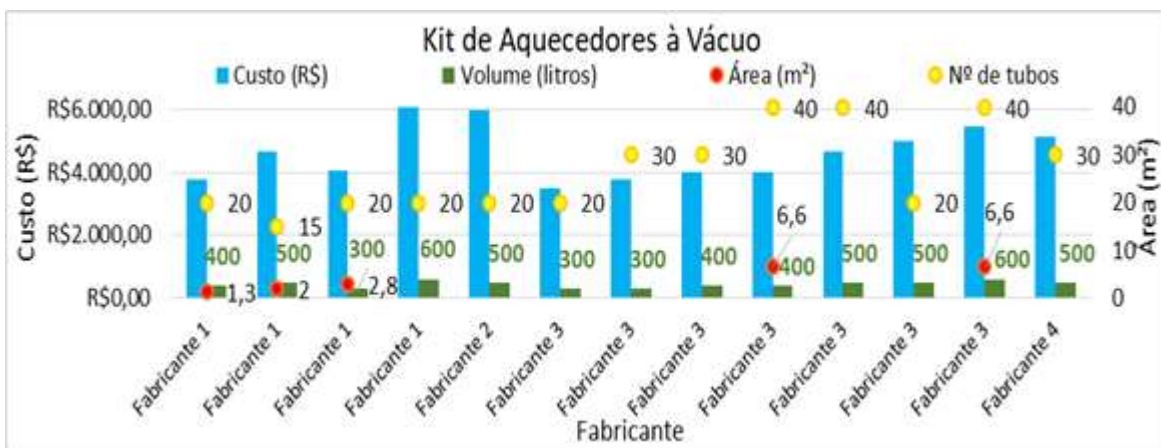


Figura 8 - Custo de aquisição para consumidores e dimensões dos kits de aquecedores a vácuo, dados obtidos direto com os fornecedores presentes no mercado brasileiro, 2019.

A oferta no mercado ainda está focada em aquecedores entre 2 a 4 m² e de 200 a 400 litros, de acordo com os gráficos. Porém, está cada vez mais forte a participação de aquecedores de maior porte, com área superiores a 4 m² e maiores que 400 litros. Esses aquecedores, como são sistemas de maior porte, seus testes, ensaios de verificação e aprovação pelo INMETRO, apresentam um maior nível de dificuldade. Não são todos os laboratórios que estão equipados e capacitados, apresentando simuladores que comportem os aquecedores, para realizar estes testes e ensaios. Assim, sendo o mais usual ensaios e testes Outdoor.

2.2 FISCALIZAÇÃO DOS AQUECEDORES

Para a fiscalização dos produtos voltados ao aquecimento solar, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) atua na verificação e fiscalização dos equipamentos no mercado brasileiro. Segundo a Portaria 352 do INMETRO, esta obriga a certificação dos produtos para sistemas de aquecimento solar de água em todo Brasil. Proibindo a fabricação, importação ou comercialização de coletores solares e reservatórios térmicos solares até 1.000 litros, sem a certificação e o número de registro. O INMETRO faz ensaios com os produtos e auditoria nas fábricas onde são produzidos. Nesses testes, são observados se os equipamentos apresentam bom desempenho, se foram produzidos de acordo com exigentes regras de mercado e das entidades regulamentadoras do governo. Assim, é comprovado que o produto atende às recomendações das normas aplicáveis de segurança, eficiência energética ou meio ambiente (Solis, 2018).

No Brasil há três laboratórios de análise e teste para aquecedores solares de verificação e adequação as normas e padrões do Inmetro. Sendo eles, o Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), que é um instituto vinculado à Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado de São Paulo e há mais de cem anos colabora para o processo de desenvolvimento do País (IPT, 2019). O outro é o SCITEC, Soluções de Ensaio de Materiais e Produtos, que é um laboratório de análise, ensaios e certificações (SCITEC, 2019). E também, o Grupo de Estudos em Energia da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, GREEN PUC Minas, com a missão de promover a inovação e desenvolvimento de competências, soluções e produtos destinados à utilização de energias renováveis (GREEN PUC Minas, 2017).

3. DESENVOLVIMENTO DA BANCADA

Atualmente, há uma necessidade para testes e ensaios de aquecedores acoplados ou coletores de maior porte, com área de até 9 m² e volume de até 800 litros de reservatórios. Para tal, é necessário laboratórios com equipamentos especializados para os ensaios. O principal ensaio a ser feito é o de

eficiência térmica, ele pode ser feito indoor, em salas com simuladores solares, que simulam as condições ideais para os ensaios em um curto período, ou também, pode ser feito o ensaio outdoor, com bancadas em condições naturais, verificando o comportamento no dia a dia. O ensaio outdoor é mais demorado, pois demanda uma maior quantidade de dados no dia a dia, necessitando de uma bancada de ensaio específica com características segundo a ISO 9459-2/1995.

O laboratório do Green PUC Minas apresenta um simulador para ensaios em aquecedores. Contudo, esse simulador comporta ensaio em coletores de 1,4x2,1m, tendo área de até 2,94 m². Dessa forma, não possibilitando ensaio em coletores de maior porte, que estão surgindo no mercado, para atendimento em uma faixa especial do segmento residencial e principalmente para o atendimento crescente do segmento industrial. Necessitando assim, de estruturas para ensaios em coletores de até 9 m² e reservatórios até 800 litros ofertados no mercado.

Como a construção de um simulador apropriado para os equipamentos desse porte, seria inviável em curto prazo, tanto pela questão de tempo, quanto pela financeira, considerando que a necessidade de ensaios já estão presentes atualmente, a solução seria a construção de uma bancada para ensaios Outdoor. Possibilitando assim, ao laboratório, a realização do ensaio de eficiência térmica nos aquecedores demandados.

3.1 ENSAIO DE EFICIÊNCIA TÉRMICA OUTDOOR

O ensaio de eficiência térmica tem como objetivo verificar quanto da energia emitida pelo sol, na forma de radiação, está sendo convertida em calor pelos coletores aquecendo a água. Os aquecedores apresentam faixas de conversão e eficiência. Ao realizar os ensaios é possível verificar se os coletores estão dentro das normas e valores de conversões aprovadas pelo INMETRO.

Para os ensaios Outdoor, segundo a ISO 9459-2 (1995), são necessárias algumas características para o ensaio externo de eficiência térmica em coletores. O coletor deve ser inspecionado visualmente e anotado qualquer dano presente. A cobertura do coletor deve ser limpa e em caso de umidade nas componentes deste, deve-se circular fluido a 80°C. Para o pré-acondicionamento, o coletor deve ser exposto ao sol por 5h em irradiação superior a 700 W/m². Estrutura de ensaio deve ser aberta e arejada com altura não inferior a 0,5m do chão. O ângulo de incidência pode variar no máximo $\pm 2\%$ do valor de incidência normal. Esse ângulo de incidência da irradiação direta na abertura do coletor, não deve ser mais que 20°. Caso a irradiação difusa seja inferior a 30%, então esta é desprezível, se a radiação difusa for superior a 30% o coletor não deve ser ensaiado. A velocidade média do ar paralelo

a abertura do coletor deve ser de 3 m/s com variação de ± 1 m/s. A vazão média deve ser de 0,02 kg/s/m², com o valor de variação a cada ensaio de $\pm 1\%$, não variando mais $\pm 10\%$ de um ensaio para o outro (ABNT ISO 9459-2, 1995).

Para coleta de dados dos ensaios outdoor, segundo a ISO 9459-2 de 1995, devem ser obtidas 4 temperaturas de entrada do fluido, espaçadas sobre o intervalo de operação dos coletores, deve ser verificada a temperatura média de entrada do fluido do coletor esteja dentro de um variação de $\pm 3K$ do ambiente. E se o fluido de transferência for à água, temperatura máxima de pelo menos 80°C. Deve ser obtidos 4 pontos de dados independentes para cada temperatura de entrada para dar um total de 16 pontos de dados. Se possível, obter os dados antes e depois do meio dia solar (ABNT ISO 9459-2, 1995).

3.2 A BANCADA DE AQUECEDORES SOLARES

A bancada de ensaios Outdoor em aquecedores, atenderá a coletores planos até 9 m² e reservatórios até 800 litros. Porém, atenderá principalmente aos aquecedores acoplados de mesmas dimensões citadas. Projetada para esse tipo de aquecedor que apresenta uma maior dificuldade em ensaios em simuladores por serem um único sistema, sem possibilidade de ensaio de coletor e reservatório isolados.

A bancada será construída com perfis estruturais de alumínio 45x45mm, de forma a suportar até 1.000 kg, considerando o reservatório e coletores. Com possibilidade de fácil mobilidade e com variação do ângulo de inclinação de 10° à 30°, sendo o usual pela ISO 9459-2 de 1995, o ângulo de 20°. Contudo, possibilita a variação do ângulo de inclinação, dentro da faixa citada. Além disso, a bancada foi projetada com altura mínima do ponto mais baixo de suporte dos coletores, base da sapata, de 0,5 m do nível do chão conforme a norma. Sua representação estrutural e desenho do projeto, foram efetuados no software AutoCad, para uma maior precisão.

3.3 DIMENSÕES DA BANCADA DE AQUECEDORES SOLARES

A bancada será composta por duas partes: a inferior que é à base da estrutura de suporte e a parte superior que serve de suporte para os aquecedores. A bancada será móvel, com possibilidade de mudança de uma região a outra, sendo sua parte inferior rígida. Porém, a parte superior possibilitará a variação do ângulo de inclinação dos coletores de 10° à 30°, adotando a ângulo nos ensaios de 20° pela norma.

A parte superior da bancada terá uma área de 12 m², com dimensões de 4x3m, como mostra a Fig. 9, contendo duas regiões. A região de suporte, onde se apoiará o reservatório, representa 2 m² da bancada e a região de suporte dos coletores será 10 m². Ao longo da bancada, há estruturas de fortificação, que servem para estabilização e apoio dos coletores. Possibilitando assim, o ensaio desde coletores de 2 m² até coletores de 9 m². A região de apoio do reservatório será apropriada com um desnível em relação à superfície da estrutura, possibilitando o encaixe do reservatório de modo a fixá-lo.

A parte inferior da bancada, serve de base para a estrutura superior de apoio dos aquecedores. Ela terá dimensões inferiores à estrutura superior, com 2,24x2 m, como mostra a Fig. 9. Em cada um dos 4 vértices, terá uma sapata de apoio, de 10 cm de diâmetro e 5 cm de altura, para evitar que a bancada afunde no solo.

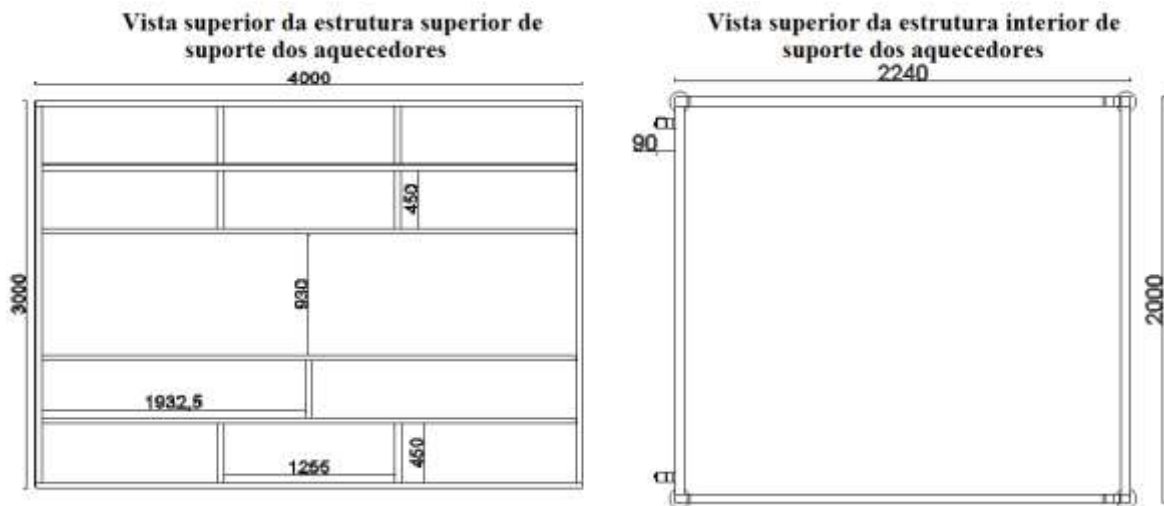


Figura 9 - Vista superior da estrutura superior de suporte dos aquecedores e vista superior da estrutura interior de suporte dos aquecedores, dimensões em mm.

Analisando a vista lateral e frontal da parte inferior da bancada, representada na Fig 10, a parte inferior da bancada terá uma altura traseira superior a 1,7 m e uma altura frontal de 0,48 m, tendo uma inclinação de até 30°. Caso a inclinação usada seja de 30°, a altura do coletor será superior a 0,5 m, valor mínimo de altura dos coletores exigida pela ISO 9459-2 de 1995.

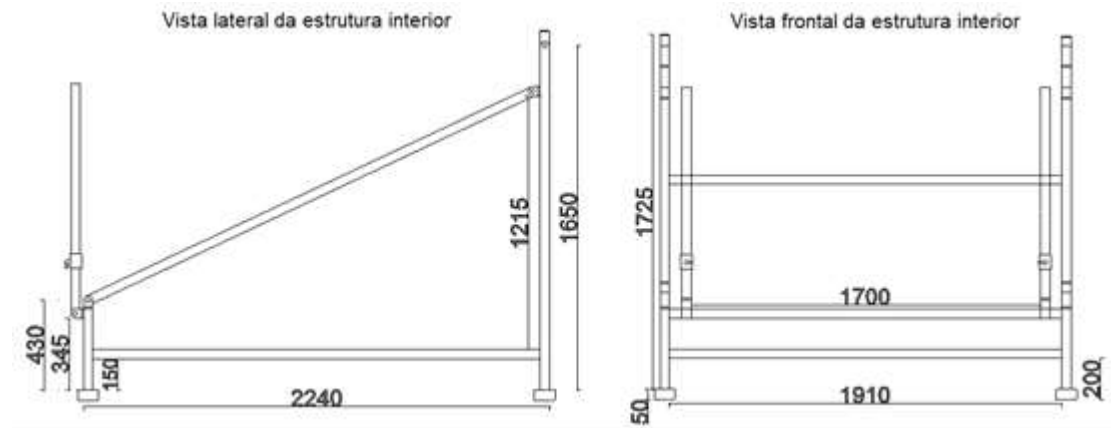


Figura 10 - Vista lateral e vista frontal da estrutura interior de suporte dos aquecedores, dimensões em mm.

O controle da inclinação é possível pelas duas hastes frontais da bancada, conectadas a uma articulação cada, que se movimentam regulando a inclinação. Essa regulação é permitida, levantando ou abaixando a estrutura superior de suporte dos aquecedores, que está conectada às hastes e escorre por elas, sendo possível essa regulação para a inclinação que se queira entre 10º a 30º, pedindo a norma 20º.

3.4 REPRESENTAÇÕES ESTRUTURAIS DA BANCADA DE ENSAIO OUTDOOR

A bancada construída de perfil de alumínio 45x45mm será resistente às intempéries, suportando carga de até 1.000 kg e possibilitando a realização do ensaio de eficiência térmica. Assim, com as dimensões apresentadas, a bancada atenderá as normas da ISO 9459-2 de 1995. Para um melhor entendimento, as vistas isométricas frontal e traseira, representadas na Fig. 11, demonstram a bancada montada com as duas partes, inferior e superior.

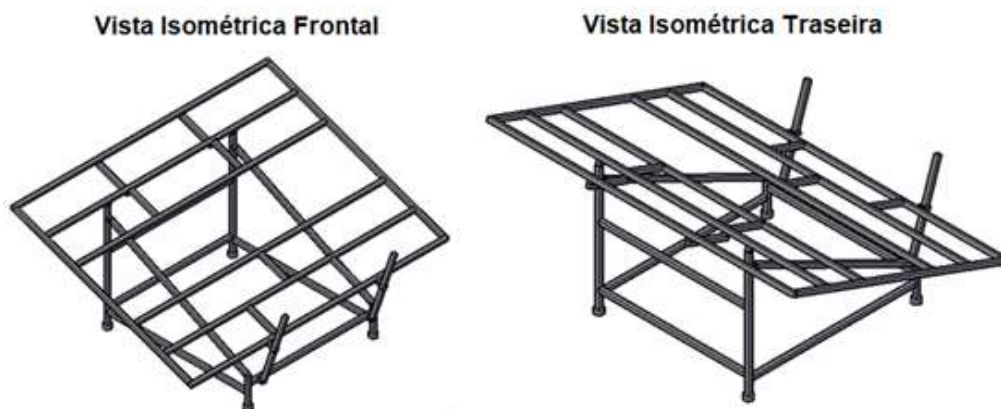


Figura 11 - Vista Isométrica Frontal e vista Isométrica Traseira da bancada montada.

É possível verificar a junção das duas partes da bancada, a superior de suporte e a inferior que seria a base, a articulação de encaixe, a articulação de movimentação e ajuste da inclinação. Além disso, mostra a parte traseira na superfície da bancada, com desnível em relação à superfície, que serve de apoio e encaixe dos coletores.

3.5 MATERIAIS NECESSÁRIOS PARA A CONSTRUÇÃO DA BANCADA DE ENSAIO OUTDOOR

Para a construção da bancada é necessário alguns materiais específicos, para a montagem apropriada e melhor desempenho de sua finalidade. Na estrutura, deve ser usado perfil de alumínio 45x45 mm, sendo também aceito perfis parecidos, caso esse não esteja disponível. O perfil de alumínio é ideal devido ao seu menor peso, em relação aos outros metais e à sua resistência aos intemperes, que a bancada estará submetida. A utilização dos materiais apropriados é de suma importância, para a durabilidade e eficácia da bancada.

A união dos perfis de alumínio será feita com parafusos apropriados para este tipo de perfil, sendo necessário, para juntas com mobilidade de variação do ângulo de inclinação, o uso de articulações que possibilite o ajuste de inclinação ou do ângulo. Para a fixação das partes moveis que deslizam permitindo modificação da posição, necessita-se de Clamping Lever para fixar e liberar a variação da posição. Além disso, são necessários alguns outros materiais, como mostra a Tab. 1.

Tabela 1 - Materiais para construção da bancada de ensaios Outdoor

LISTA DE MATERIAIS PARA BANCADA DE ENSAIO OUTDOOR	
Descrição	Quantidade
Perfil de alumínio 45x45x5600mm	10
Parafuso Central S12x30-T50	50
Bloco correção M8	12
Cantoneira 45/90	12
Pés articulados	4
Articulação 45x45mm	8
Parafuso DIN 7984 M8x20	12
Clamping Lever GN300-63-M8-205W	2

4. CONSIDERAÇÕES

Espera-se que, com a construção da bancada, seja possível realizar-se os ensaios de eficiência térmica, segundo a ISO 9459-2 de 1995. Colaborando desta forma, para o crescimento do setor solar no Brasil. Setor esse, que está cada vez mais se expandindo e necessitando de fiscalização. A realização dos ensaios pela bancada, contribui para o laboratório do Green PUC Minas, no quesito tanto financeiro,

quanto de conhecimento. Servindo para pesquisa, como para padronização dos fabricantes, que queiram verificar se seus equipamentos atendem ao padrão demandado pela ISO 9459-2 de 1995. Com relação à área de pesquisa, esses ensaios possibilitam verificar as propriedades e desempenhos dos materiais usados na construção dos equipamentos e do conjunto em si. Auxiliando, na descoberta de materiais mais eficientes, na criação de melhores equipamentos e também mais eficientes.

A execução dos ensaios contribui para que cada vez mais fabricantes que estão entrando nesse mercado crescente, possam certificar-se e adentra-se livremente no mercado, ofertando seus equipamentos. Assim, contribuindo para o crescimento do mercado e adoção da população para esse sistema renovável de aquecimento. Dessa forma, tem-se uma redução do consumo elétrico da localidade implantada, diminuindo sua dependência elétrica e seus gastos com a conta elétrica. Em larga escala, esse sistema contribui para o setor energético do país, aliviando-o. Como citado antes, segundo PAC (2015), espera-se que o país deixe de consumir cerca de 8.600 GWh da rede elétrica em 2050.

REFERÊNCIAS

ABNT ISO 9459-2, 1995. Aquecimento solar - Sistemas de aquecimento doméstico de água - Parte 2: Métodos de teste ao ar livre para caracterização do desempenho do sistema e previsão de desempenho anual de sistemas somente solar. Disponível em:

<<https://www.iso.org/standard/17187.html?browse=tc>>. Acesso em: 11/02/2020.

ABRAVA, 2016. Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento. Disponível em: <<https://abrava.com.br/>>. Acesso em: 23/11/2019.

DUSOL, Engenharia Sustentável, 2018. Por que o aquecimento solar pode ser o primeiro passo para a independência energética?. Disponível em:<<https://www.dusolengenharia.com.br/>>. Acesso em: 15/11/2019.

GREEN PUC Minas, Grupo de Estudos em Energia da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais , 2017. Disponível em: <<https://ipuc.pucminas.br/green/>>. Acesso em: 23/11/2019.

IEA, Agência Internacional de Energia, 2015. Aquecimento Solar no Mundo – o mercado e sua contribuição para o suporte de energia.

INOVAÇÃO CRESCENTE, 2016. Portal Agua Quente. Disponível em:

<<https://www.portalaguaquente.com.br/inovacao-crescente/>>. Acesso em: 23/11/2019.

IPT, Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 2019. Disponível em: <<https://www.ipt.br/institucional>>. Acesso em: 23/11/2019.

PAC, Ministério do Planejamento, 2015. Aquecimento solar de água chegará a um quarto das residências brasileiras em 2050. Disponível em:<<https://www.pac.gov.br/noticia/754419ba>>. Acesso em: 16/11/2019.

PAC, Ministério do Planejamento, 2015. Sol aquece água de 224 mil moradias do MCMV. Disponível em:<<https://www.pac.gov.br/noticia/2084a54e>>. Acesso em: 16/11/2019.

PORTAL SOLAR, 2019. Sistema de Aquecimento Solar (Aquecedor Solar). Disponível em:<<https://www.portalsolar.com.br/sistema-de-aquecimento-solar.html>>. Acesso em: 15/11/2019.

PORTARIA nº 301, de 14 de junho de 2012. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia-INMETRO.

RODRIGUES, D., Faria, C. F. C., 2010. Introdução ao Sistema de Aquecimento Solar, pp. 41-45.

SCITEC, Soluções de Ensaio de Materiais e Produtos, 2019. Disponível em: <<http://scitec.com.br/>>. Acesso em: 23/11/2019.

SOLIS, 2018. Inmetro obriga certificação de aquecedores solares. Disponível em:<<https://www.solis.ind.br/entra-em-vigor-norma-do-inmetro-que-obriga-certificacao-de-aquecedores-solares/>>. Acesso em: 16/11/2019.

Capítulo 2



10.37423/211105029

PANORAMA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA AMPARADOS PELA REN N°482/2012 DA ANEEL NO BRASIL

BRUNO SABINO SOLARI

*UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL
DO PARANÁ*

JAIR URBANETZ JUNIOR

*UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL
DO PARANÁ*



Resumo. *Este trabalho apresenta um panorama dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) amparados pela Resolução Normativa (REN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) Nº 482/2012 no Brasil. Primeiramente é efetuada uma breve introdução justificando os motivos que levaram ao desenvolvimento deste estudo, seguida pela explanação a respeito da metodologia, procedimentos e critérios adotados no trabalho. É apresentada uma comparação entre a geração fotovoltaica (FV) centralizada e distribuída no território brasileiro. A seguir será efetuada uma análise da expansão temporal e geográfica dos sistemas fotovoltaicos (SFV) de geração distribuída (GD), seguida do estudo da utilização do potencial FV no Brasil. Por último é apresentado o levantamento das características técnicas predominantes dos SFVCR para cada classe de unidade consumidora (UC). Os resultados deste trabalho pretendem ampliar o entendimento de como a expansão dos SFVCR se dá, sendo possível verificar tendências regionais e nacionais, possibilitando direcionar de maneira mais eficaz políticas urbanas, planejamentos energéticos e programas de incentivo a instalação de SFV.*

Palavras-chave: *Energia Solar Fotovoltaica, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Resolução Normativa ANEEL Nº 482 /2012.*

1. INTRODUÇÃO

O ano de 2012 foi um marco importante para a disseminação da Energia Solar Fotovoltaica (FV) no Brasil. A publicação da Resolução Normativa (REN) Nº 482, de 17 de Abril de 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e sua posterior atualização através REN Nº 687, de 24 de Novembro de 2015 do mesmo órgão estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além do sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012).

Na prática, essa resolução permitiu que desde os consumidores residenciais de pequeno porte até os consumidores industriais de grande porte pudessem instalar Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFVCR) em suas próprias unidades consumidoras (UC) com reduzida burocracia de homologação. Ficaram estipulados os limites máximos de potência instalada de até 75kW para microgeração e sistemas superiores a 75kW e até 5MW para minigeração. Além disso, a resolução implementou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, no qual a energia elétrica gerada e não consumida pela UC em um dado momento pode ser injetada no sistema de distribuição da concessionária local e posteriormente compensada em momentos em que a UC não esteja gerando energia elétrica através do sistema fotovoltaico (SFV). Estes dois fatores tornaram viável o uso da energia solar FV em larga escala para consumidores de pequeno porte (Scolari *et al.*, 2017).

Em apenas cinco anos da aprovação da REN já pode-se notar a disseminação dos SFVCR de micro e minigeração distribuída nos consumidores residências, comerciais e industriais de pequeno e médio porte. A Tab. 1 e Fig.1 mostram o aumento das instalações de SFVCR amparados pela REN Nº 482 durante estes seis anos.

Tabela 1 – Quantidade e Potência de SFVCR de Micro e Minigeração Distribuída amparados pela REN Nº 482/2012 adicionados por ano. ¹ Até o dia 31 de dezembro de 2017.

Fonte: Compilação de dados dos autores com base na referência ANEEL (2017a).

ANO	Até 2013		2014		2015		2016		2017 ¹		TOTAL ¹	
	Quant.	kW	Quant.	kW	Quant.	kW	Quant.	kW	Quant.	kW	Quant.	kW
Residencial	36	207	206	714	1.149	4.429	4.743	19.601	9.737	46.603	15.871	71.554
Comercial	10	1.093	56	944	209	3.110	986	18.107	1.916	46.978	3.177	70.232
Industrial	3	417	12	133	31	561	130	6.213	274	7.246	450	14.570
Rural	1	27	5	18	16	133	102	672	451	7.232	575	8.082
P. Público	4	55	7	592	23	1.125	64	1.689	134	5.704	232	9.264
Total	54	1.799	286	2.401	1.428	9.458	6.025	46.281	12.512	113.763	20.305	173.703

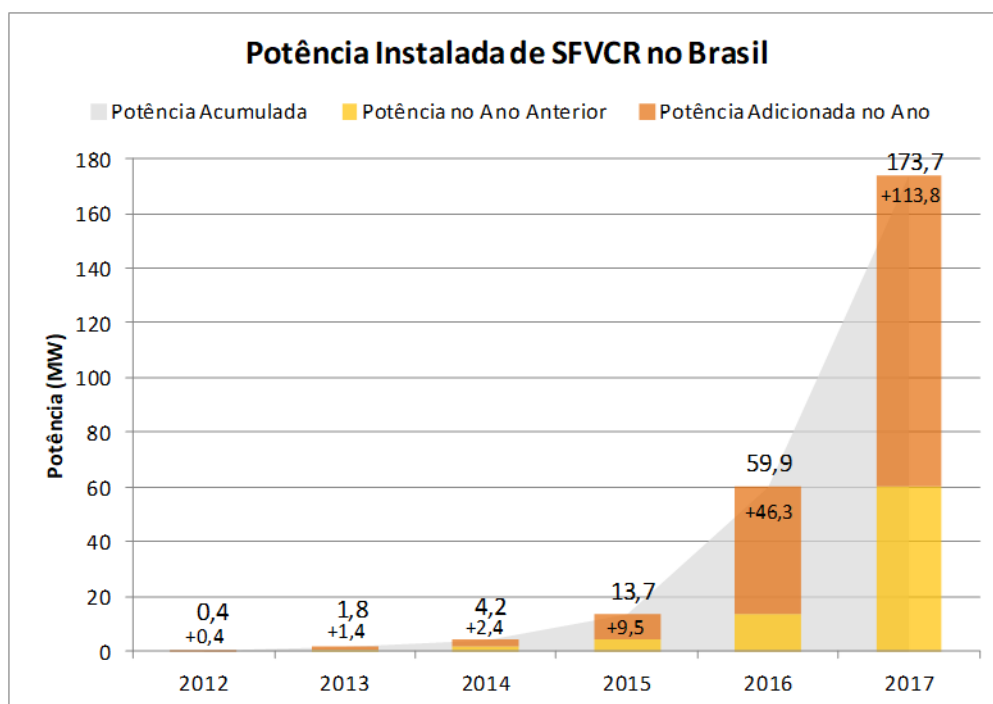


Figura 1- Evolução da Potência Instalada de SFVCR de Micro e Minigeração Distribuída amparadas pela REN Nº 482.

Fonte: Compilação de dados dos autores com base na referência ANEEL (2017a).

O sistema elétrico nacional possui dois bancos de dados relativos ao cadastramento de usinas de geração de energia elétrica: o Banco de Informações de Geração (BIG) que corresponde principalmente a usinas de grande porte com geração centralizada (GC); e o Banco de Dados de Unidades Consumidoras de Micro e Minigeração Distribuída amparadas pela REN Nº482/2012 que corresponde a usinas de até 5MW com geração distribuída (GD). Na Tab. 2 pode-se observar o panorama da capacidade de geração elétrica total nacional comparada com a geração fotovoltaica em suas duas modalidades (geração centralizada e geração distribuída).

Tabela 2 – Quantidade e Potência dos SFVCR com Geração Distribuída e Geração Centralizada.

Fonte: Compilação de dados dos autores com base nas referências ANEEL (2017a) e ANEEL (2017b).

Banco de Dados (Até 31/12/2017)	Todas as Fontes		Somente Fotovoltaico	
	Nº Usinas	Potência Fiscalizada MW	Nº Usinas	Potência Fiscalizada MW
BIG	4.898	157.237	81	935
RENº 482/2012	20.468	245	20.305	174
Total	25.366	157.482	20.386	1.109

Atualmente a geração fotovoltaica em suas duas modalidades representa cerca de 0,70% da matriz energética elétrica brasileira, sendo 0,59% de geração centralizada e 0,11% de micro e minigeração

distribuída amparada pela REN Nº 482. Seguindo uma tendência mundial recente (REN21, 2017), registra-se que 84% da geração FV no Brasil é efetuada de forma centralizada, enquanto que os outros 16% são relativos a micro e minigeração distribuída.

Somente nos últimos anos é que a geração FV vem aparecendo com maior ênfase nos estudos de planejamento energético nacional. Segundo projeções da ANEEL (ANEEL, 2017c) até o ano de 2024 devem existir 886.700 usinas fotovoltaicas (UFV) residenciais e comerciais amparadas pela RENº 482, totalizando 3.208MW de potência instalada.

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026 prevê para o ano de 2026 cerca de 770 mil UFV de micro e minigeração distribuída amparadas pela REN 482, totalizando 3.330MW, suficientes para atender 0,6% do consumo total nacional (EPE, 2017).

Os estudos do Plano Nacional de Energia (PNE) 2050, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), preveem para ano de 2050 uma potência instalada de micro e minigeração distribuída amparada pela REN 482 de 78.000MW, que será suficiente para suprir 5,7% do consumo total nacional (EPE, 2015). Este mesmo estudo estima que 18% dos domicílios de 2050 contarão com geração FV, o que suprirá 13% do consumo residencial (MME, 2016).

A Fig. 2 apresenta a projeção de potência instalada de UFV de micro e minigeração distribuída residenciais e comerciais amparadas pela REN Nº 482, segundo as projeções da ANEEL (2017c). Pode-se observar o rápido crescimento da potência instalada, fazendo com que os valores sejam praticamente dobrados a cada dois anos.

Segundo esta previsão, é esperada para o fim do ano de 2017 uma potência instalada de 102MW de micro e minigeração distribuída residenciais e comerciais, entretanto, até o dia 31 de Dezembro de 2017 a potência instalada apenas de micro e minigeração distribuída residencial e comercial já atingiu a marca de 142MW. Mesmo sendo esta uma previsão elaborada recentemente (maio de 2017), ela não é capaz de estimar com precisão a previsão de potência FV que será instalada nos próximos anos. Isso demonstra que o cenário FV, principalmente no que diz respeito a micro e minigeração distribuída, é muito imprevisível em relação a sua taxa de crescimento; a instalação de um grande SFV ou o lançamento de programa regional ou nacional de incentivo de instalação de SFV pode alterar em poucos meses todo o cenário e previsões existentes até então.

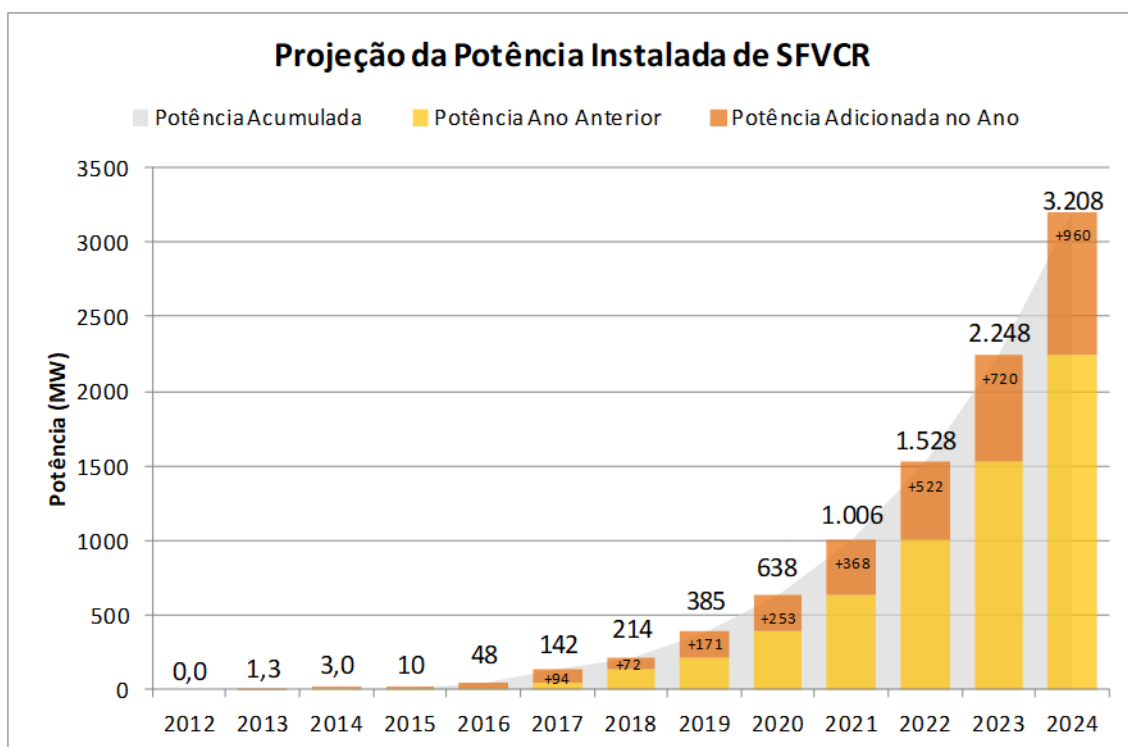


Figura 2- Projeção da Potência Instalada de SFVCR Residenciais e Comerciais de Micro e Minigeração Distribuída amparadas pela REN Nº 482/2012

Fonte: Compilação de dados dos autores. De 2012 até 2017 dados reais segundo ANEEL (2017a). De 2018 até 2024 dados projetados segundo ANEEL (2017c)

Como exemplo de programa de incentivo pode-se citar o “Projeto Bônus Fotovoltaico”, lançado no ano de 2017 pela empresa Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), que irá subsidiar a aquisição de 1.000 SFV para consumidores residenciais, totalizando um acréscimo de 2.600kWp na potência FV residencial do Estado. Esse acréscimo representará um aumento de 120% no número de SFVCR residenciais e de 84% na potência SFV residencial instalada no Estado de Santa Catarina, em relação aos dados de 26 de outubro de 2017.

Este tipo de programa de incentivo lançado em várias regiões do país, aliado à gradual redução dos custos de implantação de SFVCR e incertezas em relação aos impostos e valores de tarifa de energia elétrica ao longo do tempo faz com que a quantidade e potência FV instalada nas regiões sofram grandes variações em um pequeno intervalo de tempo, nem sempre sendo possível prever ou determinar os motivos específicos.

2. OBJETIVOS

Para que essa expansão seja melhor compreendida e aproveitada em seus aspectos técnicos, urbanos e sociais, se faz necessário conhecer as características usuais destes SFV sobre estes diversos aspectos.

O conjunto de análises em um determinado local efetuado sobre diferentes aspectos e perspectivas ampliará o entendimento de como essa expansão se dá, sendo possível verificar tendências regionais e nacionais, possibilitando direcionar de maneira mais eficaz políticas urbanas, planejamentos energéticos, programas de incentivo a instalação de SFV, etc.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar um panorama de todos os SFVCR de micro e minigeração distribuída amparados pela REN Nº 482/2012 instalados no Brasil. Primeiramente é apresentada uma comparação entre a geração fotovoltaica (FV) centralizada e distribuída no território brasileiro. A seguir será efetuada uma análise da expansão temporal geográfica dos SFV de geração distribuída, distribuindo-os segundo as unidades federativas (UF) do Brasil, seguida do estudo da utilização do potencial fotovoltaico (FV) no Brasil, sendo possível observar se os locais de maior potência FV instalada correspondem aos locais de maior potencial de geração. Por último é apresentado o levantamento das características técnicas predominantes para cada classe de UC, levantando-se as informações de quantidade de sistemas instalados, potência, quantidade de módulos, área total ocupada, potência média dos módulos e eficiência média dos módulos.

Este trabalho apresenta os resultados parciais de um estudo em desenvolvimento que propiciará uma visão completa da caracterização e distribuição geográfica dos SFVCR instalados no Brasil, avaliada por diferentes aspectos, como indicadores socioeconômicos, características técnicas, níveis de irradiação solar, aspectos urbanos da região, entre outros.

3. METODOLOGIA, PROCEDIMENTOS E CRITÉRIOS ADOTADOS

Para que o objetivo deste trabalho fosse alcançado foi utilizado o banco de dados (ANEEL, 2017a) disponibilizado pela ANEEL com o registro de todas as UC's que possuem micro e minigeração distribuída amparadas pela REN Nº482/2012.

Como este banco de dados está em constante atualização, utilizou-se data de 20 de janeiro de 2018 para a obtenção dos dados, não foram consideradas as atualizações no banco de dados após esta data. O recorte temporal foi efetuado com base nos dados de até 31 de dezembro de 2017. É importante destacar também que durante este trabalho, quando forem citados números de UC's com geração FV, estes referem-se somente aos SFV com micro e minigeração distribuída amparados pela REN Nº 482/2012 constantes no banco de dados supracitado na data de consulta e dentro do recorte temporal, exceto quando explicitado que o referido dado corresponde a outro banco de dados ou tipo de geração.

Este banco de dados possui diversas informações relevantes sobre os SFV instalados, como: estado, cidade e CEP da instalação, data de conexão à rede, potência, classe do consumidor, subgrupo de faturamento, nome do titular da UC, quantidade de módulos, quantidade de inversores e área ocupada pelo painel.

Como o banco de dados também considera outros tipos de geração distribuída (hidráulica, eólica, solar fotovoltaica e termoelétrica) ele foi filtrado por “Tipo de Geração” e “data de conexão” sendo selecionadas somente as unidades que possuem “geração solar fotovoltaica” instalada até o dia “31/12/2017”. Esta busca resultou em 20.305 sistemas FV de micro e minigeração distribuída instalados no Brasil conforme já demonstrado na Tab. 1. Este resultado foi transferido para uma planilha eletrônica, afim de que os dados pudessem ser tratados com maior flexibilidade. A partir deste ponto foi possível a criação de todas as tabelas e gráficos presentes neste trabalho.

3.1 ELABORAÇÃO DAS IMAGENS DA EXPANSÃO TEMPORAL E GEOGRÁFICA

Primeiramente criou-se uma planilha eletrônica com o CEP de todos os SFV de determinado ano, então criou-se um arquivo .CSV (*Comma-Separated Values*) que é compatível com o software de mapeamento Google Earth (Google, 2017). Desta forma o Google Earth cria um marcador para cada CEP listado. O Google Earth não conseguiu geocodificar 1.103 entradas de CEP, o que representa 6,9% do universo de dados. Estes erros ocorreram ou porque o Google Earth não reconhece determinado CEP mesmo estando correto, ou porque o cadastramento do CEP no banco de dados estava errado, sendo que nem mesmo o banco de dados dos Correios conseguiu identifica-los seja por números trocados ou até mesmo por números faltando no banco de dados.

Os marcadores dos SFV foram sobrepostos ao mapa da Irradiação Total Diária no Plano Inclinado na Latitude, disponível na Segunda Edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al*, 2017).

3.2 DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Para a determinação do potencial de geração fotovoltaica de cada Unidade da Federação, foi utilizado o valor da “Irradiação Total Anual no Plano Inclinado na Latitude” expressa pela unidade kWh/m².ano. Esta grandeza considera a irradiação solar incidindo em um plano inclinado na latitude do local. Optou-se por utilizar a irradiação no plano inclinado prevendo que os SFV estarão instalados em inclinação próxima a da latitude do local, que corresponde a posição ótima de instalação. Quando este valor se referir à irradiação em uma grande área, como um país ou estado, o valor citado será referente a média da irradiação nesta área.

Para evitar repetições desnecessárias, os dados estarão acompanhados somente da indicação “Irradiação”, porém convencionou-se que estes dados se referem à “Irradiação Total Anual no Plano Inclinado na Latitude” como já citado.

Todos os dados de irradiação das UF Brasileiras, assim como os dados de irradiação de outros países foram extraídos da Tese de Doutorado de Tiepolo (2015). A base de dados utilizada por Tiepolo (2015) para determinação das médias de irradiação por UF é relativa à Primeira Edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar, de 2006; embora já se tenha dados mais recentes de irradiação na Segunda Edição do referido atlas, ainda não se têm estes dados compilados de forma a indicar a média da irradiação por Unidade da Federação, somente é dada a média por região brasileira, o que tornaria os resultados pouco representativos.

3.3 CARACTERIZAÇÃO GERAL DOS SFVCR

A caracterização dos SFVCR baseou-se nas informações disponíveis sobre estes sistemas no banco de dados de UC's com micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2017a). Foi efetuada a caracterização de acordo com a classe (residencial, comercial, industrial, rural ou poder público) à qual pertence o sistema. Os dados extraídos do banco de dados foram: Quantidade de SFVCR, Potência Total, Quantidade de Módulos e Área Ocupada Total. Para complementar a análise, foram calculados os seguintes parâmetros: Potência Média dos SFVCR (Eq. 1), Potência Média dos Módulos (Eq. 2) e Eficiência Média dos Módulos (Eq. 3).

$$Pot. Méd. SFVCR (kW) = \frac{Pot. Total dos SFVCR (kW)}{Quantidade de SFVCR} \quad (1)$$

$$Pot. Méd. Módulos (W) = \frac{Pot. Total dos SFVCR (W)}{Quantidade de Módulos} \quad (2)$$

$$Efic. Méd. Módulos (\%) = \frac{Pot. Total dos SFVCR (W)}{Área Total SFVCR (m^2) \times G_{TOT}} \times 100\% \quad (3)$$

Onde: G_{TOT} é a potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebido em uma unidade de área em uma superfície. O G_{TOT} definido nas condições padrões de ensaio é de 1.000W/m².

Devido a um erro de cadastramento de informações da área ocupada pelos SFV no banco de dados de UC's com geração distribuída, já relatado no estudo de Scolari *et al.* (2017), os valores das áreas cujo cálculo da eficiência média dos módulos foi superior a 25% ou inferior a 5%, foram corrigidos de modo

a apresentar uma eficiência média calculada dos módulos de 15%. Essa medida foi tomada para não comprometer os resultados deste estudo com valores nitidamente incorretos, como é o caso de vários valores de área que resultariam em eficiências superiores a 100%. Foi corrigido o valor de área ocupada de 977 SFV cadastrados. O valor de referência de 15% de eficiência do módulo foi adotado em função da referência Almeida *et al.* (2015).

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 COMPARATIVO ENTRE A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA

Dentre as fontes renováveis de geração de energia elétrica, a geração FV é a que apresenta o maior potencial e facilidade de ser instalada de forma distribuída. O fato de os consumidores de pequeno e médio porte poderem instalar uma usina FV no telhado de suas residências ou comércios a um custo relativamente acessível, fez com que a geração FV, no início de sua expansão no Brasil e mundo, fosse caracterizada como uma fonte de geração de energia elétrica predominantemente distribuída.

No entanto, percebe-se nos últimos anos uma tendência de instalação de grandes UFV, de potência acima dos 500MWp, invertendo o cenário FV mundial e brasileiro. No mundo, desde 2013 já é instalada mais potência FV de forma centralizada do que distribuída, conforme pode-se observar na Fig. 3. No Brasil, até o ano de 2016 havia uma crescente tendência de aumento da GD em relação à GC, como pode-se verificar na Fig. 4. Porém, o ano de 2017 marcou a ruptura deste comportamento, passando a seguir a tendência mundial.

Porém, o fato de a geração FV no Brasil ser 84% centralizada, não exclui o seu caráter de geração distribuída. Existirem 20.305 usinas FV distribuídas pelo Brasil, isso por si só já a caracteriza como uma fonte de energia elétrica distribuída, embora sua maior parcela de potência estar instalada de forma centralizada.

O mesmo ocorre no mundo, independentemente da tendência de centralização da potência FV instalada, o seu caráter de geração distribuída já está consolidado pela quantidade de SFV distribuídos existentes no mundo.

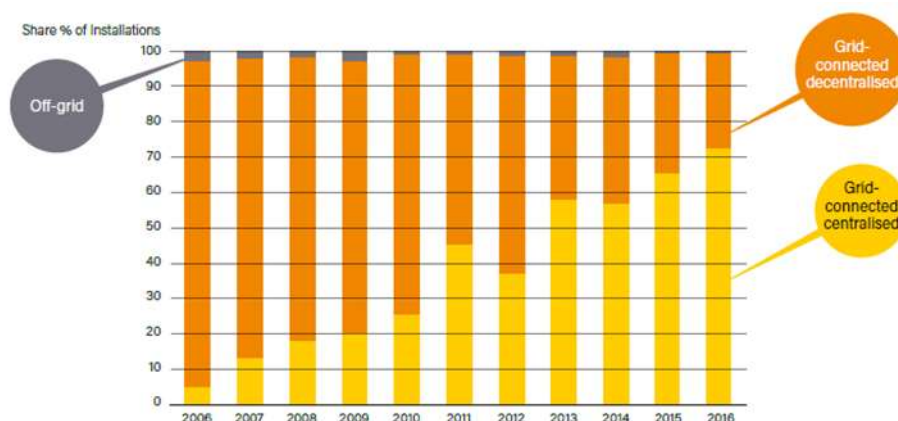


Figura 3- Percentual Mundial da Potência FV Adicionada Anualmente de forma Centralizada e Distribuída

Fonte: REN21 (2017).

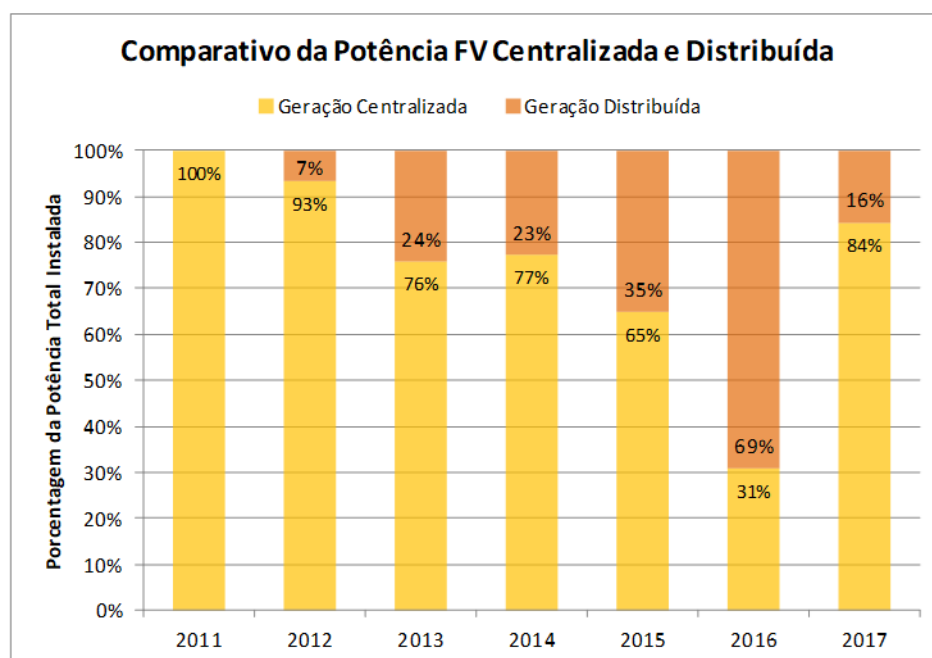


Figura 4- Percentual Brasileiro da Potência FV Total Acumulada Instalada de Forma Centralizada e Distribuída

Fonte: Compilação de dados dos autores com base nas referências ANEEL (2017a) e ANEEL (2017b).

4.2 ANÁLISE DA EXPANSÃO TEMPORAL E GEOGRÁFICA

A distribuição da potência instalada de SFV de micro e minigeração distribuída amparadas pela REN Nº 482 pelas Unidades da Federação encontra-se no gráfico da Fig. 5.

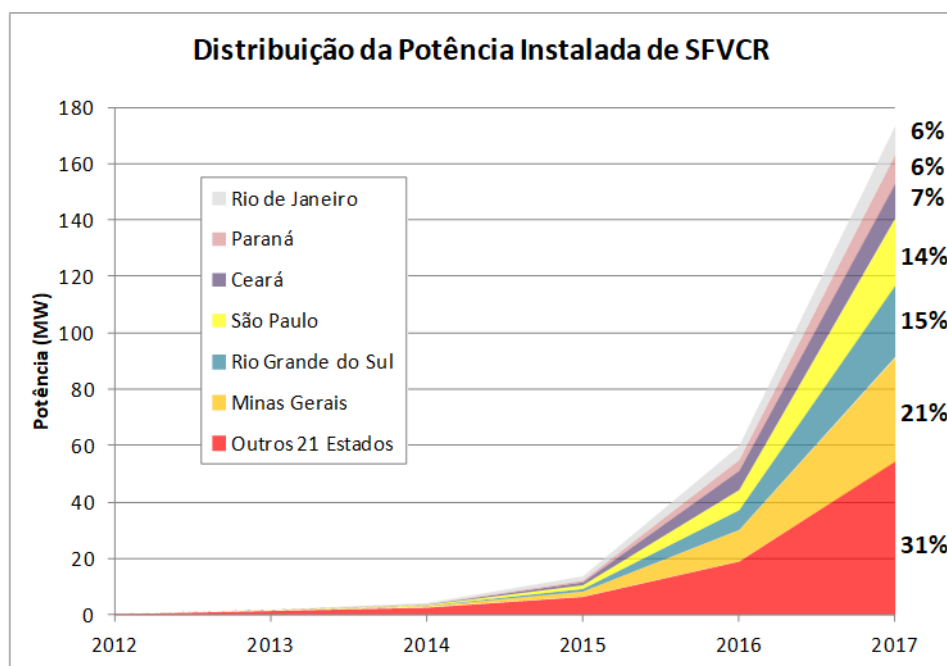


Figura 5- Distribuição Entre as Unidades da Federação da Potência Instalada de SFVCR de Micro e Minigeração Distribuída amparadas pela REN Nº 482/2012 até 26 de outubro de 2017.

Fonte: Compilação de dados dos autores com base na referência ANEEL (2017a).

Nota-se que seis estados brasileiros contêm 69% da potência total instalada de micro e minigeração distribuída. Destes seis estados, cinco estão localizados na região sul e sudeste.

O estado do Ceará se destaca sendo o quarto estado em potência FV instalada, mesmo ocupando a sétima posição em número de SFV instalados. Ele possui três dos dez maiores SFVCR instalados no Brasil, possuindo inclusive o maior SFV instalado. O maior sistema corresponde a uma instalação de 2,98MW no município de Aquiraz. A potência deste único sistema corresponde soma das potências dos segundo, terceiro e quarto maiores SFV juntos.

Na Fig. 6 está representada a evolução da distribuição geográfica dos SFVCR de micro e minigeração distribuída ao longo destes seis primeiros anos de resolução 482, sendo possível observar de forma gráfica como se deu a expansão das instalações dos SFVCR no território nacional. Os pontos dos SFV foram sobrepostos ao mapa de Irradiação Total Diária no Plano Inclinado na Latitude, da Segunda Edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2017).

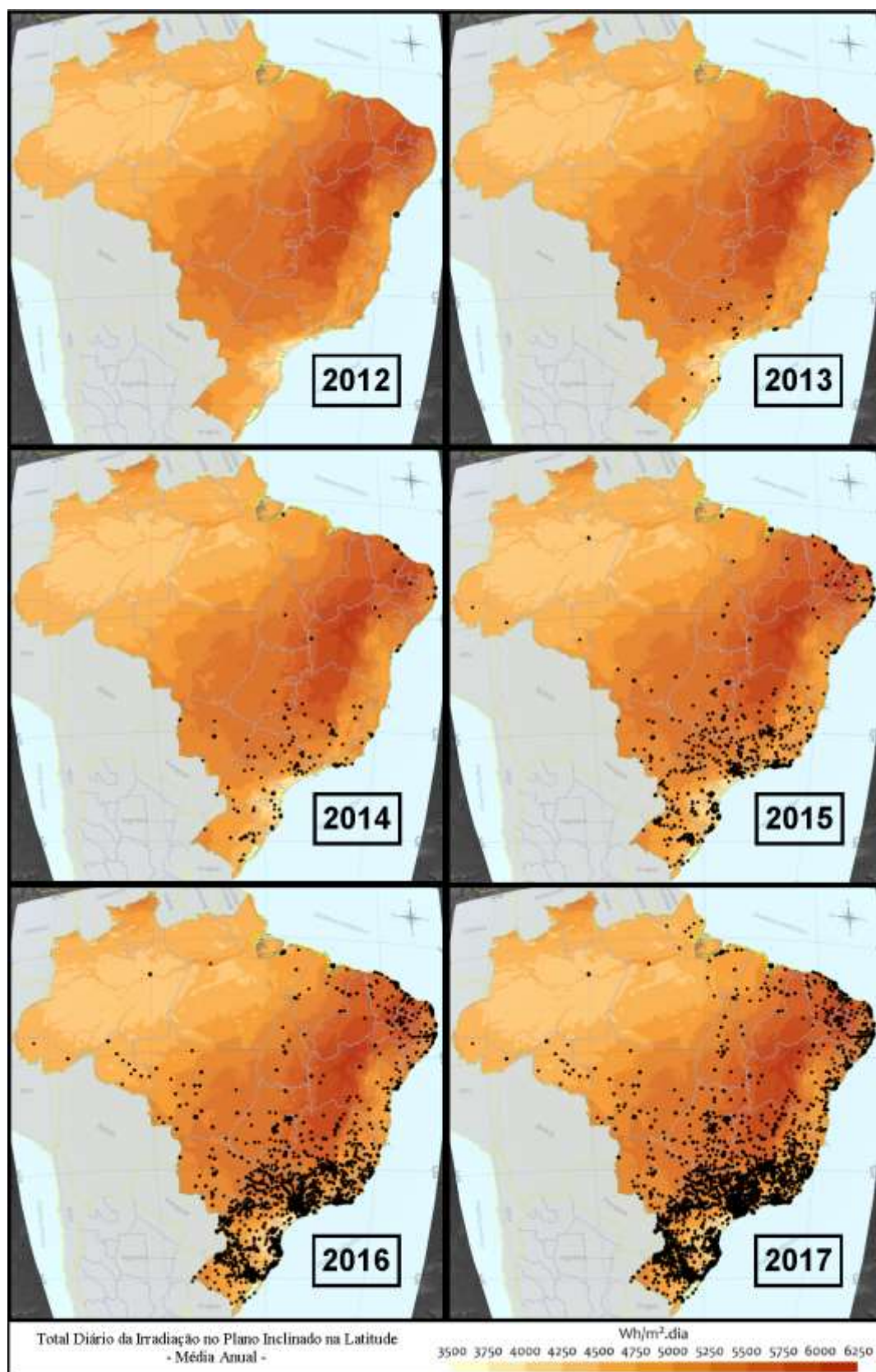


Figura 6- Expansão Temporal e Geográfica dos SFVCR de Micro e Minigeração Distribuída amparados pela REN 482.

Fonte: Compilação de dados dos autores com base na referência ANEEL (2017a) e (PEREIRA *et al.*, 2017).

Pode-se observar o primeiro e único SFV instalado no ano de 2012 amparado pela REN Nº 482/2012. Este sistema está instalado no Estádio Governador Roberto Santos (Estádio Pituvaçu) na cidade de Salvador na Bahia. O projeto, chamado de Pituvaçu Solar foi aprovado pela ANEEL em 2009, fazendo parte do Programa de Eficiência Energética da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). O investimento total deste primeiro SFV foi de R\$ 5,5 milhões, sendo R\$ 3,8 milhões investidos pela concessionária e R\$ 1,7 milhão pelo Governo do Estado da Bahia. O projeto teve apoio técnico da Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ) e da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) (COELBA, 2013).

Verifica-se grande predominância dos SFV nas Regiões Sul e Sudeste, próximos aos grandes centros de carga. Não se percebe visualmente que exista a predominância de instalações nos locais de maior irradiação solar.

4.3 UTILIZAÇÃO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO NO BRASIL

Devido a sua extensão territorial, o Brasil apresenta grande variação do potencial de geração fotovoltaica em cada região. Assim, é importante avaliar se os locais onde se concentra a maior potência instalada de SFV correspondem com as regiões de maior potencial de geração fotovoltaica. Para isso foi elaborada na Fig. 7 uma comparação entre o valor médio da irradiação total anual no plano inclinado de cada unidade da federação com a sua potência FV de Micro e Minigeração Distribuída instalada. A título comparativo estão indicados na Fig. 7 os valores de irradiação média no Brasil e na Espanha, que é o país que apresenta o quarto maior valor médio de irradiação entre os países europeus.

Conforme já destacado no item 4.1, pode-se observar que os locais com maior incidência de SFV não são necessariamente os locais com maior potencial de geração FV. Esse comportamento é natural, pois, diferentemente das grandes usinas geração FV centralizadas as quais são instaladas em locais específicos após estudos aprofundados de potencial de geração FV na região, os SFV com geração distribuída estão localizados próximos ao consumidor, independente do potencial de geração da região. Assim, a incidência dos SFV está mais relacionada com o nível de desenvolvimento urbano da região do que com aspectos do potencial de geração fotovoltaica.

O valor de médio de irradiação no Brasil (2.001 kWh/m².ano) é cerca de 2,7% maior do que o valor de irradiação da Espanha (1.948 kWh/m².ano), que é o décimo país em potência FV instalada no mundo (REN21, 2017). Vinte das vinte e sete Unidades da Federação apresentam valores de irradiação

superiores aos da Espanha. Já em relação à Alemanha (1.251 kWh/m².ano) que é o terceiro país em potência FV instalada no mundo (REN21, 2017), o Brasil apresenta um valor de irradiação média 60% superior.

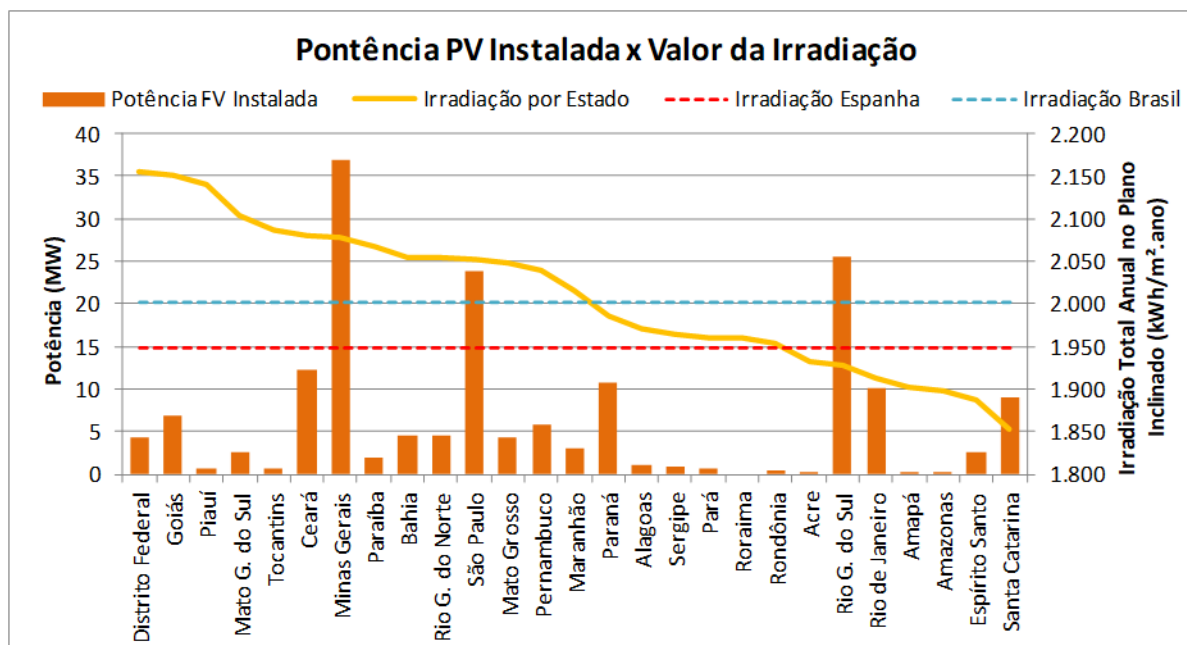


Figura 7- Comparação Entre a Potência de SFVCR de Micro e Minigeração Distribuída e o Valor Médio de Irradiação em cada Unidade da Federação.

Fonte: Compilação de dados dos autores com base nas referências: (ANEEL, 2017a) e (TIEPOLO, 2015).

4.4 CARACTERIZAÇÃO GERAL DOS SFVCR NO BRASIL

O resultado da caracterização dos SFVCR de micro e minigeração distribuída no Brasil está inserido na Tab. 3, com os resultados distribuídos para cada classe de unidade consumidora.

Os SFV instalados em UC residenciais representam 78% da quantidade total de instalações e 41% da potência total instalada, enquanto que os sistemas comerciais e industriais representam juntos 18% da quantidade total de instalações e 49% da potência total instalada. Esta disparidade está relacionada com a potência média dos SFV para cada tipo de consumidor. Os consumidores residenciais possuem sistemas com potência média da ordem de 4,5kW, enquanto que os consumidores comerciais e industriais possuem SFV com potência média de 22kW e 32kW respectivamente. Essa diferença entre as potências médias é explicada devido a menor demanda energética de uma residência, quando comparada a consumidores comerciais e industriais. A maior disponibilidade de recursos para investimento nos consumidores comerciais e industriais também justifica os SFV de maior potência instalados nestes setores (Scolari *et al.*, 2017).

Tabela 3 – Caracterização Geral dos SFVCR amparados pela REN Nº 482/2012.

Fonte: Compilação de dados dos autores com base na referência ANEEL (2017a).

Classe da UC	Quantidade de SFVCR	Potência Total dos SFVCR (kW)	Quantidade de Módulos	Área Total Ocupada (m ²)	Potência Média dos SFVCR (kW)	Potência Média dos Módulos (W)	Eficiência Média dos Módulos (%)
Residencial	15.871	71.544	278.026	496.129	4,5	257	14,4%
Comercial	3.177	70.232	274.137	497.745	22,1	256	14,1%
Industrial	450	14.570	54.249	100.033	32,4	269	14,6%
Rural	575	8.082	31.005	56.916	14,1	261	14,2%
Poder Público	232	9.264	38.668	67.789	39,9	240	13,7%
Total	20.305	173.703	676.085	1.218.612	8,6	257	14,3%

Utilizando um valor de produtividade típico no Brasil de 1.300 kWh/kWp, conclui-se de forma aproximada que o total anual de energia gerada por todos estes SFV seria da ordem de 226 GWh. A título comparativo, o recorde anual de geração de energia da Usina Hidroelétrica de Itaipu foi de 103.100 GWh em 2016 (ITAIPU, 2017).

Em termos de área ocupada, os 1.218.612 m² ocupados pelos SFV seriam suficientes para cobrir 0,09% dos 1.350km² da represa da Usina Hidroelétrica de Itaipu (ITAIPU, 2017). Calculando o fator geração de energia por unidade de área (kWh/m²), tem-se que os SFV produzem em média 185,3 kWh/m² ao ano, enquanto que a Usina de Itaipu produziu 76,4kWh/m² de área alagada em seu melhor ano. Isso significa que 41,2% da área alagada de Itaipu cobertas com módulos FV seriam suficientes para gerar a mesma quantidade de energia ao ano.

Estudo aprofundado de caracterização técnica dos SFVCR na Cidade de Curitiba (TONIN e URBANETZ Jr, 2016), estudo este que pode ser extrapolado para o Brasil, aponta a predominância de sistemas FV com módulos de Silício Policristalino, que apresentam uma eficiência da ordem de 13% a 16,5% (ALMEIDA *et al.*, 2015). Estes valores vão ao encontro da Eficiência Média dos módulos FV calculada, que é de 14,3%. A Potência Média dos Módulos calculada, que é de 257W, também condiz com os valores comerciais médios dos módulos de Silício Policristalino disponíveis no mercado, que variam em sua maioria de 250W a 300W.

5. CONCLUSÕES

Através do desenvolvimento deste trabalho foi possível identificar como se dá a expansão e quais as características usuais dos SFVCR de micro e minigeração distribuída amparados pela REN Nº 482/2012.

Verificou-se que mesmo a geração FV centralizada representando 84% da potência instalada, a geração FV distribuída possui grande importância no cenário fotovoltaico nacional e mundial. Independentemente do avanço da geração FV centralizada nos próximos anos, a geração FV distribuída já se estabeleceu no cenário energético nacional como o modo mais viável de se efetuar geração distribuída, com previsões de expressivo aumento da potência instalada.

Ao efetuar o mapeamento dos SFV de micro e minigeração distribuída no território nacional não se verificou que eles estejam instalados necessariamente nos locais de maior potencial FV. A incidência dos SFV está mais relacionada com o nível de desenvolvimento urbano da região do que com aspectos do potencial de geração fotovoltaica.

Através da caracterização dos SFV foi possível identificar as diferenças entre as características usuais dos SFV das diferentes classes de unidade consumidora.

Espera-se com este trabalho que a acelerada expansão dos SFVCR de micro e minigeração possa ser compreendida em diversas abordagens e assim, ser melhor aproveitada em seus aspectos técnicos, urbanos e sociais.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2012. Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, Brasília. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> >. Acesso em: 16 out. 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2017a. Outorgas e Registros de Geração: Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp> >. Acesso em: 20 jan. 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2017b. Banco de Informações de Geração (BIG). Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> >. Acesso em: 20 jan. 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2017c. Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL – Atualização das Projeções de Consumidores Residenciais e Comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024, Brasília. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017>. Acesso em: 16 out. 2017

Almeida, E., Rosa, A. C., Dias, F. C. L. S., Braz, K. T. M., Lana, L. T. C., Santo, O. C. E., Sacramento, T. C. B, 2015. Energia Solar Fotovoltaica: Revisão Bibliográfica, Belo Horizonte. Disponível em: < <http://www.fumec.br/revistas/eol/article/download/3574/1911> > . Acesso em: 19 out. 2017.

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), 2013. Notícia: Coelba Inaugura Centro de Visitação Sobre Energia Solar no Estádio de Pituauçu. Disponível em: < <http://www.coelba.com.br/Noticias/Pages/Coelba-Inaugura-Centro-de-Visita%C3%A7%C3%A3o-Sobre-Energia-Solar-no-Est%C3%A1dio-de-Pitua%C3%A7u.aspx> >. Acesso em: 18 out. 2017.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2015. Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 – Estudos da Demanda de Energia, Brasília. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%201315%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf> >. Acesso em: 16 out. 2017

Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2017. Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026 – Eficiência Energética e Geração Distribuída, Brasília. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/PDE/Documents/Arquivos/PDE2026/Cap9_Texto.pdf >. Acesso em: 16 out. 2017

GOOGLE, 2017. Programa Google Earth Pro, Versão 7.1.8.3036. Disponível em: < <https://www.google.com/earth/>>. Acesso em: 19 out. 2017.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), 2010. Resultados Preliminares do Universo do Censo Demográfico 2010. Disponível em:

<https://ww2.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/resultados_preliminares/preliminar_tab_uf_zip.shtm> . Acesso em: 19 out. 2017.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), 2017. Brasil em Síntese. Disponível em: < <https://cidades.ibge.gov.br/> > . Acesso em: 19 out. 2017.

Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L., Rütther, R., Abreu, S. L., Tiepolo, G. M., Pereira, S. V., Souza, J. G., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição, São José dos Campos. Disponível em < http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf > . Acessado em: 28 out. 2017.

Itaipu, 2017. Perguntas Frequentes. Disponível em: < <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/perguntas-frequentes> > . Acesso em: 26 out. 2017.

Ministério de Minas e Energia (MME), 2016. Energia Solar no Brasil e no Mundo – Ano de Referência 2015, Brasília. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29> > . Acesso em: 16 out. 2017

Renewable Energy Pollicy Network for the 21st Century (REN21), 2017. Renewable 2017 – Global Status Report. Disponível em < http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf> . Acessado em: 25 out. 2017.

Scolari, B. S., Tonolo, E. A., Pan, R. C. Y., Urbanetz Jr, J., 2017. Mapeamento e Caracterização Geral dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba: Resultados Preliminares, Conferência Internacional de Energias Inteligentes – Smat Energy CIEI&EXPO 2017, Curitiba.

Tiepolo, G. M., 2015. Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná, Tese (doutorado), Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas - PPGEPS, Curitiba.

Tonin, F. S., Urbanetz Jr, J., 2016. Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica - SFVCR, Induscon, Curitiba.

Capítulo 3



10.37423/211105040

PROPOSTA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PARA UM RESTAURANTE UNIVERSITÁRIO

Nivam Alves Bernardino

Universidade Federal Fluminense

Daiane Cecchin

Universidade Federal Fluminense

Tulane Rodrigues da Silva

Universidade Estadual do Norte Fluminense

Renata Gonçalves Faisca

Universidade Federal Fluminense

Gilberto Figueiredo

Universidade Federal Fluminense

Daniel Henrique Nogueira Dias

Universidade Federal Fluminense



Resumo: *O trabalho apresenta a proposta de sistema de microgeração de energia elétrica conectado à rede, integrado à cobertura de uma edificação do Campus Praia Vermelha na UFF, e sua avaliação econômica no âmbito dos possíveis cenários de compensação propostos pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa nº 482/2012. São apresentadas as características gerais da edificação e do sistema fotovoltaico proposto, as estimativas de consumo de energia elétrica e da geração fotovoltaica, além de indicar o tempo de retorno do investimento com base em custos estimados e nos cenários propostos pela agência reguladora.*

Palavras-chave: *Energia Solar, Fontes Renováveis, Resolução Normativa*

1. INTRODUÇÃO

Conforme a EPE (2019), na matriz elétrica brasileira, as fontes renováveis aumentaram 2,8% na sua participação, passando de 80,5% em 2017 para 83,3% em 2018. No balanço energético nacional de 2018, a hidráulica ficou com 66,7%, bioenergia (8,5%), eólica (7,6%) e solar (0,5%). Na geração elétrica, a energia solar FV teve um aumento de 316,1% de 2017 para 2018 e sua participação em micro e minigeração distribuídas representa 63,5% em 2018.

Segundo Nascimento (2017), o Brasil apresenta um convincente potencial para constituição de energia elétrica solar fotovoltaica, contando com níveis de irradiação solar superiores aos de países onde os projetos para aproveitamento de energia solar são amplamente difundidos, como Alemanha, Itália, Japão, China, França e Espanha.

Para Sauaia (2017), a ascensão do mercado sustentável tem atingido diferentes esferas da sociedade, incluindo o aumento do número de empregos gerados pela instalação, fabricação, venda, distribuição, desenvolvimento de projetos, e outros relacionados à implementação de sistemas fotovoltaicos.

Devido ao grande número de edificações no *Campus* Praia Vermelha da Universidade Federal Fluminense (UFF) há grande demanda por energia elétrica e o consumo do campus é provido exclusivamente pela rede elétrica convencional. Considerando a elevada despesa com eletricidade paga pela Universidade à concessionária de energia local, considera-se oportuno adequar as construções antigas com novas tecnologias como medida de ampliar as ações de eficiência energética no campus.

O presente trabalho tem por objetivo geral a apresentação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) na modalidade de microgeração, dimensionado para ser integrado à cobertura de uma edificação do *Campus* Praia Vermelha da UFF. Adicionalmente se buscou avaliar o impacto na viabilidade econômica do SFCR com base na demanda usual da edificação e no marco da mudança regulatória dos sistemas de geração distribuída. Foram considerados os possíveis cenários de compensação da energia elétrica gerada e injetada na rede propostos pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa nº 482/2012, a qual estabeleceu as condições gerais para o acesso e o sistema de compensação de energia da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

2. OBJETIVOS

O objetivo geral deste artigo é avaliar a viabilidade econômica, em termos do tempo de retorno do investimento, de um sistema de microgeração de energia elétrica conectado à rede, integrado à cobertura de uma edificação do Campus da Praia Vermelha na UFF, com base nos possíveis cenários de compensação propostos pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa nº 482.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Foi utilizado o *Google Earth Pro*® para o levantamento das curvas de níveis do terreno ao entorno da edificação além do auxílio na orientação geográfica dos módulos fotovoltaicos. A estrutura da edificação, na qual os módulos fotovoltaicos foram instalados, foi modelada com o auxílio do *Revit*® da *Autodesk* e a verificação do dimensionamento do sistema e as perdas elétricas devido ao sombreamento foram feitas com a utilização do software *PVSyst*®.

O módulo fotovoltaico (FV) escolhido para esse sistema foi o de modelo GBR320_PA40, produzido pelo fabricante Globo Brazil, possui 320 W de potência nominal e classificação energética A na tabela do. Decidiu-se pela utilização de uma potência total de inversor igual a 75 kW, porém um inversor com capacidade de operar nessa potência é caracterizado como um inversor central, cujo o custo é elevado e sua logística de transporte e armazenagem não são atraentes para o projeto em questão. Decidiu-se então pela utilização de mais de um inversor com potência menor, o inversor de maior potência e de fácil acesso no mercado é o de 25 kW de potência. Sendo assim, foram utilizados três inversores do modelo CSI-25KTL-GI-FL da Canadian Solar (USA), totalizando uma potência de 75 kW. Esse modelo de inversor possui 4 Seguidores do Ponto de Máxima Potência (SPMP) com 2 entradas de corrente contínua cada, o que possibilita a conexão de 5 séries FV em cada inversor.

Para compatibilizar 240 módulos FV do modelo GBR320_PA40 e produzido pelo fabricante Globo Brazil de 320 W com 3 inversores de 25 kW de potência, o gerador FV foi dividido em 15 séries FV, cada uma constituída por 16 módulos FV conectados em série. O inversor escolhido possui 4 SPMP com 2 entradas em corrente contínua cada, o que possibilita a conexão de 5 séries FV em cada inversor.

O SFCR na modalidade de microgeração, dimensionado para ser integrado à cobertura do restaurante universitário do *Campus* Praia Vermelha da UFF, pode atender a demanda de potência do restaurante e de uma biblioteca que se localiza ao lado do restaurante. Para o levantamento de carga da biblioteca, foi considerado que os equipamentos elétricos seriam utilizados por um período anual, levando em consideração que o sistema de refrigeração é utilizado o ano todo. O intuito disso foi proteger os

arquivos físicos, e se obteve um consumo estimado de 29,88 MWh/ano. Já o levantamento de carga do restaurante universitário foi avaliado de acordo com as estações do ano e o consumo médio estimado foi de 39,62 MWh/ano, fazendo com que as duas edificações totalizassem 69,50 MWh/ano.

Para a geração de energia fotovoltaica é considerado como fator de cálculo o custo do kWh que será compensado pela distribuidora de energia elétrica. Tendo em vista que a cada ano a tarifa de energia elétrica sofre alterações, o cálculo do Tempo de Retorno do Investimento foi feito, inicialmente, com base na tarifa média de energia elétrica cobrada para o serviço público, em baixa tensão, no Rio de Janeiro. Para isso, foi estimado um valor médio de R\$ 1,00/kWh.

4. CARACTERÍSTICAS DA EDIFICAÇÃO E DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA

A edificação analisada, nesse estudo de dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede, é uma proposta de uma ampliação de um restaurante universitário no *Campus* Praia Vermelha na UFF. Para obter os dados de geometria, inclinação e posição do telhado da edificação, foi utilizado o software *Revit* da *Autodesk* para modelar a estrutura composta por perfis metálicos do catálogo da *Gerdau*, como ilustrado na Fig. 1. A modelagem da estrutura foi muito importante no processo de dimensionamento do sistema fotovoltaico devido à inclinação e área disponível do telhado para implementação dos módulos, a fim de definir a disposição das séries FV.

A localização proposta junto à edificação fica no *Campus* Praia Vermelha, mesmo local onde atualmente se encontra um restaurante universitário (RU). Esta região está sob concessão de distribuição de energia elétrica da empresa ENEL, mais precisamente na coordenada geográfica de Latitude: -22.91°S, Longitude: -43.13°W e Altitude: 20m. Dentre os dados meteorológicos desse município encontram-se a temperatura média máxima anual de 25,88 °C, a temperatura média mínima de 21,77°C. De acordo com as especificações presentes no memorial descritivo, o gerador fotovoltaico foi instalado com face orientada em direção ao Azimute 29°. Quanto à inclinação do arranjo, foi aplicado o ângulo igual a 10°. A estrutura do restaurante proposto possui 2 pavimentos com uma área de 618m² cada, capacidade para comportar 360 pessoas sentadas e servir em torno de 2000 refeições por dia.

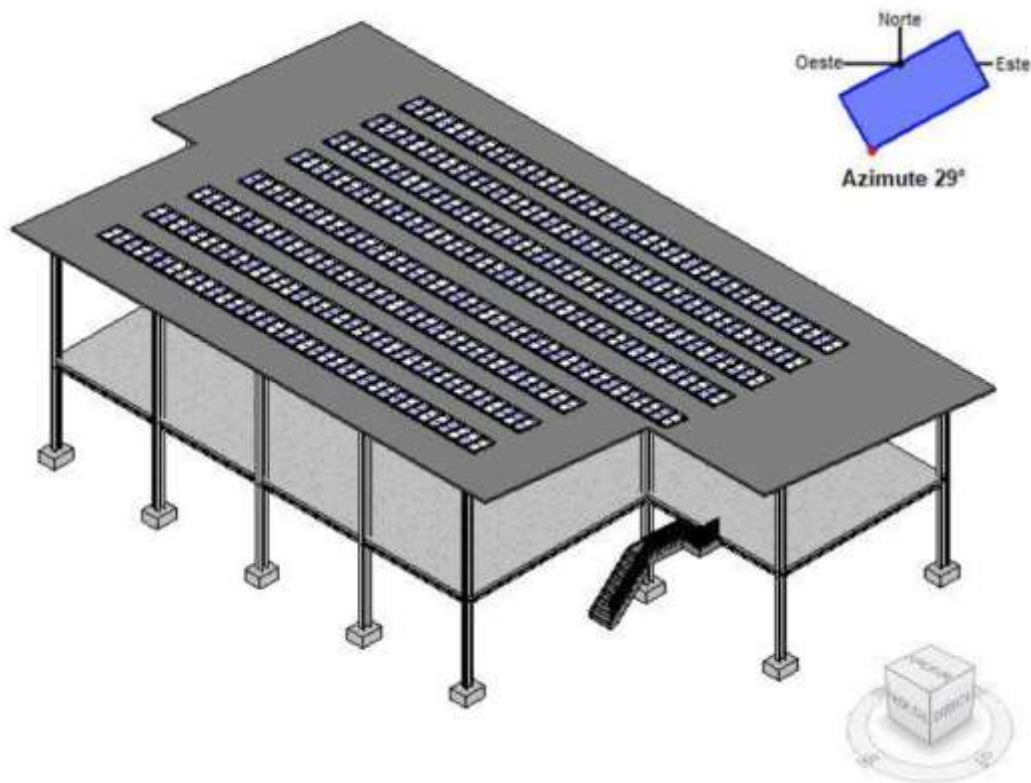


Figura 1 – Vista isométrica da modelagem da estrutura da edificação proposta para integração dos módulos fotovoltaicos.

Um dos critérios limitadores no dimensionamento do sistema fotovoltaico é a potência nominal desejada ou área de superfície disponível para aplicação dos módulos FV. No projeto em questão se optou pela potência nominal desejada, pois se a área de telhado da edificação for totalmente explorada, o sistema se enquadraria em minigeração. Sendo assim, o sistema foi dimensionado para uma potência nominal de 75 kW, enquadrando-se em um sistema de microgeração de energia elétrica, possibilitando então a geração excedente de energia elétrica para suprir a demanda energética de outras edificações presentes no mesmo campus universitário ou em um polo diferente, porém abastecido energeticamente pela mesma distribuidora de energia elétrica. A Tab. 1 mostra os dados utilizados no presente trabalho.

Tabela 1 – Dados de saída da simulação do SFCR.

	Temperatura ambiente (°C)	Irradiação global mensal (kWh/m ²)	Energia efetiva na saída dos módulos	Energia injetada na rede (MWh)	PR (%)
jan	26,82	161,30	10,36	10,13	73,40
fev	26,77	141,50	9,14	8,95	74,20
mar	26,02	149,20	9,77	9,56	75,30
abr	24,41	113,50	7,58	7,41	76,30
mai	22,34	111,60	7,60	7,44	76,20
jun	20,69	89,80	6,23	6,09	75,90
jul	19,93	110,50	7,65	7,49	76,80
ago	21,39	119,10	8,15	7,98	78,20
set	21,86	117,50	7,94	7,76	77,60
out	24,19	135,80	8,95	8,76	75,30
nov	25,03	139,40	9,14	8,94	74,00
dez	26,42	153,00	9,95	9,73	73,70

Fonte: Autor (2019)

5. BALANÇO ENERGÉTICO E ANÁLISE ECONÔMICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.

A partir da estimativa de geração de eletricidade do SFCR proposto e da demanda prevista, pôde-se perceber que a energia gerada pelo sistema será suficiente para abastecer a edificação ampliada, além de fornecer energia excedente a qual poderia ser consumida em outra edificação na modalidade remota. A Fig. 2 apresenta as estimativas mensais para a geração FV e o consumo de energia elétrica da edificação.



Figura 2 – Estimativas mensais da geração fotovoltaica e do consumo de energia elétrica.

Como a aferição da energia elétrica para fins de faturação é feita em base mensal pela concessionária de energia elétrica, considerou-se, para fins de compensação de energia, a média da diferença estimada entre a geração FV e o consumo da edificação. A Tab. 2 mostra, além das estimativas energéticas, o fluxo de caixa do SFCR, considerando a depreciação usual da geração FV e o crescimento anual da demanda da edificação.

Tabela 2 – Dados da energia estimada e fluxo de caixa do SFCR.

Performance Econômica do Sistema Fotovoltaico considerando o CAPEX = R\$ 366.382,19							
Idade do sistema	Geração (MWh)	Consumo (MWh)	Injetado na rede (MWh)	Compensado (100%)	OPEX	Fluxo de caixa	Economia
						-R\$ 366.382,19	
1º ano	100,24	69,48	30,76	30,76	R\$ 5.495,73	-R\$ 271.637,92	R\$ 94.744,27
2º ano	98,94	69,82	29,11	29,11	R\$ 5.495,73	-R\$ 178.196,77	R\$ 93.441,15
3º ano	97,65	70,17	27,48	27,48	R\$ 5.495,73	-R\$ 86.041,80	R\$ 92.154,97
4º ano	96,38	70,52	25,86	25,86	R\$ 5.495,73	R\$ 4.843,71	R\$ 90.885,51
5º ano	95,13	70,88	24,25	24,25	R\$ 5.495,73	R\$ 94.476,27	R\$ 89.632,56
6º ano	93,89	71,23	22,66	22,66	R\$ 5.495,73	R\$ 182.872,15	R\$ 88.395,89
7º ano	92,67	71,59	21,08	21,08	R\$ 5.495,73	R\$ 270.047,45	R\$ 87.175,30
8º ano	91,47	71,95	19,52	19,52	R\$ 5.495,73	R\$ 356.018,02	R\$ 85.970,57
9º ano	90,28	72,31	17,97	17,97	R\$ 5.495,73	R\$ 440.799,53	R\$ 84.781,51
10º ano	89,10	72,67	16,44	16,44	R\$ 5.495,73	R\$ 524.407,44	R\$ 83.607,91
11º ano	87,95	73,03	14,92	14,92	R\$ 5.495,73	R\$ 606.857,00	R\$ 82.449,56
12º ano	86,80	73,40	13,41	13,41	R\$ 5.495,73	R\$ 688.163,27	R\$ 81.306,27
13º ano	85,67	73,76	11,91	11,91	R\$ 5.495,73	R\$ 768.341,12	R\$ 80.177,85
14º ano	84,56	74,13	10,43	10,43	R\$ 5.495,73	R\$ 847.405,21	R\$ 79.064,09
15º ano	83,46	74,50	8,96	8,96	R\$ 56.465,73	R\$ 874.400,02	R\$ 26.994,81
16º ano	82,38	74,87	7,50	7,50	R\$ 5.495,73	R\$ 951.279,84	R\$ 76.879,82
17º ano	81,30	75,25	6,06	6,06	R\$ 5.495,73	R\$ 1.027.088,78	R\$ 75.808,94
18º ano	80,25	75,62	4,62	4,62	R\$ 5.495,73	R\$ 1.101.840,76	R\$ 74.751,98
19º ano	79,20	76,00	3,20	3,20	R\$ 5.495,73	R\$ 1.175.549,52	R\$ 73.708,76
20º ano	78,17	76,38	1,79	1,79	R\$ 5.495,73	R\$ 1.248.228,63	R\$ 72.679,10
21º ano	77,16	76,76	0,39	0,39	R\$ 5.495,73	R\$ 1.319.891,46	R\$ 71.662,83
22º ano	76,16	77,15	0,00	0,00	R\$ 5.495,73	R\$ 1.391.544,41	R\$ 71.652,95
23º ano	75,17	77,53	0,00	0,00	R\$ 5.495,73	R\$ 1.463.583,10	R\$ 72.038,69
24º ano	74,19	77,92	0,00	0,00	R\$ 5.495,73	R\$ 1.536.009,47	R\$ 72.426,37
25º ano	73,22	78,31	0,00	0,00	R\$ 5.495,73	R\$ 1.608.825,44	R\$ 72.815,98
Total	2151,39						R\$ 1.975.207,64

Fonte: Autor (2019)

O CAPEX do sistema foi estimado com base no quantitativo de material e mão de obra necessária para sua implementação, gerando um fluxo de caixa negativo. Já o OPEX foi estimado em 1,5 % do valor do CAPEX, levando em consideração que no 15º ano é adicionado o custo da troca de três inversores, o que gera um custo de R\$ 50.970,00. A geração de energia medida em MWh sofreu um decaimento devido à perda de eficiência das células fotovoltaicas ao longo de sua vida útil, esse decaimento é de 1,3% ao ano. O cálculo da economia foi feito considerando a energia produzida em cada ano e o valor adotado para tarifa de energia elétrica, sendo necessários 3 anos e 11 meses para que o sistema de microgeração de energia fotovoltaica gere retorno do investimento da implementação. Este levantamento só foi possível, pois foi considerado que a Universidade Federal Fluminense consumiria

toda a energia gerada pela microgeração fotovoltaica e a compensação de energia elétrica seria de 100%.

6. REVISÃO DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482

A Resolução Normativa nº 482, publicada pela ANEEL no dia 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, juntamente com o sistema de compensação de energia elétrica. Esta Resolução Normativa passou por duas revisões, uma em 2015 e outra em 2017, que deram origem às Resoluções Normativas de 687 e 786. Agora, um novo processo de revisão está sendo analisado pela ANEEL, que irá afetar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica atual.

Em resumo, no processo de revisão da Resolução Normativa nº 482 a ANEEL sugere-se que a energia injetada na rede de distribuição da concessionária seja parcialmente compensada pela distribuidora, como forma de taxar os custos de transmissão e distribuição da energia. Essa compensação parcial da energia se daria em quadros distintos que serão apresentados a seguir.

Em 2018, a diretoria da ANEEL lançou a Consulta Pública – CP nº 10/2018, convidando a sociedade a contribuir com subsídios e informações adicionais para a revisão da Resolução Normativa 482/2012. A consulta pública originou um documento chamado Avaliação de Impacto Regulatório – AIR nº 04/2018, onde foram estudados cenários possíveis para a mudança do sistema de compensação, e apontadas soluções para o crescimento sustentável da geração de energia distribuída. Após a publicação da Avaliação de Impacto Regulatório – AIR nº 04/2018, foram realizadas audiências públicas que deram origem as conclusões do relatório, com a participação ativa da comunidade acadêmica, diversas associações e alguns representantes do segmento de energia elétrica fotovoltaica. No dia 15 de outubro de 2019, a ANEEL abriu uma nova Consulta Pública – CP nº 025/2019, com redação preliminar da nova Resolução. Essa nova redação apresenta uma proposta divergente do que havia sido publicado na Análise de Impacto Regulatório (AIR nº 04/2018) anterior.

7. ANÁLISE ECONÔMICA DO SISTEMA CONSIDERANDO OS POSSÍVEIS CENÁRIOS DE COMPENSAÇÃO.

No cenário 0 proposto pela ANEEL, não haveria alteração no sistema de compensação, sendo assim, a energia injetada na rede seria totalmente compensada pela distribuidora de energia elétrica. No primeiro cenário, a energia gerada pelo consumidor já sofre uma desvalorização, pois o valor da

transmissão fio B não será compensado. Esse componente equivale a 28 % do valor da energia injetada na rede de distribuição de energia elétrica, possibilitando analisar através da Tab. 3, sendo assim a compensação de energia elétrica injetada na rede será de 72 %.

Tabela 3 – Tarifa de energia – Alternativa 01

TARIFA DE ENERGIA - ALTERNATIVA 01					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	TRANSMISSÃO FIO A	TRANSMISSÃO FIO B	ENCARGOS	PERDAS
38,00%	12,00%	6,00%	28,00%	8,00%	8,00%

Fonte: Autor (2019)

Com base nesse valor de compensação da energia elétrica injetada na rede de distribuição, foi possível fazer uma análise econômica do sistema fotovoltaico ao longo dos seus 25 primeiros anos de funcionamento, para essa alternativa 01 de compensação proposto pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa nº 482. Comparando esse novo cenário tarifário com a primeira análise econômica do sistema fotovoltaico pode-se perceber que a economia gerada pelo sistema depois de 25 anos de funcionamento sofre uma redução de R\$ 89.130,33, aumentando o tempo de retorno do investimento para 4 anos e 4 meses.

No segundo cenário, a transmissão do fio B (28 %) e a transmissão do fio A (6 %) deixam de ser contabilizadas, de modo que a energia injetada na rede será compensada com uma redução de 34 %, resultando em uma compensação de 66% da energia excedente que é injetada na rede de distribuição de energia elétrica, como é possível verificar na Tab. 4.

Tabela 4 – Tarifa de energia – Alternativa 02

TARIFA DE ENERGIA - ALTERNATIVA 02					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	TRANSMISSÃO FIO A	TRANSMISSÃO FIO B	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Fonte: Autor (2019)

Com base nesse valor de compensação da energia elétrica injetada na rede de distribuição, foi possível fazer uma análise econômica do sistema fotovoltaico ao longo dos seus 25 anos de funcionamento,

para esse segundo cenário de compensação proposto pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa nº 482. Comparando esse novo cenário tarifário com a primeira análise econômica do sistema fotovoltaico, é possível perceber que a economia gerada pelo sistema depois de 25 anos de funcionamento sofre uma redução de R\$ 108.229,69, aumentando o tempo de retorno do investimento para 4 anos e 5 meses.

No terceiro cenário, a transmissão do fio B (28 %), transmissão do fio A (6 %) e os encargos (8 %) deixam de ser contabilizados, de modo que a energia injetada na rede será compensada com uma redução de 42%, resultando em uma compensação de 58 % da energia excedente que é injetada na rede de distribuição de energia elétrica, como mostra a Tab. 5.

Tabela 5 – Tarifa de energia – Alternativa 03

TARIFA DE ENERGIA - ALTERNATIVA 03					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	TRANSMISSÃO FIO A	TRANSMISSÃO FIO B	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Fonte: Autor (2019)

Com base nesse valor de compensação da energia elétrica injetada na rede de distribuição foi possível fazer uma análise econômica do sistema fotovoltaico ao longo dos seus 25 primeiros anos de funcionamento, para esse terceiro possível cenário de compensação proposto pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa nº 482. Comparando esse novo cenário tarifário com a primeira análise econômica do sistema fotovoltaico, é possível perceber que a economia gerada pelo sistema depois de 25 anos de funcionamento sofre uma redução de R\$ 133.695,50, aumentando o tempo de retorno do investimento para 4 anos e 6 meses.

No quarto cenário, a transmissão do fio B (28%), transmissão do fio A (6 %), os encargos (8 %) e perdas (8 %) deixam de ser contabilizados, de modo que a energia injetada na rede será compensada com uma redução de 50 %. Isto resulta em uma compensação de aproximadamente 50 % da energia excedente que é injetada na rede de distribuição de energia elétrica, como indicado na Tab. 6.

Tabela 6 – Tarifa de energia – Alternativa 04

TARIFA DE ENERGIA - ALTERNATIVA 04					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	TRANSMISSÃO FIO A	TRANSMISSÃO FIO B	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Fonte: Autor (2019)

Com base nesse valor de compensação da energia elétrica injetada na rede de distribuição foi possível fazer uma análise econômica do sistema fotovoltaico ao longo dos 25 anos de funcionamento para esse quarto possível cenário de compensação proposto pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa nº 482. Comparando esse novo cenário tarifário com a primeira análise econômica do sistema fotovoltaico, é possível perceber que a economia gerada pelo sistema depois de 25 anos de funcionamento sofre uma redução de R\$ 155.978,08, aumentando o tempo de retorno do investimento para 4 anos e 8 meses.

No quinto cenário, os encargos (12 %), transmissão do fio B (28 %), transmissão do fio A (6 %), os encargos (8 %) e perdas (8 %) deixam de ser contabilizados, de modo que a energia injetada na rede será compensada com uma redução de 63%. Isto resulta em uma compensação de aproximadamente 37 % da energia excedente que é injetada na rede de distribuição de energia elétrica. Esse cenário tarifário é mostrado na Tab. 7.

Tabela 7 – Tarifa de energia – Alternativa 05

TARIFA DE ENERGIA - ALTERNATIVA 05					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	TRANSMISSÃO FIO A	TRANSMISSÃO FIO B	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Fonte: Autor (2019)

Com base nesse valor de compensação da energia elétrica injetada na rede de distribuição foi possível fazer uma análise econômica do sistema fotovoltaico ao longo dos seus 25 anos de funcionamento, para esse quinto possível cenário de compensação proposto pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa nº 482. Comparando esse novo cenário tarifário com a primeira análise econômica do

sistema fotovoltaico, é possível perceber que a economia gerada pelo sistema depois de 25 anos de funcionamento sofre uma redução de R\$ 200.543,25, aumentando o tempo de retorno do investimento para 4 anos e 11 meses.

8. CONCLUSÕES

Após análise da demanda das edificações e da energia gerada pelo SFCR foi possível concluir que a mesma seria suficiente para abastecer o consumo energético do restaurante e da biblioteca. Além disso, é possível ser gerada energia excedente de 30,76 MWh/ano, suficiente para suprir uma demanda energética de outra biblioteca com as mesmas condições. Com tal cenário hipotético de compensação na modalidade remota se avaliou o retorno do investimento do SFCR.

Com o estudo foi possível avaliar os possíveis cenários de compensação propostos pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa nº 482. À medida que a estimativa aponta para aproximadamente 30% da energia gerada pelo sistema ser direcionada à rede de distribuição de energia elétrica, constatou-se que tempo de retorno do investimento do SFCR é impactado pela mudança regulatória, como pode ser analisado na Tab. 8.

Tabela 8 – Tempo de retorno do investimento para cada cenário de compensação proposto.

Cenário	Compensação (%)	Temp Retorn Invest
0	100	3 anos e 11 meses
1	72	4 anos e 4 meses
2	66	4 anos e 5 meses
3	58	4 anos e 6 meses
4	51	4 anos e 8 meses
5	37	4 anos e 11 meses

Fonte: Autor (2019)

No caso mais severo, o cenário 05, tempo de retorno do investimento é retardado em 1 ano, o que, mesmo indicando um investimento interessante quando se compara com as opções atuais de renda fixa, é um intervalo de tempo considerável. A indicação de mudança regulatória por parte da ANEEL indica que o autoconsumo da energia gerada pelo SFCR é uma saída para evitar perdas econômicas com excedente de energia injetada na rede.

REFERÊNCIAS

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] Balanço Energético Nacional (BEN) 2019: Ano base 2018, 2018. Disponível em < <http://www.epe.gov.br> >. Acesso em dez/2019.

ANEEL, Resolução Normativa nº 482, Brasil, 2012.

NASCIMENTO, R. L. Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas. Câmara dos Deputados, p. 4, 2017.

SAUAIA, R. L. Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, oportunidades e Desafios. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), 2017.

Capítulo 4



10.37423/211105050

ANALYSIS AND APPLICATION OF COMBINED PHOTOVOLTAIC/THERMAL (PV/T) FLAT-PLATE COLLECTORS FOR LOW-INCOME RESIDENCES IN BRAZIL

loic tachon

Soluz energia



Abstract. *In recent years there has been growing interest in Hybrid Photovoltaic/Thermal (PV/T) systems for different applications that require hot water and electricity. The hybrid system integrates the features of photovoltaic and solar thermal systems in one combined and more efficient component, reducing material, installation and maintenance costs and also the installation space. Moreover, the electricity production of a hybrid PV system can be significantly higher than that of a standard PV module, because the cell temperatures change according to the amount of heat removed by the heat exchanger installed below the panel and this directly influences the panel efficiency. The water used in the heat exchanger will be heated to the desired temperature for consumption, which will be controlled according to the water flow. Based on these considerations, the aim of this paper is to calculate and analyze the optimal installation of a PV/T system for a low-income residence, according to the demand for electricity and hot water in different Brazilian cities.*

Simulations of water-based PV/T systems for domestic application were performed with TRNSYS software followed by a detailed energetic analysis. The parameters used in the software were developed from theoretical equations.

Keywords: *PV-T collector; Photovoltaic panel; Thermal collector; TRNSYS; Brazil*

1. INTRODUCTION

With the prospect of the increased use of renewable energy and more efficient buildings in the near future, photovoltaic/thermal (PV/T) panels will play a key role in energy production. Currently, solar energy (thermal or electrical) is generated through solar thermal collectors or photovoltaic panels separately. A PV/T panel is a device which produces not only electrical but also thermal energy. With this approach a greater amount of solar energy can be converted into useful energy per unit surface area. The benefits of PV/T technology can also be observed in potential savings in material, maintenance and installation costs. Moreover, it has been observed that the electrical energy production in a PV/T system is higher in comparison with conventional photovoltaic panels, because the water circulation reduces the cell temperature. Tests show that in crystalline silicon cells every 1°C rise in the working temperature reduces the photovoltaic efficiency by 0.45 (Evans, 1977).

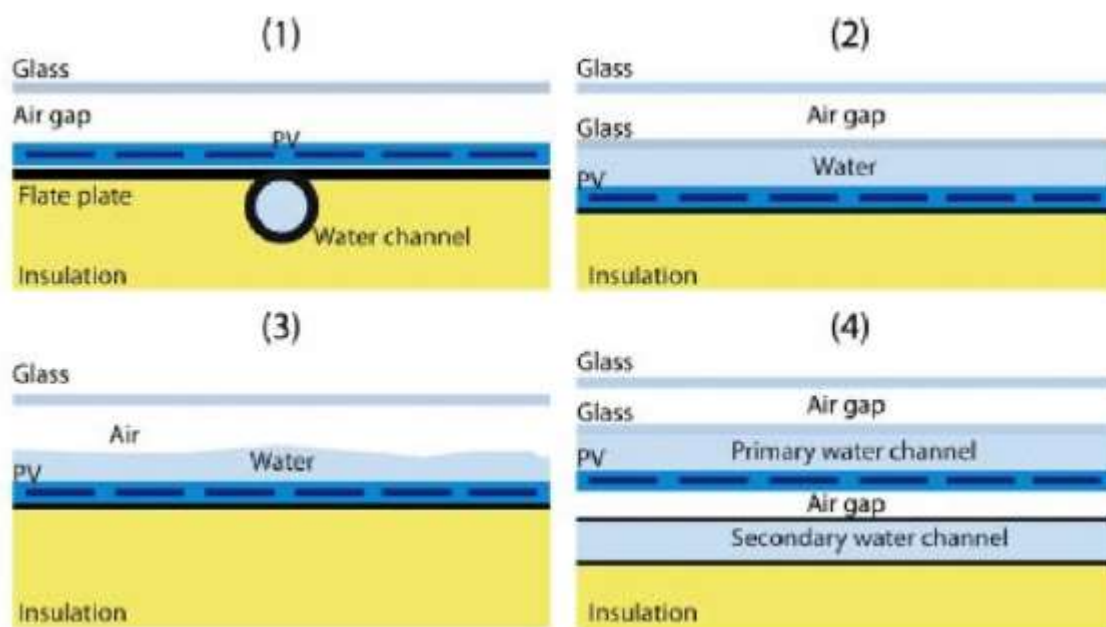


Figure 1- Various design configurations: (1) sheet-and-tube, (2) channel box, (3) free flow, (4) two-absorber (Niccolò Aste, 2014).

Initially, studies were carried out using air as the working fluid because of the simplicity and low cost aspects of the system. Furthermore, it has been noted that a water system can achieved higher overall heat exchange efficiencies than an air system due to the greater density and thermal capacity of water. In addition, hot water can be stored much more easily than air. In this context, more recently investigated PV/T technologies are based on water thermal fluid systems (IBRAHIM, et al., 2009).

In this context, (H.A. Zondag, 2003) classified the PV/T collector designs into four main categories as shown in Figure 1: (1) sheet-and-tube PV/T, (2) channel PV/T, (3) free flow PV/T, (4) two-absorber PV/T.

The *sheet-and-tube type* (1) represents the simplest way to construct a PV/T collector. It consists of a channeled plate, made of metal or, more recently, of a polymeric material, overlaid by a laminated photovoltaic cell. The thermal insulation of this design can be improved by increasing the number of top covers. Nevertheless, the electrical efficiency will be reduced. The sheet and tube configuration can also be used without a glass cover, resulting in a reduction in the thermal efficiency and an increase in the electrical efficiency.

In the *channel PV/T type* (2), the fluid channel is located on top of the PV panel. This configuration can reduce the electrical performance due to interference in the absorption spectrum of the PV panel caused by the fluid. Another disadvantage of this design is the need to use very thick glass in order to support the fluid pressure, especially when water is used, resulting in a heavy and less efficient construction.

In the *free flow PV/T type* (3) the fluid flows unrestrained over the PV panel. In comparison to the *channel PV/T type*, this design eliminates one glass layer, reducing the reflection, weight and material costs. However, due to the difficulty associated with building a free surface, which could lead to the formation of condensation on the cover, this configuration remains purely theoretical.

The *two-absorber PV/T type* (4) consists of a transparent PV laminate as a primary absorber and a black metal plate as a secondary absorber. The heat transfer fluid flows both above the PV panel and below it, spaced by a layer of air, where the second channel is located. This design provides better heat exchange from the PV panel, but has a much more complex construction than the other types, increasing the weight and final cost.

In studies by (H.A. Zondag, 2003) the authors concluded that the electrical performance of the *sheet-and-tube type* is higher than those of the other designs and also this PV/T collector is easier to build. (G. Fraisse, 2007) analyzed configurations of the covered and uncovered PV/T designs and concluded that, from a thermal point of view, the covered collectors have higher performance than the uncovered collectors, due to lower convection and radiation losses.

Depending on the type of collector, the thermal performance gain can vary between 10% and 30%.

On the other hand, the electrical performance can decrease significantly (1-10%) due to the thermal dependence of the cell efficiency. Consequently, for almost all kinds of applications, the uncovered PV/T construction seems more appropriate even though the thermal efficiency is lower.

In a hot country like Brazil, the thermal dependency of the solar cell efficiency decreases the electrical production of photovoltaic panel considerably. The temperature can easily reach 60 °C and thus the PV/T solution is of great interest for producing electricity and hot water for direct domestic use with a higher efficiency. A study by (R.M. da

Silva, 2010) shows that the PV/T technology produces more electrical energy than the PV collectors and it was almost able to satisfy the thermal and electrical energy needs of a family house in Cape Verde. In other studies, (Huang, 2013) and (Swapnil Dubey, 2013), it was shown that the tropical climates of Taiwan and Singapore are ideal for PV/T technology. However, no global studies for Brazil could be found in the literature.

Given the current energy scenario in Brazil, where the energy tariffs are rising and the risk of blackouts is becoming higher, a new technology like this could offer an excellent solution for the modification of the energy grid.

Furthermore, the Brazilian government is seeking solutions for building low-income residences that are energy selfsufficient, providing the basis for the main objective of this paper.

In this context, the aim of this study was to develop a simulation method, with the TRNSYS software, based on a theoretical approach to PV/T. This theoretical approach demonstrates how some TRNSYS parameters can be defined, depending on the PV/T design, based on a physical model. After characterizing the TRNSYS model it was applied to simulations for low-income residences in different cities in Brazil. The results of the applications were then analyzed and compared with those obtained for a PV system.

2. MATERIALS AND METHODS

The software used was TRNSYS, developed at the University of Wisconsin, which is an extremely flexible tool used to simulate the performance of transient systems, where several dynamic models can be coupled.

To facilitate the identification of the components an information flow diagram was built for the system. In this flow diagram each component is represented as a box which requires a number of constant PARAMETERS and time-dependent

INPUTS and produces time-dependent OUTPUTS. An information flow diagram can highlight the manner in which all system components are interconnected. The information flow diagram built for the mathematical model proposed herein can be seen in Figure 2.

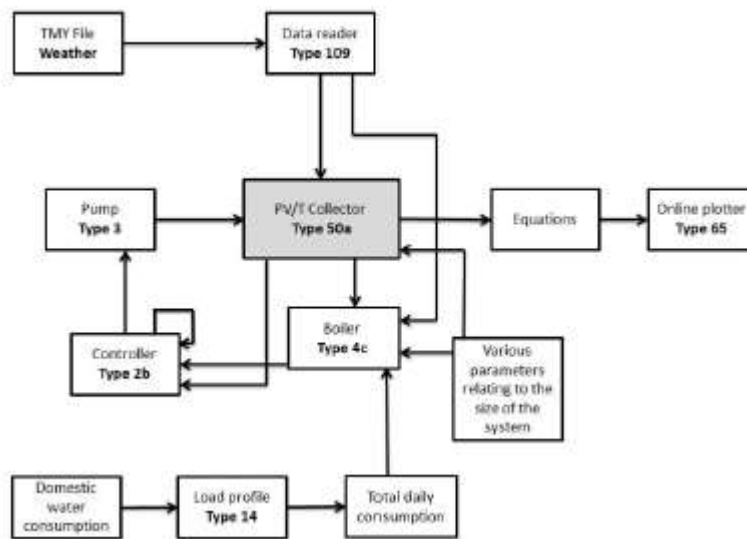


Figure 2- TRNSYS information flow diagram for the hybrid PVT solar system.

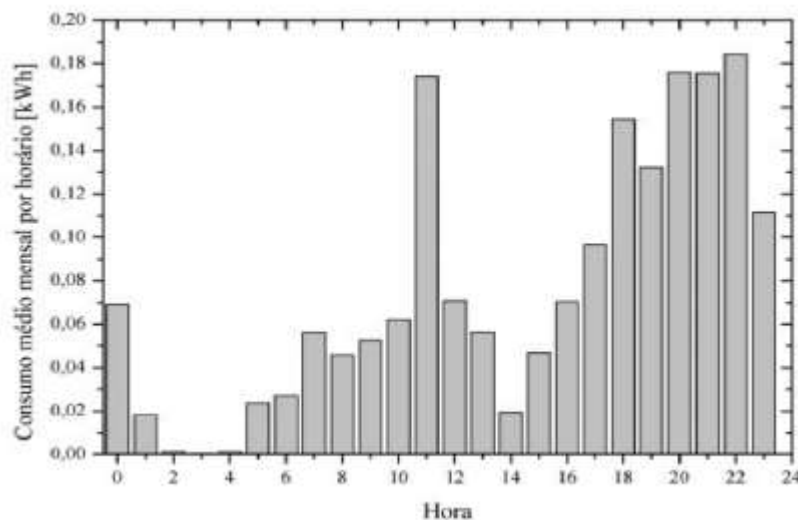


Figure 3- Load profile produced by (Salazar, 2004). (Average monthly water consumption per hour over a period of 24 h)

Each TYPE number shown in Figure 2 represents a component of the system modelled by a Fortran subroutine.

Most of the TYPES components also have a UNIT number which specifies different configurations of the TYPE.

2.1 DESCRIPTION OF THE COMPONENTS

DATA READER TYPE 109:

The Data Reader component (TYPE 109) serves the main purpose of reading the weather data at regular time intervals from a data file. The meteorological data used in this study was obtained from "The Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)" for several cities.

The meteorological data files correspond to a typical year that best represents the analysis period. Thus, the typical year is formed by months originated from different years. With this data it is possible to simulate the system in different cities for different periods of time.

LOAD PROFILE – TYPE 14:

(Salazar, 2004), in his master's thesis for the Federal University of Santa Catarina, provided a large number of hot water consumption profiles and produced the profile that best represents the real impact caused by the hot water consumption in the solar collector and associated with the energy demand. The load profile used as a reference in this paper can be seen in Figure 3. The load profile shown in Figure 3 is applied in the Load Profile - TYPE 14 of the TRNSYS simulation in such a way that the sum of the daily hot water consumption becomes 1. Therefore, to simulate different daily consumptions, a multiplier was connected to the load profile.

The Brazilian Standard for hot water installations in buildings (NBR 7198/82 - *Instalações Prediais de Água Quente*) establishes that the minimum requirement for hot water installations in residences with modest hot water consumption is 36 liters per person per day.

Therefore, in a modest/low-income house, which will be the focus of this paper, with four inhabitants, the daily consumption of hot water will be on average around 150 liters per day. The above-mentioned Brazilian Standard also considers that the hot water temperature should be between 35 and 50°C to provide acceptable comfort for personal use and for bathing. Thus, for calculation purposes, the hot water temperature will be considered to be 45°C.

BOILER – TYPE 4A

The storage tank (boiler) stores the heated water provided by the solar collector. The tank considered herein does not have an internal auxiliary heating system, since this would result in a lower overall efficiency. The temperature gradient inside the tank can be modelled with N nodes. If N is equal to 1, the tank is considered as a fully-mixed tank and no stratification effects need to be considered.

According to (Oberndorfer, 1999), the stratified model is a good approximation of the real model and these authors concluded that, based on ten volume segments, there is no difference in the annual results and usually three to five segments are sufficient. Therefore, a storage tank with five different volume segments will be adopted.

PV/T COLLECTOR – TYPE 50A

Type 50a is a component used in TRNSYS to simulate a hybrid photovoltaic/thermal collector. Of the four PV/T types available in the TRNSYS library, type 50a was chosen mainly because this component has provided more realistic results in many studies in comparison with other types.

The mathematical model of the hybrid thermal/electric flat-plate collector used in TRNSYS originates from the thermal analysis of a conventional flat-plate collector developed by (Hottel H.C, 1942). This conventional model is reviewed in a book by (Duffie, 2013).

2.2 DESCRIPTION OF THE PVT MODEL

In 1978 (Florschuetz, 1979) developed the first mathematical formulations for photovoltaic/thermal collectors by extending and adapting the Hottel-Whillier model. This model is thoroughly reviewed in the book by (Duffie 2013).

The method presented herein is strongly based on this model. As shown on Figure 4-5, the solar radiation, S , which has been absorbed by the cell after crossing the transparent glass laminated on the cell is partially considered as useful energy, Q_u , and partially considered as thermal and optical loss, Q_{loss} .

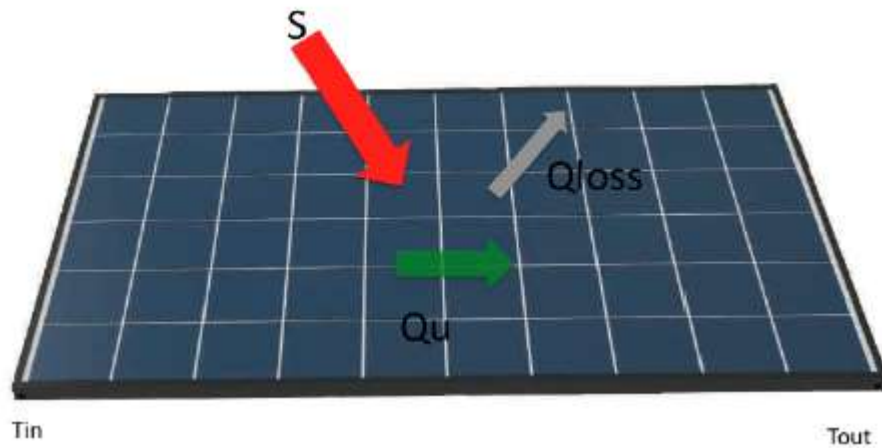


Figure 4- Energy Balance for PV/T.

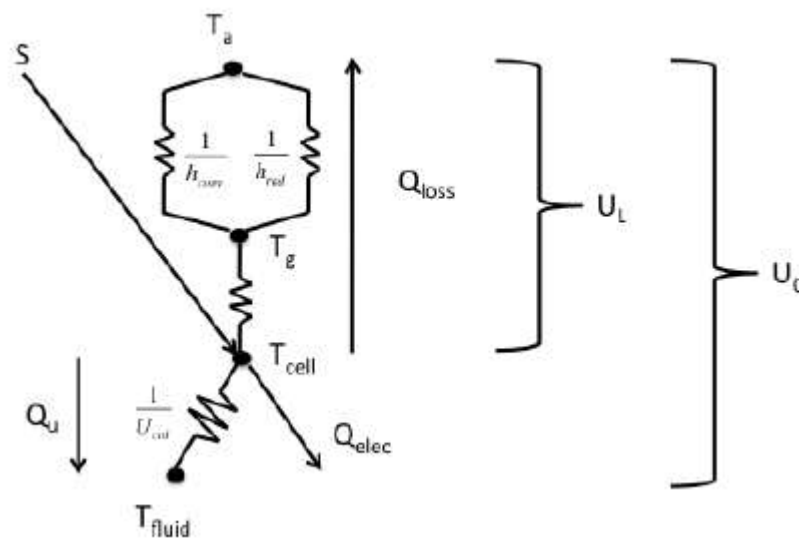


Figure 5- Equivalent thermal network for PV/T.

An energy balance allows us to write:

$$S = Q_u + Q_{loss} \quad (1)$$

where Q_{loss} is composed of radiation and convection losses which are mainly dependent on the cell temperature and the air temperature. Q_u is the useful energy absorbed by the system as thermal (Q_{th}) and electrical (Q_{elec}) energy.

The part of Q_u that is not transformed into electrical energy is exchanged with a fluid after conduction and convection transfer in the lower part of the panel. The capacity of the PV/T design to transfer this thermal energy is characterized by U_{col} . The value of U_{col} is strongly dependent on the PV/T

technology. An equivalent thermal network is shown in Figure 5. From Figure 5 we can deduce the following equation:

$$Q_u = Q_{th} + Q_{elec} = A_c [S - U_L (T_{cell} - T_a)] \quad (2)$$

Where U_L corresponds to an overall heat loss coefficient. The cell efficiency, η , can be defined as the ratio of the electrical output to the incident energy. Thus, the local electrical output can be written as:

$$Q_e = A_c q_e = A_c \eta \frac{S}{\alpha} \quad (3)$$

Where α is the laminated glass on the cell transparency. The temperature dependence of the cell efficiency is defined by (Evans D. L., 1981) as:

$$\eta = \eta_r [1 - \beta (T_{cell} - T_r)] \quad (4)$$

Where η is the cell efficiency, η_r is the cell efficiency under reference conditions, β is the temperature coefficient, T_{cell} is the cell temperature and T_r is the reference temperature. Studies show that the temperature coefficient for a polycrystalline panel is around $0.0045/^\circ\text{C}$.

Combining these equations and considering than T_r is close to the ambient temperature T_a , we can deduce the following equations:

$$Q_{th} = A_c [\tilde{S} - \tilde{U}_L (T_{cell} - T_a)] = \dot{m} C_p (T_{out} - T_{in}) \quad (5)$$

$$\text{Where, } \tilde{S} = S \left(1 - \frac{\eta_r}{\alpha}\right) \text{ and } \tilde{U}_L = U_L - \eta_r \beta_r \frac{S}{\alpha}.$$

It is more convenient to write this equation as a function of the fluid temperature. Therefore, (Duffie 2013) introduced a new parameter, F' , which represents the relationship between the resistance to heat transfer from the cells to the ambient air and from the fluid to the ambient air.

$$F' = \frac{U_0}{U_L} \quad (6)$$

F' represents the ratio of the actual useful thermal energy gain to the useful thermal energy gain that would result if the absorbing surface of the collector had been at the local fluid temperature. The value of F' is totally dependent on the PV/T technology. Consequently, the previous equation becomes:

$$Q_{th} = A_c F' [\tilde{S} - \tilde{U}_L (T - T_a)] = \dot{m} C_p (T_{out} - T_{in}) \quad (7)$$

Where T is the fluid temperature.

The TRNSYS model type 50a is based on this description of the equation model. Consequently, several parameters that characterize the PV/T technology have to be computed, for instance:

- F' referred to as the “collector fin efficiency factor”
- U_L referred to as the “collector loss coefficient”

Other parameters are the physical properties of the PV/T components (α , τ , β_r and η_r). Considering a linear approximation of the temperature profile, the average and the outlet fluid temperatures can be computed with the inlet temperature as an input value.

2.3 COMPUTATION OF THE TRNSYS PARAMETERS F' AND U_L

Based on Figure 5, we have:

$$U_L = \frac{1}{\frac{e_g}{\lambda_g} + \frac{1}{h_{rad} + h_{conv}}} \quad (8)$$

Where e_g and λ_g are, respectively, the thickness and thermal conductivity of the glass (laminated on the cell). As recommended by (Bhattarai, 2011), the convective coefficient in forced flow for a tilted surface can be calculated with the following equation:

$$h_{conv} = 2.8 + 3U_{wind} \quad (9)$$

The radiation coefficient is computed as:

$$h_{rad} = \frac{\sigma \epsilon_{glass} (T_{glass} + T_s) (T_{glass}^2 + T_s^2) (T_{glass} - T_s)}{T_{glass} - T_a} \quad (10)$$

Where T_{glass} is considered equal to the NOCT temperature (313 K in this case). This approximation allowed us to consider a constant radiation coefficient and is 5% accurate for the considered temperature. T_s is the sky temperature defined by (Swinbank, 1963).

$$T_{sky} = 0.0552 T_a^{1.5} \quad (11)$$

This leads to the following value for the modified overall loss coefficient: $\tilde{U}_L = 15.65 \text{ W / m}^2 \text{ K}$.

According to the Figure 5, we have:

$$U_0 = \frac{1}{\frac{1}{\tilde{U}_L} + \frac{1}{U_{col}}} \quad (12)$$

Where U_{col} contains the convective heat transfer between the heat exchanger and the fluid as well as the conductive heat transfer in the lower part of the cell of the PV/T system. The convective heat transfer coefficient is calculated according to the equation proposed by (Bejan, 2013) for laminar flow and is $1077 \text{ W/m}^2 \text{ K}$. The equivalent conductance of the lower part of the PV/T system is $210 \text{ W/m}^2 \text{ K}$. This value is strongly dependent on the PV/T technology.

Thus, $U_0 = 14.37 \text{ W / m}^2 \text{ K}$ and consequently, $F' = 0.92$.

2.3 SUMMARY OF THE REFERENCE PARAMETERS USED FOR THE SIMULATION

Table 1 – Main design parameters used in TRNSYS

DESIGN PARAMETERS	VALUES
Collector area	1.6 m ²
Number of collectors	3
Water consumption	150 L/day
Tank volume	= Water consumption
Water temperature for consumption	45°C
Pump flow rate	50 kg/m ² h
Pump running time	7-18 h
Collector efficiency factor F'	0.92
($\tau\alpha$)	0.8464
Overall heat loss coefficient U _L	15.65 W/m ² .K
Packing factor	0.95
Cell efficiency _{STC}	16.7%
Slope of surface	Local latitude + 10°
Temperature coefficient	0.45%/°C

3 RESULTS AND DISCUSSION

The Brazilian National Agency for Electric Power (ANEEL) establishes that the average monthly power consumption of a residence must be below 120 kWh in order to receive tariff benefits. Therefore, the photovoltaic installations for modest residences are usually dimensioned to provide 120 kWh/month and each unit has 1.6 m².

3.1 PV/T VS PV: COMPARISON OF THE MONTHLY ELECTRICITY PRODUCTION VALUES FOR A PV/T SYSTEM AND A PV SYSTEM.

Performing the simulation in the TRNSYS software for an entire typical year and integrating the monthly output power, it is possible to generate a graph which shows how much electrical and thermal energy is generated each month depending on the tank volume and the panel quantity. The simulation was carried out for one year and the values for the electricity production of the PV/T and PV systems were compared, for the configuration shown in Table 1. The result is shown in Figure 6.

The resulting average power generation for the year is 120.30 kWh, which shows that the use of 3 PV/T collectors meets the electricity demand for low-income residences located in Belo Horizonte, Minas Gerais State, Brazil.

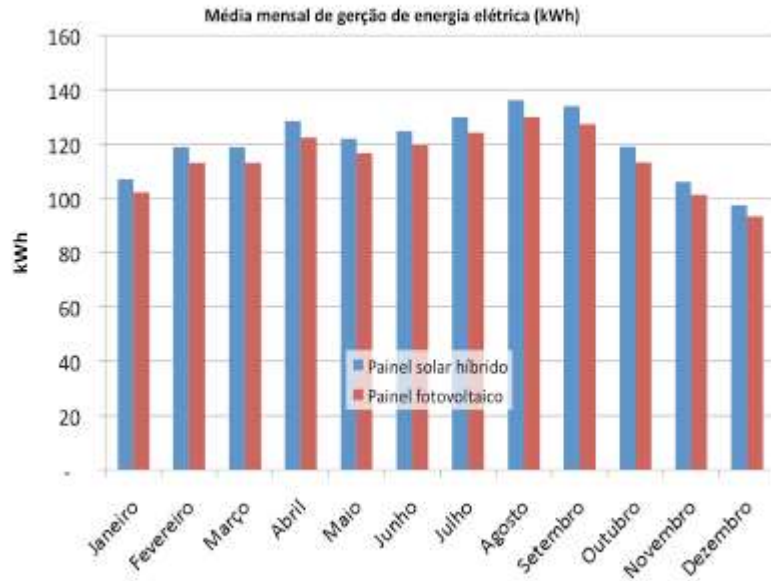


Figure 6- PV/T vs PV power output during one year

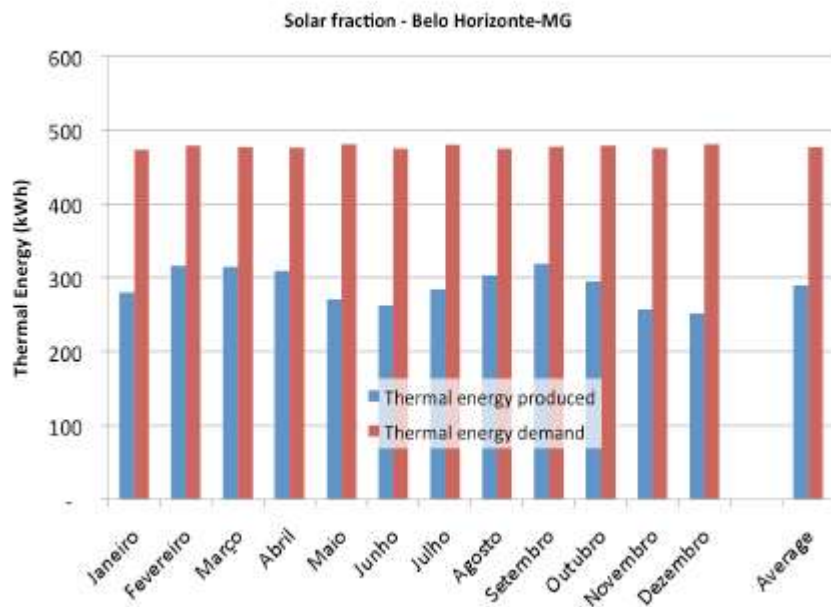


Figure 7- Solar Fraction during one year for Belo Horizonte city

It can be observed in Figure 6 that the power generation of the PV/T system is higher than that of the conventional PV system during a period of one year, resulting in an electrical efficiency gain of 4.70%.

As explained previously, the higher power efficiency is a consequence of the lower cell temperature in the case of the PV/T system due to the cooling effect of the heat exchanger.

3.2 THERMAL GENERATION OF PV/T SYSTEM

The amount of thermal energy that a residence needs can be calculated based on the water consumption, the required water temperature, the water supply temperature and the ambient temperature. Assuming a fixed water supply temperature of 20°C during the year, the average thermal energy demand was calculated for each month. The thermal energy rate provided by the boiler in the PV/T collector system is also integrated monthly. Figure 7 shows the ratio between the thermal energy produced by the system and the total thermal energy demand, known as the solar fraction. It is recommended that the average solar fraction during the year is between 60 and 70 per cent. The resulting solar fraction for the configuration shown in Table 1 in Belo Horizonte- MG is therefore 62.4%.

It can be concluded that the installation of three PV/T collectors meets the electricity demand (120 kWh) and provides the recommended thermal energy (solar fraction 60-70 per cent) for a low-income residence located in Belo Horizonte, Minas Gerais State, Brazil.

3.3 RECOMMENDED PV/T INSTALLATION FOR LOW-INCOME RESIDENCES IN BRAZIL

The analysis will now be extended to several cities in Brazil according to the design recommendations for solar collectors for low-income residences (Table 2). Maintaining the parameters shown in Table 1, simulations were performed in the TRNSYS program for various cities and with different numbers of PV/T collectors. The configuration which best meets the energy demands was then identified and the results are shown in Figure 9.

As can be seen on the map, the installation of only three PV/T collectors meets the demand for the Brazilian cities of Brasília (Federal District), Belo Horizonte (Minas Gerais State) and Campo Grande (Mato Grosso do Sul State). In cities with lower levels of incident radiation, such as Florianópolis (Santa Catarina State) and Santa Maria (Rio Grande do Sul State) 5 PV/T collectors are needed to meet the thermal energy demand, resulting in the power generation exceeding the recommended value.

Table 2 – Design recommendations

Average power generation over one year	120 kWh/month
Solar fraction	60-70%



Figure 7– Recommendations for PVT installation for low-income residences in Brazil

4 CONCLUSIONS

The combined PV/T system technology for solar energy generation is able to provide both electricity and hot water in only one integrated and more efficient component. A TRNSYS simulation method was described based on a physical model to determine the input parameters for the TRNSYS software. These parameters are dependent on the PV/T design technology.

The PV/T technology proved to be an excellent option for low-income residences in Brazil. It was shown that, depending on the latitude, between 3 and 5 PV/T panels per roof is sufficient to satisfy the monthly hot water (60 %, reference value for solar design) and electricity demands of a low-income family residence. A comparison with the classical PV technology highlights that the PV/T system will produce 4 to 8 % more electricity, due to the cooling of the cell. More than that, the use of the combined PV/T technology would result in space savings and cost reductions in comparison with the use of the two systems separately.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors are grateful to LabSolar and the Boiling Laboratory at UFSC.

REFERENCES

- Bejan, A. (2013.). Convection heat transfer . John Wiley & Sons.
- Bhattarai, S. a.-H. (2011). Numerical approach for comparative performance study of tube type and box type hybrid photovoltaic/thermal system. *Journal of the Korean Solar Energy Society*, 31 (5).
- Duffie, J. A. Solar engineering of thermal processes.
- Evans, D. L. (1977). Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration. *Solar Energy*, 255-262.
- Evans, D. L. (1981). Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar energy* , 555-560.
- Florschuetz, L. W. (1979). Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors. *Solar energy* , 22 (4), 361-366.
- G. Fraisse, C. M. (2007). Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type. *Solar Energy*, 81 (11), 1426-1438.
- H.A. Zondag, D. d. (2003). The yield of different combined PV-thermal collector designs. *Solar Energy*, 74 (3), 253- 269.
- Hottel H.C, W. B. (1942). The performance of flat plate solar heat collectors. *Trans. ASME* (64), 91-104.
- Huang, C.-Y. a.-J. (2013). "A study of photovoltaic thermal (PV/T) hybrid system with computer modeling. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy* (195).
- IBRAHIM, A., JIN, G., DAGHIGH, R., SALLEH, M., OTHMAN, M., RUSLAN, M., et al. (2009). Hybrid photovoltaic thermal (PV/T) air and water based solar collectors suitable for building integrated applications. *Am J Environ Sci* , 618.
- Niccolò Aste, C. D. (2014). Water flat plate PV–thermal collectors: A review. *Solar Energy*, 102, 98-115.
- Oberndorfer, G. W. (1999). Sensitivity of annual solar fraction of solar space and water heating systems to tank and collector heat exchanger model parameters.
- R.M. da Silva, J. F. (2010). Hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) solar systems simulation with Simulink/Matlab. *Solar Energy*, 84 (12), 1985-1996.
- Salazar, J. P. (2004). Economia de energia e redução do pico da curva de demanda para consumidores de baixa renda por agregação de energia solar térmica.
- Swapnil Dubey, A. A. (2013). *Energy for Sustainable Development*. (1), 1-12.
- Swinbank, W. C. (1963). Long-wave radiation from clear skies. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 339-348.

Capítulo 5



10.37423/211105051

PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO ATRAVÉS DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E INJEÇÃO NA REDE DE GÁS NATURAL NACIONAL

Hélio Nunes de Souza Filho

Universidade Estadual de Campinas

Ennio Peres da Silva

Universidade Estadual de Campinas

Ana Beatriz Barros Souza

Universidade Estadual de Campinas

Demostenes Barbosa da Silva

Base Energia Sustentável

Vitor Feitosa Riedel

Universidade Estadual de Campinas

Diogo Oliveira Barbosa da Silva

Base Energia Sustentável

Juarez Corrêa Furtado Júnior

Universidade Estadual de Campinas



Resumo. O uso de medidas operacionais apropriadas relacionadas com a integração da rede elétrica existente e o mercado energético possibilita o desenvolvimento de processos denominados Power-to-Gas (P2G). Tais processos promovem a conversão do excedente de eletricidade para outros transportadores de energia e produtos químicos úteis, como o hidrogênio, que pode ser obtido a partir da eletrólise da água. A participação de renováveis na matriz energética brasileira atingiu 84,4 %, tendo a energia solar com 1,7% deste total. Atualmente as principais tecnologias de produção de hidrogênio eletrolítico são: alcalina, membrana de troca de prótons (PEM) e óxido sólido (SOEC). A eletrólise alcalina é uma tecnologia madura e amplamente utilizada na indústria. A eletrólise PEM encontra-se em fase inicial de comercialização, enquanto a SOEC ainda é usada em menor escala em projetos de pesquisa e demonstração. Nesse contexto, esse estudo faz uma síntese do atual estado da arte da tecnologia de produção de hidrogênio eletrolítico, analisando sua posterior injeção em tubulações de gás natural existente no Brasil. Por fim, apresenta-se uma simulação de uma planta solar fotovoltaica e as relações entre a eletricidade produzida, a quantidade de hidrogênio gerada e as vazões que podem ser injetadas em algumas redes de gás natural existentes, desde que autorizadas pela Agência Nacional do Petróleo – ANP.

Palavras-chave: Energia Solar, Hidrogênio, Power-to-Gas

1 INTRODUÇÃO

Na última década, o aumento da demanda de energia e a busca por alternativas que promovam a garantia e a segurança no suprimento se tornaram essenciais por instituições governamentais em todo o mundo. A expansão da participação de fontes renováveis de energia como a solar e eólica, com a utilização adequada de suas capacidades de geração de energia, tornou-se imprescindível para se atingir um futuro energético sustentável (KOUCHACHVILI; ENTCHEV, 2018).

No entanto, as principais questões relacionadas à geração de energia por fontes renováveis são a flexibilidade e integração do sistema. A geração de energia por essas fontes é afetada pela intermitência e flutuação das disponibilidades, que levam à variabilidade no suprimento entre a oferta e a demanda de energia (COCHRAN et al., 2014).

Neste contexto, o hidrogênio como vetor energético é uma opção promissora para o armazenamento de energias renováveis, com um objetivo final de transição para um futuro de baixo carbono (SIMONIS; NEWBOROUGH, 2017).

O hidrogênio pode, portanto, desempenhar um papel fundamental como um vetor energético, proporcionando três resultados positivos (IRENA, 2018):

- a) a descarbonização de setores produtivos;
- b) a integração de grandes quantidades variáveis de energia renovável;
- c) desagregação entre as fontes geradoras e consumo de fontes renováveis de energia, através da produção de hidrogênio transportável.

Na Figura 1 é possível visualizar um sistema simplificado de P2G (SIEMENS, 2019).

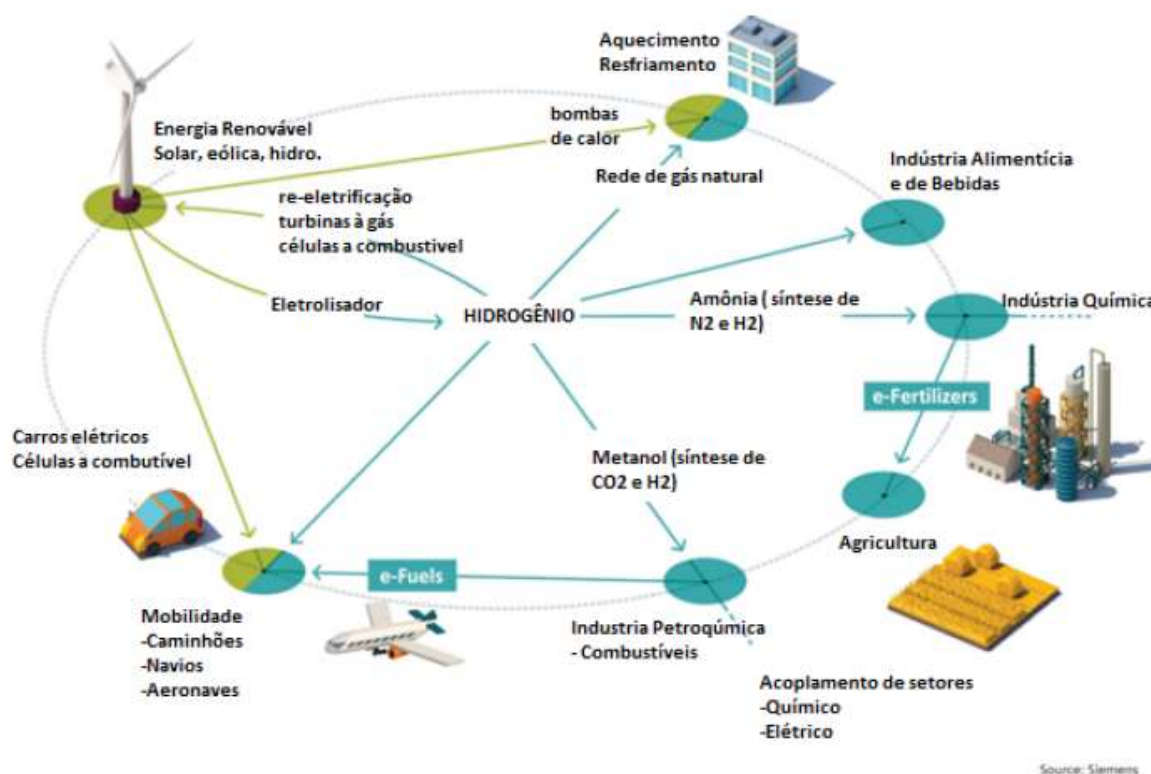


Figura 1: Sistema simplificado de P2G

Fonte: Siemens (2019)

As fontes utilizadas na produção de hidrogênio são classificadas por cores, por exemplo, o hidrogênio “cinza”, azul e verde, conforme a sua fonte energética para produção (GASUNIE, 2020).

O hidrogênio “verde” é uma das alternativas mais promissoras para uma transição energética bem-sucedida, de forma a se atingir as metas climáticas internacionais. O hidrogênio está em diversos projetos que visam a descarbonização de setores energéticos, tendo nos últimos anos um impulso político e empresarial, através do crescimento do número de políticas e projetos em todo o mundo. Este mercado consumidor necessita de provedores dessa matéria prima e o Brasil desponta como um mercado exportador promissor, por conta de sua matriz energética ser em grande parte renovável (IRENA, 2018)

Este tipo de hidrogênio que não apenas atende ao limite de baixo carbono, mas é gerado a partir de fontes renováveis de energia, como solar ou eólica. É uma solução ideal, principalmente agora que o preço da energia eólica e solar vem caindo. Hoje, menos de 0,1% da produção global de hidrogênio vem da eletrólise da água (AURELIA TURBINES, 2019).

Analisando o cenário nacional, onde a matriz elétrica é predominantemente renovável e sustentada na maior parte pela fonte hidráulica, o consumo de energia elétrica per capita vem crescendo acima da evolução do PIB, elevando a intensidade energética da economia brasileira em torno de 2 % ao ano. Na ausência de melhorias em eficiência, a demanda energética crescente tem sido sustentada também por uma ampliação das fontes térmicas não-renováveis, principalmente gás natural, em um processo de carbonização da matriz elétrica brasileira. A média diária de produção de gás natural em 2020 foi de 127 milhões de $\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ (ANP, 2021). Com isto, a participação dessa fonte na oferta interna de energia nacional atingiu o patamar de 8,3 % (EPE, 2021).

Apesar da diminuição da participação relativa da geração elétrica a partir da fonte hidráulica, esta fonte ainda responde por 65,2 % da capacidade de potência instalada, enquanto outras fontes renováveis de energia, como eólica e solar fotovoltaica, apresentam uma fatia do mercado de 8,8 % e 1,7 %, respectivamente (EPE, 2021). Em relação ao crescimento da oferta em 2020 em comparação ao ano anterior, a participação de renováveis na matriz elétrica brasileira atingiu 84,4 %, com incremento de 1,9 % e 61,5 % para as fontes eólica e solar fotovoltaica, respectivamente (EPE, 2021).

Com o aumento da parcela de energias renováveis com maiores variações de produção diárias e sazonais, prevê-se em alguns cenários a produção excedente de eletricidade em relação a demanda. Este incremento pode ocasionar instabilidade nos sistemas de transmissão de eletricidade, a menos que sejam aplicadas medidas preventivas que proporcionem a segurança do sistema. Uma dessas medidas refere-se aos processos denominados *Power-to-Gas* (P2G), que promovem a conversão do excedente de eletricidade para outros transportadores de energia e produtos químicos úteis, dentre eles o hidrogênio (ARYAL; PEDERSEN, 2017).

A distribuição do gás hidrogênio, da unidade geradora até o consumidor final, é tecnicamente viável através de gasodutos próprios para esse gás, que operam em vários locais, incluindo os EUA, Alemanha, Holanda, França e Bélgica. No entanto, a extensão de tais sistemas de dutos é limitada em relação à demanda futura do gás, não fornecendo uma base extensa para o aumento rápido da implantação do hidrogênio. Em certas partes do mundo, existe uma infraestrutura significativa para a transmissão e distribuição de gás natural. Essa infraestrutura pode ser aproveitada para facilitar a entrega de H_2 , além de atuar como uma grande fonte de capacidade de armazenamento de baixo custo (PANFILOV, 2016).

Quanto ao uso final do hidrogênio, a utilização da tecnologia do P2G, com condições de mistura pré-estabelecidas e injeção na rede de gás natural, não apresentam desafios técnicos significativos; no entanto, a infraestrutura deve ser avaliada. Um volume de no máximo 20 % pode ser injetado, sem a necessidade grandes investimentos e mudança na infraestrutura existente (JUDD; PINCHBECK, 2016).

Diversos projetos vêm sendo implementados nos últimos anos utilizando a tecnologia de P2G. Essa tecnologia foi pioneira no Japão, com a produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água do mar. Posteriormente, projetos foram desenvolvidos na Dinamarca e na Holanda. Outros países europeus, liderados pela Alemanha, também estão ativamente envolvidos no desenvolvimento da tecnologia P2G (KOUCHACHVILI; ENTCHEV, 2018). A China também despontou como potencial consumidor de hidrogênio eletrolítico, assim denominado quando obtido através do processo de eletrólise da água, marcando a sua utilização no âmbito da sua transição para sistemas energéticos distribuídos, promovendo um aumento da demanda e modificando as cadeias de abastecimento globais (CSIRO, 2020).

Para esse gás, existem três tipos principais de tecnologias de eletrólise da água: alcalina, membrana de troca de prótons (PEM) e óxido sólido (SOEC). A eletrólise alcalina é uma tecnologia madura e amplamente utilizada na indústria. A eletrólise PEM encontra-se em fase inicial de comercialização, enquanto a SOEC ainda é usada em menor escala em projetos de pesquisa e demonstração (ARYAL; PEDERSEN, 2017).

Em relação ao Brasil, apesar de possuir poucas iniciativas em relação aos outros países, ações pontuais têm sido fomentadas pelo governo federal em parceria com empresas do setor público, privado e centros de pesquisa como é o caso da Chamada n. 021/2016 da ANEEL. Esta Chamada Estratégica teve como objetivo a proposição de arranjos técnicos e comerciais para avaliação e inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura de produção nacional. As propostas recebidas contemplaram diversas tecnologias de armazenamento de energia desde baterias de íon de lítio, aplicadas principalmente para as situações em que se necessita locomoção e mobilidade do sistema de armazenamento, até aplicações como baterias de chumbo-ácido, hidrogênio, usinas reversíveis e estocagem de ar comprimido em cavernas de sal (ANEEL, 2016). No escopo desta chamada foram aprovados os projetos de armazenamento de energia elétrica desenvolvidos juntos às UHEs de Porto Primavera, entre os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, e de Itumbiara, na divisa entre os estados de Minas Gerais e Goiás, que fazem uso de um sistema de armazenamento de energia elétrica

com hidrogênio e baterias íon-lítio, alimentados através de plantas solares fotovoltaicas (RIEDEL, 2019).

Este estudo propõe a interação entre as infraestruturas de eletricidade e gás natural, projetando uma usina fotovoltaica (UFV) que estará interligada à rede de energia elétrica, e que suprirá a demanda dos eletrolisadores. O hidrogênio eletrolítico será injetado em um gasoduto de gás natural e serão verificadas as mudanças no Poder Calorífico Superior (PCS) e no Índice de Wobbe (IW) da mistura do gás, conforme mostra a Figura 2.



Figura 2: Esquema do processo

Fonte: BMP GREENGAS (2021)

Dentre os parâmetros utilizados para as especificações necessárias do gás natural distribuído no Brasil, descritos na Norma Brasileira NBR 15.213, pode-se calcular as propriedades físico-químicas a partir da composição do gás, dentre os quais os citados PCS e IW, conforme Equação 1 e 2, respectivamente (ABNT, 2005).

$$PCS = \sum_{j=1}^N x_j \times PCS_j \quad (\text{Equação 1})$$

$$IW = \frac{PCS}{\sqrt{d}} \quad (\text{Equação 2})$$

Onde:

PCS é o poder calorífico superior do gás real em base volumétrica;

x_j é a fração molar do componente j ;

IW é o índice de Wobbe do gás real;

d é a densidade relativa do gás real.

Segundo essa NBR, o PCS é a quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante, enquanto o IW expressa a relação entre o PCS e a densidade relativa do gás (ABNT, 2005). Quanto maior o número Wobbe de um gás, maior o fluxo energético que fluirá através de um orifício de um determinado tamanho em um determinado período de tempo. Portanto, é uma medida de intercambiabilidade de gases, bem como de sua aplicabilidade para uso final, seja doméstica ou industrial (GONDAL, 2018).

A norma da Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural ANP Nº 16 (2008) estabelece como limites para o PCS e 35,00 a 43,00 MJ.m⁻³ (regiões Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul) e 34,00 a 38,4 MJ.m⁻³ (região Norte), e, para o IW 46,50 a 53,50 MJ.m⁻³ (regiões Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul) e 40,50 a 45,00 MJ.m⁻³ (região Norte). Estes índices são os principais parâmetros para a permutabilidade de gases combustíveis e suas faixas permitidas são especificadas para o fornecimento de gás e serviços de transporte, de acordo com as regras específicas do país e padrões internacionais de rede (ANP, 2008). Esta norma, que estabelece a especificação do gás natural comercializado no país, não especifica a quantidade permitida de gás hidrogênio de forma que esse gás, em princípio, pode ser acrescentado ao gás natural, dependendo das características da tubulação de gás, válvulas compressores e desde que não altere os indicadores citados.

2 METODOLOGIA

A metodologia utilizada para se atingir o objetivo de avaliar quantitativamente o potencial de hidrogênio eletrolítico produzido através de fonte renovável de energia no Brasil e sua injeção em rede de gás natural, analisando como estudo de caso a capacidade de uma usina fotovoltaica (UFV) que será dimensionada para suprir a demanda dos eletrolisadores para produção de hidrogênio. O H₂ eletrolítico será injetado em um gasoduto de gás natural e serão verificadas as mudanças no Poder Calorífico Superior (PCS) e no Índice de Wobbe (IW) da mistura do gás, conforme apresentado no fluxograma da Figura 3.

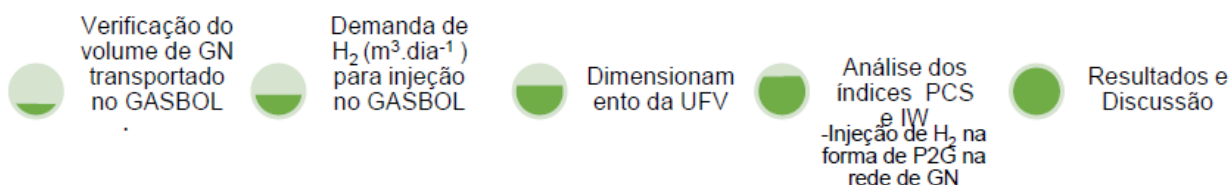


Figura 3: Metodologia do estudo

Fonte: Elaborado pelos autores

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), administrado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), com 2.593 km de extensão, transporta o gás natural que vem da Bolívia até o mercado brasileiro, passando por 136 municípios em cinco estados: Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (TBG, 2019).

A partir dos dados referentes à vazão de gás natural, em $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$, autorizados pela ANP em 2019, é proposto um cenário de produção de $866,7 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ de hidrogênio, equivalente a 1 % da vazão diária de gás natural de $86.667 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ no trecho do gasoduto da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) em Campo Grande/MS (ANP, 2020). Em seguida, esse valor é dividido pelo número de horas de injeção na rede, obtendo um valor da vazão constante de $36,1 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ (ou seja, $867,7 / 24$). Considerou-se esse um valor mínimo, uma vez que ainda será necessária a criação de normas específicas no país para regular a injeção de hidrogênio na forma de P2G.

O local escolhido para a instalação do empreendimento considerado nesse estudo é o município de Campo Grande/MS, que possui diversos fatores que o viabiliza: a sua localização geográfica e sua irradiação solar média de $5,02 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{dia}^{-1}$ para o plano inclinado, e a irradiação solar para o plano inclinado com angulação igual à latitude tem um valor médio de $5,22 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{dia}^{-1}$, o qual foi utilizado no cálculo, como mostra a Figura 4 (CRESESB, 2019).

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [$\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,63	5,64	5,30	4,80	4,03	3,76	3,92	4,81	4,93	5,43	5,91	6,10	5,02	2,34
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	20° N	5,14	5,40	5,42	5,34	4,84	4,70	4,81	5,57	5,20	5,30	5,45	5,48	5,22	,87
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	19° N	5,18	5,42	5,42	5,32	4,81	4,66	4,78	5,54	5,20	5,32	5,48	5,52	5,22	,88
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	28° N	4,92	5,24	5,36	5,41	4,99	4,90	5,00	5,69	5,19	5,18	5,23	5,22	5,19	,79

Figura 4: Irradiação solar para a região de Campo Grande/MS

Fonte: CRESESB (2019)

A Usina Fotovoltaica (UFV) proposta está situada na Latitude: $20^{\circ} 26' 34''$ Sul e Longitude: $54^{\circ} 38' 47''$ Oeste. A partir dos dados descritos anteriormente, é proposto um cenário de produção de $866,7 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ de hidrogênio, equivalente a 1 % da vazão diária de gás natural no trecho do GASBOL. Como a UFV e os eletrolisadores estão conectados à rede, estes últimos podem operar 24 horas por dia, produzindo hidrogênio a uma pressão de saída específica no trecho e vazão constante de $36,1 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$. Após a produção, o hidrogênio é armazenado em tanques com pressão variável, possibilitando a sua injeção no gasoduto, antes da estação de compressão, utilizando a estrutura já disponível no próprio do gasoduto. A UFV suprirá a demanda energética imediata dos eletrolisadores e seu excedente de

geração será injetado na rede, sendo recuperado nos horários onde a produção solar não é suficiente, mantendo a produção constante de gás.

Os painéis utilizados para a geração de energia elétrica através da fonte solar são de p-Si, da marca Global Brasil, com 330 Wp de potência, eficiência de 16 % e área de 1,9 m². O eletrolisador escolhido apresenta um consumo médio de 5,4 kWh para cada m³ de hidrogênio produzido.

A UFV suprirá a demanda energética imediata dos eletrolisadores e seu excedente de geração será injetado na rede, sendo recuperado nos horários onde a produção solar não é suficiente, mantendo a produção constante de gás. O consumo diário dos eletrolisadores será de 4.679 kWh (36,1 m³.h-1x 5,4 kWh.m⁻³ x 24h). e a produção diária média de eletricidade de cada painel fotovoltaico de 1,72 kWh.m⁻².dia⁻¹.

Portanto, o número de painéis requeridos será 2.721 painéis (4.679 kWh / 1,72 kWh) e a potência total da planta será de aproximadamente 1MWp [2720 x 330Wp x (10-6 MW/Wp) = 0.9 MWp]. A área a ser ocupada dependerá do arranjo a ser utilizado, sendo usual haver um espaçamento entre as linhas de painéis. Apenas como referência, adotando-se 1 ha para cada 1 MWp, a área a ser ocupada será de 1 ha. Na Quadro 1 são apresentados os resultados obtidos.

DIMENSIONAMENTO DE UFV	
Potência/Área do Painel/Produção diária(un.)	330 Wp/1,9 m ² /1,72 kWh
Consumo diário do eletrolisador	4679 kWh
Painéis requeridos/Potência Total da Planta	2.721/ 1 MWp
Área total	1 ha

Quadro 1: Dimensionamento da UFV

Fonte: Elaborado pelos autores

Após essa injeção de hidrogênio na forma de Power-to-Gas, utilizando-se as Equações 1 e 2 foram calculadas as alterações do PCS na rede de gás natural, e os resultados são apresentados na Figura 5.

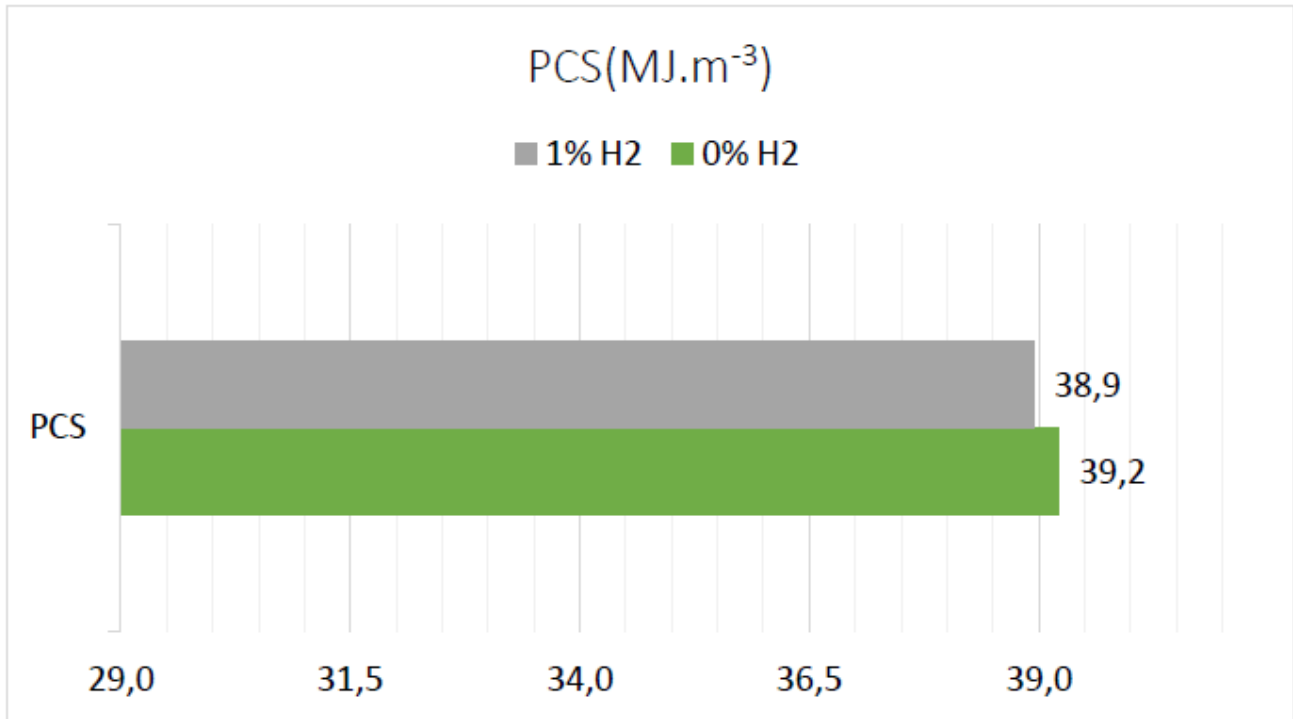


Figura 5: Variação dos valores do Poder Calorífico Superior

Fonte: Elaborado pelos autores

Conforme verificado na Figura 5, a adição de hidrogênio no gás natural provoca diminuição nos valores de PCS, em decorrência da diferença dos valores de PCS do hidrogênio ($11,89 \text{ MJ.m}^{-3}$) e do metano ($37,04 \text{ MJ.m}^{-3}$), principal constituinte do gás natural. A adição de percentual de 1 % de volume proporcional de H2 promoveu variação no índice, porém está dentro dos valores mínimos estabelecidos pela norma da ANP, cujo limite inferior é de 35 MJ.m^{-3} . Na Figura 6, temos e as mudanças nos valores IW.

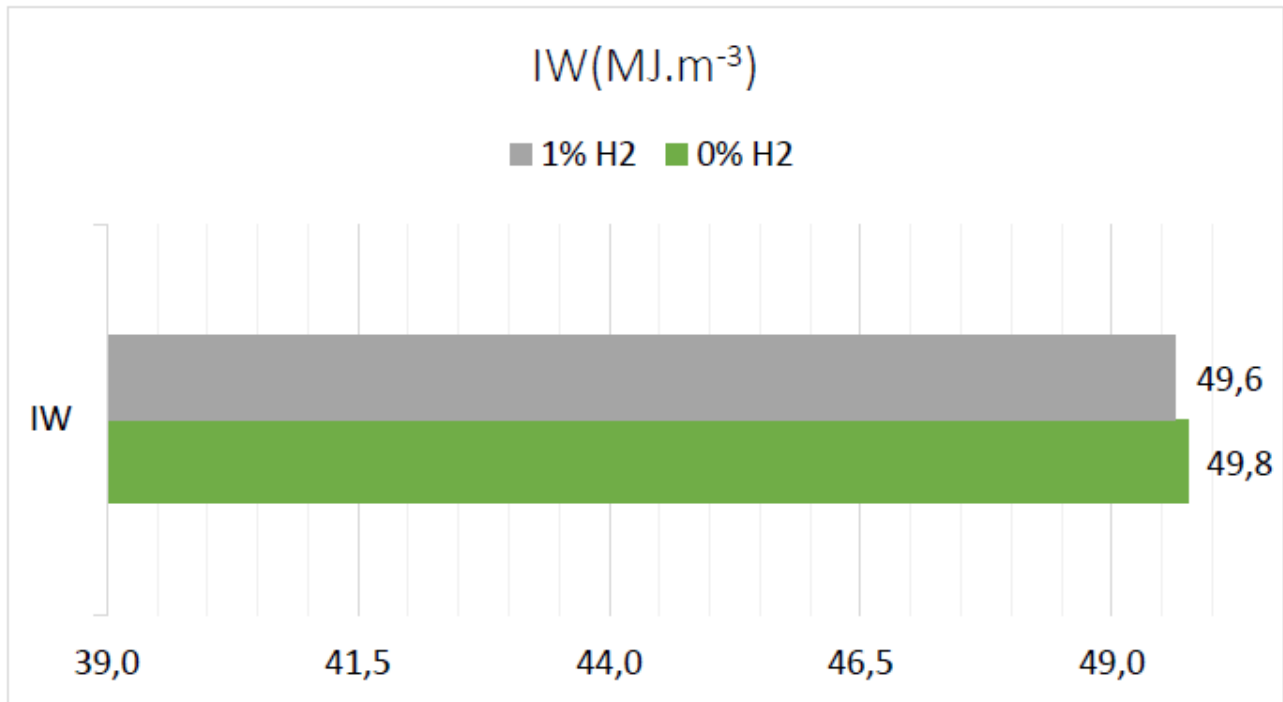


Figura 6:Variação dos valores do Índice de Wobbe

Fonte: Elaborado pelos autores

Em relação aos valores encontrados para injeção de 1 % de hidrogênio, o IW apresenta variações dos valores, porém dentro dos parâmetros estabelecidos nas normas regulamentadoras (ou seja, de limite inferior de 46,5 MJ.m⁻³).

Portanto, para as proporções adotadas, os valores encontrados do PCS e IW estão dentro dos parâmetros estabelecidos nas normas regulamentadoras, sendo tecnicamente possível a inclusão desses teores de hidrogênio na rede de gasodutos do país.

O intervalo de IW definido por especificações técnicas, que limitam a flutuação da composição que pode ser permitida, não requer intervenções técnicas nos dispositivos conectados à rede (GUANDALINI *et al.*, 2017). Assim, a injeção de hidrogênio oferece mais desafios em termos de impacto na operação da rede e nos clientes. De fato, o hidrogênio volumétrico, térmico e químico possuem propriedades que diferem fortemente das espécies típicas do gás natural (GUANDALINI *et al.*, 2017). De qualquer forma, pode-se concluir que o percentual de hidrogênio considerado, 1 % em volume, manteve os dois parâmetros dentro do que especificado pela norma da ANP.

4 CONCLUSÃO

Diante dos resultados apresentados, pode-se concluir que os objetivos gerais e específicos deste estudo foram alcançados, visto que buscou-se realizar o dimensionamento de uma UFV, suprir a demanda diária transportada em um trecho do GASBOL e verificar a variação dos índices de PCS e IW após a injeção de hidrogênio na forma de P2G. Com base nos resultados obtidos nesse estudo, demonstra-se que é possível injetar volumes proporcionais de H₂ na forma de P2G na rede de gasodutos nacionais, na proporção de 1 % segundo as normas estabelecidas pela ANP. Com relação à planta solar fotovoltaica necessária para a inclusão de 1 % de hidrogênio no GASBOL, chegou-se a uma área de aproximadamente 1 ha. Dessa forma, observou-se que ainda há margem para aumentar o teor de hidrogênio sem comprometer os limites do PCS e do IW do gás transportado.

A utilização de hidrogênio na rede de gás natural existente está relacionado a sua concentração nas tubulações, pois as mesmas foram projetadas para transportar apenas gás natural. Com a inclusão de hidrogênio na rede, existe a possibilidade de afetar a integridade dos dutos de distribuição e o desempenho do equipamento de uso final. Nesse sentido, para inclusão de maiores teores de hidrogênio será necessário mudança nos componentes, manutenções preventivas regulares na rede, a fim de proporcionar um transporte seguro da mistura de gases.

A injeção de H₂ na forma de P2G na rede de gás natural pode desempenhar um papel crucial na descarbonização de sistemas de energia. O uso de hidrogênio como vetor energético pode garantir a flexibilidade para a rede elétrica que é influenciada pela intermitência e flutuação das fontes de energia renováveis. Para isso seria necessário mudanças nas normas vigentes e adequações da infraestrutura de gasodutos e equipamentos de uso final no país.

Outro ponto a se destacar é o atual cenário que prevê o crescimento da utilização do hidrogênio verde, tendo o Brasil um papel de destaque em relação a outras nações em decorrência de sua matriz energética renovável. Nesse caso, mais estudos que realizem um levantamento da demanda nacional de hidrogênio na cadeia produtiva englobando todos os setores é necessário, de forma a verificar a capacidade de expansão desse mercado e promover uma maior utilização de hidrogênio verde visando tanto o mercado interno como exportador.

AGRADECIMENTOS

Os autores desejam expressar seu agradecimento à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), à Base Energia Sustentável, à Universidade Estadual de

Campinas (UNICAMP) e ao Programa de Planejamento de Sistemas Energéticos (PSE) pelo suporte e apoio financeiro para a realização dessa pesquisa.

REFERÊNCIAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 15.213:2005: Cálculo do poder calorífico, densidade, densidade relativa e índice de Wobbe de combustíveis gasosos a partir da composição, Brasil, 2005, 44p;

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Chamada no 021/2016 – Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro”. p. 23, 2016. Disponível em

<http://www.aneel.gov.br/documents/656831/14930433/Chamada+PD_Estrategico_21_Armazenamento_Julho2016/>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, BIG - Banco de Informações de Geração, 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Painel Dinâmico de Movimentação de Gás Natural em Gasodutos de Transporte autorizados pela ANP. Rio de Janeiro, 2020 Disponível em <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiODIxY2RIMDEtNWU2Ny00MzRhLWEzYjgtODdlZDI3ZmJmNzczliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtytNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9>>

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural-2020. Encarte de consolidação da produção – 2020. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2020/2020-012-boletim.pdf>>

ANP, Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural, RESOLUÇÃO ANP Nº 16, 2008, 3p.

ARYAL N; PEDERSEN R. Gas conditioning and grid operation. Technologies and-status of methanation of biogás. Journal Future Gas, 2017.

AURELIA TURBINES. For the Green Deal, hydrogen also needs to be green. 2019. Disponível em: <https://aureliaturbines.com/articles/for-the-green-dealhydrogen-also-needs-to-be-green>

BMP GREENGAS, Key technology – power-to-gas. Disponível em: <<https://www.bmp-greengas.de/knowledge/key-technology-power-to-gas/?lang=en>>. Acesso em: 14 set. 2021.

CSIRO, Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation. National Hydrogen Roadmap, Pathways to an economically sustainable hydrogen industry in Australia, 2020. Disponível em <<https://www.csiro.au/~media/News-releases/2018/Hydrogen-Roadmap/Fig1.jpg>>

CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica,” 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>.

COCHRAN, J.; et al. Flexibility in 21st Century Power Systems; National Renewable Energy Lab: Golden, CO, USA, 2014.

EPE, Empresa de Pesquisa Energéticas. Balanço Energético Nacional 2021 - Relatório Síntese / Ano Base 2020. Rio de Janeiro, 2021.

JUDD, R., PINCHBECK, D. Hydrogen admixture to the natural gas grid, in: Compendium of Hydrogen Energy. Elsevier, 2016. pp. 165–192.

GASUINE. The world of hydrogen. 2020. Disponível em:

<https://www.theworldofhydrogen.com/gasunie/the-world-of-hydrogen/>

GUANDALINI, G.; COLBERTALDO, P.; CAMPANARI, S. Dynamic modeling of natural gas quality within transport pipelines in presence of hydrogen injections. Applied Energy, v. 185, p. 1712–1723, 2017.

GONDAL, I. Hydrogen integration in power-to-gas networks. International Journal of Hydrogen Energy, 2018. Disponível em < 10.1016/j.ijhydene.2018.11.164.>

IRENA. International Renewable Energy Agency. Hydrogen from renewable power. Abu Dhabi, 2018

KOUCHACHVILI, L.; ENTCHEV, E. Power to gas and H2/NG blend in SMART energy networks concept. Renewable Energy, 2018.

PANFILOV, M. Underground and pipeline hydrogen storage, in: Compendium of Hydrogen Energy. Elsevier, 2016. pp. 91–115.

RIEDEL, V. F. Análise técnica de um sistema de armazenamento de energia elétrica produzida por fontes renováveis utilizando sistemas de baterias e células a combustível a hidrogênio. Dissertação (mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, SP: [s.n], 2019.

SIEMENS. Power-to-X: the pathway to a carbon-free world. Special Technology Supplement. 2019. Disponível em <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:7165ae31-cf98-4d94-b965-e82e49fa29df/power-to-x-article-supplement.pdf>

SIMONIS, B.; NEWBOROUGH, M. Sizing and operating power-to-gas systems to absorb excess renewable electricity. International Journal of Hydrogen Energy, 2017.

SOCALGAS. Southern California Gas Company. Power-to-Gas Technology. Disponível em: <<https://www.socalgas.com/clean-.nergy/renewable-gas/power-to-gas>>.

TBG, Transportadora Brasileira gasoduto Bolívia-brasil S.A. Guia de Convivência 2019. Disponível em <<http://www.tbg.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C9FA42944514ED601446955B82D64>>.

Capítulo 6



10.37423/211105054

ANÁLISE, SOB A ÓTICA DA CONCESSIONÁRIA, DO COMPORTAMENTO ENERGÉTICO DE UNIDADE CONSUMIDORA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E VEÍCULO ELÉTRICO

Gustavo Xavier de Andrade Pinto

Universidade Federal de Santa Catarina

Daniel Odilio dos Santos

Universidade Federal de Santa Catarina

Bruno Kretzer Barotto

Universidade Federal de Santa Catarina

Helena Flávia Naspolini

Universidade Federal de Santa Catarina

Ricardo Rütger

Universidade Federal de Santa Catarina



Resumo. Este trabalho visa analisar perfis de consumo e da energia ativa excedente injetada na rede elétrica da concessionária por uma unidade consumidora intitulada Fotovoltaica UFSC, localizada em Florianópolis-SC, a partir dos valores da demanda e da energia ativa excedente injetada na rede elétrica, registrados por um medidor bidirecional de energia elétrica. Tal unidade consumidora possui minigeração solar fotovoltaica com capacidade instalada de 105 kWp. Sua carga é constituída por um ônibus elétrico, sistemas de iluminação à LED e aparelhos de ar condicionado com alta eficiência energética. No período analisado, o consumo anual de energia elétrica da unidade consumidora foi de 77 MWh, dos quais 14,6 MWh foram consumidos no horário de ponta e 62,4 MWh consumidos no horário fora da ponta e a energia ativa excedente injetada pela unidade consumidora na rede elétrica da concessionária, no horário fora da ponta, foi de aproximadamente 70 MWh (aproximadamente 91% do seu consumo total de energia elétrica). Foram levantados também as demandas medidas máximas mensais e as potências injetadas medidas máximas mensais. A unidade consumidora apresentou demanda máxima medida variando entre 94,6kW e 83,9kW e potência injetada máxima medida variando entre 46,9kW e 72,5kW.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, perfis de consumo, energia excedente injetada na rede elétrica, veículos elétricos.

1. INTRODUÇÃO

Buscando uma diversificação maior da matriz energética mundial, maiores esforços estão sendo feitos para reduzir o uso de combustíveis fósseis e emissões de gases de efeito estufa. Como consequência, a utilização de energias oriundas de fontes renováveis vem aumentando a cada ano. Nos últimos anos as gerações locais distribuídas conectadas às redes de distribuição, principalmente utilizando energia solar fotovoltaica (FV), tem aumentado seu nível de penetração em diversos países (Hadjipanayi, et. al, 2016).

Até o final de 2018 a capacidade mundial instalada de sistemas fotovoltaicos atingiu o valor 480 GW, o que representou um aumento de 25% com relação a 2017 (IRENA, 2019). Projeções para 2019 estimam um incremento de 114,5 GW, o que permitiria alcançar a marca de 600 GW no começo de 2020 (PV MAGAZINE, 2019). Estima-se que, com um crescimento anual de 125 GW em sistemas instalados a partir de 2020 (PV MAGAZINE, 2019), a projeção de 1.011 GW instalados até 2030 (WEC, 2016) seja ultrapassada.

Em 2018, aproximadamente 300 bilhões de dólares foram investidos em energias renováveis, representando 240% do que foi gasto em energias de combustíveis fósseis e aproximadamente 39% do total investido no setor elétrico (IEA, 2019b). Destes, aproximadamente 45% foram em energia solar fotovoltaica (IRENA, 2019). Até 2050, espera-se que acima de 13 trilhões de dólares sejam investidos em novos sistemas geradores de energia, dos quais 77% seriam destinados à sistemas de energia renováveis (BNEF, 2019).

A energia solar FV, que representa atualmente 2% de toda energia gerada no planeta, deverá aumentar para 22% em 2050, e juntamente com outras fontes de energia renováveis, contribuirá para produzir dois terços da energia gerada no setor elétrico (BNEF, 2019). Isso se deve à tendência de redução de custos desta tecnologia, representada pelo decréscimo em 89%, desde 2010, do preço de módulos fotovoltaicos mais comercialmente utilizados. Estima-se ainda que esta tecnologia possa ter redução adicional de preços de 34%, até 2030 (BNEF, 2019). O custo de capital de sistemas fotovoltaicos de grande porte (usinas) apresentou, desde 2010, uma dedução de 75% (IEA, 2019b).

O recurso solar no Brasil, com médias anuais de irradiação global horizontal na faixa de 3,5 a 6,25 kWh/m².dia (Pereira et. al, 2017), contribui para o crescimento da inserção da energia solar fotovoltaica no país. Considerando somente áreas com valores de irradiação acima de 6 kWh/m².dia, o potencial de geração fotovoltaica centralizada chega a 506 TWh/ano (EPE, 2018a).

Até o final de novembro de 2019, aproximadamente 48% dos sistemas de micro e minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica eram provenientes de aplicações comerciais e industriais e 40% de sistemas residenciais (ANEEL, 2019a). O país vem apresentando um crescimento acelerado na quantidade de potência FV instalada por ano.

Projeções para sistemas FV comerciais apontavam acréscimo de 102 MW em 2019 (ANEEL, 2017), porém este valor chegou a 343 MW (ANEEL, 2019a), valor perto da projeção para 2022. Em 2019, a potência instalada anual de sistemas FV em geração distribuída aumentou 128% com relação ao ano anterior. Considerando apenas sistemas comerciais e industriais, o aumento foi de 108%.

Em 2017, o Brasil apresentou o terceiro maior valor de tarifa residencial, porém quando ajustado pela paridade do poder de compra (quão caro ou acessível à eletricidade é para consumidores em cada país), o Brasil classifica-se em sexto lugar (IEA, 2019a). Com relação a tarifas comerciais, o Brasil apesar de não apresentar os maiores valores de tarifa, ainda assim classifica-se como acima de 75% do restante do mundo (IEA, 2019a).

No Brasil, as tarifas médias da energia elétrica para UCs alimentadas em média/alta tensão (>2,3 kW) vêm crescendo muito. Em 2017, as tarifas apresentaram valores equivalentes ao dobro daqueles de 2013 (FIESC, 2018). Para o subgrupo A4 (2,5 a 25 kV) e para a modalidade horária verde, tema de estudo deste trabalho, a tarifa média com impostos da energia elétrica de 18 distribuidoras, em 2018, foi de 0,205 US\$/kWh (FIESC, 2018). No Brasil, sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de aplicações comerciais e industriais, que apresentam potência FV típica de 70 kW (EPE, 2018b), apresentaram um custo nivelado de energia (*LCOE*) de 0,196 US\$/kWh (Lazard, 2018b). Valor menor do que a média da tarifa (com imposto) de energia elétrica nacional. Em 2017, o custo global médio ponderado de instalação de sistemas FV a frente do medidor foi de 1.388 US\$/Kw (IRENA, 2018). Já no Brasil, o preço de um sistema de 75 kW foi de aproximadamente 915 US/kW (Greener, 2019).

2. METODOLOGIA

Este trabalho visa analisar, sob a ótica da concessionária de energia elétrica, o comportamento energético de uma unidade consumidora (UC) intitulada Fotovoltaica-UFSC (FV-UFSC) com geração fotovoltaica e veículo elétrico, a partir de técnicas de medição da demanda e da energia ativa excedente injetada na rede elétrica, registrada por medidor bidirecional de energia elétrica.

O Laboratório FV-UFSC está localizado no parque tecnológico Sapiens Parque, no bairro Cachoeira do Bom Jesus em Florianópolis (48° W, 27° S), região Sul do Brasil. Pela classificação climática de Köppen

o FV-UFSC se localiza em área de clima *Cfa* - Clima subtropical úmido, oceânico, sem estação seca, com verão quente (Peel *et al.*, 2007).

Visando avaliar o recurso solar disponível em Florianópolis (local de inserção da UC), dados com resolução temporal de um minuto foram obtidos a partir da estação solarimétrica nº 3 do BSRN (*Baseline Surface Radiation Network*) (König-Langlo *et. al*, 2013), localizada no prédio da Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina(UFSC) (Colle, 2018 e 2019) em Florianópolis-SC (localizada a aproximadamente 25 km da UC FV-UFSC), e adquiridos via o *Data Publisher for Earth and Environmental Science* PANGAEA (<https://dataportals.pangaea.de/bsrn/>).

Para Florianópolis, a irradiação solar global horizontal, em intervalos de 1 minuto, pode ser obtida através da Eq. (1).

$$I_{rr} = I \cdot \frac{1}{60} \quad (1)$$

onde:

I_{rr} = Irradiação solar global horizontal, em intervalos de um minuto, expressa em Wh/m²;

I = Irradiância no plano horizontal, em intervalos de um minuto, expressa em W/m² (Obtido via BSRN).

A irradiação global horizontal, no intervalo de tempo especificado (i), pode ser calculada como a soma das irradiações globais horizontais medidas a cada intervalo de 1 minuto (intervalo de tempo (k)), integrante do intervalo de tempo especificado (i) conforme mostra a Eq. (2).

$$I_{rr}(i) = \sum_{k=1}^n I_{rr}(k) \quad (2)$$

onde:

$I_{rr} i$ = Irradiação solar global horizontal, em intervalo especificado (i), expressa em Wh/m²;

$I_{rr} k$ = Irradiação solar global horizontal, em intervalo de 1 minuto (k), expressa em Wh/m²;

n = Quantidade de intervalos de tempo k (1 minuto) integrantes no intervalo de tempo especificado i.

A UC FV-UFSC (alimentada em 13,8 kV), apresenta minigeração solar fotovoltaica de 105 kWp. Os inversores são descentralizados. A conexão de cada sistema solar FV com as instalações elétricas das edificações se dá por meio de disjuntores integrados aos quadros de distribuição (QD).

A Fig. 1 apresenta uma fotografia aérea da UC com a indicação das tecnologias utilizadas e das respectivas potências instaladas.



Figura 1 – Fotografia aérea do Laboratório Fotovoltaica-UFSC.

Foram analisados dados medidos em um período de doze meses (abril de 2017 até março de 2018). A escolha de tal período pode ser justificada pelo pleno funcionamento do ônibus elétrico e dos geradores FV. Nos dias úteis, o FVUFSC possui horário de funcionamento das 08:00 horas às 17:30 horas.

Este trabalho adota, para demanda e para demanda medida, as mesmas definições da Resolução Normativa 414/2010 (Art 2º) (ANEEL, 2010).

A demanda consiste na “média das potências elétricas ativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW)” (ANEEL, 2010).

A demanda medida consiste na “maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de quinze minutos durante o período de faturamento” (ANEEL, 2010).

No período analisado foi levantada, sob a ótica da concessionária, a evolução mensal da demanda medida da UC tanto para o horário de ponta (P) como para o horário fora da ponta (FP).

A UC analisada apresenta cargas elétricas constituídas basicamente por sistemas de ar condicionado com alta eficiência energética, tomadas de uso geral (utilizadas principalmente para alimentar microcomputadores) e sistemas de iluminação que utilizam lâmpadas de LED. Adicionalmente, tal UC possui uma estação de carregamento para o ônibus elétrico que realiza o transporte de estudantes entre o *campus* reitor David Ferreira Lima, localizado na região central de Florianópolis, e o Laboratório FV-UFSC, localizado na região norte de Florianópolis. A capacidade das baterias do ônibus elétrico é de 128 kWh, com autonomia de 74 km. As baterias são alimentadas através de um carregador com 75 kW.

A Fig. 2 mostra a estação de carregamento do ônibus elétrico e o mapa do trajeto percorrido pelo mesmo.



Figura 2 – Estação de carregamento do ônibus elétrico e o trajeto percorrido pelo *e-bus*.

O trajeto percorrido pelo ônibus elétrico entre o *campus* reitor David Ferreira Lima e o Laboratório Fotovoltaica UFSC é de 25,3 km (50 km ida+volta) e é realizado em aproximadamente 30 minutos (uma hora ida+volta). Tal trajeto, se realizado por transporte público local levaria aproximadamente 1 hora e 20 minutos (Google Maps, 2019). O ônibus elétrico é carregado cinco vezes ao dia por um período de aproximadamente uma hora nos seguintes horários:

08h00min; 10h30min; 13h00min; 16h00min e às 18h45min. Destes, quatro carregamentos são realizados em horário FP e um no horário P. Eventuais atrasos nos horários de carregamento do ônibus podem ocorrer devido a intensidade do trânsito na cidade, principalmente no último horário. Nos finais de semana (sábados e domingos) e feriados não há entre as 18h30min às 21h29min dos dias úteis da semana, conforme concessionária local (CELESC, 2016).

Os dados de demanda de potência ativa foram extraídos da memória de massa do medidor de fronteira da UC. O medidor instalado é do tipo ELO2173, da fabricante ELO Sistemas Eletrônicos S.A. Tal equipamento possui medição bidirecional, memória de massa em 36 canais de registro, dispõe de um dispositivo de armazenamento que mantém os dados e o relógio interno em funcionamento durante 33 dias, caso ocorra de falta de energia elétrica, e possui comunicação remota a partir de protocolos RS232 e Ethernet.

Este trabalho define como potência ativa injetada, no intervalo de tempo especificado, a média das potências elétricas ativas injetadas na rede elétrica pela geração fotovoltaica instalada e em operação na unidade consumidora, durante o intervalo de tempo especificado e como potência ativa injetada medida, a maior potência ativa injetada na rede elétrica, verificada por medição, integralizada no intervalo de quinze minutos durante o período de faturamento, expressa em kW. Foram registrados pelo medidor de energia elétrica bidirecional (marca ELO), em intervalos de quinze minutos, dados de consumo (kWh) e dados da potência ativa injetada na rede elétrica (kW).

A energia consumida ou injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, pode ser obtida através da Eq.(3).

$$E = \frac{P * 15}{60} \quad (3)$$

onde:

E = Energia consumida/injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kWh;

P = Demanda/potência ativa injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kW.

A energia elétrica consumida ou injetada na rede elétrica, no intervalo de tempo especificado (i), pode ser calculada como a soma das energias medidas a cada intervalo de 15 minutos (intervalo de tempo (k)), integrante do intervalo de tempo especificado (i) conforme mostra a Eq. (4). Para a UC, a concessionária local (CELESC) tem um ciclo de faturamento que inicia no dia 25 de cada mês.

$$E_{(i)} = \sum_{k=1}^n E_{(k)} \quad (4)$$

onde:

$E(i)$ = Energia elétrica consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo especificado i , expressa em kWh;

$E(k)$ = Energia elétrica consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo k (15 minutos), expressa em kWh;

n = Quantidade de intervalos de tempo k (15 minutos) integrantes no intervalo de tempo especificado i .

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Tab. 1 apresenta, para o período analisado, a evolução mensal do percentual de dados válidos e da irradiação solar global horizontal média diária em Florianópolis.

Tabela 1 – Evolução mensal do percentual de dados válidos e da irradiação solar global horizontal média diária.

	Abr. 2017	Mai. 2017	Jun. 2017	Jul. 2017	Ago. 2017	Set. 2017	Out. 2017	Nov. 2017	Dez. 2017	Jan. 2018	Fev. 2018	Mar. 2018
% de dados válidos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	77,93	99,85	100
kWh/m ² .dia	3,68	3,19	2,22	3,46	3,46	4,09	5,80	6,03	6,18	5,49	5,46	4,99

No período analisado, o percentual de dados válidos medidos de irradiância foi de aproximadamente 98%. Em janeiro de 2018 ocorreram seis dias consecutivos com falta de dados. Nestes dias, foi utilizada a metodologia de preenchimento de dados (*gap filling*) de Schwandt *et al.* (2013). Para dados faltosos de até dez dias consecutivos, substituem-se as falhas dos primeiros cinco dias com dados do dia anterior ao início da falha e os últimos cinco últimos dias de falha com dados do dia após a falha. O limite de dez dias justifica-se pelo fato de admitir-se que o tempo permanece constante por um período de até cinco dias. Além disso, a posição do sol não se desvia significativamente durante este período.

A irradiação global horizontal média diária em Florianópolis é variada ao longo do ano, apresentando valores entre 2,2 e 4,1 kWh/m².dia (abril e setembro) e entre 5 e 6,2 kWh/m².dia (outubro e março). O mês com maior irradiação solar global horizontal foi dezembro (6,2 kWh/m².dia) e o de menor irradiação foi junho (2,2 kWh/m².dia).

A Tab. 2 apresenta a evolução mensal do percentual de dados válidos da memória de massa do medidor de energia elétrica da UC.

Tabela 2 – Evolução mensal do percentual de dados válidos da memória de massa do medidor de energia elétrica.

	Abr. 2017	Mai. 2017	Jun. 2017	Jul. 2017	Ago. 2017	Set. 2017	Out. 2017	Nov. 2017	Dez. 2017	Jan. 2018	Fev. 2018	Mar. 2018
% de dados válidos (mm)	99,87	98,44	98,52	96,35	97,55	95,30	97,22	99,33	98,61	99,60	98,36	99,76

Observa-se que, no período analisado, o percentual de dados válidos foi de aproximadamente 98%. O menor percentual de dados válidos ocorreu em setembro de 2017 (95% de dados válidos). Os dados inválidos encontrados são referentes à faltas de energia elétrica na UC.

A Fig. 3 apresenta, para o dia 26/10/2017 (dia útil da semana), a evolução da demanda, da potência ativa injetada pela UC na rede elétrica e da irradiância em Florianópolis, em intervalos de quinze minutos.

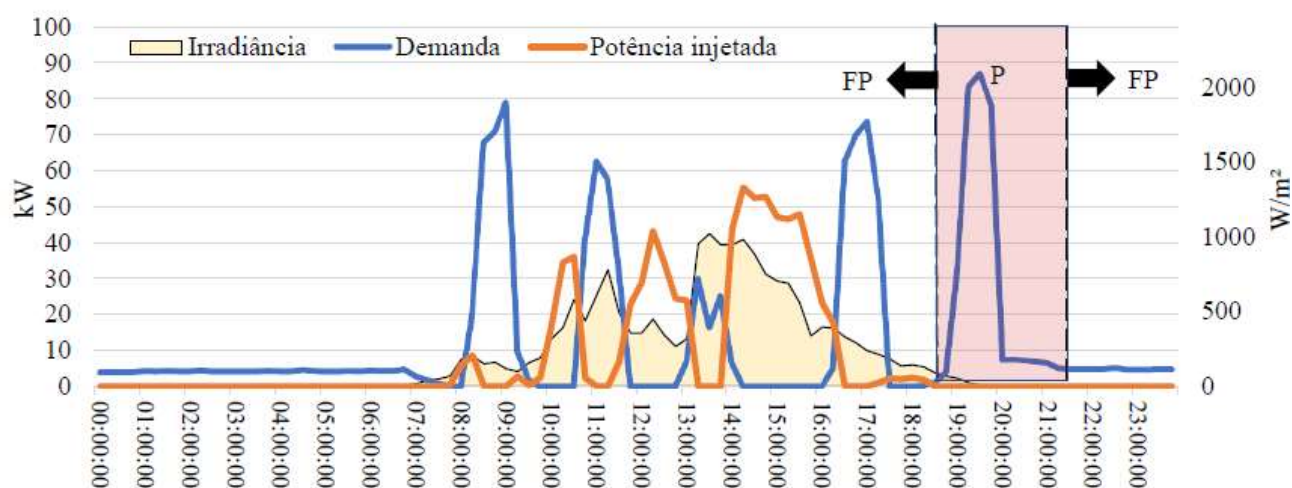


Figura 3 – Evolução da demanda, da potência ativa injetada na rede elétrica e da irradiância.

Os resultados mostram a ocorrência de cinco picos de demanda correspondentes aos cinco períodos de carregamento do ônibus elétrico, dos quais quatro ocorreram no horário FP e um no horário P. Como pode ser observado, o ônibus elétrico representa a maior carga elétrica da UC. Percebe-se que, neste caso, que a demanda máxima (86,88 kW) ocorreu no horário P.

A Fig. 4 apresenta para o dia 16/12/2017 (dia não útil – final de semana), a evolução da demanda, da potência ativa injetada na rede elétrica pela UC e da irradiância em Florianópolis, em intervalos de quinze minutos.

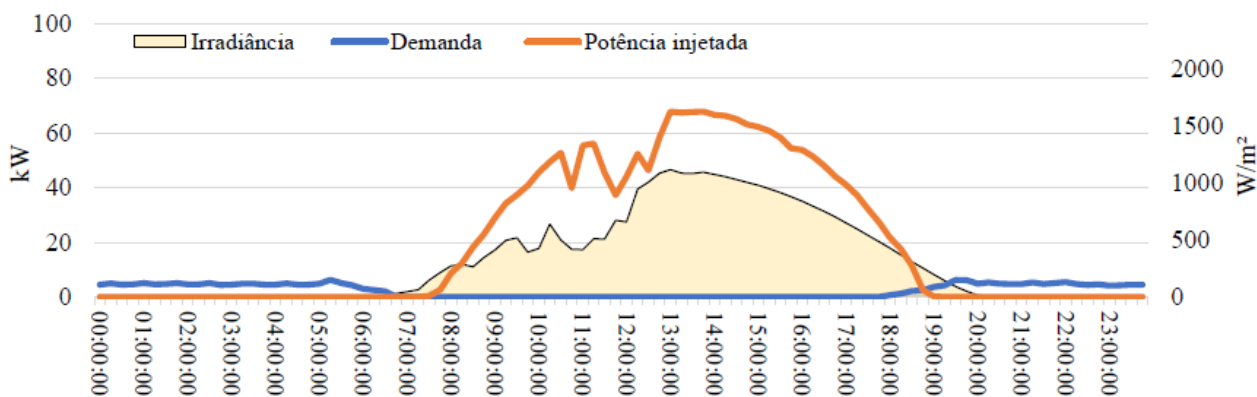


Figura 4 – Evolução da demanda, da potência ativa injetada na rede elétrica e da irradiância.

Verifica-se que, devido à ausência de atividades no FV-UFSC praticamente toda a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos é injetada na rede da concessionária de energia elétrica (Celesc).

Para o período analisado e para a UC, a Fig. 5 apresenta a evolução mensal das demandas máximas no horário P e FP.

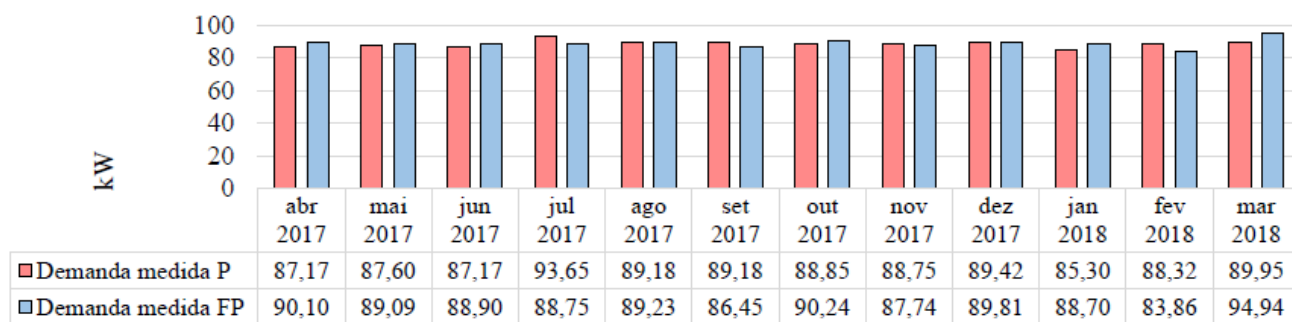


Figura 5 – Evolução mensal das demandas máximas P e FP.

Nota-se, no período analisado, a forte predominância do carregamento das baterias do ônibus elétrico na carga do FV-UFSC. Adicionalmente, os resultados mostram que em certos meses do período analisado a potência máxima medida é registrada em horário P enquanto, nos outros meses, é observada em horário FP.

No período analisado, a UC apresentou no horário P, demandas máximas variando entre 85,3 kW (janeiro/2018) e 93,6 kW (julho/2017) e no horário FP demandas máximas variando entre 83,9 kW (fevereiro/2018) e 94,9 kW (março/2018).

A Fig. 6 apresenta a evolução mensal da potência medida injetada na rede elétrica no horário FP.

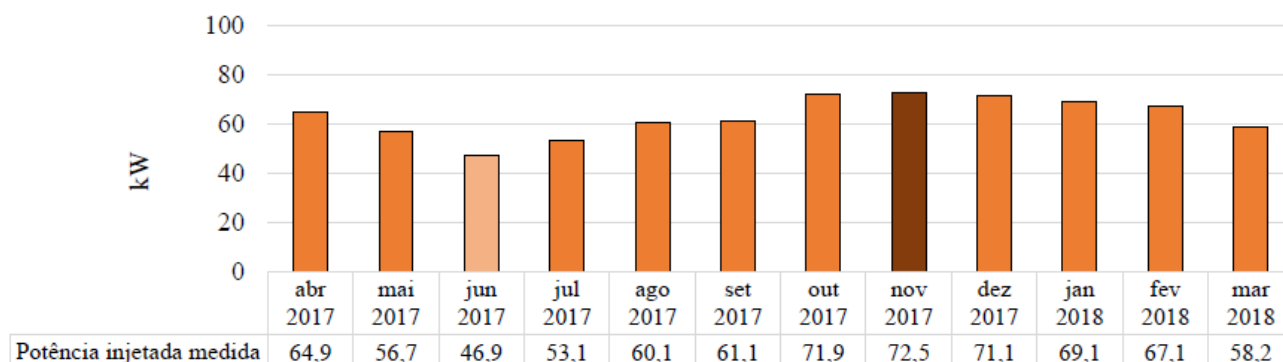


Figura 6 – Evolução mensal da potência medida injetada na rede elétrica - FP.

A menor potência ativa medida injetada (pelo FV-UFSC) na rede elétrica da Celesc ocorreu em junho (46,9 kW) e a maior injeção ocorreu em novembro (72,5kW). Observa-se que os meses com menor potência ativa injetada na rede elétrica coincidem com os meses com menor irradiação global horizontal disponível no local de inserção da UC.

Para a UC e para o período analisado, a Fig. 7 apresenta as energias ativas consumidas (P e FP) e a energia ativa excedente entregue à concessionária de energia elétrica no período FP.

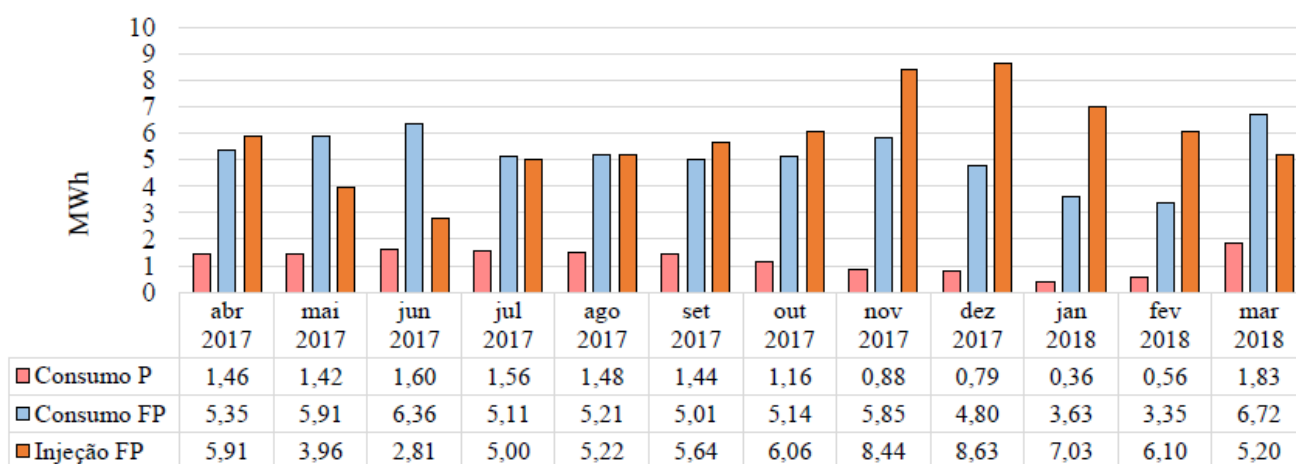


Figura 7 – Evolução mensal das energias consumidas (P e FP), da energia excedente entregue à Celesc (FP).

No período analisado, a energia anual consumida pela UC foi de aproximadamente 77 MWh, dos quais 14,6 MWh foram consumidos no horário P e 62,4 MWh consumidos no horário FP. A energia ativa excedente injetada na rede da concessionária no horário FP foi de aproximadamente 70 MWh. No

período analisado, a energia anual excedente injetada na rede elétrica da concessionária correspondeu à aproximadamente 91% de toda a energia consumida (P+FP) da rede pela UC FV-UFSC.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho visou analisar, sob a ótica da concessionária de energia elétrica, perfis de consumo e de energia ativa excedente injetada na rede elétrica por uma unidade consumidora (UC), intitulada Fotovoltaica UFSC (com geração fotovoltaica e veículo elétrico, localizada em clima subtropical), a partir dos valores da demanda e da energia ativa excedente injetada na rede elétrica, registrados por um medidor bidirecional de energia elétrica.

Para o período analisado, os resultados mostraram consumo anual de energia elétrica da UC de 77 MWh, dos quais 14,6 MWh foram consumidos no horário P e 62,4 MWh consumidos no horário FP e energia ativa excedente injetada, pela UC, na rede elétrica da concessionária (no horário FP) de aproximadamente 70 MWh (aproximadamente 91% do seu consumo total de energia elétrica).

Adicionalmente, foram analisados perfis diários da demanda e da potência ativa excedente injetada na rede da concessionária, para 2 dias típicos: dia útil e final de semana (sábados, domingos e feriados). Os resultados mostraram que para os dias úteis da semana a UC apresenta perfis de demanda e de injeção da potência ativa excedente que variam muito ao longo do dia. Já nos finais de semana (sábados e domingos) e feriados, praticamente toda energia produzida pelos sistemas FV é injetada na rede da concessionária.

Para os 12 meses do período analisado, foram também levantadas as demandas máximas medidas nos horários P e FP e a potência ativa excedente injetada na rede da concessionária. Os resultados mostraram que a UC apresentou no horário P demanda máxima variando entre 85,3 kW (janeiro/2018) e 93,6 kW (julho/2017) e no horário FP demanda máxima variando entre 83,9 kW (fevereiro/2018) e 94,9 kW (março/2018), potência ativa medida injetada na rede elétrica no horário FP variando de 46,9 kW (junho/2017) a 72,5 kW (novembro/2017).

Os indicadores técnicos apresentados neste trabalho são fundamentais para a avaliação da atratividade financeira da inserção da energia solar FV na UC. Adicionalmente, através do conhecimento de tais indicadores, é possível definir operação de um sistema de armazenamento de energia elétrica em baterias a ser instalado na UC, cuja estratégia do controle do processo de carga/descarga vise o máximo aproveitamento da energia FV excedente injetada na rede da concessionária e a maior redução das despesas com energia elétrica.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010. Resolução Normativa Nº 414, de 9 de Setembro de 2010. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2017. Nota técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL - Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Maio 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2019a. [aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) Bloomberg New Energy Finance-BNEF, 2019. New Energy Outlook 2019 - Executive Summary.

Colle, S., 2018. Basic measurements of radiation at station Florianopolis (2017). Universidade Federal de Santa Catarina, PANGAEA Colle, S., 2019. Basic measurements of radiation at station Florianopolis (2018). Universidade Federal de Santa Catarina, PANGAEA

Confaz, Conselho Nacional de Política Fazendária. Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15

Empresa de Pesquisa Energética-EPE, 2018a. Nota Técnica PR 04/18 - Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050, Setembro 2018.

Empresa de Pesquisa Energética-EPE, 2018b. Nota Técnica EPE 028/2018 - Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída(4MD): Metodologia-Versão PDE 2027, Novembro 2018.

FIESC, 2018. Competitividade das Tarifas de Energia Elétrica no Mercado Regulado para Indústria Catarinense, Agosto 2018.

Greener, 2019. Estudo estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º Trimestre de 2019 – Tecnologia de Módulos.

Hadjipanayi, M., Koumparou, I., Philippou, N., Paraskeva, V., Phinikarides, A., Makrides, G., Georghiou, G. 2016.

Prospects of photovoltaics in southern European, Mediterranean and Middle East regions, Renewable Energy, vol. 92, pp. 58-74.

International Energy Agency-IEA, 2019a. World Energy Prices - An overview. May, 2019.

International Energy Agency-IEA, 2019b. World Energy Investment 2019. May, 2019.

IRENA, 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017, International Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2019. Renewable cost dataset. www.irena.org, International Energy Agency, Abu Dhabi.

König-Langlo, G., Sieger, R., Schmithüsen, H., Bücker, A., Richter, F., Dutton E.G. 2013. The Baseline Surface Radiation Network and its World Radiation Monitoring Centre at the Alfred Wegener Institute. GCOS - 174, WCRP Report 24/2013, 30 pp.

Lazard, 2018b. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 12.0. November 2018.

Peel, M. C; Finalyson B. L.; McMahon T. A. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification,

Hydrology and Earth System Sciences. Vol 11. 1633-1644. 2007

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. 2ª Edição Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE, São José dos Campos, Brazil. ISBN: 978-85-17-00089-8.

PV MAGAZINE. 2019. PV Magazine. Disponível em:

<https://www.pv-magazine.com/2019/07/25/global-pv-market-114-gw-to-be-installed-in-2019-with-continued-growth-onwards/>

Schwandt, M., Chhatbar, K., Meyer, R., Fross, K., Mitra, I., Vashistha, R., Giridhar, G., Gomathinayagam, S., Kumar,

A. 2013. Development and test of gap filling procedures for solar radiation data of the Indian SRRA measurement network, Energy Procedia.

World Energy Council, 2016. World Energy Scenarios, ISBN: 978 0 946121 57 1. Disponível em :

www.worldenergy.org

Capítulo 7



10.37423/211105055

SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL E ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA BOMBEAMENTO DE ÁGUA PARA IRRIGAÇÃO COM O USO DO SOFTWARE TRNSYS

Ivan Magela Corgozinho

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

Othon Lucas Procópio

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

Marcos Vinícius Eloy Xavier

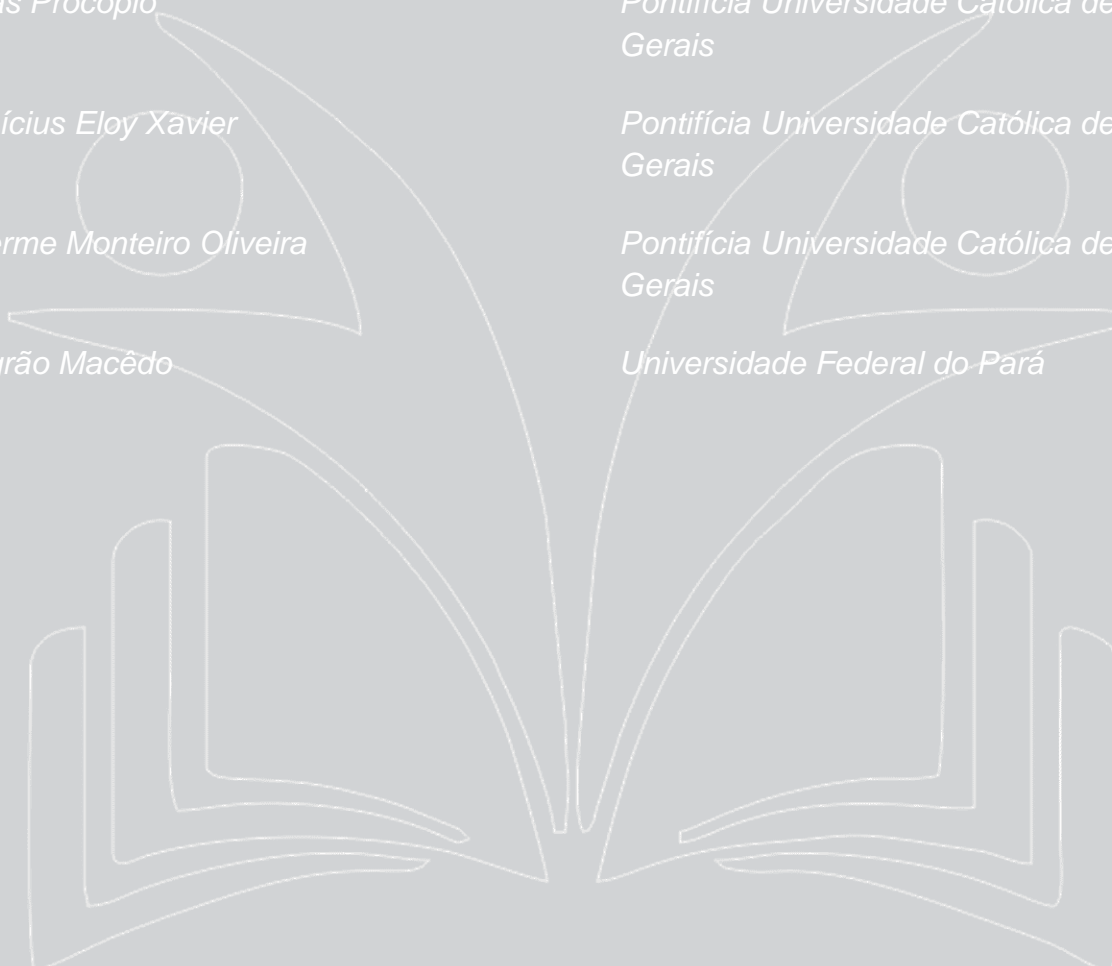
Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

Luís Guilherme Monteiro Oliveira

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

Wilson Negrão Macêdo

Universidade Federal do Pará



Resumo. *Os sistemas fotovoltaicos para bombeamento de água são uma solução para o abastecimento de água para consumo humano, agricultura e pecuária em localidades isoladas ou em locais cujo fornecimento de energia elétrica não é confiável. Este tipo de sistema, historicamente, vem sendo amplamente utilizado no país principalmente através de programas do governo federal e projetos de pesquisas. Nesse trabalho, foram realizadas diversas simulações, através do software TTRNSYS©, e análises dos resultados gerados para um sistema fotovoltaico de bombeamento de água (SFB), com conversor de frequência, para uma irrigação de uma plantação de banana na cidade de Conselheiro Lafaiete – MG, região sudeste do Brasil, com demanda de 210 m³ de água por dia. Os resultados alcançados pelas simulações demonstraram a adequação sistema FV proposto para o bombeamento de água com déficits de abastecimento inferiores a 5% para uma potência do gerador fotovoltaico igual a 159% da potência de alimentação da motobomba operando com potência de saída igual à potência nominal.*

Palavras-chave: *Água, Sistema Fotovoltaico para Bombeamento, Simulação Computacional.*

1. INTRODUÇÃO

A energia solar pode ser utilizada de diversas formas, sendo que as duas formas de uso mais comuns são a de sistemas térmicos utilizados para a produção de calor e sistemas fotovoltaicos utilizados para produção de energia elétrica. O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez por Edmundo Becquerel em 1839, e as primeiras aplicações desse efeito datam de 1950 (Fedrizzi, 2002). A geração de energia elétrica através do efeito fotovoltaico pode ocorrer pontualmente, sendo denominada geração distribuída ou em grandes centros de geração de onde a energia elétrica gerada é transportada e distribuída até o consumidor final. Devido às características de fácil instalação, manutenção e durabilidade, a energia solar fotovoltaica vem sendo amplamente utilizada em sistemas de geração de grande porte e/ou sistemas menores (mini/micro geradores) distribuídos sobre os telhados de residências, comércios e indústrias e que são conectadas diretamente a rede elétrica de distribuição das concessionárias. Além deste tipo de aplicação, sistemas isolados e dispersos das redes elétricas foram as primeiras aplicações deste tipo de tecnologia no país e até a atualidade, a sua participação é de grande importância não somente para o contexto da eletrificação rural como também, para o abastecimento de água em localidades onde há dificuldades de obtenção deste insumo.

O bombeamento fotovoltaico de água (BFA) iniciou-se no final de 1970, e em 1990 não havia mais do que 10.000 sistemas instalados em todo o mundo. Entre 1979 e 1981 o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) fomentou um projeto de instalação de sistemas de BFA para a demonstração com potências entre 100 Wp e 300 Wp, que foram aplicados em pequenas propriedades rurais de Mali, Filipinas e Sudão. Já entre 1990 e 1994 a agência de cooperação Alemã, Deutsche (Gesellschaft fur Technische Zusammenarbeit – GTZ, em alemão) instalou 90 sistemas de BFA que totalizaram 180 kWp na Argentina, Brasil, Indonésia, Jordânia, Filipinas, Tunísia, Zimbábue. O governo de Andaluzia na Espanha, também forneceu incentivo para a aquisição de sistemas de BFA para irrigação de oliveiras, onde 40% do investimento era a fundo perdido e os outros 60% eram pagos pelos proprietários em 5 anos, foi observado um aumento de 50% na produção do azeite de oliva (Fedrizzi,2003). De acordo com estudos da União Europeia até 2010, seriam instalados no mundo um total de 150.000 sistemas de BFA (Fedrizzi, 2003).

Em relação ao Brasil, até o ano de 2002, o país havia instalado, aproximadamente, 3.260 sistemas de BFA, com total de 1,7 MWp instalados, sendo que a grande maioria destes sistemas foram implementados por iniciativa do governo Federal através do Programa de Desenvolvimento

Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), de projetos oriundos da Fundação Nacional de Saúde (FUNASA) e de programas Estaduais e Municipais como ocorreram nos estados de Minas Gerais, Bahia e Pará. Na iniciativa privada, os poucos dados obtidos remetiam a um total de apenas 298 sistemas (Fedrizzi, 2002).

Galdino e Lima (2002) descreveram o aspecto técnico e gerencial do PRODEEM, expondo os principais gargalos encontrados na implantação do programa que mais contribuiu para instalação de sistemas de BFA, além de sistemas destinados a iluminação rural. Já Barbosa et al. (1999), descreveu sucintamente todo o processo de treinamento e parceria que foi criado durante a implantação do PRODEEM, que inicialmente pretendia instalar 800 sistemas de BFA para reduzir o impacto da seca na região nordeste do país, destacando o papel deste que foi o maior treinamento de técnicos em energia solar no Brasil em um programa de Energia Renovável até então.

O bombeamento de água através de sistema fotovoltaico, não se limita apenas ao deslocamento de água de um poço até um reservatório ou ponto de consumo. Dubey e Tiwari (2008) elaboraram estudos de uma hibridização entre células fotovoltaicas e um coletor solar plano, onde o calor residual das células era removido pela água que circulava através do coletor solar plano, movida por uma motobomba alimentada por essas células. Essa é uma aplicação interessante e que pode acrescentar muito aos convencionais sistemas de BFA no Brasil, pois, em sua grande maioria são instalados em localidades remotas e de clima quente, como o nordeste do país, e a possibilidade de usar a água do poço para resfriar os módulos pode se configurar como uma solução interessante, evitando o superaquecimento dos módulos e aumentando a eficiência dos mesmos. O que resultaria em um maior volume de água bombeado e maior durabilidade das células fotovoltaicas.

Nas primeiras aplicações de BFA com pequenas e médias alturas manométricas, utilizava-se motobombas com motores de corrente contínua com magneto permanente. Mais tarde essa configuração deu lugar a motores de corrente alternada assíncronos, mais simples e robustos e de menor custo acoplados diretamente ao gerador fotovoltaico através de um conversor c.c. / c.a. Em aplicações de baixa potência (< 200 Wp) são utilizadas bombas de deslocamento positivo do tipo diafragma, já em aplicações de maior porte, usa-se as bombas centrífugas multiestágio. Nessas instalações os módulos fotovoltaicos são fixos, sem rastreamento apesar de ser possível bombear até 41% a mais de água com sistemas com rastreamento (Fedrizzi,2002).

Desde as primeiras aplicações, a pesquisa na relacionada ao tema do bombeamento fotovoltaico tem alcançado importantes avanços no que se refere tanto a novas configurações de plantas experimentais e clima de diferentes localidades como também novas ferramentas de projeto, modelagem e simulação de sistemas. Belgacem (2012) realizou um trabalho experimental avaliando o desempenho de quatro sistemas fotovoltaicos de 2,1 e 2,8 kWp, para bombeamento de água utilizando conversores de frequência, instalados em diferentes localidades ao sul da cidade de Tunes, capital da Tunísia obtendo eficiências globais do sistema da ordem de 3%.

Rahrah et al. (2015), desenvolveram um modelo de simulação de BFA para a cidade de Bejaia, na Argélia, utilizando o pacote MatLab/Simulink. O modelo proposto considera a utilização de baterias para garantir a contínua operação do sistema. Os autores aplicaram algoritmos de otimização baseados em lógica *Fuzzy* e redes neurais para extrair o máximo rendimento do sistema fotovoltaico. Campana et al. (2013) elaboraram um modelo dinâmico de simulação de um sistema de bombeamento fotovoltaico com considerações especiais a respeito da demanda de água, avaliando alternativas de aplicação de motores de corrente contínua e corrente alternada para conversão eletromecânica de energia e módulos fotovoltaicos com posição fixa e com seguimento do sol. As análises econômicas realizadas apontam para o sistema com motor de corrente alternada e posição fixa dos módulos como tendo o melhor custo benefício entre as diversas configurações analisadas. Posteriormente, Capanema et al. (2014) propuseram um novo sistema de controlo para otimização do desempenho do sistema para minimizar o desperdício de água devido ao sobredimensionamento de sistemas de BFA para atendimento de situações críticas de elevado consumo e baixa disponibilidade de radiação solar.

O presente trabalho tem como objetivo analisar os aspectos técnicos relativos à concepção de um sistema de fotovoltaico para bombeamento de água para irrigação de uma cultura de banana na região de Conselheiro Lafaiete – MG, avaliando a capacidade de suprimento hídrico e probabilidade de déficits para diferentes configurações do sistema.

2. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

O problema consiste na irrigação de uma plantação de banana localizada em uma fazenda na área rural de Santana dos Montes, no município de Conselheiro Lafaiete. A plantação ocupa uma área de 10 hectares, sendo que 3 ha já são irrigados com o uso de uma motobomba de 2 cv que retira a água

de um lago, com distância de bombeamento de 550 m e a uma altura de 60 m. Os 7 ha restantes, decorrentes de um novo plantio, necessitam de um sistema de irrigação.

De acordo com a Embrapa (2010), a bananeira é uma planta que demanda uma significativa quantidade de água para o seu desenvolvimento e sua produtividade depende diretamente do adequado fornecimento de água, o qual pode ser controlado pela irrigação.

A estimativa do volume de água necessário é de 210 m³ por dia, sendo que a existência de águas subterrâneas na área viabiliza a perfuração de poços para o aproveitamento do recurso hídrico, cujo desnível total e distância até o reservatório de armazenamento de água foram estimados em 35 m e 150 m respectivamente. No entanto, algumas exigências são requeridas pelo governo para a perfuração de um poço artesiano ou semi-artesiano. Após a comprovação da viabilidade técnica e econômica da utilização de águas subterrâneas no local, uma outorga, que pode valer por 35 anos, deve ser solicitada junto ao Instituto Mineiro de Gestão das Águas (Igam).

O perfil horário de irrigação proposto foi distribuído ao longo do período noturno, o que proporciona melhor condicionamento da planta. Assim foram definidas 12 horas diárias de irrigação com vazão média de 17,5m³/h, localizadas nas janelas de 00:00-06:00h e 18:00-00:00h.

Devido ao fato de o horário estabelecido para o consumo de água não coincidir com o período de disponibilidade do recurso solar, a estratégia definida como solução do problema foi o aproveitamento do desnível do terreno para construção de um reservatório de armazenamento na parte alta do terreno de forma que o escoamento de água para a plantação no período noturno ocorra por efeito da aceleração da gravidade, sendo, portanto, o armazenamento de energia sob a forma de energia potencial.

3. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO PARA O VOLUME DE ÁGUA DESLOCADO

Em um sistema fotovoltaico para o abastecimento de água com conversor de frequência (CF) uma das dificuldades consiste em se conhecer o comportamento eletromecânico e fluidodinâmico do conjunto CF-motobomba. Portanto, para o desenvolvimento deste trabalho foi utilizada a metodologia apresentada por Alonso-Abella et al. (2003) pela qual são obtidas equações de similaridade que relacionam a vazão e altura manométrica de operação da motobomba nas condições reais e nas condições nominais informadas pelo fabricante. Tais correlações são derivadas da aplicação da equação de conservação de energia para curvas de isoeffiência da bomba, assim, é possível

demonstrar a validade das seguintes equações aplicadas na simulação do sistema fotovoltaico para bombeamento de água.

$$\frac{\eta_{P,N}}{\eta_{P,T}} = 1 \quad (1)$$

$$\frac{Q_N}{Q_T} = \frac{n_N}{n_T} \quad (2)$$

$$\frac{H_N}{H_T} = \frac{n_N^2}{n_T^2} \quad (3)$$

$$\frac{P_{P, N}}{P_{P, T}} = \frac{n_N^3}{n_T^3} \quad (4)$$

$$Q_T = Q_N \sqrt{\frac{H_T}{H_N}} \quad (5)$$

$$P_{c.c.} = \frac{P_{P, T}}{\eta(m, n_T)\eta_{CF}} \quad (6)$$

Onde,

η_P	eficiência da bomba;
Q	vazão volumétrica, [m ³ /s];
n	velocidade angular do rotor da motobomba, [Hz];
H	altura manométrica, [m];
P_P	potência da motobomba, [W];
$P_{c.c.}$	potência do gerador fotovoltaico, [W];
$\eta(m, n_T)$	rendimento do motor elétrico da motobomba, [-];
η_{CF}	rendimento do conversor de frequência, [-];
N	índice que denota condições de operação normais especificadas pelo fabricante;
T	índice que denota condições reais de operação com frequência de alimentação variável;

A aplicação das equações de similaridades apresentadas, depende do conhecimento das condições de operação nominais, neste ponto são incluídas as informações do fabricante obtidas no catálogo do modelo de motobomba escolhida. Neste trabalho foi selecionada a motobomba Schneider modelo SUB140-100F6E5, com potência nominal de 10 cv. Este modelo é próprio para poços com diâmetro de até 6" com altura manométrica máxima de 86 m e vazão máxima operativa de 56 m³/h. A Fig. 1 apresenta os dados tabelados pelo fabricante para altura manométrica e eficiência mecânica função

da vazão volumétrica. As mesmas variáveis calculadas a partir de regressão dos dados originais estão plotadas juntamente na Fig. 1.

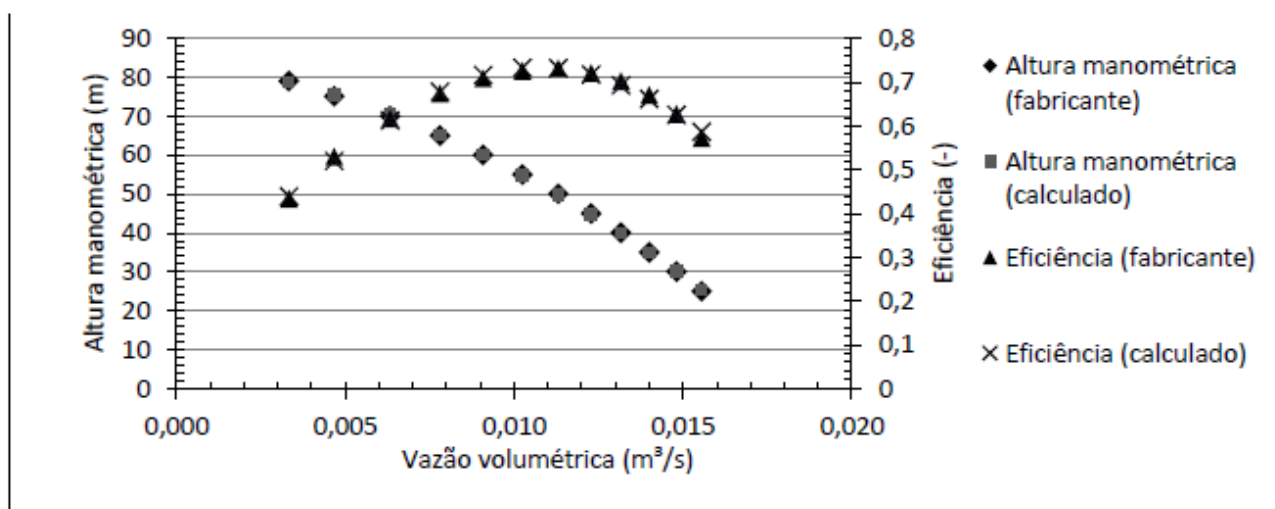


Figura 1 – Curvas de eficiência e altura manométrica em função da vazão da bomba selecionada.

As equações de eficiência e altura manométrica, Eq. (7) e (8) respectivamente, obtidas a partir de regressão dos valores originais foram utilizadas para cálculo de interpolação para diferentes condições operativas da motobomba, sendo que o tipo de equação com melhor ajuste testado foi polinomial de segundo grau para a altura manométrica e gaussiana para a eficiência.

$$\eta_N = 0,734 \exp(-((Q_N - 0,01069)/0,01026)^2) \quad (7)$$

$$H_N = -1,76E + 05Q_N^2 - 1019 Q_N + 83,9 \quad (8)$$

Para completar o conjunto de equações necessárias para a determinação da vazão de bombeamento para operação em frequência de alimentação variável e, portanto, diferentes níveis de potência de alimentação da motobomba, é necessário considerar a variação da eficiência do motor elétrico e do conversor de frequência em função do carregamento. A eficiência do conversor é praticamente constante a partir de um determinado valor de mínimo de carregamento e desta forma pode ser considerada como um valor fixo da ordem de 95% (Alonso-Abella et al., 2003), o qual foi admitido para o conjunto formado pelo conversor de frequência e o seguidor do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico, MPPT (sigla em inglês). Já a eficiência do motor elétrico é importante ser considerada como função da potência de trabalho. Em geral, os fabricantes de motobombas não oferecem dados de eficiência do motor elétrico, no entanto, curvas típicas disponíveis na literatura

podem ser consideradas. Na Fig. 2 são apresentadas curvas típicas de eficiência para motores de alto rendimento para vários níveis de carregamento.

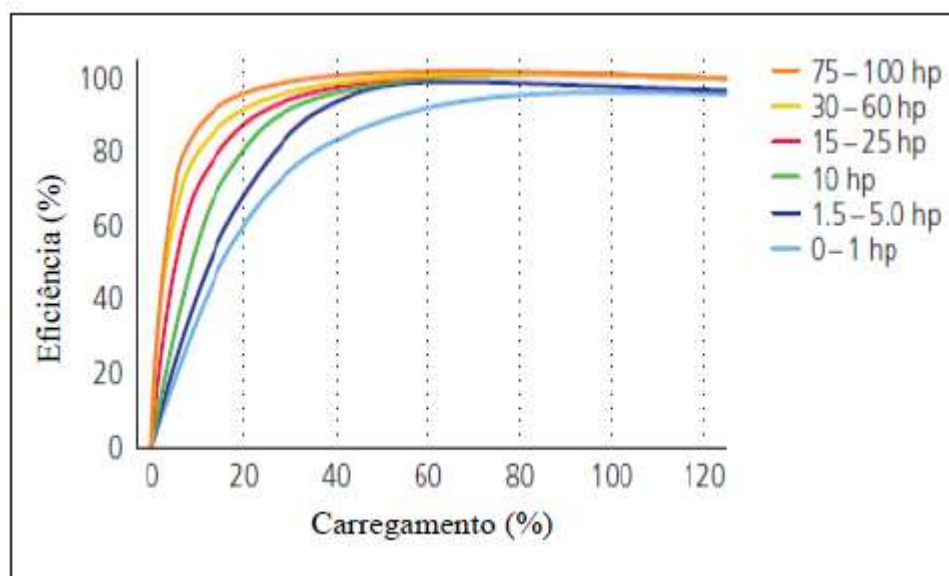


Figura 2 – Curvas de rendimento típicas de motores de alto rendimento.

Fonte: Adaptado de Natural Resources Canada (2003)

Neste trabalho foi considerada a curva de rendimento do motor de 10 hp apresentada na Fig. 2, pelo nível de potência ser o mesmo da motobomba selecionada, no entanto, foi utilizando um fator de correção constante de 75% pelo fato de o motor elétrico acoplado na motobomba não ser de alto rendimento. A partir desta consideração da aplicação de manipulações algébricas simples foi possível determinar a curva de eficiência em função da potência de alimentação, o que torna o processo de cálculo mais direto do que a utilização curva de eficiência em função da potência de saída. Na Fig. 3 apresenta-se a curva de eficiência obtida, obedecendo à Eq. (9).

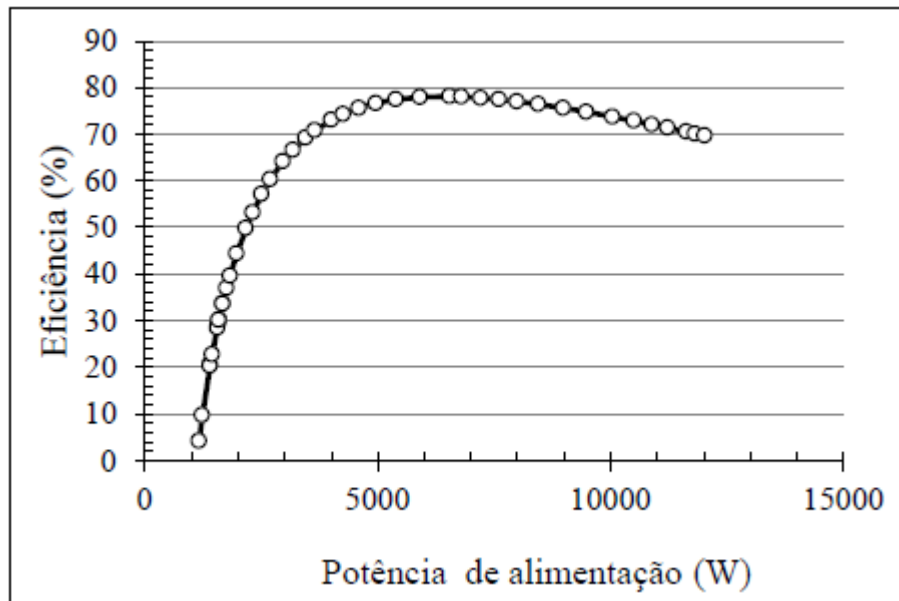


Figura 3 – Curva de rendimento obtida para a motobomba utilizada em função da potência de alimentação.

$$\eta_{m, N} = \frac{1062 \ln(P_{m, N})}{P_{m, N}^{0,1141}} - 3346 \tag{9}$$

Para o cálculo da altura manométrica efetiva foram implementadas as equações clássicas da fluidodinâmica em função do número de Reynolds como se segue:

$$H_N = H + H_c \tag{10}$$

$$H_c = f \frac{L}{D} \left(\frac{Q_T}{\pi D^2/4} \right)^2 \tag{11}$$

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{Se } Re \leq 2000 \tag{12}$$

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{2,51}{Re f^{0,5}} \right) \right]^{-2} \quad \text{Se } Re > 2000 \tag{13}$$

Onde,

H	desnível total do poço até reservatório de armazenamento, igual a 35 m, [m];
H_c	perda de carga na tubulação, [m];
f	fator de atrito, [-];
L	comprimento da tubulação de alimentação, igual a 150 m, [m];
Re	número de Reynolds, [-];

As equações de perda de carga envolvem vazão e altura manométrica e estão relacionadas com o escoamento de água na tubulação, portanto as correlações para este caso são independentes são independentes daquelas utilizadas para definição das condições operativas da motobomba, Eq. (1) a (8). Desta forma o processo de cálculo se torna iterativo, pois é preciso determinar a altura manométrica e vazão operativas por duas vias completamente distintas mas que precisam convergir para os mesmos resultados. Por este motivo, a partir do modelo regido pelo conjunto de equações apresentadas foram implementadas rotinas de cálculos iterativas utilizando o software TRNSYS© e Excel para realização de diversas simulações computacionais com o objetivo de avaliar do regime anual de consumo e abastecimento hídrico da plantação. A vantagem do TRNSYS é a flexibilidade em se lidar com diversos tipos de sistemas transientes através de processos de cálculos iterativos, além de apresentar uma interface gráfica amigável que possibilita a criação de modelos utilizando diagramas de blocos, permitindo uma total interação entre os componentes para cada passo da simulação. Além disso, o software oferece uma ampla biblioteca de modelos matemáticos para diversos tipos de sistemas bem como dados climatológicos / solarimétricos do banco de dados Meteonorm©, em base horária. A Fig.5, apresenta o diagrama de blocos implementado no TRNSYS© sendo que o fluxo de dados climatológicos / solarimétricos é representado pelas linhas cheias na cor laranja enquanto as linhas da cor vermelha se referem a transferência de potência e as azuis representam o deslocamento do fluido e, finalmente, as linhas pontilhadas representam fluxo de dados de saída para o usuário.

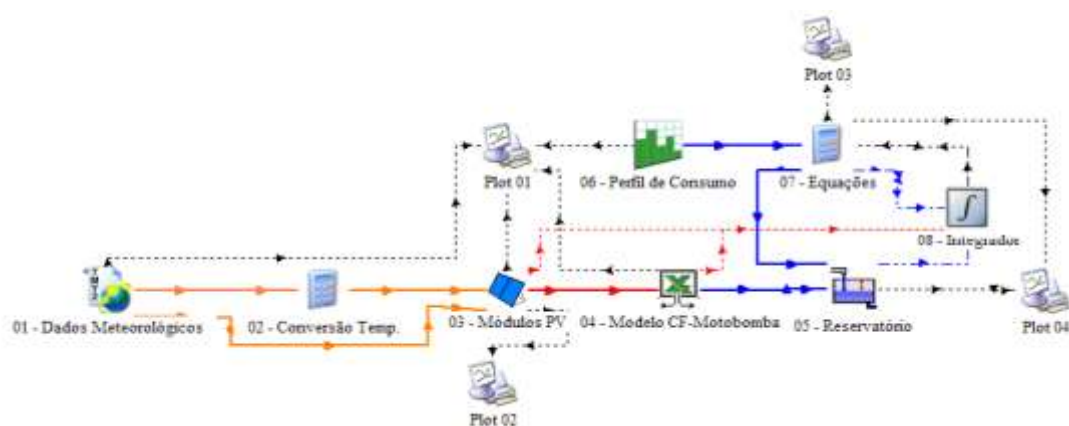


Figura 4 – Diagrama de blocos implementado no software TRNSYS© para a realização de simulações.

De acordo com a Fig. 4, o bloco 01 contém as referências para o arquivo de dados climatológicos / solarimétricos, em base horária, para o ano típico (Typical Meteorological Year – TMY, em inglês) com informações de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento. Além disso, este bloco calcula as componentes de radiação solar direta e difusa (através de modelo de decomposição) e também utiliza de modelo de transposição (Perez et al., 1988) para a realização da conversão do plano horizontal para o plano inclinado dos módulos FV (Plane of Array – POA, em inglês), o qual foi definido como 15°. Devido à falta de disponibilidade de dados meteorológicos (no formato TMY) especificamente para a cidade de Conselheiro Lafaiete – MG, a simulação foi baseada para dados da cidade de Belo Horizonte – MG. Essa decisão foi embasada nos dados de irradiação global média diária anual, plano horizontal, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment, em inglês*) onde os valores de irradiação global encontrados para a cidade de Conselheiro Lafaiete (5,06 kWh / m².dia) são próximos aos valores de Belo Horizonte (5,23 kWh / m².dia).

O bloco 02 é utilizado para a realização da conversão de unidades, como por exemplo, da temperatura em Kelvin para graus Celsius, para a adequação ao formato do parâmetro de entrada para o arranjo de módulos fotovoltaicos (bloco 03), o qual foi parametrizado com dados do módulo FV modelo CS6P-260, com potência máxima de 260Wp, de tecnologia silício policristalino, do fabricante Canadian Solar, cujos valores de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto são 9,12 A e 37,5 V, respectivamente. O sistema foi proposto, variando-se o número de strings de 4 a 12 nas simulações, cada string com 10 módulos conectados em série, totalizando 375 V de tensão de circuito aberto.

O modelo matemático do conjunto CF-motobomba foi implementado utilizando o bloco 04, o qual utiliza de dados de uma planilha do Excel que possui as equações do modelo passo a passo da simulação. O bloco 05 representa o reservatório de armazenamento de água no qual são aplicadas equações de balanço de massa para avaliação do volume armazenado, enquanto o bloco 06, é utilizado para definição do perfil horário de consumo, cuja integral fornece o volume diário demandado.

Por fim, o bloco 07 é basicamente utilizado para calcular os parâmetros de avaliação geral do sistema fotovoltaico para o bombeamento de água a partir das integrais de volume e potência elétrica (bloco 08) e os demais componentes, são utilizados para a demonstração dos resultados ao usuário na forma de gráficos horários.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Foram realizadas diversas simulações para diferentes configurações de suprimento hídrico para a localidade com base no modelo desenvolvido para o período de um ano com intervalo de tempo de uma hora. Na Fig.5, são apresentados os gráficos de radiação solar global incidente no plano dos painéis, com 15° de inclinação e 180° de ângulo azimutal (orientados para o norte geográfico), e o perfil resultante de vazão de bombeamento para o reservatório, bem como o perfil proposto de vazão horária de consumo, cuja soma no período de 24 horas totaliza 210 m³.

De acordo com a Fig. 5 (a) os gráficos plotados se referem a um dia de céu claro e a Fig. 5 (b) para um dia nublado. Em ambas as situações, o sistema foi simulado para 6 fileiras (“strings”, em inglês), com 10 módulos FV em série cada uma, totalizando 15,6 kWp de potência instalada, o que representa 152% da potência elétrica da motobomba, equivalente ao valor de 10 cv de potência mecânica nominal dividido pelo rendimento nominal de 96% de um motor de alto rendimento e pelo fator de correção admitido de 75%. É possível notar na Fig. 5, que a motobomba permanece inoperante em algumas horas do dia, quando a irradiância se encontra abaixo do nível crítico de aproximadamente 100 W/m², sendo este sendo o limite mínimo necessário para o acionamento da mesma.

É importante salientar, que se houver um aumento da potência instalada dos painéis fotovoltaicos, possibilitará a diminuição do nível crítico de radiação solar para acionamento da motobomba, por outro lado, este aumento pode levar a maiores perdas energéticas devido à limitação de potência elétrica entregue pelo sistema, conforme pode ser observado principalmente na Fig. 6 (a).

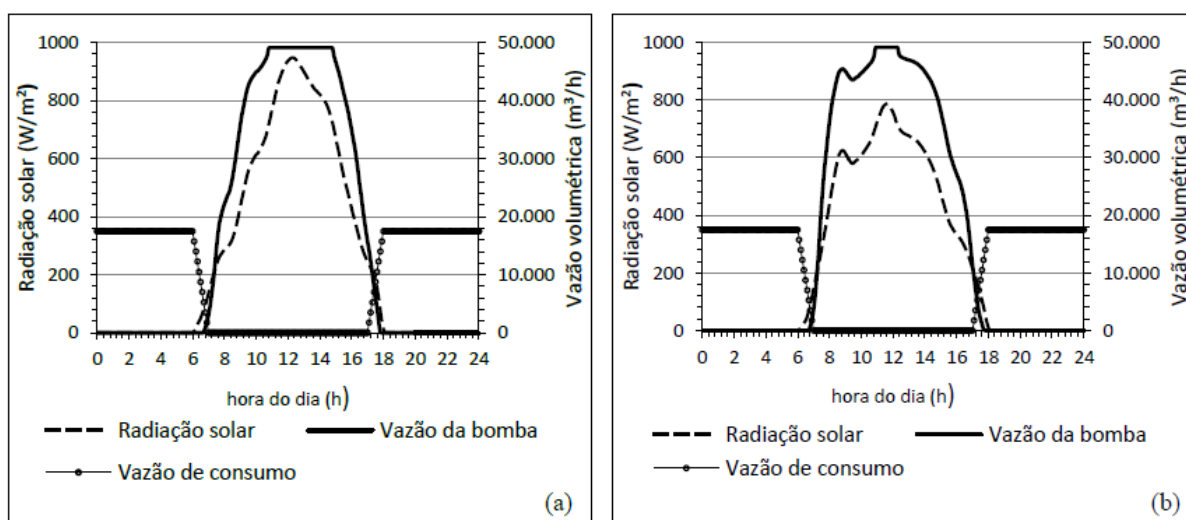


Figura 5 - Relação entre vazão de consumo e vazão da motobomba para: (a) Dia de céu claro; (b) dia de céu nublado.

Neste trabalho, foi admitida uma sobrecarga máxima aceitável de 10% do valor da potência de alimentação da motobomba operando com potência nominal na saída, a fim de proporcionar melhor aproveitamento do recurso solar. Esta sobrecarga ocorreria através de ajustes na frequência elétrica pelo CF, acima da frequência nominal de 60Hz. No entanto, acima do valor de 10% em potência disponível do campo fotovoltaico, representa uma perda de energia, denominada de perda por limite de potência.

Diversas simulações foram realizadas para avaliar as perdas do sistema devido a limitação de potência e, especialmente, na capacidade de abastecimento hídrico realizado pelo sistema fotovoltaico de bombeamento de água para a plantação, cujo principal parâmetro de análise foi o déficit de abastecimento, em porcentagem do volume anual demandado.

Os resultados das simulações, apresentados na Fig. 6, demonstraram que a motobomba proposta seria capaz de atender 100% da demanda de água, com déficit anual inferior a 5%. Cabe salientar que, nas simulações foi admitido como primeira hipótese que o volume máximo do reservatório é igual volume diário demandado. No entanto, outras possibilidades foram investigadas com diferentes volumes do reservatório, com capacidade de armazenamento igual a 2 e 3 vezes o volume diário demandado.

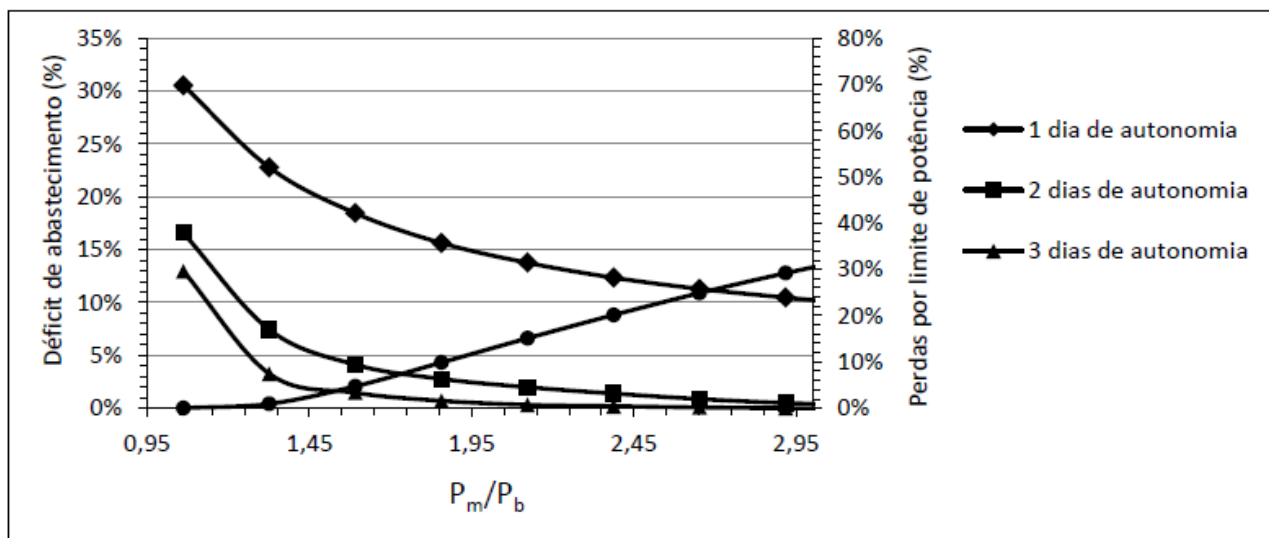


Figura 6 – Déficit de abastecimento e perdas por limite de potência em função da relação entre a potência e instalada do gerador fotovoltaico e potência da motobomba

De acordo com a Fig. 7, é possível notar que a magnitude do déficit de abastecimento diminui rapidamente com o aumento da potência instalada com reservatório para 2 e 3 dias de autonomia, porém o atendimento com reservatório para 1 dia de autonomia apresenta déficit anual próximo a

10% mesmo com potência instalada do gerador fotovoltaico da ordem de 3 vezes superior à potência da motobomba. Desta forma, a potência do gerador fotovoltaico pode ser reduzida mediante o aumento do volume do reservatório de água para capacidade de 2 ou 3 dias de autonomia, esta possibilidade deve ser considerada no projeto do sistema a fim de reduzir o custo global de implantação do mesmo.

A operação do sistema com frequência elétrica de alimentação variável, sendo o gerador fotovoltaico com 159% da potência da motobomba, foi equivalente à operação em plena capacidade por 4,16 h, uma vez que o volume diário fornecido foi de 210 m³ e a vazão de tabelada pelo fabricante, para altura manométrica de 35 m é de 50,4 m³/h, o que, corresponde a 84,3% do número de horas de sol pleno do local, de 4,93 h por dia, obtido a partir dos dados meteorológicos utilizados.

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi implementado, no software TRYNYSYS© um modelo iterativo de simulação de um conjunto CF-motobomba para sistema fotovoltaico para o bombeamento de água baseado na metodologia proposta por Alonso-Abella et al. (2003). Utilizando as correlações de vazão, potência e altura manométrica do modelo juntamente com as curvas traçadas a partir dos dados do fabricante, foram realizadas diversas simulações, com período anual, para abastecimento do sistema de irrigação de uma plantação de banana na cidade de Conselheiro Lafaiete – MG.

Cabe salientar que a potência instalada do gerador fotovoltaico deve ser significativamente superior à potência nominal da motobomba, a fim de reduzir o nível de radiação crítica de bombeamento, no entanto, devem ser observadas as perdas por limitação de potência. Há também possibilidade de refrigeração dos módulos fotovoltaicos através da utilização da tecnologia PV-T, que pode permitir as células dos módulos operarem em temperaturas mais baixas e, portanto, com maior eficiência elétrica, o que poderia reduzir a necessidade de aumento da potência instalada do sistema fotovoltaico. A aplicação de um método de otimização para redução de perdas energéticas e custo financeiro de implantação do sistema seria recomendável como tema para trabalhos futuros.

A utilização de um reservatório com volume para dois ou três dias de autonomia possibilita uma redução considerável do déficit anual de abastecimento, o que permite maior confiabilidade com menor potência instalada do gerador fotovoltaico, implicando em um compromisso técnico e econômico, cuja abordagem recomendada seria através da aplicação de um método de otimização

para redução do custo global com a implantação do sistema, avaliando as melhores alternativas para o volume do reservatório e potencia do campo fotovoltaico.

O volume total bombeado com potência do gerador fotovoltaico de 159% da potência da motobomba foi equivalente ao funcionamento da motobomba durante 4,16 horas por dia, correspondente a 84,3% do número de horas de sol pleno do local.

REFERÊNCIAS

- Alons-Abella, M., Lorenzo, E., Chenlo, F. 2003. PV water pumping systems based on standard frequency converters, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 11, pp 179-191.
- Armstrong, S; Hurley, W.G ., 2010. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. *Applied Thermal Engineering*, vol .30, pp. 1488-1495.
- Barbosa, E. M de S., Tiba, C., Salviano, C.J.C., Carvalho, A. M., Lyra, M.F., 1999. Photovoltaic water pumping system installer training: a partnership experience between the university and são francisco hydroelectric power plant. ISES 1999 Solar World Congress, Jerusalem, Israel, Jul.1999.
- Belgacem, B. G., 2012. Performance of Submersible PV Water Pumping Systems in Tunisia. *Energy for Sustainable Development*, vol. 16, pp. 415–420.
- Brito, Alaan Ubaiara.,2006. Otimização do Acoplamento de Geradores Fotovoltaicos a Motores de Corrente Alternada através de Conversores de Frequência Comerciais para acionar Bombas Centrifugas. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- Campana, E. E.,Li, H., Yan, J., 2013. Dynamic Modelling of a PV Pumping System With Special Consideration on Water Demand. *Applied Energy*, vol. 112, pp. 635–645.
- Campana, E. E.,Li, H., Yan, J., 2014. PV Water Pumping for Irrigation Equipped with a Novel Control System for Water Savings. The 6th International Conference on Applied Energy – ICAE2014. *Energy Procedia* vol. 61, pp. 949–952.
- Dubey, Swapnil ; Tiwari, G.N., 2008. Thermal modeling of a combined system of photovoltaic thermal (PV/T) solar water heater. *Solar Energy*, vol. 82, pp. 602–612.
- Fedrizzi, Maria Cristina; Sauer, Ildo Luis., 2002. Bombeamento Solar Fotovoltaico, Histórico, Características e Projetos. 4º Encontro de Energia no Meio Rural (AGRENER), Campinas – SP.
- Fedrizzi, Maria Cristina; 2003. Sistema Fotovoltaico para Abastecimento de Água para o Uso Comunitário: Lições apreendidas e procedimentos para potencializar a sua difusão.Tese Doutorado, PIPGE – USP.
- Galdino, Marco Antônio; Lima, Jorge H. G., 2002. PRODEEM – Programa nacional de eletrificação rural baseado em energia solar fotovoltaica. IX Congresso Brasileiro de Energia e IV Seminário Latino-Americano de Energia, Volume IV, Rio de Janeiro, p. 1906-1814.
- Jones, A.DA; Underwood, C.P., 2001. Thermal model for photovoltaic systems. *Solar Energy*, v. 70, n. 4, p. 349-359.
- Koeh, R. K; Ondieki, H.O; Tonui, J.K; Rotich, S.K., 2012. A Steady State Thermal Model For Photovoltaic/Thermal (PV/T) System Under Various Conditions *International Journal of Scientific & Technology Research*, vol. 1, n.11, pp. 2277-8616.
- Natural Resources Canada. 2003. Technical Fact Sheet - Premium-Effiiciency Motors. Cat. No. M144-21/2003E; ISBN 0-662-35668-3. Office of Energy Efficiency. Energy Innovators Initiative. Ottawa, ON. Canada.

Rahrah, K., Rekioua, D., Rekioua, T., Bacha, S., 2015. Photovoltaic Pumping System in Bejaia Climate with Battery Storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, pp. 13665–13675.

Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA). 2015. Disponível em <http://en.openei.org/apps/SWERA/>.

Capítulo 8



10.37423/211105059

INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COMO BONIFICAÇÃO PARA OBTENÇÃO DE ETIQUETA PROCEL

Ricardo Guedes Accioly Ramos

Universidade Federal do Pará

Hosaías Alves dos Prazeres Silva

Universidade Federal do Pará

Sérgio Tadeu Ferreira Serra

Universidade Federal do Pará

Maria Emília de Lima Tostes

Universidade Federal do Pará



Resumo. *Este artigo apresenta a análise de instalações elétricas e eficiência energética do Laboratório de Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Federal do Pará para a inserção de um Sistema de Geração Fotovoltaica como bonificação a fim de se obter a Etiqueta Nível A do Programa Brasileiro de Etiquetagem de Edificações, seguindo as diretrizes estabelecidas no Regulamento Técnico da Qualidade em Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos. As pesquisas e as propostas apresentadas no trabalho que deu origem a esse artigo mostram os benefícios energéticos e ambientais resultantes; e os Resultados deste artigo enfatizam a economia de consumo e o retorno financeiro de implantação e utilização do Sistema de Geração Fotovoltaica.*

Palavras-chave: *Energia Fotovoltaica, Eficiência Energética, Programa Brasileiro de Etiquetagem.*

1. INTRODUÇÃO

O Brasil é um país privilegiado no contexto da energia fotovoltaica já que apresenta altos níveis de radiação solar. A irradiação média anual varia entre 1200 e 2400 kWh/m²/ano, enquanto na Alemanha fica entre 900 e 1250 kWh/m²/ano. Além disso, temos uma das maiores reservas de quartzo de qualidade e somos o quarto maior produtor de silício grau metalúrgico do mundo, que é a primeira etapa para produção de silício grau solar.

Foi realizado um estudo de instalações elétricas e eficiência energética no Laboratório de Engenharia Elétrica e Computação – LEEC, da Universidade Federal do Pará – UFPA, no primeiro semestre de 2019, com o objetivo de avaliar os sistemas de iluminação e climatização artificial a fim de se realizar um *Retrofit* (melhoria) das instalações que obtenha um nível de maior Eficiência Energética do que o atual, certificado através do Programa Brasileiro de Etiquetagem de Edificações – PROCEL Edifica.

Pensando em melhorar ainda mais os aspectos energéticos e ambientais e como forma de bonificação para obtenção de uma Etiqueta nível A, foi proposta a inserção de um sistema de geração fotovoltaica para suprir toda a carga instalada no LEEC. Este artigo mostra os resultados das análises dos sistemas antes e após o *Retrofit*, a análise do consumo de energia elétrica e as especificações do sistema de geração fotovoltaica dimensionado para o atendimento desta instalação com o objetivo de obter-se uma edificação eficiente e com reduzido impacto ambiental.

1.1 METODOLOGIA DE ANÁLISE DA EFICIÊNCIA DE EDIFICAÇÕES 1.2 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

De acordo com a *Environment Investigation Agency* – EIA (2012), os impactos energético-financeiro-ambientais mundiais dos edifícios comerciais, de serviços e públicos são responsáveis pelo consumo de cerca de 40% da energia produzida e pela emissão de cerca de 40% de CO₂ (dióxido de carbono) através de seus sistemas de iluminação, refrigeração e aquecimento. No Brasil, (PROCEL, 2017) o consumo de eletricidade pelos setores residenciais, comerciais e públicos equivale a 47,6% do total de energia gerada, dos quais, 71% equivalem à demanda de uso final para sistemas de iluminação e climatização artificiais.

Para analisar os sistemas de climatização e iluminação do LEEC foi utilizado o Método prescritivo do Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edificações Comerciais de Serviços e Públicas – RTQ-C.

Para dimensionamento adequado de sistemas fotovoltaicos, Pinho (2008) orienta definir uma estratégia de operação que, em linhas gerais, visem um atendimento contínuo e de qualidade, de acordo com os padrões de fornecimento de energia exigidos, assim como a redução do consumo de energia não renovável e dos impactos ambientais. A análise do recurso solar requer os dados medidos de irradiação e, dependendo do método de dimensionamento do sistema de geração empregado, dados de temperatura. Para o sistema fotovoltaico proposto, a partir da análise de consumo do LEEC, realizou-se o cálculo da potência mínima do arranjo para suprir a carga requisitada, levando-se em consideração as perdas envolvidas no processo.

2. ANÁLISE DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA SEM O USO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

O prédio do LEEC, na Fig. 1, agrupa salas de aula e laboratórios da Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação e está localizado no campus profissional da Universidade Federal do Pará que está situada na Rua Augusto Corrêa, na cidade de Belém-PA. Está subdividido em dois blocos sendo um de 602,40 m² e outro de 482,39 m² totalizando uma área térrea aproximada de 1.106,00 m², sendo composto por salas de aulas, laboratórios e circulação. A altura do pé-direito fica em torno de 2,80 m.



Figura 1: LEEC – UFPA

2.1 ANÁLISE DOS SISTEMAS DE ILUMINAÇÃO E CLIMATIZAÇÃO ARTIFICIAL

Foram constatadas deficiências no sistema de iluminação atual do LEEC assim como o emprego ainda existente, mesmo que em menores proporções, de lâmpadas de menor eficiência que as lâmpadas LED (diodo emissor de luz), as quais foram incorporadas em parte do prédio após *retrofit* recente, comprovando-se, através dos cálculos definidos pela norma NBR ISO/CIE 8995-1, que grande parte dos ambientes não possui iluminância de trabalho adequada, assim como também se verificou que, através da potência instalada, grande parte dos ambientes se enquadra no Nível E da tabela do RTQ-C, e que de forma global por análise da Densidade de Potência Instalada de Iluminação – DPIL, a classificação do sistema atual de iluminação é Nível B, conforme dados da Tab. 1.

Tabela 1: Classificação do sistema de iluminação existente

	DPIL W/m ² (Nível A)	DPIL W/m ² (Nível B)	DPIL W/m ² (Nível C)	DPIL W/m ² (Nível D)	DPIL W/m ² (Nível E)
	17.753,72	21.298,72	24.794,73	28.168,77	17.753,72
POTÊNCIA INSTALADA ATUAL			20.817,00 W		

A classificação para o sistema de condicionamento de ar visa avaliar o desempenho energético destes equipamentos através do coeficiente de desempenho global para sistemas independentes (janela e *split*). Realizada visita técnica *in loco* para verificação dos dados fornecidos e levantamento de informações necessárias à elaboração da proposta de *Retrofit*, verificou-se o equivalente numérico de 2,354 da tabela do RTQ-C ao se analisar os tipos de equipamentos, potência e eficiência de placa, classificando o atual sistema de climatização em Nível E, conforme a Tab. 2.

Tabela 2: Classificação do sistema de climatização existente

	Potência (Btu/h)	Ponderação: potência / potência total	Potência (W)	Eficiência do Aparelho	Eq. Num	Pondera ção x Eq. Num
TOTAL	994.000	INDIVIDUAL	107.208	INDIVIDUAL	INDIVIDUAL	2,354
CLASSIFICAÇÃO DO SISTEMA EXISTENTE						D

2.2 PROPOSTA DE MELHORIA - *RETROFIT*

A visita ao local e as análises de eficiência energética do sistema atual serviram como base para as seguintes propostas para o sistema de iluminação em análise: Substituição das lâmpadas fluorescentes existentes por LED tubulares T8 de 20 watts; Padronização e redistribuição de luminárias nas salas de aula que ainda não sofreram melhorias; Redistribuição dos circuitos, para possibilitar o desligamento separadamente das luminárias próximas às janelas. A Metodologia utilizada foi o Método das Atividades do RTQ-C, pois se identificou mais de três atividades principais no LEEC. O dimensionamento realizado, se implantado, terá uma redução do consumo energético de 5.917 W para o sistema de iluminação, e a classificação parcial PROCEL Edifica em Nível A, conforme mostra a Tab. 3.

Tabela 4: Classificação do sistema de iluminação após melhoria

	DPIL W/m ² (Nível A)	DPIL W/m ² (Nível B)	DPIL W/m ² (Nível C)	DPIL W/m ² (Nível D)	DPIL W/m ² (Nível E)
	17.753,72	21.298,72	24.794,73	28.168,77	17.753,72
POTÊNCIA INSTALADA MELHORIA			14.900,00 W		

Os sistemas de condicionamento de ar devem proporcionar adequada qualidade do ar interno, conforme norma NBR 16401. Como proposta de melhoria, as cargas térmicas de projeto do sistema de resfriamento de ar foram calculadas de acordo com normas e manuais de engenharia de comprovada aceitação nacional e internacional e a Metodologia utilizada foi o Método 2 da norma ABNT NB-158 que consiste em determinar a quantidade de calor que deverá ser retirada de um ambiente, dando-lhe condições climáticas ideais para o conforto humano. Sob o ponto de vista da Eficiência Energética, o novo sistema de refrigeração, além de classificação para selo A (Tab. 4), possuirá potência total (consumo) de 105.188 W, uma redução de 2.020 W em relação às instalações existentes ($P = 107.208 \text{ W}$)

Tabela 4: Classificação do sistema de climatização após melhoria

	Potência (Btu/h)	Ponderação: potência / potência total	Potência (W)	Eficiência do Aparelho	Eq. Num	Ponderação x Eq. Num
TOTAL	1.165.000	INDIVIDUAL	105.188	INDIVIDUAL	INDIVIDUAL	4,924
CLASSIFICAÇÃO DO SISTEMA APÓS MELHORIA						A

3. INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA BONIFICAÇÃO

A motivação para inserção de geração fotovoltaica se deu pelo fato de não ser possível realizar análise de eficiência energética da envoltória da edificação do LEEC, que visa avaliar os elementos do projeto arquitetônico. Sem a avaliação da envoltória a Etiquetagem da Edificação será parcial. Entretanto, há bonificação de até 1 ponto (escala de etiquetagem: 1-5) em economias de: 10% com uso de energias renováveis e 70% de fração solar para coletores (PROCEL Edifica, 2014).

3.1 ANÁLISE DE CONSUMO DO LEEC

Para avaliar a necessidade de produção energética do local em que o projeto será implantado, primeiramente precisa-se do consumo deste local ao longo de um ano. Essa informação foi adquirida por meio do SISGEE (Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica), porém foi considerado o consumo dos últimos seis meses (dez/2018-jan, fev,mar,abr,mai/2019). No caso em estudo, o LEEC, foi constatado um consumo em seis meses de 86.664,40 kWh. Com essas informações pode-se calcular a energia média a ser suprida pelo Sistema Fotovoltaico através da Eq. (1):

$$E_{FV} = \frac{\sum_{m=1}^{12} E}{12} - CD \quad (1)$$

Onde:

E = Consumo em kWh;

CD = Consumo referente à taxa de disponibilidade.

Sabendo que a taxa de disponibilidade é a demanda contratada e que, para o LEEC não se tem essa informação, ou seja, não se sabe o quanto o laboratório contribui para a demanda contratada da UFPA, desconsiderou-se essa taxa e foi considerado um período de seis meses e não de um ano para se obter

a Energia média. Então, inserindo na fórmula os dados, obtém-se a quantidade de energia que o sistema deve gerar para suprir a necessidade da energética do local.

$$E_{FV} = \frac{86.664,40}{6} \rightarrow E_{FV} = 14.444,07 \text{ kWh}$$

3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO

A potência do sistema de geração deve ser suficiente para atender a demanda energética do LEEC. O cálculo é efetuado através da Eq. (2):

$$P_{PROJ} = \frac{E_{FV}}{HSP_m \times PR} \quad (2)$$

Onde:

HSP = Horas de Sol Pleno;

PR = Rendimento do sistema de geração desconsiderando as perdas nesse sistema, das quais podemos citar: Perdas por temperatura (entre 10 e 15%); Perdas por manutenção (0,01%); Perdas na fiação CC e CA (0,04%); Perdas no inversor (depende da eficiência, geralmente 5%). O valor de PR adotado para o sistema foi de 80%.

Para estimar a capacidade de geração do sistema e dimensioná-lo corretamente, é necessário saber a disponibilidade do recurso solar no plano de captação do local. A forma mais precisa de se obter esses dados é fazendo uso de instrumentos solarimétricos, como o pirômetro ou até uma célula adaptada para realizar medições. Porém, na ausência desses instrumentos, pode ser utilizada uma base de dados meteorológicos para extrair as informações da região em que se deseja fazer a instalação do sistema.

Por meio do software Meteornorm® foi possível identificar uma irradiação incidente de 1.851 kWh/m² ao longo de um ano. Como 1 kWh/m² de irradiação é igual à 1 hora de sol pleno (HSP), pode-se concluir que a cidade de Belém possui, das 8.640 horas de um ano, 1.851 horas de sol pleno (HSPA), ou uma média de 154,25 horas de sol pleno ao longo de um mês (HSPM).

$$P_{PROJ} = \frac{14.444,07}{154,25 \times 0,80} \rightarrow P_{PROJ} = 117,05 \text{ kWp}$$

De posse desse valor, basta escolher a potência do módulo do sistema para determinar o número de módulos necessários para atender a demanda energética do LEEC, através da equação:

$$N_m = \frac{P_{PROJ}(Wp)}{P_{max}} \quad (3)$$

A placa escolhida foi a “MAXPOWER CS6X-310” da Canadian Solar com potência de geração de 350 Wp.

$$N_m = \frac{117050}{350} \rightarrow N_m \cong 334 \text{ módulos}$$

Para dois prédios, temos 192 placas para a cobertura 1 e 142 placas para a cobertura 2, projetados de acordo com as Fig. 3 e 4.

3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE CONDICIONAMENTO DE POTÊNCIA

O dimensionamento do sistema de condicionamento de potência deve ser cuidadosamente avaliado, de modo a se evitar um sistema com baixo rendimento e até mesmo operando inadequadamente, caso o sistema esteja dimensionado distante das condições reais.

A escolha do número de módulos e a verificação da escolha do inversor são feitas através do cálculo do fator de dimensionamento do inversor (FDI) e verificando se os valores de tensão e corrente do gerador são compatíveis com os do inversor.

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{INST}} \quad (4)$$

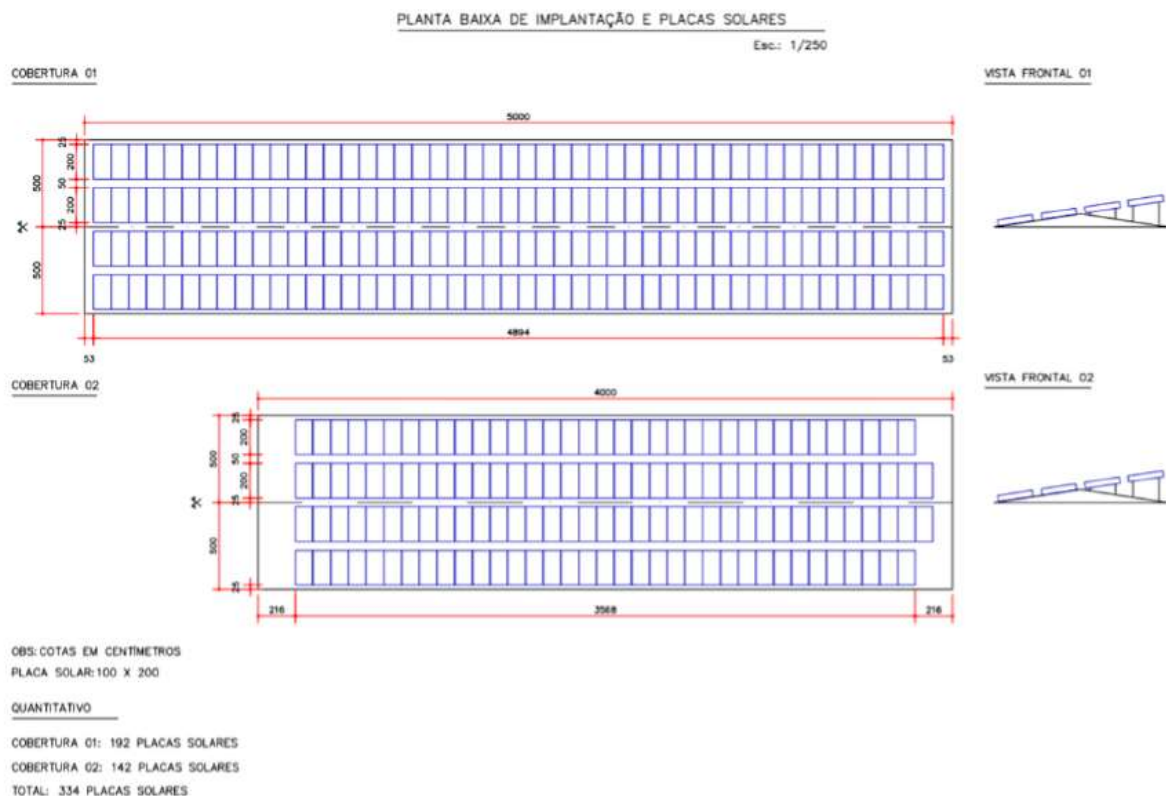


Figura 2: Planta baixa de implantação do arranjo fotovoltaico



Figura 3: Disposição dos arranjos nas coberturas voltadas para o Norte

Segundo Blasques (2007) o FDI é a relação entre a potência do inversor e a potência do gerador fotovoltaico. Para regiões onde o gerador dificilmente alcança seu valor nominal, seja por causa da baixa irradiação ou pela alta temperatura, é recomendável um inversor subdimensionado. No Brasil, valores de FDI entre 0,6 e 0,9 são recomendados.

Para o projeto com 334 módulos de 350 Wp, obtém-se uma potência instalada de 117,05 kWp. Logo, o inversor a ser utilizado nesse sistema deve ter uma potência menor que este valor. Foi escolhido o inversor Fronius Symo 20.0-3-M (20.000W) de potência, portanto ao todo são cinco inversores. Com esses dados, pode-se calcular o FDI para verificar se a configuração está dentro do recomendado.

$$FDI = \frac{100}{117,05} \rightarrow FDI = 0,85$$

Ainda segundo Blasques (2007) as condições básicas para o dimensionamento do inversor são: corrente do painel fotovoltaico (I_{SC}) deve ser inferior à corrente de entrada do inversor (I_{CCmax}); a tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico (V_{OC}) não deve ser superior à máxima tensão de entrada do inversor (V_{CCmax}); e a tensão nominal do arranjo fotovoltaico (V) deve estar situada dentro da faixa de tensão MPPT (rastreamento de ponto de máxima potência) do inversor (V_{MPPT}).

Tabela 5 - Comparação dos limites do inversor com o arranjo fotovoltaico.

Inversor	Arranjo FV
$I_{CCmax} \leq 51A$	$I_{SC} \leq 3 \times 9,08 = 27,24A$
$V_{CCmax} \leq 1.000V$	$V_{OC} = 44,9 \times 14 = 628,6V$
$420V \leq V_{MPPT} \leq 800V$	$V_{OC} = 628,6V$

De acordo com a Tab. 5, podemos concluir que o inversor pode ser utilizado no projeto, já que todos os parâmetros do arranjo fotovoltaico estão dentro do limite do mesmo.

Tabela 6 – Detalhes do produto

Número de MPPT	5,0
Potência fotovoltaica recomendada (kWp)	8,0 - 13,0 kWp
Corrente máx. de entrada	33,0 / 27 A
Corrente total máx. de entrada (x5)	135 A
Tensão nominal de entrada	500,0 V
Faixa operacional de tensão	(420Vcc a 800Vcc)
Tensão máx. de entrada	1.000,0 V
Suportes para fusíveis integrados CC	NA

4. RESULTADOS

Como resultado imediato e proposto neste artigo, a inserção de geração fotovoltaica elevaria em 1 ponto o Nível de Classificação de Eficiência Energética e Ambiental para a Etiketagem do LEEC através do PROCEL Edifica, através dos seguintes resultados obtidos para o sistema fotovoltaico dimensionado:

Tabela 7 - Resultados obtidos.

Projeto - LEEC	
Consumo médio de energia mensal	14.444,07 kWh
Potência do gerador fotovoltaico	117,05 kWp
Número de módulos	334 unidades
Potência do Inversor	5x20,00 kW
Geração média de energia ao mês	42.138 kWh

O sistema foi dimensionado para atender toda a carga do perfil de consumo do LEEC, em uma estratégia de consumo de sistema híbrido fotovoltaico-convencional baseada no recurso renovável, visando, principalmente, um atendimento contínuo e de qualidade, assim como a redução do consumo de fontes não renováveis (custos).

Na análise de viabilidade financeira e *payback* (retorno financeiro do investimento) desse sistema, considerou-se: Rendimento estimado de 65% após a vida útil de 20 anos; Utilização do sistema por 25 anos; um custo anual de energia de R\$ 81.464,55 (Tab. 8); Taxa de reajuste anual da concessionária de 8%.

Tabela 8: Estimativa do custo anual de energia convencional

Consumo médio de 6 meses (Kwh)	Preço da tarifa com impostos (RS)	Custo mensal da energia (RS)	Período (meses)	Total (RS)
14.444,07	0,47	6.788,71	12	81.464,55

Tabela 9: Custo total do sistema fotovoltaico

CUSTOS DIRETOS E INDIRETOS				
Descrição	Vida útil (anos)	Quantidade (unidades)	Preço unitário (R\$)	Custo total (R\$)
MATERIAIS				
1	Acessórios	20	12.500,00	12.500,00
2	Inversor	5	20.500,00	102.500,00
3	Painéis solares	334	1.000,00	334.000,00
4	Suporte e sustentação	20	24.000,00	24.000,00
Subtotal – custos diretos				473.000,00
CUSTOS DIRETOS	Projeto			6.500,00
	Mão-de-obra (terceiros)			28.000,00
	BDI			40.000,00
	Subtotal mão-de-obra (terceiros)			68.000,00
	Subtotal mão-de-obra			74.500,00
	Transporte			12.400,00
	Outros custos diretos			6.000,00
Subtotal custos diretos				565.900,00
CUSTOS INDIRETOS	Auditoria contábil financeira			4.000,00
	Descarte de materiais e equipamentos			500,00
	Medições e verificações			2.000,00
	Outros custos indiretos			3.000,00
Subtotal custos indiretos				9.500,00
Total – Sistema Fotovoltaico				575.400,00

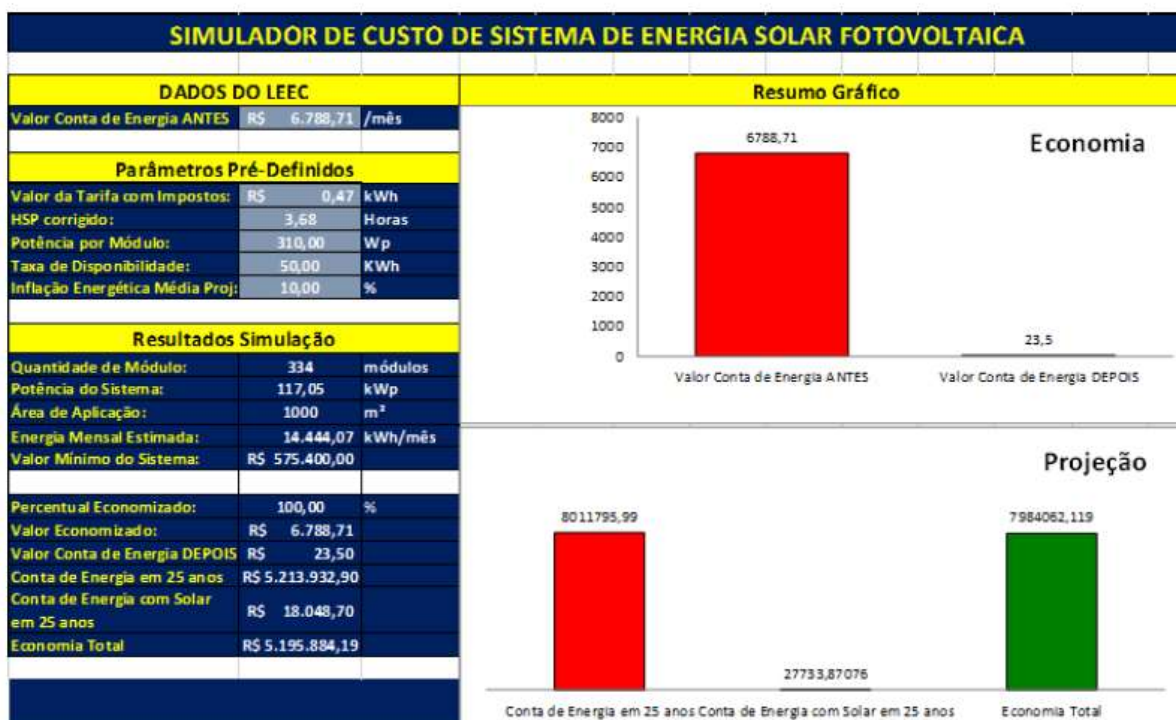


Figura 4: Simulação de custos e economia total de energia.

O custo total para implantação do sistema fotovoltaico foi estimado em R\$ 575.400,00. Considerando uma inflação energética média de 10% ao ano, a Fig. 4 mostra a economia de energia gerada com a utilização do sistema fotovoltaico em 25 anos.

A Tab. 10 calcula o *Payback* correspondente aos investimentos de implantação da geração fotovoltaica, levando-se em consideração o custo anual da energia convencional como amortização. O retorno do investimento é recuperado após 5 anos de sua implantação e, para a vida útil estimada de 20 anos, haverá um saldo positivo de economia de consumo de energia de R\$ 3.152.577,83.

Tabela 10: Payback para vida útil estimada de 20 anos

ANO	INVESTIMENTO	RETORNO FINANCEIRO	SALDO	ANO	INVESTIMENTO	RETORNO FINANCEIRO	SALDO
0	-575.400,00	575.400,00	575.400,00	11	604.741,29	175.875,85	780.617,15
1	575.400,00	81.464,55	493.935,45	12	780.617,15	189.945,92	970.563,07
2	493.935,45	87.981,71	405.953,74	13	970.563,07	205.141,60	1.175.704,66
3	405.953,74	95.020,25	310.933,48	14	1.175.704,66	221.552,92	1.397.257,59
4	310.933,48	102.621,87	208.311,61	15	1.397.257,59	239.277,16	1.636.534,74
5	208.311,61	110.831,62	97.479,99	16	1.636.534,74	258.419,33	1.894.954,07
6	97.479,99	119.698,15	22.218,16	17	1.894.954,07	279.092,88	2.174.046,95
7	22.218,16	129.274,00	151.492,16	18	2.174.046,95	301.420,31	2.475.467,25
8	151.492,16	139.615,92	291.108,08	19	2.475.467,25	325.533,93	2.801.001,18
9	291.108,08	150.785,20	441.893,28	20	2.801.001,18	351.576,64	3.152.577,83
10	441.893,28	162.848,01	604.741,29				

AGRADECIMENTOS

Aos professores do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA: Marcos Galhardo e Emília Tostes e à equipe de colaboradores e discentes usuários do LEEC.

REFERÊNCIAS

Associação Brasileira de Normas Técnicas. NB-158:1977: Cálculo de Carga Térmica. Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO/CIE 8995-1:2013: Iluminação de Ambientes de Trabalho. Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 16401-3:2008: Instalações de ar-condicionado - Sistemas centrais e unitários. Parte 3: Qualidade do ar interior. Rio de Janeiro.

Blasques, H. M. S. et al. Manual de Elaboração de Projetos para Comunidades Isoladas da Amazônia: Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Eólico-Diesel, 2007. Brasília: MME.

INMETRO. Requisitos Técnicos da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos (RTQ), 2013. Brasília, MDICE.

Pinho, J. T., 2008. Sistemas Híbridos, Soluções Energéticas para a Amazônia, ed. 1, Brasília, MME.

Sítio do Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética – PROCELINFO. Disponível em <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?TeamID={334C4CBF-08EC-4292-BD69-11BF09D67C57}>>. Acesso em 10 maio 2019.

Sítio da Empresa de Pesquisa Energética – Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira 2012. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. Acesso em: 04 dezembro 2019.

Sítio da Environment Investigation Agency – EIA 2012 Impact Report. Disponível em < <https://eia-global.org/reports>>. Acesso em: 10 maio 2019.