

FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA: INOVAÇÕES, IMPACTOS E DESAFIOS



SERGIO BATISTA DA SILVA,
OLÍVIO CARLOS NASCIMENTO SOUTO
RAQUEL APARECIDA SOUZA
(ORGANIZADORES)



NAVEGANDO

FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA: INOVAÇÕES,
IMPACTOS E DESAFIOS

1ª Edição Eletrônica

Sergio Batista da Silva
Olívio Carlos Nascimento Souto
Raquel Aparecida Souza
(Orgs.)

FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA: INOVAÇÕES,
IMPACTOS E DESAFIOS
1ª Edição Eletrônica

Uberlândia / Minas Gerais
Navegando Publicações
2019



Navegando Publicações



NAVEGANDO

www.editoranavegando.com
editoranavegando@gmail.com

Uberlândia – MG,
Brasil

Copyright © by autor, 2019.

F683 – Silva, Sergio Batista da; Souto, Olívio Carlos Nascimento; Souza, Raquel Aparecida. Fontes renováveis de energia: inovações, impactos e desafios. Uberlândia: Navegando Publicações, 2019.

ISBN: 978-85-53111-68-8

 10.29388/978-85-53111-68-8-0

1. Energia. 2. Engenharia 3. Tecnologia. I. Sergio Batista da Silva; Olívio Carlos Nascimento Souto; Raquel Aparecida Souza, .II. Navegando Publicações. Título.

CDD – 620

CDU – 62

Revisión de estilo: Iris Cano

Diagramación: Luis Moya Medina

Diseño de portada: Luis Felipe Marquez Lora

Imagen de la portada: Batalla de Boyacá. Óleo de Martín Tovar y Tovar, París 1890

Índice para catálogo sistemático

Engenharia

620

Navegando Publicações



NAVEGANDO

www.editoranavegando.com

editoranavegando@gmail.com



Uberlândia – MG

Brasil

Editores

Carlos Lucena – UFU, Brasil

José Claudinei Lombardi – Unicamp, Brasil

José Carlos de Souza Araújo – Uniube/UFU, Brasil

Conselho Editorial Multidisciplinar

Pesquisadores Nacionais

Afrânio Mendes Catani – USP, Brasil

Anselmo Alencar Colares – UFOPA, Brasil

Carlos Lucena – UFU, Brasil

Carlos Henrique de Carvalho – UFU, Brasil

Gilson César Fagiani – Uniube, Brasil

Dermeval Saviani – Unicamp, Brasil

Elmiro Santos Resende – UFU, Brasil

Fabiane Santana Previtali – UFU, Brasil

Gilberto Luiz Alves – UFMS, Brasil

João dos Reis Silva Júnior – UFSCar, Brasil

José Carlos de Souza Araújo – Uniube/UFU, Brasil

José Claudinei Lombardi – Unicamp, Brasil

José Luis Sanfelice – Unicamp, Brasil

Lívia Diana Rocha Magalhães – UESB, Brasil

Mara Regina Martins Jacomeli – Unicamp, Brasil

Newton Antonio Paciulli Bryan – Unicamp, Brasil

Paulino José Orso – Unioeste – Brasil

Ricardo Antunes – Unicamp, Brasil

Robson Luiz de França – UFU, Brasil

Valdemar Sguissardi – UFSCar – (Apos.), Brasil

Pesquisadores Internacionais

Alberto L. Bialakowsky – Universidad de Buenos Aires – Argentina.

Alexander Steffanell – Lee University – EUA

Ángela A. Fernández – Univ. Aut. de St. Domingo – Rep. Dominicana

Antonino Vidal Ortega – Pont. Un. Cat. M. y Me –, Rep. Dominicana

Carolina Crisório – Universidad de Buenos Aires – Argentina

Christian Cwik – Un. of the W. I., St. Augustine – Trinidad & Tobago

Christian Hauser – Universidad de Talca – Chile

Daniel Schugurensky – Arizona State University – EUA

Elizet Payne Iglesias – Universidad de Costa Rica – Costa Rica

Elsa Capron – Université de Nimés / Univ. de la Réunion – France

Elvira Aballi Morell – Vanderbilt University – EUA.

Fernando Camacho Padilla – Univ. Autónoma de Madrid – Espanha

Francisco Javier Maza Avila – Universidad de Cartagena – Colômbia

Hernán Venegas Delgado – Univ. Autónoma de Coahuila – México

Iside Gjergji – Universidade de Coimbra – Portugal

Iván Sánchez – Universidad del Magdalena – Colômbia

Johanna von Grafenstein, Instituto Mora – México

Lionel Muñoz Paz, Universidad Central de Venezuela – Venezuela

Jorge Enrique Elías-Caro – Universidad del Magdalena – Colômbia

José Jesus Borjón Nieto – El Colégio de Vera Cruz – México

José Luis de los Reyes, Universidad Autónoma de Madrid – Espanha

Juan Paz y Miño Cepeda, Pont. Univ. Católica del Ecuador – Equador

Michael Zeuske – Universität Zu Köln – Alemanha

Miguel Perez – Universidade Nova Lisboa – Portugal

Raul Roman Romero – Univ. Nacional de Colombia – Colômbia

Ronny Viales Hurtado – Universidad de Costa Rica – Costa Rica

Rosario Marquez Macias, Universidad de Huelva – Espanha

Sérgio Guerra Vilaboy – Universidad de la Habana – Cuba

Silvia Mancini – Université de Lausanne – Suíça

Teresa Medina – Universidade do Minho – Portugal

Tristan MacCoaw – Universit of London – Inglaterra

Victor-Jacinto Flecha – Univ. Cat. N. Señora de la Asunción – Paraguai

Yoel Cordoví Núñez – Instituto de História de Cuba y Cuba

SUMÁRIO

PREFÁCIO	1
Marco Antônio Juliatto doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.1-2	
CAPÍTULO 1	3
ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA SUJIDADE SOBRE O RENDIMENTO DO SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICO DO CAMPUS TRÊS LAGOAS DO IFMS	
Murilo Miceno Frigo - Larissa Kely da Luz Silva doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.3-14	
CAPÍTULO 2	15
ESTUDO E ANÁLISE DA PERFORMANCE DINÂMICA DO GERADOR À RELUTÂNCIA VARIÁVEL 8/6 PARA APLICAÇÃO EM ENERGIA EÓLICA	
Ricardo Tirone Fidelis Ghunter - Paulo Viajante Luciano Coutinho Gomes - Eric Nery Chaves - Olívio Carlos Nascimento Souto - Sergio Batista da Silva - Marcos Antônio Arantes de Freitas doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.15-32	
CAPÍTULO 3	33
ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA DA INSERÇÃO DE ELEMENTOS ARMAZENADORES DE ENERGIA (BATERIAS) NO SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID DO INSTITUTO FEDERAL DE GOIÁS – CAMPUS ITUMBIARA	
Diogo Machado de Souza - Olívio Carlos Nascimento Souto - José Flávio dos Santos Amaral - Sergio Batista da Silva doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.33-52	
CAPÍTULO 4	53
UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COMO FORMA DE REDUZIR PICOS DE DEMANDA: ESTUDO DE CASO NO IFG CAMPUS GOIÂNIA	
André Mendes Martins - Carlos Augusto Guimarães - Medeiros José Luis Domingos doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.53-68	
CAPÍTULO 5	69
APROVEITAMENTO DO BIOGÁS DE ATERRO SANITÁRIO: ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	
Airon Herbert Moreira Stach - Alessandro Nunes Costa - Giordani Pacifico Medeiros (in memorian) - Daywes Pinheiro Neto - Elder Geraldo Domingues doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.69-94	

CAPÍTULO 6	95
UMA ANÁLISE DO DESENVOLVIMENTO DA MINIGERAÇÃO E MICROGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	
Murilo Miceno Frigo Marina Póvoa Pontes Coelho doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.95-106	
CAPÍTULO 7	107
ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: UM ESTUDO DE CASO UTILIZANDO TELHAS TERMOACÚSTICAS FOTOVOLTAICAS	
Mellane Pires Soares - John Edward Neira Villena - Marcelo Nunes Fonseca - Paulo Takao Okigami doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.107-120	
CAPÍTULO 8	121
CONEXÃO DO GERADOR A RELUTÂNCIA VARIÁVEL COM A REDE ELÉTRICA TRIFÁSICA COM APROVEITAMENTO DA ENERGIA EÓLICA	
Deivison Paulo Alves da Silva - Ghunter Paulo Viajante - Marcos Antonio Arantes de Freitas - Damilla Raujo de Souza doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.121-136	
CAPÍTULO 9	137
AVALIAÇÃO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO CONTEXTO DA EXPANSÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA	
Jacson Hudson Inácio Ferreira - José Roberto Camacho doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.137-148	
CAPÍTULO 10	149
ANÁLISE COMPARATIVA DE SFCR FIXOS E COM RASTREAMENTO SOLAR COM USO DE SOFTWARE LIVRE	
Welberth Henrique Alves Marques - Sergio Batista da Silva - Olívio Carlos Nascimento Souto doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.149-162	
CAPÍTULO 11	163
REDUÇÃO DE CUSTOS ATRAVÉS DO GERENCIAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: ANÁLISE DA DEMANDA E DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA UFG - CAMPUS APARECIDA DE GOIÂNIA	
Josephy Dias Santos - Fernando Nunes Belchior doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.163-178	

CAPÍTULO 12	179
ANÁLISE DE CONCENTRADORES PARABÓLICOS COMPOSTOS PARA APLICAÇÃO EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	
Bruno Gabriel Gustavo - Leonardo Zambolini Vicente - Roberto Mendes Finzi Neto	
doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.179-192	
CAPÍTULO 13	193
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE, UM ESTUDO DE CASO DE MICROGERAÇÃO EM ITUMBIARA-GO	
Alessandro Oliveira da Silva - Gesmar de Paula Santos Júnior	
doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.193-208	
CAPÍTULO 14	209
MÉTODO BASEADO EM ALGORITMO GENÉTICO PARA OTIMIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO INTERNA DE PARQUES EÓLICOS	
Thiago Trezza Borges - André F. Schiochet - Paulo Roberto Duailibe Monteiro	
doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.209-222	
CAPÍTULO 15	223
OTIMIZAÇÃO DE RESERVA DE POTÊNCIA ATIVA ATRAVÉS DA OPERAÇÃO DE GERADORES HIDRÁULICOS COMO COMPENSADORES SÍNCRONOS EM UM SISTEMA COM EXPANSÃO DA GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR	
Gustavo André de Oliveira - Rui Vagner Rodrigues da Silva	
doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.223-234	
CAPÍTULO 16	235
DESENVOLVIMENTO DE MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS AUTOMATIZADOS E A COMPARAÇÃO DO RENDIMENTO ENERGÉTICO DESSES E DE MÓDULOS NÃO AUTOMATIZADOS	
Bruna Liz Duque Silva - Gabriella Ingridy de Souza Farias - Maria Júlia Fortunato Silva - Maxmiller Silva Laviola - Vinícius Almeida Silva	
doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.235-248	
CAPÍTULO 17	249
ESTUDO SOBRE AS AÇÕES DO VENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM COBERTURAS DE EDIFICAÇÕES	
Luiz Guilherme Gonzaga Borba Ferreira - José Luis Domingos - Aylton José Alves	
doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.249-266	

CAPÍTULO 18	267
SISTEMA INTELIGENTE BASEADO EM INTERNET DAS COISAS PARA MONITORAMENTO E COLETA DE DADOS EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS: A INTERAÇÃO DE UM EMBARCADO COM UM <i>CHATBOT</i>	
Victor Lunarti Valadão - Willian Martins Leão	
doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.267-280	
CAPÍTULO 19	281
ANÁLISE TEÓRICA DO GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA	
Jéssica Pereira Takatsuka - Marcos Antônio Arantes de Freitas - Ghunter Paulo Viajante - Eric Nery Chaves - Olívio Carlos Nascimento Souto - Sergio Batista da Silva - Marcelo Escobar de Oliveira - Luis Gustavo Wesz Da Silva	
doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.281-298	
CAPÍTULO 20	299
ASPECTOS FUNDAMENTAIS ACERCA DA PRODUÇÃO DE VAPORES NO SETOR SUCROENERGÉTICO E A COOGERAÇÃO DE ENERGIA	
Valdecy Inácio da Costa Neto	
doi - 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.299-312	

PREFÁCIO

Prefaciар este livro é uma das tarefas mais agradáveis para quem vêm trabalhando com a temática das Energias Renováveis e Eficiência Energética – ER&EE na Rede Federal desde a década de 90. Trata-se de entusiasmar as pessoas para que leiam e conheçam os trabalhos que estão sendo realizados pela academia, mais especificamente, pelos Institutos Federais e Universidades, nesta nova fase das ER&EE que o Brasil e o mundo vêm experimentando, em direção a maior eficiência e a sustentabilidade.

Os trabalhos apresentados no I Congresso Científico e II Workshop sobre Fontes Renováveis de Energia, que ocorreu em novembro de 2018, no campus de Itumbiara do Instituto Federal de Goiás, nos dá a dimensão do envolvimento de alunos, professores, pesquisadores e profissionais das empresas e dos setores de energia, voltados ao estudo e a pesquisa sobre ER&EE, sobre os ganhos reais que cada sistema ou equipamento apresentam e sobre os benefícios que estes assuntos vem trazendo para as corporações e sociedade.

Tratou-se de compilar os 20 trabalhos aprovados que couberam e puderam ser apresentados no período do evento, mas que com certeza retrataram a riqueza e qualidade dos temas que buscaram promover as discussões relacionados às Fontes Renováveis de Energia, permitindo trocas de experiências, apresentação de pesquisas e estudos recentes, interação entre todos os atores acadêmicos, públicos e privados, em busca de maior eficiência e eficácia dos processos que envolvem as ER&EE.

Todo o conhecimento que vem sendo produzido, sua promoção e divulgação em todos os segmentos é tarefa de todos os que acreditam em modelos mais sustentáveis de produção e uso das fontes de energia, e que buscam dedicar seu trabalho e tempo para pesquisas e estudos que caminham nessa direção.

Animados e encorajados por todos os eventos que a Rede Federal vem apresentando, entre eles o I Congresso Científico e II Workshop sobre Fontes Renováveis de Energia, a equipe de profissionais da Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica – SETEC/MEC, que vem trabalhando com ER&EE, lançou em junho de 2017 o Programa EnergIF (www.energif.mec.gov.br), Programa para o Desenvolvimento de Energias Renováveis e Eficiência Energética na Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica. O EnergIF busca fortalecer as ações nos eixos da infraestrutura necessária, da capacitação profissional dos atores envolvidos, da pesquisa, desenvolvimento, inovação e empreendedorismo, da gestão eficiente da energia e da difusão e engajamento de pessoas às temáticas das ER&EE.

Os trabalhos aqui reunidos pelo excelente corpo de professores do IFG, coordenados pelo engenheiro eletricista e professor Dr. Sergio Batista da Silva, que há 15 anos na Rede Federal vem dando ênfase a geração da energia elétrica, atuando principalmente com os temas de fontes renováveis de energia, sistemas híbridos de geração distribuída e energia solar fotovoltaica, estão todos em alinhamento com o que vem sendo discutido e apresentado nos mais conceituados eventos do setor elétrico.

Ao tempo que parabenizo ao professor Sergio e seus colegas pelo belíssimo evento, convido a todos para que leiam e busquem aplicar os conhecimentos aqui compartilhados, para que juntos busquemos construir ações mais sustentáveis para nosso planeta e nossas vidas.

Prof. Marco Antônio Juliatto
Coordenador do Programa EnergIF
SETEC/MEC

CAPÍTULO 1

ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA SUJIDADE SOBRE O RENDIMENTO DO SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICO DO CAMPUS TRÊS LAGOAS DO IFMS

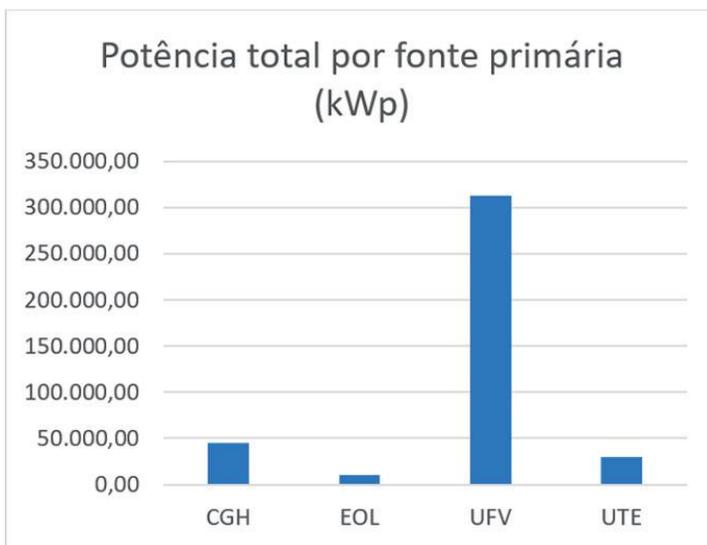
Murilo Miceno Frigo
Larissa Kely da Luz Silva

1 INTRODUÇÃO

A Resolução ANEEL n° 482 de 17 de abril de 2012 posteriormente atualizada e substituída pela Resolução ANEEL n° 687 de 24 de novembro de 2015 estabeleceu os critérios para as modalidades de minigeração e microgeração de energia elétrica. Tais unidades são alocadas diretamente nas redes de distribuição em instalações de consumidores. Desde então uma série de mudanças nos senários regulatórios e econômicos proporcionou o crescimento, até o momento exponencial dessa modalidade de geração de eletricidade.

Dentre as diversas fontes de energia aplicáveis nas modalidades de minigeração e microgeração a de fonte solar fotovoltaica tem alcançado destaque no que diz respeito a quantidade de unidades, na data de 16 de julho de 2018, representava exatos 99,4% da quantidade total e 78,6% da potência instalada dos sistemas instalados no Brasil. Vale ressaltar que o Brasil possui boa distribuição de radiação solar em todo o seu território, enquanto outras fontes como a hídrica e eólica necessitam de condições geográficas favoráveis nem sempre encontradas. Na figura 1 é apresentada a potência total instalada por fonte primária. As unidades fotovoltaicas possuem protagonismo tanto em quantidade de unidades quanto na potência total instalada. Os dados supracitados e apresentados na figura 1, são baseados no Banco de Dados de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Figura 1 – Potência instalada por fonte primária no Brasil



Fonte: Próprios autores, 2018.

Como a implantação de sistemas solares fotovoltaicos tem se alastrado por todo território nacional, é de se esperar que as características peculiares de cada localização interfiram no rendimento das unidades geradoras, tais como, temperatura média, radiação solar, poluição atmosférica, índice de chuvas, entre outros. A sujeira devido a presença de partículas na atmosfera, excesso de poeira ou poluição ou até mesmo excremento de aves é o terceiro fator ambiental mais significativo para a produtividade das unidades.

Nesse trabalho é explorado os principais problemas relacionados a sujeira de instalações fotovoltaicas encontrados por diversos pesquisadores no Brasil, bem como é apresentado o problema de sujeira particular da unidade de microgeração fotovoltaica instalada no campus Três Lagoas do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul. São sugeridas possíveis intervenções para mitigação desse problema, sempre levando em consideração a sustentabilidade e a economicidade.

2 O PROBLEMA DA SUJEIRA

A geração solar fotovoltaica consiste na utilização de material semicondutor capaz de converter a energia contida na radiação solar em eletricidade denominado célula solar (ZILLES *et al*, 2012; VILLALVA; GAZOLLI, 2012). Dessa forma, a geração solar fotovoltaica depende diretamente da radiação global que incide sobre o painel composto pelas células fotovoltaicas. A radiação luminosa emitida pelo Sol deve atravessar atmosfera antes de incidir sobre o semicondutor da placa fotovoltaica e dar início ao processo de conversão fotoelétrica, dessa forma alguns fatores influenciam diretamente nessa incidência e

consequência na eficiência do sistema, tais como, a inclinação do plano da placa fotovoltaica em relação ao Sol, a presença de partículas solidadas de poeira ou poluição na atmosfera, a presença de nuvens e é claro a presença de sedimentos sobre a placa.

A sujeira é um processo natural que ocorre pela sedimentação de partículas do solo que por algum motivo foram agitadas, por exemplo, pela ação dos ventos ou movimentação de automóveis e posteriormente depositadas sob a placa. (Júnior, 2018, Tonolo, 2018, Hickel, 2016, Barbosa, 2018)

Como a presença de sujeira impacta no rendimento do conjunto fotovoltaico e por consequência no retorno financeiro do investimento. Dessa forma os conhecimentos do efeito da sujidade, bem como das medidas de mitigação, servem como ferramenta para melhoria do estudo da viabilidade dos projetos fotovoltaicos bem como da redução ou conhecimento dos riscos envolvidos nos empreendimentos.

O crescimento do número de pequenos sistemas de geração solar no Brasil, caracterizados na modalidade de minigeração e microgeração trouxeram as primeiras preocupações com o tema o resultado pode ser observado pelo elevado número de trabalhos abordando especificamente os efeitos da sujidade apresentados nas últimas edições do Congresso Brasileiro de Energia Solar (CEBENS), que ocorreram em 2016 e 2018. Um breve estado da questão com trabalhos selecionados dos anais desses últimos dois eventos é apresentado a seguir.

Segundo Hickel (2016) e Barbosa (2018), a sujidade é um dos principais fatores ambientais que influenciam o rendimento dos sistemas fotovoltaicos, ficando atrás somente da radiação solar e da temperatura. Ainda segundo Barbosa (2018) apesar da importância da sujidade sobre o rendimento dos sistemas essa variável ainda é ignorada.

Rezende e Zilles (2018) em sua análise sobre as perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito da sujidade apontaram que a maioria dos estudos sobre o tema abordam as grandes usinas solares, onde muitas vezes a limpeza se torna inviável, porém estudos para pequenos sistemas devem ser realizados, uma vez que a limpeza desses sistemas é mais simples e dependendo dos níveis de perdas, ela se torna viável.

Para Júnior (2018) as perdas devido a sujidade são significativas, podendo atingir uma ordem de 20% nos sistemas estudados pelo autor. Além disso o autor recomenda para os períodos de estiagem uma limpeza quinzenal, sendo que este prazo pode ser ampliado durante o período de chuvas. Para Tonolo (2018) a autolimpeza que o sistema solar apresenta durante as chuvas é suficiente para a manutenção do rendimento, ficando a necessidade da limpeza apenas em períodos de estiagem.

3 CONTEXTUALIZANDO A UNIDADE DE MICROGERAÇÃO DO CAMPUS TRÊS LAGOAS DO IFMS E O PROBLEMA DA SUJIDADE

A unidade de geração do campus Três Lagoas do IFMS possui capacidade de geração de 70 kW pico, contando com 260 placas solares de 270 W_p, distribuídas em cinco inversores, sendo 214 placas solares distribuídas no telhado da edificação dos laboratórios e 46 placas implantadas em solo, cuja finalidade é mais didática, embora o sistema esteja produzindo energia e injetando na rede.

As placas instaladas no telhado da edificação não foram alocadas com nenhuma estrutura adicional, dessa forma obedeceram a orientação e inclinação original do telhado, vale ressaltar que o telhado esteja orientado para o norte e com uma inclinação suficiente para o bom funcionamento e aproveitamento da chuva para a limpeza das placas. A instalação pode ser observada na figura 2.

Figura 2 – Sistema fotovoltaico do IFMS Três Lagoas, parte sob telhado



Fonte: Próprios autores, 2018.

As placas instaladas no solo obedeceram à critérios a fim de evitar o sombreamento, questões de segurança e de facilidade de acesso. A fim de atender esses critérios, bem como facilitar a visualização pela comunidade a instalação foi feita próxima a entrada do campus. Como o campus se encontra em uma região, cercada por ruas de terra o acúmulo de poeira é acentuado, dessa forma o rendimento do sistema é severamente prejudicado. O excesso de acúmulo de poeira nas instalações das placas em solo pode ser observada na comparação entre a figura 3 e a figura 4.

Figura 3 – Sistema em solo, com pouca sujeira



Fonte: Próprios autores, 2018

Figura 4 – Sistema em solo, com sujeira



Fonte: Próprios autores, 2018

Além da poeira, principal componente da sujidade no sistema instalado no IFMS campus Três Lagoas, existe também o impacto causado por dejetos de pássaros. Porém esse impacto não tem sido por enquanto o mais relevante. Na figura 5 é possível observar uma placa fotovoltaica suja por dejetos.

Esse problema levou ao presente estudo que pretendeu primeiramente mensurar o prejuízo no rendimento da microgeração devido ao acentuado acúmulo de sujeira, bem como contextualizar o problema levando em conta o estado da questão e finalmente estabelecer o melhor planejamento de manutenção, levando em consideração as características operacionais, econômicas e ambientais.

Figura 5 – Dejetos sob a placa solar no IFMS Três Lagoas



Fonte: Elaborado pelos próprios autores, 2018

A unidade em solo foi instalada no mês de março e operou a partir de abril, início do período de estiagem, como pode ser observado na figura 6. Dessa forma logo observou-se o grande acúmulo de poeira nos módulos, fator que causou inquietação no grupo de estudantes e servidores da instituição em relação ao efeito prejudicial dessa situação para o bom funcionamento da unidade geradora.

Figura 6 – Média mensal histórica de chuvas em três lagoas



Fonte: Elaborado pelos próprios autores, 2018

4 ANÁLISES E RESULTADOS

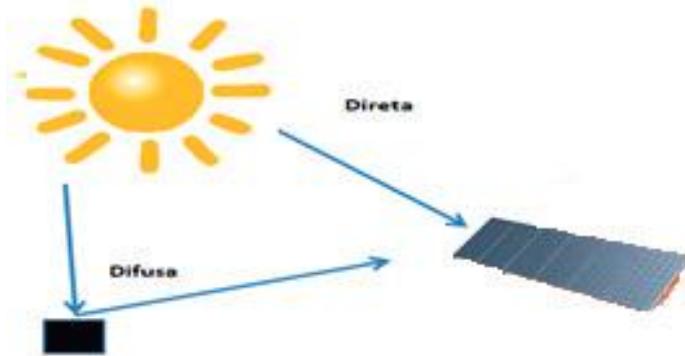
A produtividade dos sistemas fotovoltaicos, na literatura muitas vezes trazida em inglês “yield” é estimada com base na potência instalada, dada em kWp dividida pela energia, dada em kWh, gerada pelo sistema em um determinado período. Nesse trabalho todos os cálculos foram feitos considerando o período de um dia. (ZILLES et al, 2012; VILLALVA; GAZOLLI, 2012).

$$\text{Produtividade} = \frac{[\text{kWh}]}{[\text{kWp}]}$$

A produtividade não é suficiente para estimar o efeito das sujidades, pois desconsidera a disponibilidade de radiação solar no período. A disponibilidade de radiação depende de fatores sazonais e condições climáticas.

Dessa forma após calculada a produtividade do sistema o desempenho (PR) é calculado com base na radiação solar incidente no módulo no período analisado. A radiação solar é a energia contida na luz do Sol que incide sobre o módulo fotovoltaico, sendo que essa radiação é dividida em radiação direta e radiação difusa, conforme Figura 7. (CERESB, 2018)

Figura 7 – Radiação direta e difusa



Fonte: Elaborado pelos próprios autores, 2018

O desempenho é calculado pela relação da produtividade diária pela radiação incidente sobre o módulo conforme a equação 2.

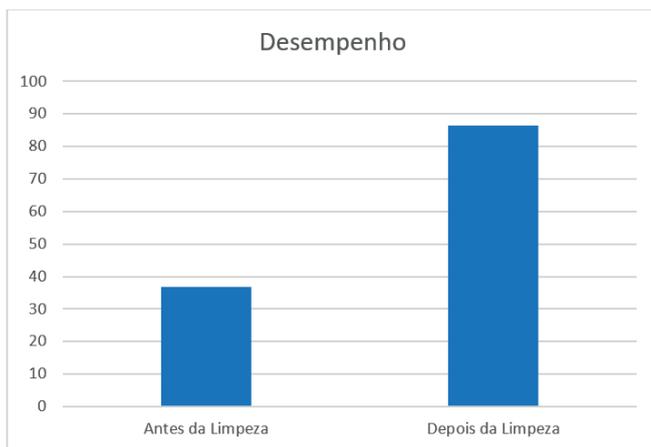
$$\text{Desempenho} = \frac{\text{Produtividade}}{\text{Radiação Período} / 1000}$$

O sistema de microgeração instalado em solo, possui 11,880 kWp, instalados através de 44 placas fotovoltaicas, do tipo policristalino, com 270 kWp cada, ligadas ao sistema elétrico por um inversor de 15 kWp.

A fim de estabelecer o impacto da sujeidade devido a poeira causada na unidade geradora em solo foi feita uma limpeza com jato de água sem pressurização, também não foi efetuado qualquer processo de limpeza com panos ou rodos, ou ainda aplicação de produto de limpeza.

Um teste inicial sobre o efeito da sujeidade foi feito no dia 12 de julho de 2018. O sistema fotovoltaico foi limpo e é possível observar na figura 8 a melhoria do desempenho do sistema de 36,7% para 85,6% alcançando uma melhoria de 50%. Vale ressaltar que a limpeza foi feita após um período de forte estiagem e estava sujeita a um acúmulo considerável de sujeira.

Figura 8 – Efeito da limpeza no desempenho do sistema fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelos próprios autores, 2018.

Após a limpeza o clima seco e a forte presença de poeira voltaram a afetar o sistema, que foi perdendo rendimento constantemente, até uma chuva no dia vinte de agosto. O efeito pode ser observado na figura 9.

Figura 9 – Efeito da limpeza no desempenho do sistema fotovoltaico

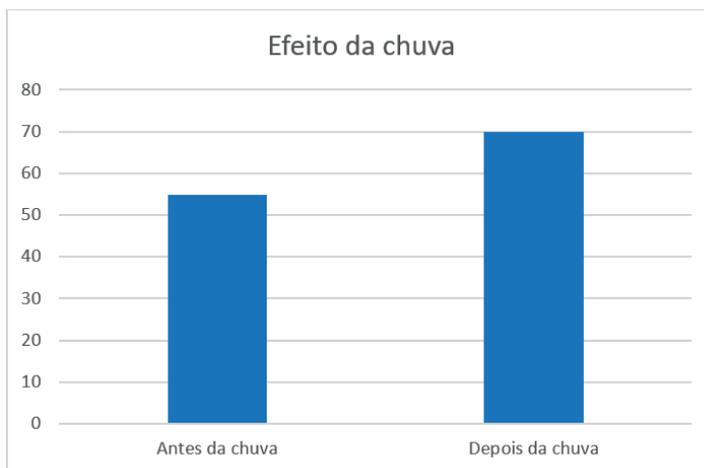


Fonte: Elaborado pelos próprios autores, 2018

O desempenho medido imediatamente antes e depois da chuva é apresentado na figura 10.

Nota-se um efeito positivo da chuva sobre o sistema fotovoltaico devido ao seu efeito de autolimpeza, porém como foi uma chuva isolada e moderada não foi suficiente para recuperar totalmente o sistema do efeito da sujeira.

Figura 10 – Efeito da chuva no desempenho do sistema fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelos próprios autores, 2018

5 CONCLUSÕES

Nesse trabalho foi realizada uma análise bibliográfica do efeito da sujeira em sistemas fotovoltaicos. Os resultados foram comparados com os dados

de uma usina instalada no IFMS campus Três Lagoas. Pode se concluir que os resultados levantados apontam para um efeito mais drástico ao encontrado na bibliografia, porém o fato é justificável pelas condições de instalação da usina em questão. Por se tratar de uma instalação em solo, próxima a uma rua de terra, recém cascalhada, em uma região de solo arenoso. Além disso o período de análises coincidiu com um período de estiagem. Concluiu-se também que uma limpeza simples, com água, sem produtos químicos e sem ajuda de máquinas de pressão é suficiente para mitigar consideravelmente o efeito da sujeira, além disso, as chuvas também proporcionam um bom resultado de limpeza, poupando recursos naturais e financeiros. Vale ressaltar que a água utilizada na limpeza foi de reuso. Finalmente, os resultados iniciais justificam uma pesquisa mais apurada para o levantamento de um procedimento de limpeza, com maior ou menor frequência de limpeza durante o período mais seco e mais úmido. Como trabalhos futuros sugerimos o acompanhamento do sistema por um período mínimo de 12 meses, inicialmente sem a utilização de meios artificiais de limpeza, posteriormente com testando várias metodologias, com intervalos distintos e a possibilidade do uso de produtos de limpeza, como o detergente neutro ou um rodo com pano.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 jul. 2018.

_____. **Resolução Normativa nº 482/2012 de 17 de abril de 2012**. 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 set. 2018.

BARBOSA, E. R.; FARIA, M. S. F.; GONTIJO, F. B. Influência da sujeira na geração fotovoltaica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais...** Gramado: Lepidus, 2018.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA. **Atlas Solarimétrico do Brasil**. 2000. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 01 out. 2018.

HICKEL, B. M. et al. Análise da influência do acúmulo e sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos FV: revisão e medições de campo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.

JÚNIOR. S. G. S.; CRUZ S. R.; AMARAL. L. S. Impacto da sujidade sobre o desempenho de sistemas fotovoltaicos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais...** Gramado: Lepidus, 2018.

REZENDE, V. G. S.; ZILLES, R. Análise das perdas de produtividade em

geradores fotovoltaicos por efeito da sujidade. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais...** Gramado: Lepidus, 2018.

TONOLO, É. A.; MARIANO, J. D. A.; JUNIOR, J. U. Análise do efeito do acúmulo de sujeira nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais...** Gramado: Lepidus, 2018.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações -sistemas isolados e conectados à rede.** São Paulo: Editora Érica, 2012.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** São Paulo: Oficina de Textos, 2012. (Coleção aplicações da energia solar fotovoltaica, 1).

CAPÍTULO 2

ESTUDO E ANÁLISE DA PERFORMANCE DINÂMICA DO GERADOR À RELUTÂNCIA VARIÁVEL 8/6 PARA APLICAÇÃO EM ENERGIA EÓLICA

Ricardo Tirone Fidelis
Ghunter Paulo Viajante
Luciano Coutinho Gomes
Eric Nery Chaves
Olívio Carlos Nascimento Souto
Sergio Batista da Silva
Marcos Antônio Arantes de Freitas

1 INTRODUÇÃO

Atualmente boa parte de toda a eletricidade produzida em uma nação industrializada é processada por motores elétricos. Na geração, apesar da diversidade de fontes alternativas disponíveis, o gerador elétrico rotativo é responsável por quase toda a eletricidade produzida, daí a importância de contínuos estudos das máquinas elétricas (FIDELIS, 2016).

Assim, as máquinas elétricas devem estar sob constante investigação, na busca de melhores índices de eficiência e desempenho. Neste sentido, a evolução dos sistemas eletrônicos tem permitido que a Máquina a Relutância Variável se torne uma forte candidata para uso em aplicações de energia eólica e outras aplicações (FIDELIS, 2017), (VIAJANTE, 2013) envolvendo velocidade variável (MORAES, 2017).

Neste cenário, o Gerador a Relutância Variável (GRV) surge como um candidato interessante para aplicações eólicas pequenas ou médias, principalmente porque possui características adequadas para este tipo de aplicação, como comportamento estável sob variação de velocidade e possibilidade de operação satisfatória mesmo com ausência de fases.

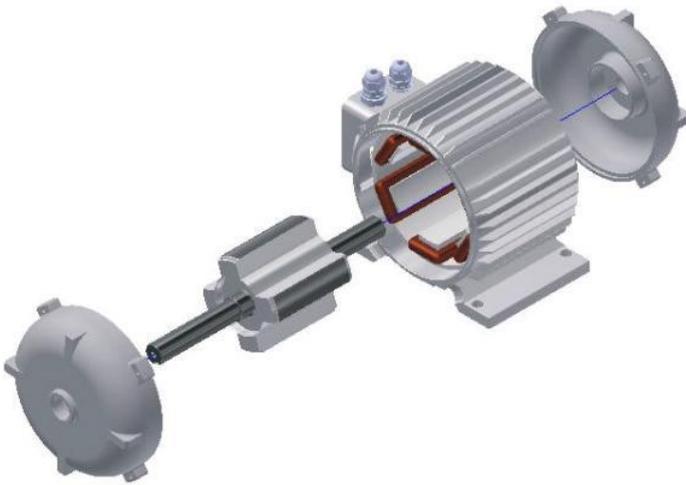
Dessa forma, este trabalho apresenta a implementação de uma plataforma experimental para estudo, acionamento e controle do GRV, onde são investigados os principais fatores de impacto para a tensão gerada que podem ser utilizados em malhas de controle para estabilizar e controlar a tensão gerada.

2 ASPECTOS CONSTRUTIVOS DA MRV

A MRV é composta primariamente por um estator e um rotor com polos salientes. É uma máquina robusta e confiável, com boa tolerância à falta de fase (COSTA, 2004), (SUSITRA, JEBASELI, 2010) e a possibilidade de realizar trabalhos em ambientes que estão sob condições adversas. Apresenta boa relação conjugado/volume e baixo custo de construção, por não possuir enrolamentos no rotor e outros elementos específicos necessários em outras máquinas (MO-

RAES, 2017, p. 158). A Figura 1 mostra um esboço explodido de um MRV, exemplificando sua simplicidade construtiva.

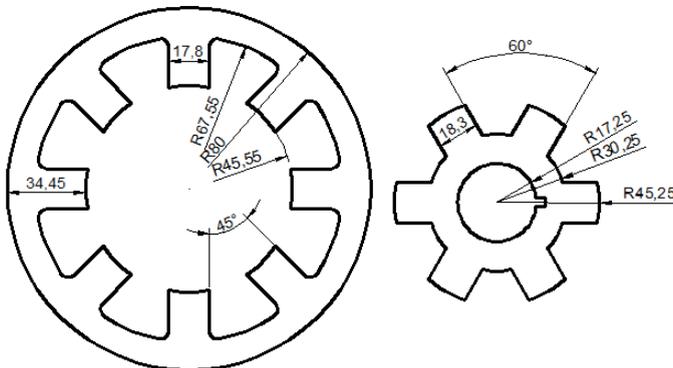
Figura 1 – Máquina a Relutância Variável



Fonte: Próprios Autores, 2018

O protótipo utilizado neste trabalho é uma máquina 8x6 com potência nominal de 2.2KW (3CV). Foi desenvolvido e projetado em laboratório para dar suporte a este projeto que inclui: modelagem matemática, simulação computacional, circuitos eletromagnéticos, determinação de indutância pelo método de elementos infinitos e plataforma de acionamento. A Figura 2 mostra um croqui com as dimensões (milímetros / graus) adotadas para o protótipo.

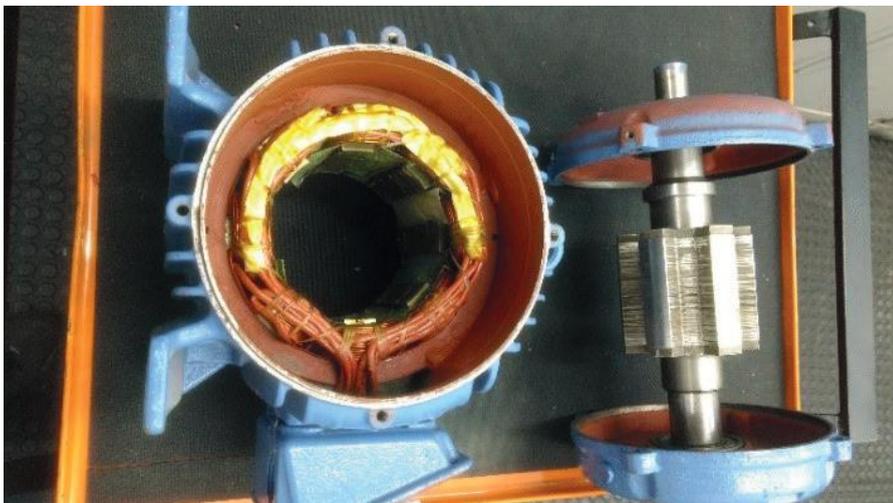
Figura 2 – Esboço da Máquina a Relutância Variável



Fonte: Próprios Autores, 2018

Na figura 3 é apresentada uma foto da máquina projetada e construída.

Figura 3 – Rotor e Estator da MRV

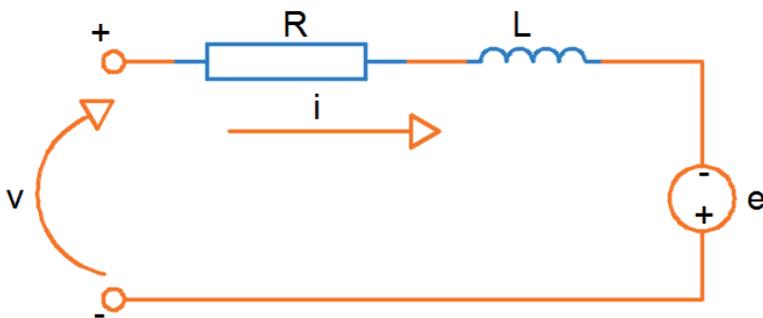


Fonte: Próprios Autores, 2018

2.1 Equações elétricas e mecânicas

O circuito de uma única fase do Gerador a Relutância Variável (GRV) é apresentado na Figura 4, sendo composto de forma simplificada por uma resistência representando a resistividade do cobre utilizado no enrolamento, uma indutância variável representando a indutância do enrolamento e uma fonte representando a força contra eletromotriz.

Figura 4 – Circuito de uma única fase da MRV



Fonte: Próprios Autores, 2018.

A equação da tensão na fase está apresentada nas equações 1 e 2.

$$V = Ri + \frac{d\lambda(i, \theta)}{dt} \quad (1)$$

$$V = Ri + L(i, \theta) \frac{di}{dt} + e \quad (2)$$

Onde V é a tensão aplicada, i é a corrente da fase, R é a resistência da fase, L é a indutância incremental da fase e θ é a posição do rotor. A variação dessa mesma indutância em função da posição é chamada de indutância incremental. O terceiro termo do lado direito da equação é a força contra eletromotriz e , que isoladamente pode ser escrita como:

$$e = i\omega \frac{L(i, \theta)}{d\theta} \quad (3)$$

Onde, ω é a velocidade angular do rotor.

As equações elétricas e a equação mecânica do GRV podem ser agrupadas e reescritas na forma matricial, conforme mostrado na equação 4 (ALVES, 2008, p. 258), o que facilita o emprego de métodos numéricos para sua solução. Não foi contemplado nesta análise os efeitos das indutâncias mútuas entre as fases.

$$[V] = [R][I] + [L][\dot{I}] \quad (4)$$

Da equação 4 é possível escrever a equação de estados da máquina isolando-se a matriz $[\dot{I}]$ de modo a obter a equação 5 (VIAJANTE, 2013):

$$[\dot{I}] = [L]^{-1}[V] - [L]^{-1}[R][I] \quad (5)$$

Tabela 1 – Elementos da bancada

ID	QUANTIDADE	DESCRIÇÃO
1	01 unidade	NY MyRio 1900
2	04 unidades	Drive duplo isolado
3	01 unidade	Conversor Half-Bridge
4	03 unidades	Capacitor e Resistor de carga
5	01 unidade	Instrumento de Analise
6	01 unidade	Condicionador de sinais
7	01 unidade	Fonte para os periféricos
8	01 unidade	Inversor de Frequência
9	01 unidade	Computador / Supervisorio
10	08 unidades	Pinos de Saida da MRV
11	03 unidades	Pinos de saída para MIT

Fonte: Próprios autores, 2018

Como máquina primária é utilizado um motor de indução trifásico com potência nominal de 3CV, 4 polos. Para a detecção da posição do rotor foi utilizado um encoder absoluto com uma resolução de 10 bits, dando uma precisão de detecção de 0,35 graus.

A MRV 8/6 possui oito polos no estator e seis polos no rotor, de modo que entre o alinhamento de uma fase e a próxima fase há um atraso de 15 graus. Para o acionamento preliminar da máquina e os testes apresentados aqui, foi decidido limitar o ângulo de acionamento em 15 graus, evitando assim o sombreamento das fases. No entanto, um estudo será realizado no futuro sobre a influência do uso de ângulos de acionamentos superiores a 15 graus e o impacto do sombreamento, principalmente sob o desenvolvimento do conjugado da máquina.

Com um ângulo de 15 graus por fase, o ciclo de ativação das quatro fases se repete a cada 60 graus. Para economizar recursos computacionais e simplificar o algoritmo, a entrada do codificador, uma vez referenciada, foi dividida em ciclos de 60 graus.

O ângulo de acionamento é mostrado na tabela 2. O parâmetro identificado como ganho é uma constante de valor entre 0 e 1, permitindo assim que a largura de pulso seja variada de forma simples através de um sistema de controle, ou ainda manualmente pela aplicação de supervisão desenvolvida para o projeto.

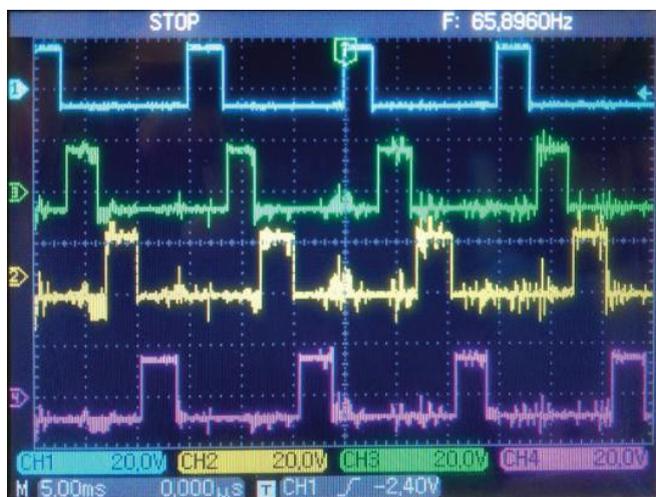
Tabela 2– Regra para Geração dos Pulsos de Acionamento

Fase	Pulso Ligado	Pulso Desligado	Valor Máximo
A	0	Ganho*15	14,999
B	15	15+Ganho*15	29,999
C	30	30+Ganho*15	44,999
D	45	45+Ganho*15	59,999

Fonte: Próprios autores, 2018

A figura 7 mostra os pulsos medidos na saída dos gate drives (Figura 6, item 2), considerando as larguras de pulso especificadas na tabela 2.

Figura 7 – Pulsos na saída do conversor

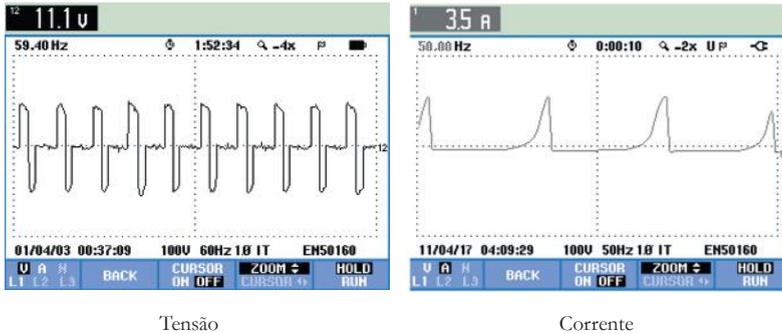


Fonte: Próprios Autores, 2018

4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

A máquina foi acionada preliminarmente como gerador e as formas de onda para tensão e corrente de fase podem ser vistas na figura 8.

Figura 8 – Formas de onda medidas na fase da máquina

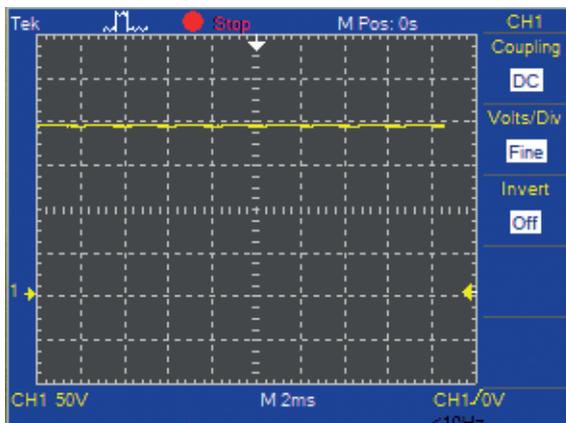


Fonte: Próprios Autores, 2018

4.1 Variação da tensão de excitação

Foram feitos testes para determinar a influência da tensão de excitação na tensão gerada (tensão na carga). Neste teste, a velocidade de acionamento da máquina foi mantida constante, bem como a largura de pulso de acionamento e as condições de carga. Dessa forma é possível visualizar a real influência da tensão de excitação para a tensão gerada. A Figura 9 mostra a forma de onda da tensão na carga obtida para este teste, onde pode ser verificado pequenas ondulações, característico de máquinas chaveadas.

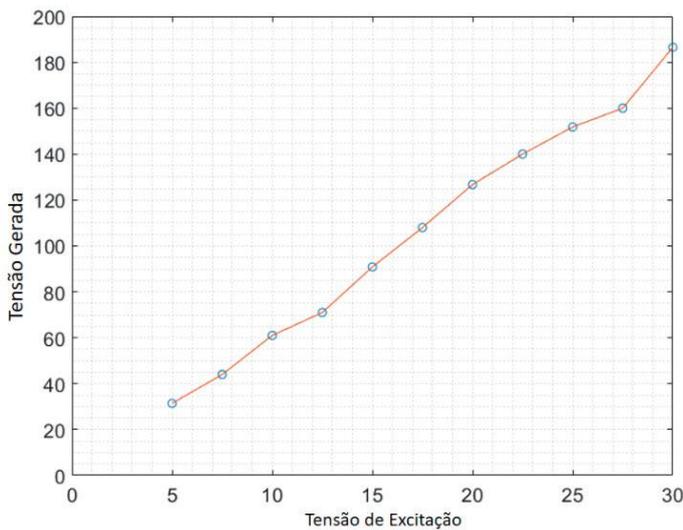
Figura 9 – Forma de onda obtida na carga



Fonte: Próprios Autores, 2018

Em seguida, o acionamento foi feito com diferentes tensões de excitação. A Figura 10 apresenta um resumo dos dados coletados, demonstrando o comportamento da tensão gerada com o aumento da tensão de excitação.

Figura 10 – Resumo dos dados coletados



Fonte: Próprios Autores, 2018

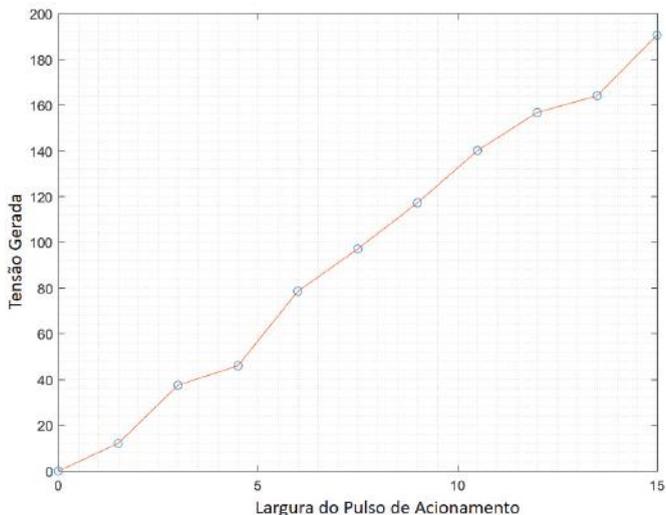
Fica evidente a partir da Figura 10, a influência direta da tensão de excitação sobre a tensão gerada, fator que justifica a possibilidade de controlar a tensão gerada utilizando a tensão de excitação.

4.2 Variação da Largura do Pulso de Acionamento

Apesar da forte influência da tensão de excitação na tensão gerada, outro fator relevante para o controle da tensão gerada é a largura do pulso de excitação. Alterando a largura dos pulsos para manter a fase energizada por um tempo maior ou menor, influencia diretamente a tensão gerada e consequentemente a malha de controle pode usar este parâmetro para controlar a máquina. Técnicas de controle também podem ser empregadas manipulando simultaneamente a tensão de excitação e a largura de pulso.

Assim, neste teste, a tensão de excitação foi mantida constante, a velocidade constante, a carga constante e apenas a largura do pulso de acionamento foram manipuladas, variando o ganho, resultando em uma largura de pulso por fase entre 0 e 14.999 graus, como apresentado na tabela 2. A Figura 11 mostra o comportamento da tensão gerada para o acionamento com diferentes larguras de pulso.

Figura 11 – Comportamento da tensão com diferentes larguras de pulso



Fonte: Próprios Autores, 2018

4.3 Variação da Velocidade

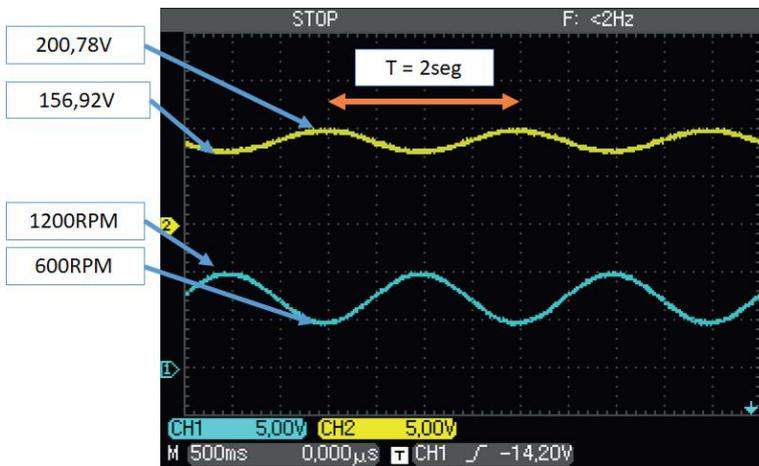
Este teste foi realizado para verificar a influência da velocidade, fator crítico para aplicações eólicas. A Figura 12 mostra a forma de onda da tensão gerada para um perfil de velocidade senoidal. Neste acionamento as condições eram tensão de excitação constante a 25V, velocidade variando de 600 a 1200 RPM, largura de pulso de 15 graus, carga de 75 Ohms.

A principal característica observada para a variação de velocidade é que quanto menor a velocidade, maior a tensão gerada. Esse fato pode ser explicado, porque, em velocidades menores, cada fase permanece energizada por mais tempo.

Na figura 12, o canal 1 (CH1) mede a tensão da carga, variando entre 156,92V e 200,78V. Um sinal correspondente à velocidade entre 600 e 1200 RPM é exibido no canal 2 (CH2) através de um *feedback* da máquina de indução, onde 10V é equivalente a 1200RPM.

Mesmo para uma variação de 50% na velocidade, a tensão na carga teve uma variação de aproximadamente 21%, evidenciando a baixa influência da velocidade, sendo possível controlar essa variação de tensão manipulando a excitação e os ângulos de disparo das chaves.

Figura 12 – Tensão gerada para um perfil senoidal de velocidade



Fonte: Próprios Autores

A Figura 13 mostra a forma de onda da tensão gerada para um perfil de velocidade triangular. Neste acionamento as condições foram: tensão de excitação constante a 25V, velocidade variando de 600 a 1200 RPM, largura de pulso de 15 graus, carga de 75 Ohms,

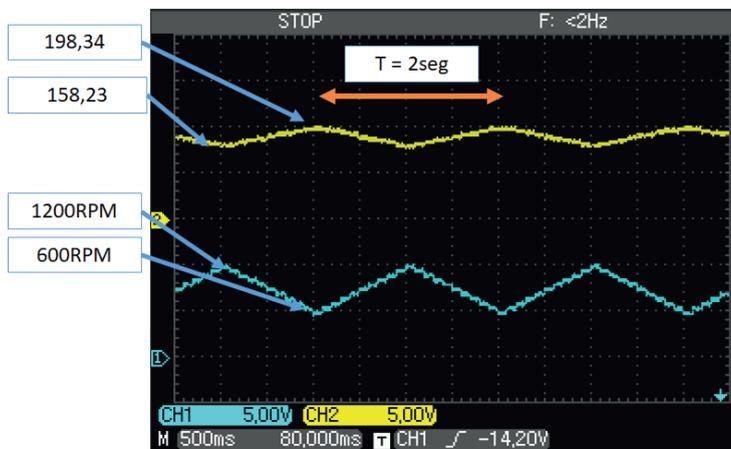
Na figura 12, o canal 1 (CH1) mede a tensão da carga, variando entre 158,23 e 198,34V. Um sinal correspondente à velocidade entre 600 e 1200 RPM é exibido no canal 2 (CH2). Mesmo para uma variação de 50% na velocidade, a tensão na carga teve uma variação de aproximadamente 20%.

Esse padrão de comportamento foi repetido em todos os testes realizados, evidenciando que o comportamento da tensão gerada é muito previsível em relação à velocidade. Independentemente do perfil de velocidade imposto, notou-se uma quase repetição do perfil de velocidade na tensão de carga, mas inversamente proporcional.

Por estar operando em malha aberta, optou-se por não impor velocidades muito baixas, devido às altas correntes que podem ocorrer. Decidiu-se também não impor velocidades extremamente altas, para evitar sobrecarga no encoder e acoplamentos da bancada.

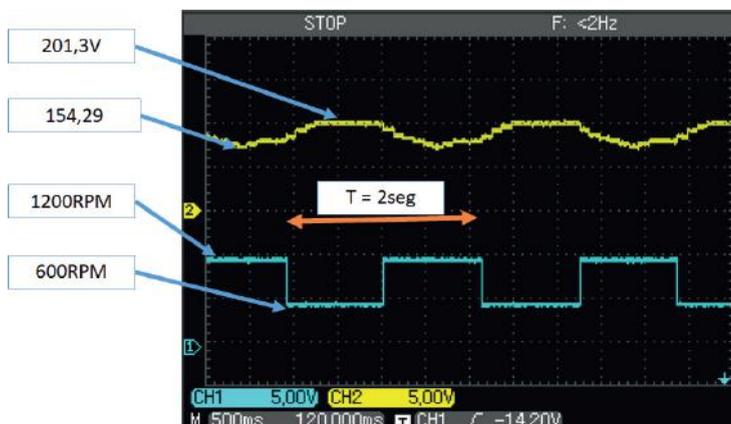
A Figura 14 mostra a forma de onda da tensão gerada para um perfil de velocidade em degrau (mudança crítica). Neste acionamento, as condições foram: tensão de excitação constante a 25V, velocidade variando de 600 a 1200 RPM, largura de pulso de 15 graus, carga de 75 Ohms.

Figura 13 – Tensão gerada para um perfil triangular de velocidade



Fonte: Próprios Autores, 2018

Figura 14 – Forma de onda para variação em degrau da velocidade



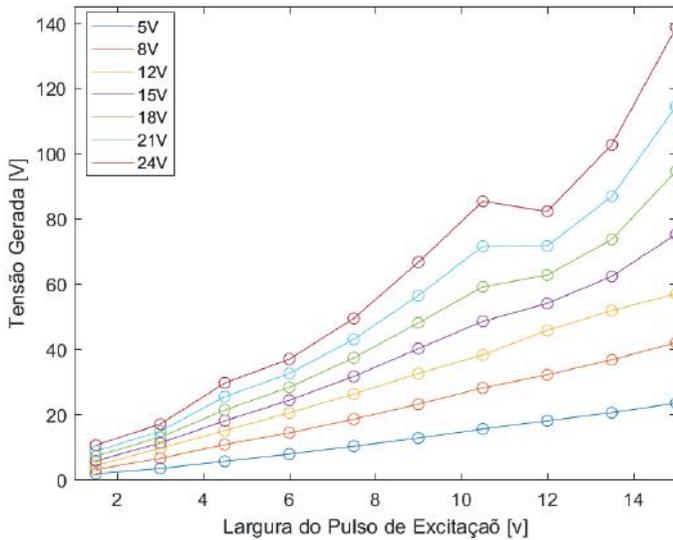
Fonte: Próprios Autores, 2018

4.4 Acionamento com Falta de Fase

Para garantir a fidelidade dos dados durante a comparação do desempenho com a falta de uma fase, os dados foram coletados nas mesmas condições para o acionamento com quatro fases e acionamento com três fases, sendo refeita parte dos testes de excitação e largura de pulso, garantindo que os dados comparados foram obtidos sob as mesmas condições de acionamento.

A Figura 15 mostra uma série de curvas considerando a tensão de excitação diferente com a ativação das quatro fases.

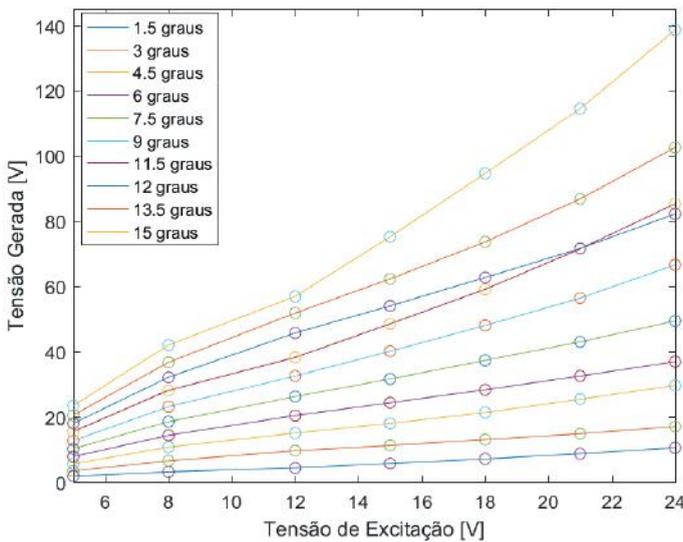
Figura 15 – Tensão gerada em função da largura do pulso (quatro fases)



Fonte: Próprios Autores, 2018

A Figura 16 mostra os valores obtidos considerando a variação da tensão de excitação em um acionamento com a ativação das quatro fases.

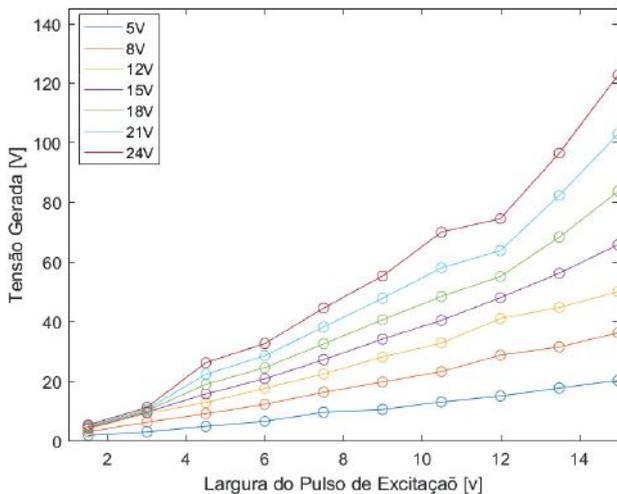
Figura 16 – Tensão gerada em função da tensão de excitação (quatro fases)



Fonte: Próprios Autores, 2018

O mesmo teste foi realizado para avaliar a operação da máquina com a falha (falta) de uma fase, de modo que a fase D da máquina fosse desconectada do circuito, o resultado pode ser visto na figura 17.

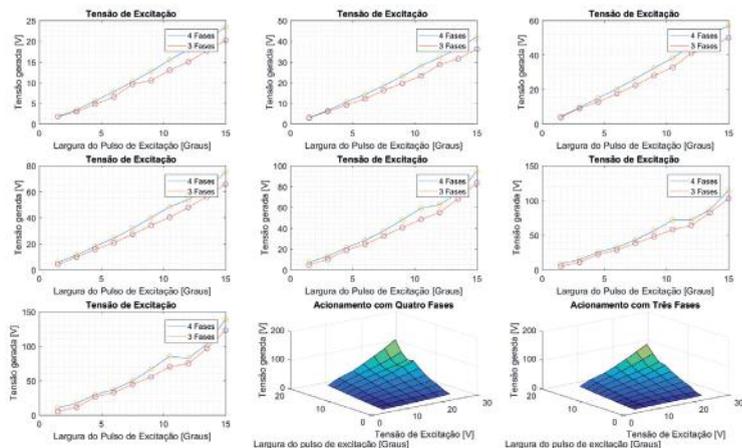
Figura 17 – Tensão gerada em função da excitação (três fases)



Fonte: Próprios Autores, 2018

Para fins de comparação, percebe-se que conforme mencionado Viajante (2013, p. 135) e Fidelis (2016, p. 2), a falha ou falta de uma das fases na máquina tem um pequeno impacto na tensão gerada, para o mesmo acionamento velocidade e a mesma carga. A Figura 18 mostra algumas das curvas obtidas, onde o impacto causado pela falta de uma das fases na máquina é evidente. A diferença entre o acionamento com todas as fases e o acionamento com falha de uma das fases permaneceu sempre abaixo de 15% para as condições de acionamento, velocidade e carga analisadas.

Figura 18 – Comparação entre o acionamento com as quatro fases e o acionamento com a falta de uma fase



Fonte: Próprios Autores, 2018

4.5 Resumo dos Ensaios

Com base nos testes realizados, é possível entender a real influência de cada um dos quatro fatores analisados. A Tabela 3 apresenta um resumo dos resultados. Considerando apenas os valores coletados dentro dos limites estabelecidos nos quatro testes realizados. Os valores determinados em "rate" na tabela 03 identificam a real influência da grandeza analisada em relação à tensão gerada para a faixa de operação adotada. Esses valores não são otimizados para extrapolação ou para outras condições de acionamento.

Portanto, esses valores são interessantes para ter uma percepção mensurável da influência de cada parâmetro. É fácil identificar o alto impacto causado pela tensão de excitação e pela largura do pulso de acionamento, enquanto a velocidade causa um baixo impacto na voltagem gerada.

Tabela 3 – Síntese dos ensaios

Parâmetro	Comportamento	Impacto	Valores Médios
Tensão de Excitação	Diretamente Proporcional	Alto	6,04 V_{carga}/V_{excit}
Largura do Pulso de Acionamento	Diretamente Proporcional	Alto	12,4 $V_{carga}/Grau$
Velocidade	Inversamente Proporcional	Baixa	-0,07 V_{carga}/RPM
Falta de uma Fase	Inversamente Proporcional	Baixa	0,859 $V(n-1)/V(n)$

Fonte: Próprios autores, 2018

É importante notar que para sistemas com velocidade extremamente baixa, uma estratégia de controle deve ser implementada para evitar a tensão do circuito de potência, pois cada fase permanecerá ativada por um longo tempo, fazendo com que as correntes de magnetização atinjam valores potencialmente prejudiciais para as máquinas e circuitos de acionamento.

5 CONCLUSÃO

O projeto e construção de uma Máquina de Relutância Variável 8x6 juntamente com uma bancada de acionamento foi finalizado com sucesso, permitindo o acionamento e controle da MRV sob diversos regimes de acionamento e de operação.

Com os resultados obtidos, é possível analisar e determinar formas de controle da tensão gerada, além do estudo de outras características relevantes como eficiência, estudo da técnica de *tracking* de ponto de potência máxima (MPPT) e estimativa da posição do rotor para ativação sem sensor.

A bancada ainda permite a realização de estudos sobre o acionamento e controle de MRV como motor para outras aplicações, como automotiva e aeroespacial, evidenciando a potência do projeto desenvolvido.

REFERÊNCIAS

ALVES, F. **Modelagem, Construção, Testes e Análise de Desempenho de um Gerador a Relutância Chaveado**. Uberlândia: Universidade de Uberlândia, 2008, 258 p.

ALVES, C. et al. **Simulação, Projeto e Teste de um Gerador a Relutância Chaveado Trifásico 6x4**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2001.

COSTA, R. D. S. **Análise, projeto e construção do motor monofásico à relutância chaveado: uma solução eficiente para cargas de potência fracionária**. 2004. 158 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2004.

FIDELIS, R. et al. **Development of an Experimental Platform to Drive the Switched Reluctance Machine**. Tenerife: International Conference On Renewable Energies And Power Quality, 2016. ISSN 2172-038.J.

_____. **Voltage Behavior in the Switched Reluctance Generator Due to Different Speed Profiles Aimed at Use in Small Turbines**. Tenerife: International Conference On Renewable Energies And Power Quality, 2017. ISSN 2172-038.

MILLER, T. **Electronic Control of Switching Reluctance Machine**. Amsterdam: Elsevier, 2001. 272 p. (Newness Power Engineering Series, 1).

MORAES, M. **Desenvolvimento de plataforma de acionamento digital**

para motor a relutância variável 8/6. Uberlândia: Universidade de Uberlândia, 2017. CDU:621.3.

SUSITRA, D. et al. Switched Reluctance Generator – Modeling Simulation, analysis and Control. A comprehensive Review, **International Journal of Computer Application**, New York, v. 1, n. 2, 2010.

VIAJANTE, G. **Gerador a Relutância Variável em Conexão com a Rede elétrica para Injeção de Potência Ativa.** Uberlândia: Universidade de Uberlândia, 2013. CDU:621.3.

CAPÍTULO 3

ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA DA INSERÇÃO DE ELEMENTOS ARMAZENADORES DE ENERGIA (BATERIAS) NO SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID DO INSTITUTO FEDERAL DE GOIÁS – CAMPUS ITUMBIARA

Diogo Machado de Souza
Olívio Carlos Nascimento Souto
José Flávio dos Santos Amaral
Sergio Batista da Silva

1 INTRODUÇÃO

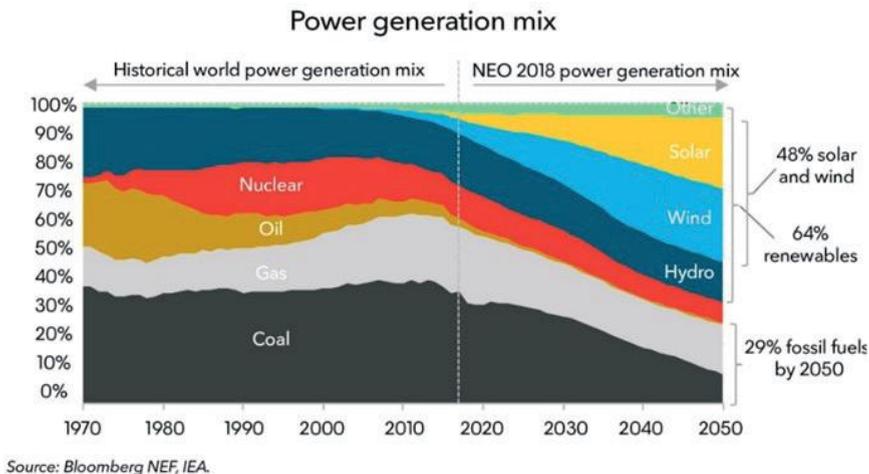
Em 2016 a capacidade de energia solar instalada no mundo cresceu aproximadamente 50%, equivalente a 75 GW, elevando assim, a potência mundial instalada para 303 GW, sendo a China responsável por 40% desse crescimento, segundo o International Energy Agency (2017) (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018). E tal redução de preço de investimento fotovoltaicos foi um dos motivos os quais fez a produção de energia solar saltar de 19 GWh em 1990, para 21,8 TWh em 2016 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018).

O crescimento líquido da energia solar, em 2016, superou o crescimento de qualquer outra fonte de energia usada no mundo, e tal crescimento contribuiu, juntamente com outras fontes renováveis, para que o taxa de emissão de CO₂ oriundo dos combustíveis fósseis e da indústria mantivesse um crescimento pífio pelo terceiro ano consecutivo, crescendo cerca de 0,2% ao ano, segundo o REN21 (2017) (RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY, 2017). No Brasil, a estimativa é que até o ano de 2024 o país atinja 7 GW instalados, aumentando, desta forma, a participação da energia solar na matriz energética de 0,02%, em 2014, para cerca de 4% (Ministério de Minas e Energia (2017) (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA BRASILEIRO, 2018). Este aumento exponencial se deve a inúmeros fatores, entre eles a redução de custos de um sistema e os incentivos dados pelo governo através de portarias regulamentando a forma de compensação da energia gerada pelo consumidor. O crescimento da energia solar vem ocorrendo em duas direções: sistemas fotovoltaicos instalados nos telhados de unidades consumidoras e o investimento de grandes empresas na construção de usinas solares.

Estima-se também um aumento de 50% das energias eólicas e solares na geração mundial até 2050 devido à redução drástica de custos de sistemas renováveis e também no preço de baterias, representado pela Figura 1, permitindo assim que a eletricidade seja armazenada e descarregada para atender mudanças na demanda e no fornecimento. Segundo a BNEF (*Bloomberg New Energy Finance*) (BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE, 2018) a redução dos custos de armazenadores de energia significa um aumento em energia solar e eólica,

estimando um investimento de cerca de US\$548 bilhões até 2050 em baterias.

Figura 1 – Previsão da geração de energia mundial até 2050



Fonte: Bloomberg NEF, IEA.

A geração distribuída conectada à rede de distribuição pode resultar em problemas de qualidade de energia como por exemplo variação de tensão, distorções harmônicas. O PRODIST Modulo 8 estabelece os limites de tensão como sendo: 95% da tensão nominal, como limite mínimo de tensão e 105% como limite máximo de tensão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Em um sistema de distribuição sem geração distribuída tem-se em uma queda de tensão e o fluxo de potência tem sentido da subestação para a carga, já em sistemas com geração distribuída pode ocorrer a inversão fluxo de potência e haver a elevação de tensão. O comportamento da tensão em sistemas de distribuição radial passa a depender não só da carga, mas também da geração, de tal sorte que em momentos de cargas baixa e elevada geração a tensão na carga tende a subir, e em momentos de carga alta e elevada geração a tensão tende a não cair significativamente (NETO, 2016).

Além do fenômeno acima observado, a tensão poder sofrer variações devido a intermitência da produção de energia dos painéis solares devido à alta variação dos recursos solares. Para resolver tal intermitência, o uso de banco de baterias conectados em paralelo com painéis fotovoltaicos é considerado uma solução satisfatória por ser capaz de armazenar a energia excedente e evitar que esta seja injetada na rede (ROCHA, 2016).

O autoconsumo é definido com a taxa de kWh de energia solar consumida pela carga o qual o sistema fotovoltaico está conectado (STOPPATO; JAVANSHIR, 2017), de forma que a prioridade da geração de energia solar seja

o consumo ao invés da injeção de energia na rede de distribuição. Com o intuito de aumentar o autoconsumo de sistemas elétricos, insere-se banco de baterias que operaram armazenando o excedente de energia solar que não foi consumida pela carga, fazendo com que a energia não seja injetada para rede, mas que seja consumida em outro horário.

Para aplicação em sistemas fotovoltaicos seja conectado ou não a rede elétrica, é importante que a bateria apresente as seguintes características: elevada capacidade de operar em regimes de ciclos de recarga/descarga, baixa manutenção, boa resistência em operar em condições de temperatura elevadas e que seja segura (ROSOLEM; PINTO; BECK, 2016).

Diante de tal especificações o mercado atual tende a utilizar os seguintes armazenadores de energia: Baterias de chumbo-ácido e baterias de íons de lítio. As baterias de chumbo-ácido são as mais clássicas do mercado, devido a seu baixo custo e sua consolidação no mercado atual. Porém a sua principal desvantagem é o baixo ciclo de vida, sendo utilizada, portanto em sistemas menores (ROSOLEM; PINTO; BECK, 2016).

As baterias de chumbo-ácido atualmente usadas no mercado para sistemas solares são as estacionárias VRLA, pois não demandam manutenção e evitam a liberação de gases tóxicos e/ou corrosivos. As de íons de lítio estão dominando o mercado hoje, especialmente em aplicativos móveis. Sua implementação de baterias de íons de lítio no campo estacionário aumentou significativamente desde 2010, utilizada principalmente para veículos elétricos e híbridos (KHORMALI, 2015).

2 METODOLOGIA

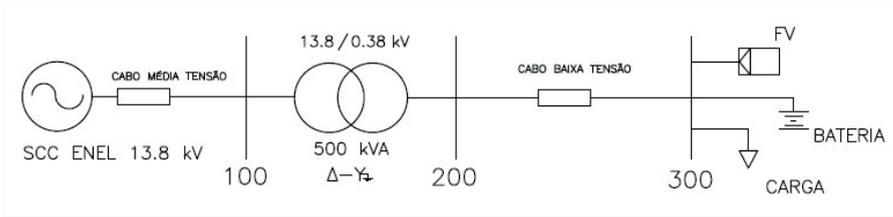
A fim de mensurar os impactos na tensão para altos níveis de penetração fotovoltaica (elevada geração) combinado com o uso de banco de baterias no Instituto Federal de Goiás – Campus Itumbiara (IFG), foi escolhido o programa OpenDSS, por ter elevada flexibilidade a ponto de permitir o usuário criar situações específicas para cada caso estudado dentro dos padrões de análise fornecido pelo próprio programa (PUBLIC INTEREST ENERGY RESEARCH (PIER) PROGRAM WHITE PAPER, 2013).

O OpenDSS (The Distribution System Simulator) é um programa de código aberto capaz de realizar simulações para sistemas de distribuição de energia elétrica. O software é capaz de suportar todo tipo de análise em regime permanente no domínio da frequência utilizado em sistemas de distribuição elétricos, além de outras funcionalidades tais como a inserção de geração distribuída (GD), análise de distorções harmônicas, redes inteligentes, sistemas de proteção e medição de corrente e tensão de sistemas elétricos (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2018).

A Figura 2 representa o diagrama unifilar do sistema simulado com os respectivos componentes: alimentador ENEL-D, cabo de média tensão, transformador trifásico, cabo de baixa tensão, a carga do IFG – Itumbiara, o banco

de baterias e sistema fotovoltaico.

Figura 2 - Diagrama unifilar do sistema simulado para IFG



Fonte: Próprios autores, 2018.

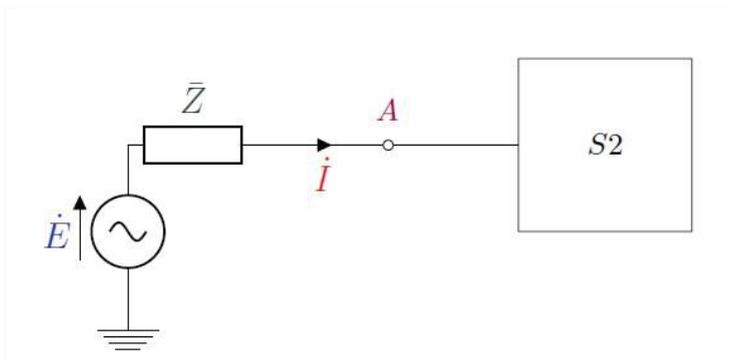
2.1 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO NO OPENDSS

2.1.1 Sistema de Distribuição ENEL

O IFG – Itumbiara é conectado no alimentador da ENEL de número 09904 (4), suprido pela subestação Itumbiara Velha no nó de número 5128026 / PG 8858015. O alimentador tem uma potência de curto circuito monofásica de 26,36 MVA e a potência de curto trifásica é de 45,83 MVA. A impedância de sequência positiva em pu é de $1,3287 + j 1,7307$ e a de sequência zero é de $1,6651 + j 5,7973$, sendo ambas as impedâncias na base de 100MVA.

A Figura 3 representa como o sistema de distribuição da ENEL será representado usando o equivalente de Thévenin e como a carga é representada para o sistema de distribuição. O equivalente de Thévenin é responsável por tratar todo o sistema de distribuição que atende o campus de Itumbiara como uma única fonte de tensão e uma impedância em série, e o bloco de carga S2 é uma representação de toda carga do IFG – Itumbiara como uma única carga.

Figura 3 – Equivalente de Thévenin de um sistema genérico



Fonte: OpenDSS Element Circuit, Electric Power Research Institute.

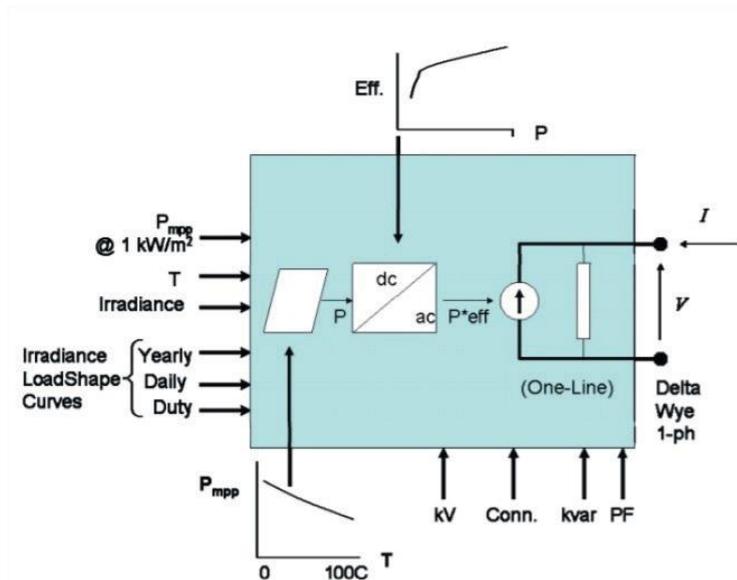
2.1.2 Cabeamento e Transformador

No que diz respeito ao cabeamento, escolheu-se cabos comerciais de até 22 kV para lado de alta do transformador e cabos de até 1 kV para o lado de baixa. Os transformados no OpenDss são modelados como transformadores três transformadores monofásicos ligados conforme necessário. O transformador da subestação do IFG é de 500 kVA, 13,8/0,38 kV ligado em delta-estrela aterrado.

2.1.3 Sistema Fotovoltaico

O modelo da Figura 4 representa a estrutura computacional dos sistemas fotovoltaicos empregados no OpenDSS, nota-se que o modelo fotovoltaico acompanha um conversor CC/CA e que não é preciso configura-lo separadamente. O sistema fotovoltaico no OpenDSS demanda os seguintes dados: irradiância, temperatura, potência ativa e reativa, tipo de conexão, fator de potência e o ponto de máxima potência. A quantidade de energia gerada é uma função da irradiância, temperatura e do ponto de máxima potência.

Figura 4 – Diagrama de bloco do modelo PVSystem no OpenDSS



Fonte: OpenDSS Element PVSystem, Electric Power Research Institute.

Os sistemas fotovoltaicos instalados no IFG possuem uma potência total de 70,2 kW_p de módulos FVs (65 kW de Inversores) e estão no telhado dos blocos 300, 400 e 500, cada um com um inversor de 20 kW, além de um sistema no solo com inversor de 5 kW, a Figura 5 mostra a distribuição física dos siste-

mas instalados. O sistema fotovoltaico modelado no programa conta com uma única unidade geradora de 60 kWp.

Figura 5 – Vista área dos sistemas fotovoltaicos instalados no IFG – Itumbiara

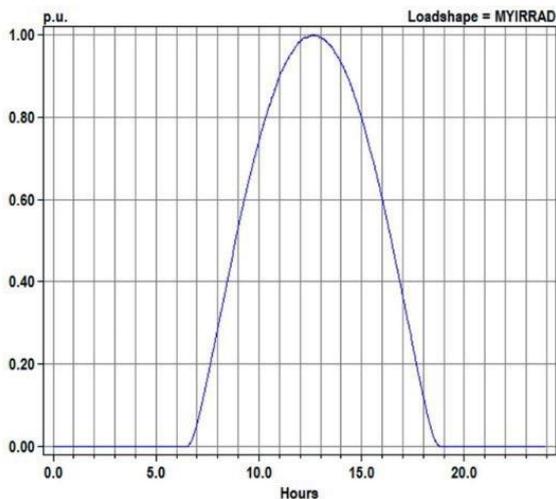


Fonte: Próprios autores, 2018.

No telhado de um dos blocos está instalada uma estação meteorológica, a qual é responsável por obter todas as informações usadas neste trabalho. A estação é composta por uma célula de referência para medição da irradiância, um senso de velocidade dos ventos, um sensor de temperatura ambiente e um sensor de temperatura dos módulos FVs. Os dados possuem medições com um intervalo de aquisição de cinco minutos.

A temperatura dos módulos e a temperatura ambiente foram inseridas no *OpenDSS* com o intuito de mensurar as perdas em sistemas com elevada temperatura e tornar as simulações fidedignas em relação a quantidade de recurso solar disponível no IFG-Itumbiara. A Figura 6 mostra a quantidade de radiação solar curva de irradiância de um dia típico, com céu claro, obtidos pela célula de referência instalada no campus, com valores muito próximos ao valor máximo disponível na superfície terrestre (1 kW/m^2), indicando assim condições ideais para sistemas fotovoltaicos.

Figura 6 - Radiação solar medida no IFG – campus Itumbiara



Fonte: Próprios autores, 2018.

A partir da Figura 7 nota-se que os módulos solares alcançam temperaturas elevadas no decorrer do dia, mesmo em um dia com temperatura ambiente por volta de 30° Celsius a temperatura nos painéis chega a alcançar 51° Celsius.

Figura 7 - Temperatura medida no IFG - Campus Itumbiara



Fonte: Próprios autores, 2018.

O aumento de temperatura ambiente provoca um aumento de temperatura nas células fotovoltaicas gerando assim uma queda de tensão. A corrente sofre um leve aumento em altas temperaturas, porém não compensa em potência, as perdas causadas pela queda de tensão (PINHO; GALDINO, 2014).

2.1.4 CARGA

A carga do Campus IFG - Itumbiara, foi obtida através de medições locais por meio de analisadores de energia conectado no secundário do transformador da subestação gerando a curva de carga representada na Figura 8. A carga do campus inserida no OpenDSS será considerada como uma única carga de potência constante com valor de 140 kW e 22 kVAr.

Figura 8 – Curva de carga diária medido no quadro geral de baixa tensão no IFG – Campus Itumbiara



Fonte: Próprios autores, 2018.

A análise da Figura 8 apreende-se que a maior solicitação de potência ativa do sistema supridor ocorre por volta das 16h30m e não no horário de ponta. É uma situação típica para a instalação considerando as particularidades do campus, já que no período vespertino o número de turmas é maior que nos períodos noturno e matutino.

Em relação a potência reativa de um sistema fotovoltaico inserido no OpenDSS, pode-se operar de duas maneiras, a primeira determina a potência reativa do sistema fotovoltaico e o inversor atua variando o fator de potência para uma mesma potência ativa constante, a segunda determina-se o fator de potência do sistema fotovoltaico e o inversor atua variando a potência relativa em função da potência ativa constante. O método escolhido para a simulação foi um fator de potência unitário e uma potência reativa variável de acordo com a potência ativa.

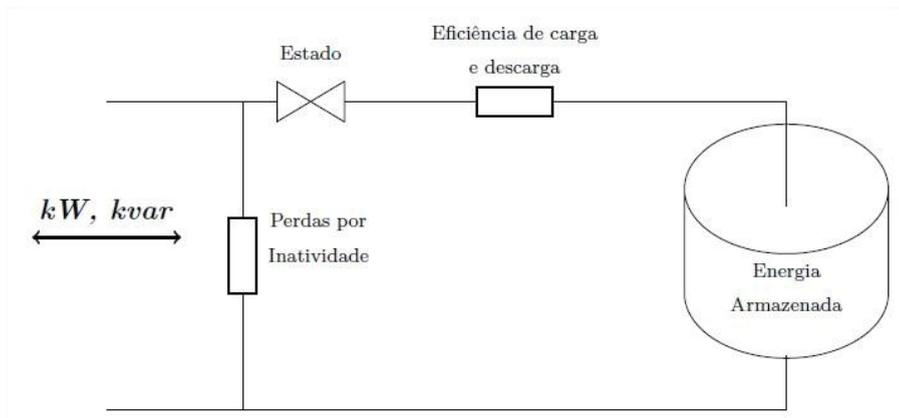
O banco de baterias tem por objetivo de armazenar energia excedente produzido pelos painéis durante a tarde e liberar tal energia durante o horário de

ponta, efetuando assim, uma técnica de gerenciamento de demanda denominada redução de pico ou peakshaving (MEDEIROS; SOUZA; MARTINS, 2016). Tal técnica também pode ser realizada através de módulos solares, para cargas que possui o pico de consumo durante o período vespertino, de forma que a energia produzida pelo sistema fotovoltaico irá reduzir o consumo da rede, porém tanto com bateria como com painéis solares a redução de pico depende das particularidades da carga.

2.1.5 BANCO DE BATERIAS

A Figura 9 ilustra o modelo de armazenamento do banco de baterias no OpenDSS, o qual atua como uma carga constante durante o carregamento e durante o descarregamento atua como um gerador. O sistema funciona como um armazenador ideal que é conectado com impedâncias, as quais são responsáveis por especificar as perdas do sistema.

Figura 9 – Diagrama de bloco do modelo Storage do OpenDSS



Fonte: *OpenDSS Element Storage*, *Electric Power Research Institute*, traduzido pela USP.

O sistema conta com dois tipos de perdas, as perdas por inatividade e perdas as no processo de carga e descarga. O primeiro tipo é responsável por mensurar as perdas dos elementos internos da bateria, como os controladores interno da bateria, perdas por fricção e resistência do ar. Já as perdas por carga e descarga dita a eficiência da bateria em converter energia elétrica em energia química e vice-versa. O Estado é o componente do modelo computacional da bateria responsável por controlar o estado que a bateria está operando: carga, descarga ou ilhamento.

O horário de atuação do banco de baterias será das 18:00 às 21:00, o denominado horário de ponta. O banco de bateria deverá alimentar o campus pelas três horas, possuindo uma potência nominal de 150 kWh em três horas de atuação. A partir da equação 1, calcula-se que a potência da bateria para três horas de atuação é de 50 kW.

$$\text{Tempo (h)} = \frac{kWh_{nomial}}{kW_{nomial}} \quad (1)$$

Onde:

kWhrated - Capacidade nominal de armazenamento.

kWrated: - kW de potência de saída.

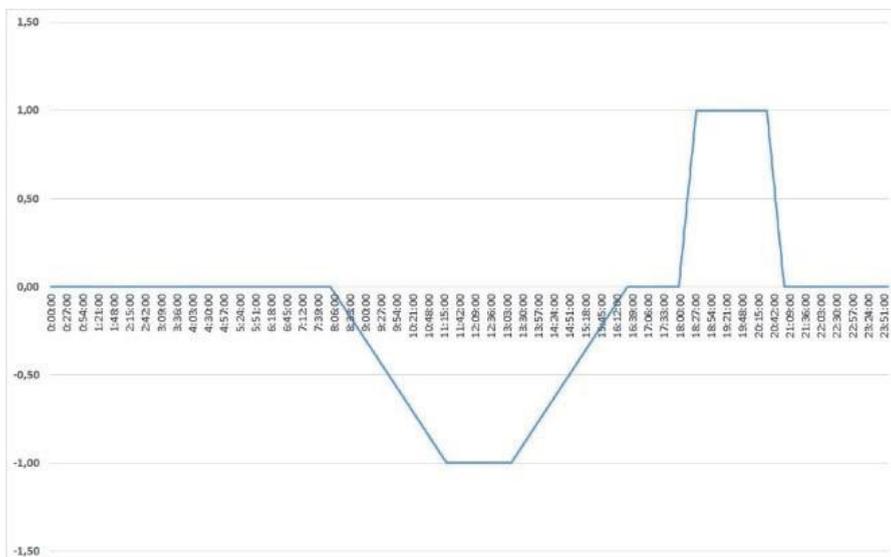
A potência do banco de baterias foi determinada a partir da somatória do consumo de energia ao longo do horário de ponta e multiplicando por um fator de segurança de 20% para garantir que a bateria supra todo o consumo no horário de ponta sem ocasionar descargas excessivas no banco de bateria.

O modo de operação usado no banco de baterias é denominado energy time-shift, e é embasado no armazenamento de energia excedente do consumo nos horários de maior geração e menor preço visando o uso da energia armazenada na bateria em momentos de maior preço e/ou maior demanda (FIGUREDO; BET, 2016).

O horário de atuação do banco de baterias será das 18:00 às 21:00, o denominado horário de ponta. No período das 7:00 até as 17:00 destina-se ao carregamento da bateria nos momentos em que há excesso de energia produzido pelo sistema fotovoltaico, e das 22:00 até às 6:59 as baterias permanecem com carga reduzida esperando até que haja excesso de energia em relação ao consumo.

A Figura 10 mostra o funcionamento da bateria no decorrer do dia através da curva, sendo os valores do gráfico expressos em pu da potência de saída da bateria (kWrated). Valores negativos na curva indicam que a bateria está sendo carregada e valores positivos indicam que o banco de bateria está sendo descarregado, ou seja, ele está atuando.

Figura 10 – Funcionamento da bateria no decorrer do dia em pu do kWhrated



Fonte: Próprios autores, 2018.

Note que na Figura 10 no horário de ponta as baterias funcionam com 1 pu (50 kW) da potência, pois é neste horário destina-se suprir todo o consumo energético do IFG – Itumbiara. Durante o período das 11:00 até as 13:00 o banco de baterias é carregado com potência nominal, pois é neste horário que a maior quantidade de energia excedente, ocasionando assim, fluxo reverso e não se deseja que a energia seja injetada a rede (priorizar autoconsumo) e nem que haja fluxo reverso.

Além da redução de demanda, redução do consumo de energia no horário de ponta, outro benefício de um sistema fotovoltaico conectado à rede com bancos de baterias é o aumento da taxa de autoconsumo da energia produzida pelos painéis, já que esta é armazenada para ser consumida em outro horário.

Para fontes de tensão constante recomenda-se realizar o carregamento das baterias de chumbo-ácido em etapas, com o intuito de maximizar a vida útil das baterias. Tais etapas consistem em aumentar a tensão para que a corrente inicial seja específica para uma carga, sendo que a corrente tem o valor igual a décima parte do valor da carga (SAAD, 2012).

Logo horário destinado ao carregamento das baterias será das 7:00 até as 17:00 visando um carregamento mais lento do banco de baterias, porém o carregamento também deve evitar fluxo reverso, por isso em alguns momentos a bateria é carregada com potência nominal.

O carregamento em forma de rampa visa garantir um carregamento mais lento ao longo do dia, e a descarga da bateria em rampa no horário de ponta visa evitar danos ao sistema elétrico do IFG que pode ser causados pelo acionamento imediato do banco de baterias.

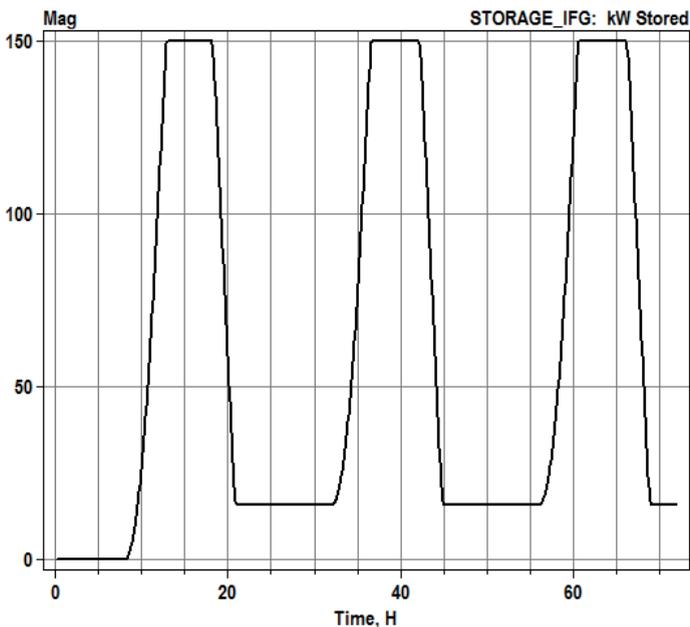
Ainda tendo em vista a maximização da vida útil da bateria, deve-se manter a bateria com a maior carga possível, porém levando em consideração a necessidade de proteção contra a sobrecarga e de descargas excessivas (SAAD, 2012).

A proteção contra sobrecarga das baterias consiste em limitar ou interromper a carga das baterias quando alcançarem o estado de plena carga, o que pode vir acontecer em dias com maior taxa de incidência de luz solar (SAAD, 2012). Tal método de proteção visa principalmente aumentar a vida útil da bateria.

Já a proteção contra descarga excessiva visa limitar o ponto de energia mínima armazenada nas baterias, de forma a desligar o fornecimento de potência à carga, evitando não somente a redução da vida útil como a redução de tensão nos terminais da bateria (SAAD, 2012). Caso o banco de baterias chega a quantidade mínima de energia estabelecida, o campus passa a ser suprido pelo sistema de distribuição da ENEL e não pelo banco de baterias.

Com base em todas as precauções já citadas, a Figura 11 ilustra o banco de baterias funcionando ao longo de três dias seguidos: o banco de baterias nunca recebe mais potência do que o valor máximo estipulado, o banco de bateria nunca descarrega menos de 10% da potência nominal e o banco de baterias só é carregado com o excedente de energia solar produzido.

Figura 11 – Potência em kW do banco de baterias ao longo de três dias de operação



Fonte: Próprios autores, 2018.

A quantidade de energia mostrada na figura acima exemplifica o estado de carga das baterias, sendo que os 150 kW representam o 100% de carregamento e parte inferior da curva representa 15 kW, que são os 10% de energia que são utilizados para evitar descargas excessivas.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com o intuito de exemplificar os impactos da inserção de sistemas fotovoltaicos e armazenadores de energia no sistema estudado, as simulações serão separadas em casos, conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1 – Casos simulados no OpenDSS

Caso 01	Apenas a carga
Caso 02	Carga e um sistema fotovoltaico de 60 kWp
Caso 03	Carga, sistema fotovoltaico de 60 kWp e banco de baterias de chumbo ácido de 150 kWh.

Fonte: Próprios autores, 2018.

A Figura 12 mostra o comportamento da tensão da fase A do barramento de baixa tensão considerando o caso 01, ou seja, sem produção de energia solar e sem banco de baterias. Observa-se que no horário em que há maior demanda do sistema elétrico ocorre a maior queda de tensão.

Figura 12 – Tensão na Fase A no secundário do transformador para o caso 01



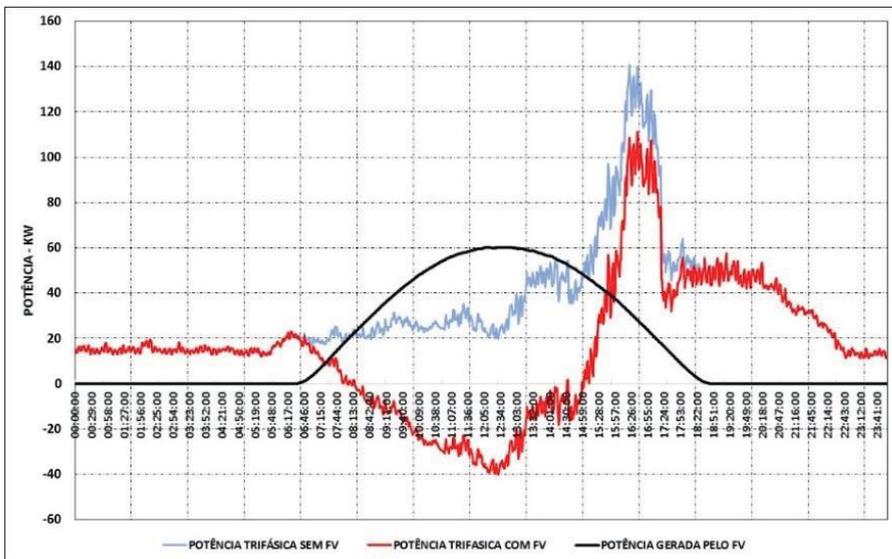
Fonte: Próprios autores, 2018.

Já para o caso 02, a Figura 13 ilustra o comportamento da curva de carga do IFG – Campus Itumbiara. Nota-se que há grande produção de energia solar durante a tarde, a qual é responsável por produzir fluxo reverso no sistema por aproximadamente 7 horas seguidas e este fluxo reverso só acontece, pois não há onde armazenar o excedente de energia produzida pelo sistema solar e a energia excedente acaba sendo injetada no sistema de distribuição.

Vale ressaltar que a energia excedente produzida pelos painéis é injetada na rede gerando créditos para o campus, os quais podem ser utilizados para compensar o consumo no restante do dia, como por exemplo o consumo gerado pelos cursos noturnos da instituição.

Como a tarifa verde é horo sazonal é desinteressante injetar energia na rede no horário fora de ponta, já que o preço da energia no horário de ponta pode chegar a mais de quatro vezes o valor fora de ponta, ou seja, injeta-se energia barata para a rede no horário fora de ponta e compra energia mais onerosa da rede no horário de ponta, já que não há produção de energia solar depois das 18 horas em Itumbiara.

Figura 13 - Curva de carga do IFG – Campus Itumbiara, para o caso 02 e curva da potência gerada pelo sistema fotovoltaico de 60 kWp



Fonte: Próprios autores, 2018.

Na curva de demanda do caso 02, nota-se que ocorre uma pequena redução da demanda máxima da carga, já que toda energia produzida pelo sistema solar não é capaz de suprir o consumo no horário de máxima demanda (16-17hrs).

O fluxo reverso apresentado implica em uma redução na demanda do campus oriunda do sistema de distribuição, em dias de geração nominal, pois

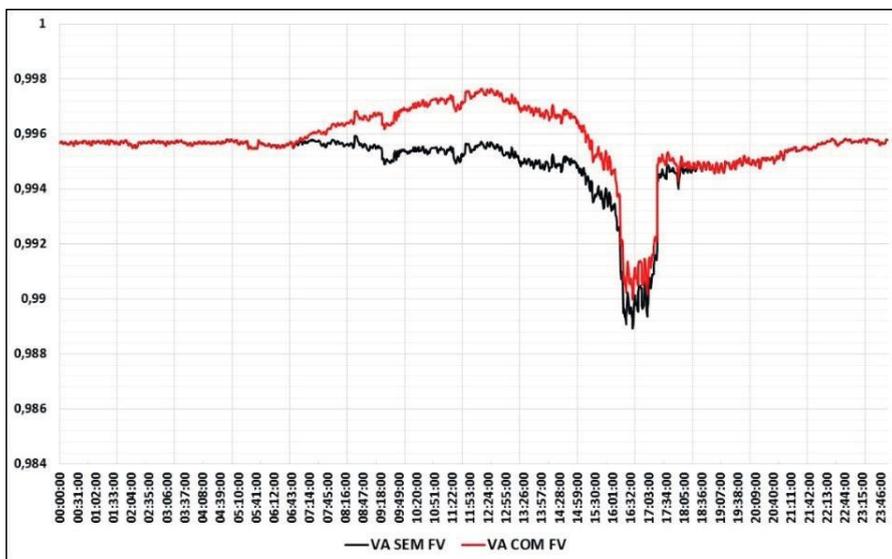
a quantidade de energia produzida pelo sistema fotovoltaico não só supri o consumo do campus, como também gera excedente para ser injetada na rede.

Uma opção vantajosa para o campus é que haja uma redução no momento de maior consumo (peakshaving), o que pode resultar em uma redução da demanda máxima contratada, logo uma redução do valor da conta de energia.

A pequena redução na demanda máxima pode ser explicada a partir da curva de irradiância do campus, pois no momento de máxima demanda, 16-17 horas, já não existe uma grande disponibilidade de energia solar, em média 0,2 kWh/m².

Para o caso 02 do ponto de vista técnico conforme expresso pela Figura 14, o barramento apresentava queda de tensão e com a instalação do sistema fotovoltaico houve uma melhoria ocasionando uma elevação da tensão. No entanto, é importante observar que caso a tensão esteja no valor nominal e houver ocorrência de fluxo reverso, o barramento terá sobretensão, o que pode causar danos aos equipamentos conectados na mesma barra.

Figura 14 – Tensão na fase A no secundário do transformador para o caso 02



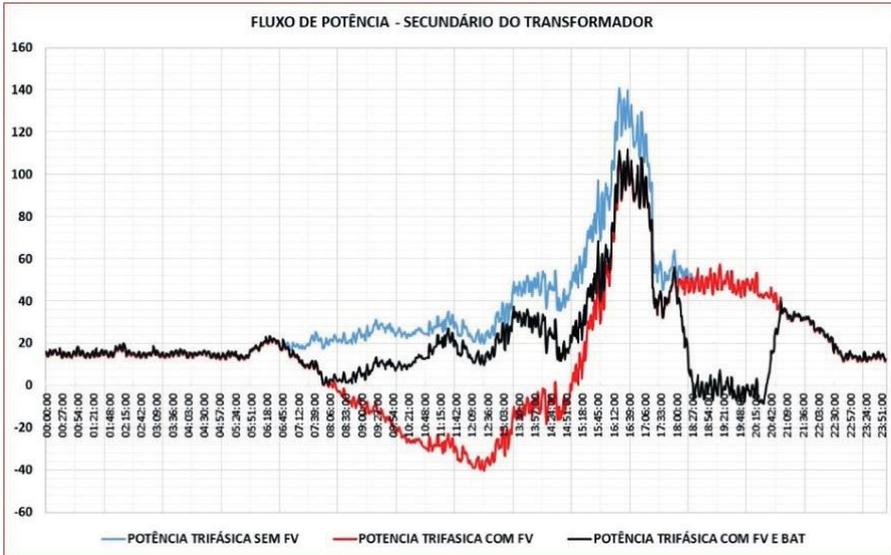
Fonte: Próprios autores, 2018.

Um dos principais usos dos sistemas armazenadores de energia, em especial as baterias, em sistemas elétricos com geração fotovoltaica, consiste em utilizá-las para o controle de tensão no período em que ocorre o fluxo reverso de potência (elevação de tensão) para que ocorra o carregamento das baterias com energia elétrica proveniente da geração fotovoltaica.

A Figura 15 ainda detalha o fluxo de potência na barra considerando o processo de carga e descarga da bateria. Pode-se observar que a potência

produzida pelo sistema fotovoltaico é maior que o consumo de energia e que o excesso de energia é utilizado para carregar as baterias, evitando assim o fluxo reverso. No horário de ponta evidencia-se o fornecimento de energia pelo sistema armazenador e fluxo de potência oriunda da rede praticamente igual a zero.

Figura 15 – Curva de carga do IFG – Campus Itumbiara para o caso 03

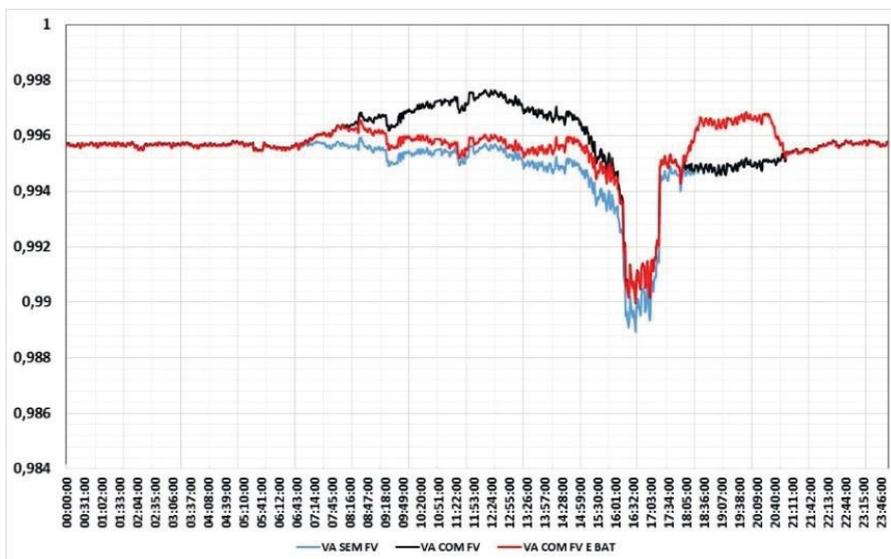


Fonte: Próprios autores, 2018.

A Figura 16 ilustra a tensão na fase A no secundário do transformador e observa-se que a o banco de baterias melhora a tensão nos momentos de excesso de produção de energia solar, por voltas das 7 até as 16 horas. No momento de máximo consumo do campus, das 16 às 17 horas, o caso 02 e o caso 03 tornam-se igualmente efetivos, já que o banco de baterias se encontra carregado e não está programa para atuar no horário citado.

No horário de ponta, das 18 às 21 horas, o banco de bateria atua e começa fornece toda energia que o campus demanda, inclusive em alguns momentos a quantidade de energia excede minimamente o consumo fazendo com que a tensão no sistema cai.

Figura 16 – Tensão na fase A no secundário do transformador para o caso 01



Fonte: Próprios autores, 2018.

4 CONCLUSÃO

Do ponto de vista técnico o banco de baterias se torna viável, pois este além de evitar o fluxo reverso na rede, o que pode evitar problemas na rede, ainda evitar surtos de tensão na própria instalação elétrica do IFG, funcionando assim como um regulador de tensão o qual evita o mal funcionamento ou até a mesmo a perda total de aparelhos, principalmente os eletrônicos.

O banco de baterias ainda evita o consumo no horário de ponta, o qual tem uma energia muito onerosa em relação ao horário fora de ponta. Já no que se diz respeito a redução da demanda máxima, no caso do IFG – campus Itumbiara, é inviável, pois nos três casos estudados a redução da demanda máxima foi relativamente pequena, principalmente entre as 16-17 horas, e em um dia chuvoso o qual a geração de energia solar é bem pequena, a redução na demanda máxima seria praticamente nula. Ou seja, reduzir a demanda máxima contratada devido a geração nominal do sistema fotovoltaico em um dia ensolarada pode gerar muitas por extrapolar a demanda em dias nublados ou chuvosos.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_5.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2018.

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. **New Energy Outlook 2018**. Disponível em: <<https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>>. Acesso em: 10 jun. 2018.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Reference Guide, The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Palo Alto: EPRI, 2018.

FIGUEREDO, R. S.; BET, I. Sistemas fotovoltaico com armazenamento de energia para operação isolada e conectada à rede. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2018). **Solar leads the charge in another record year for renewables**. Disponível em: <www.iea.org/renewables>. Acesso em: 10 jun. 2018.

KHORMALI, S. **Optimal Integration of Battery Energy Storage Systems in Smart Grids**. 2015. Submitted in Partial Fulfilment of the Requirements (Doctorate of Philosophy in Electrical Engineering) – Department of Electrical Engineering and Information Technology, University of Naples Federico II, Nápoles, 2015.

MEDEIROS, C. A. G.; SOUZA, J. A. V.; MARTINS, A. M. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede com Armazenamento de Energia – Fundamentos para Redução de Picos de Potência. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA BRASILEIRO. **Fonte solar será responsável por 7 mil MW na matriz elétrica até 2024**. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 11 jun. 2018.

NETO, A. F. C. P. **Avaliação dos Impactos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede de distribuição de baixa tensão**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2016.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPREL – CRESESB, 2014

PUBLIC INTEREST ENERGY RESEARCH (PIER) PROGRAM WHITE PAPER, **Electric Distribution System Simulation and Analysis Tools: Status and Research Gaps for Integration of Renewables and Electric Vehicles**.

California: California Energy Commission, 2013

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. **Renewables 2017 Global Status Report**. Disponível em: < <http://www.ren21.net/gsr-2017/> >. Acesso em: 5 jun. 2018.

ROCHA, C. H. S. **Análise e Mitigação de Impactos da Conexão de Geração Distribuída, Microgeração Distribuída e Armazenadores em Alimentadores de Distribuição Utilizando o Software OpenDSS**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2016.

ROSOLEM, M. F. N. C.; PINTO, D. R.; BECK, R. F. Estado da Arte de baterias avançadas para sistemas Fotovoltaicos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.

SAAD, M. C. **Controlador de carga e descarga de baterias, microcontrolado com PIC, com aplicação em sistemas de fornecimento de energia em geral, incluído sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: PUC-RIO, 2012.

STOPPATO, A.; JAVANSHIR, S. **Economic and Technical Study of Integration for an Energy Storage System With Photovoltaic Plant as a Power Curtailment Solution**. Pádua: Departamento de Engenharia Industrial da Universidade de Pádua, 2017.

CAPÍTULO 4

UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COMO FORMA DE REDUZIR PICOS DE DEMANDA: ESTUDO DE CASO NO IFG CAMPUS GOIÂNIA

André Mendes Martins

Carlos Augusto Guimarães Medeiros

José Luis Domingos

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, os consumidores de energia elétrica com carga instalada superior a 75 kW são atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV, e o faturamento da energia elétrica desses usuários é constituído de duas parcelas: uma referente à demanda de potência ativa faturável e outra referente ao consumo de energia elétrica.

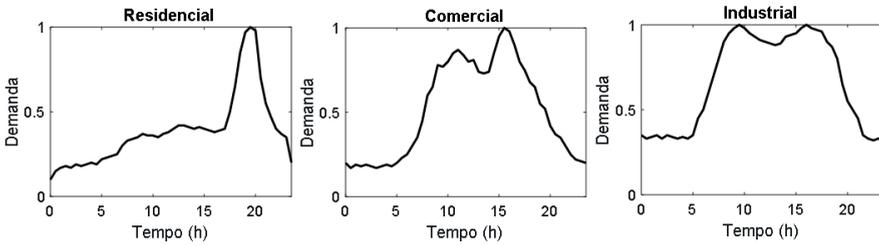
Esses consumidores necessitam celebrar contrato de fornecimento de energia elétrica com a concessionária, que contém uma série de exigências, dentre elas, a de indicar o valor de demanda de potência ativa que se deseja utilizar.

A demanda contratada deve ser ajustada às necessidades do consumidor, pois será cobrado seu valor integral, sendo utilizada ou não, durante o período de faturamento. Entretanto, caso a demanda medida ultrapasse em mais de 5% o valor contratado são incidentes cobranças por ultrapassagem.

Assim, definir o valor a ser contratado é uma tarefa laboriosa, já que, a potência demandada pelos consumidores é variável ao longo das horas do dia, com determinados períodos de picos de carga. O valor a ser contratado deve estar adequado para atender a esses momentos, para que não esteja sujeito a penalidades por ultrapassagem de demanda.

O gráfico com os registros da potência demandada por um consumidor em função do tempo é chamado de curva de carga e seu perfil, dentre outros fatores, se altera em função do tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial, etc.), do dia da semana, por hábitos de consumo e por fatores sazonais. A Figura 1 exemplifica curvas de carga diárias típicas (normalizadas em relação ao valor máximo) para diferentes tipos de consumidores.

Figura 1 – Curvas de carga diária típicas: residencial, comercial e industrial



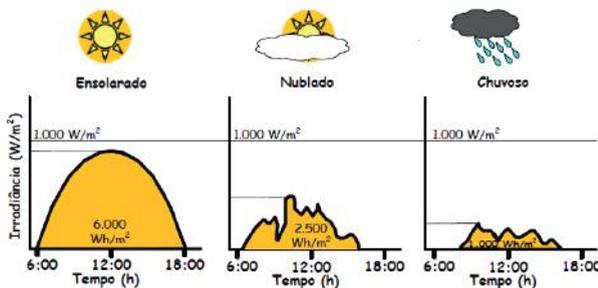
Fonte: Adaptado de Willis e Scott (2000).

Além de influenciar diretamente na fatura de energia elétrica, os picos de carga, acabam por influir, também, nas tarifas de energia elétrica. As tarifas são definidas com o intuito de cobrir os custos operacionais e remunerar os investimentos necessários para expandir a capacidade do sistema das empresas que prestam os serviços de fornecimento de energia elétrica, ou seja, as concessionárias. Os projetos de expansão do sistema elétrico são elaborados para atender à máxima potência demandada pelos consumidores, isto é, atender ao pico de carga, o que acaba elevando o valor das tarifas praticadas.

Por outro lado, atualmente, muitos consumidores têm aderido à geração própria como forma de reduzir a fatura de energia elétrica, mais especificamente aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR). Além do benefício da própria energia produzida (kWh), tem sido também estudado o efeito desses sistemas na atenuação da potência demandada (kW), como apresentando, por exemplo, em Perez, Seals e Stewart (1993), Jardim (2007), Rebecchi (2008), Richardson e Harvey (2015) e Mariano (2017).

Para esta discussão, em primeiro lugar, convém analisar a natureza da geração fotovoltaica. Os SFCR são considerados fontes de geração não despacháveis, pois são intermitentes, devido aos movimentos da Terra em relação ao Sol e a presença de nuvens e outros elementos atenuadores na atmosfera, como ilustra a Figura 2.

Figura 2 – Curva de irradiância em função das condições climáticas



Fonte: CEPEL – CRESESB (2014).

Mesmo assim, em algumas instalações, há um grau apreciável de correspondência entre a curva de carga e a de geração fotovoltaica. Um exemplo típico é o caso de consumo mais intenso no período diurno no qual predomina o uso de aparelhos de ar-condicionado, como, por exemplo, é o IFG Campus Goiânia. Se o SFCR gerar energia com picos de potência no mesmo instante dos picos de carga da instalação, a quantidade de potência advinda da rede da concessionária é reduzida. Vale observar que, mesmo em dias nublados e chuvosos, embora reduzida, há geração fotovoltaica devido à presença da radiação solar difusa. Em contrapartida, nessas situações, normalmente, o consumo devido ao condicionamento de ar também é diminuído.

Portanto, é interessante quantificar o grau de correspondência entre a geração fotovoltaica e a curva de carga, o que indicará a eficácia do SFCR em reduzir os picos de demanda e aumentar a capacidade do sistema elétrico.

Baseado nessas premissas, o presente trabalho tem por objetivo analisar se o sistema fotovoltaico proposto para o IFG Campus Goiânia, será capaz de reduzir os picos diários de demanda de potência ativa e, conseqüentemente, cooperar para o aumento da capacidade do sistema elétrico.

2 FATOR EFETIVO DE CAPACIDADE DE CARGA (FECC)

A medida estatística que indica o grau de correspondência entre a curva de carga e a de geração fotovoltaica é chamada de Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC). O conceito de FECC foi originalmente concebido por Garver (1966) com o objetivo de mensurar o aumento da capacidade do sistema elétrico, e conseqüentemente sua confiabilidade, devido à adição de uma nova fonte geradora de energia elétrica, controlável e despachável. Perez, Seals e Stewart (1993) estenderam esse conceito aos sistemas fotovoltaicos, que como já mencionado não são despacháveis, com o intuito de verificar se seriam capazes de aumentar a capacidade do sistema elétrico a que estão conectados.

Assim, o FECC está relacionado à propensão que o SFCR tem de aumentar a capacidade do sistema elétrico e reduzir picos de demanda. Seu conceito pode ser melhor compreendido a partir da Figura 4. Vale salientar que, neste contexto, o FECC tem importância apenas para redes elétricas com pico de demanda diurno.

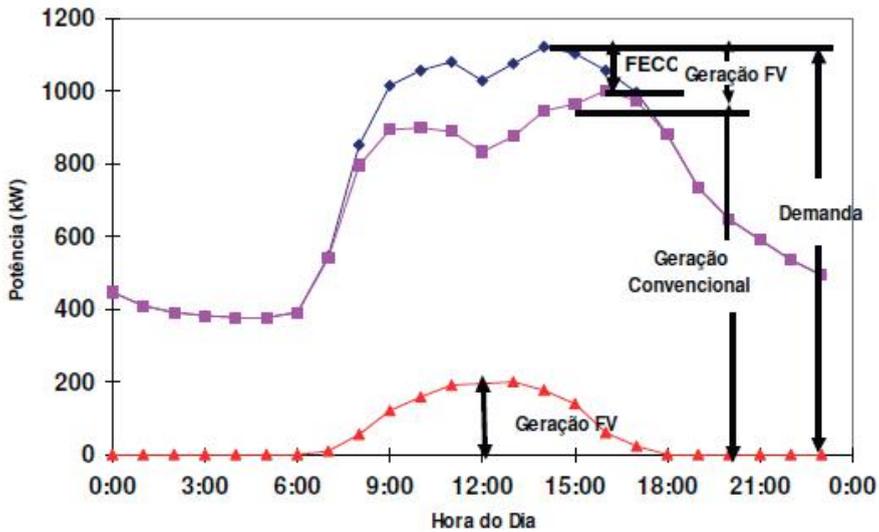
O FECC é dado em percentual da capacidade fotovoltaica instalada (em c.a.) e pode ser calculado, considerando a probabilidade de perda de carga constante, a partir da expressão (RUTHER, 2004) (HOFF, PEREZ, et al., 2008)

$$FECC = \left(\frac{P_{Dmax} - P_{DFVmax}}{P_{INVmax}} \right) \times 100, \quad (1)$$

onde: FECC é o Fator Efetivo de Capacidade de Carga; P_{Dmax} é a demanda máxima (kW) no período considerado; P_{DFVmax} é a demanda máxima resultante (kW) após a inserção da geração fotovoltaica (demanda máxima menos a potência fo-

tovoltaica) no dia da demanda máxima; P_{INVmax} e é a potência instalada nominal em corrente alternada (kW) do sistema fotovoltaico.

Figura 3 – Curvas de cargas antes e após a inserção se SFCR e a representação do FECC



Fonte: JARDIM, 2007.

2 METODOLOGIA CIENTÍFICA

2.1 Abordagem metodológica e procedimentos técnicos

O trabalho desenvolvido, quanto à sua natureza, é uma pesquisa aplicada, já que avalia as consequências no faturamento de energia elétrica, de consumidores do Grupo A (com potência instalada acima de 75 kW), após a instalação de geração própria, mais especificamente de SFCR.

A pesquisa é abordada de forma quantitativa porque estima o quanto a geração fotovoltaica consegue reduzir os picos de demanda mensais do consumidor analisado sob o procedimento técnico de estudo de caso.

O objetivo do estudo é caracterizado como explicativo, pois explica como a geração fotovoltaica pode reduzir os picos de demanda e aumentar a capacidade do sistema elétrico.

Quanto aos procedimentos técnicos, as etapas da pesquisa se resumem em: levantamento de dados, estudo de modelos e aplicação dos mesmos em simulações computacionais, comparações e análise de resultados.

2.2 Levantamento da curva de carga

A primeira etapa da pesquisa é obter os dados de demanda do IFG Cam-

pus Goiânia para se traçar as curvas de cargas anuais, antes da implantação do SFCR. Para o estudo de caso realizado são solicitados dados de quatros anos consecutivos (2013 a 2016) junto à concessionária de energia local. Os valores de demanda são fornecidos a cada quinze minutos.

Em seguida, deve-se levantar o perfil das cargas instaladas na edificação para que seja possível identificar as que mais estão contribuindo para os picos de demanda.

2.3 Radiação solar

A segunda etapa é obter os dados de radiação solar e temperatura ambiente para o local de instalação do SFCR, no caso, a cidade de Goiânia, onde está localizado o campus do IFG. Os dados são solicitados junto ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), de quatro anos consecutivos.

Os dados são fornecidos a cada hora, sendo a irradiação solar global no plano horizontal. Portanto, é necessário fazer a transposição desta última, por meio de modelos matemáticos, para o plano de inclinação e orientação do gerador fotovoltaico de forma a obter um modelo mais exato que retrate a irradiação solar incidente sobre os painéis fotovoltaicos. O SFCR projetado para o Campus Goiânia do IFG terá um gerador fotovoltaico com inclinação de 17° e orientação azimutal nula.

O modelo matemático utilizado para estimar a irradiação solar no plano inclinado a partir do plano horizontal é o de Perez (PEREZ, INEICHEN, et al., 1990). O modelo de Perez, por sua vez, necessita dos dados de irradiação solar direta e difusa no plano horizontal. Esses dados também foram obtidos por meio de modelo matemático, o de Erbs e outros (ERBS, KLEIN e DUFFIE, 1982).

Esses modelos fazem uso da geometria Sol-Terra e de outras equações e considerações, cuja descrição, devido à sua complexidade e extensão, foge aos propósitos deste artigo.

Finalmente, é obtida a irradiância (W/m^2) necessária para se estimar a geração fotovoltaica, conforme é explicado na sequência. Para isso, faz-se a divisão da irradiação pelo período de uma hora, ou seja, considera-se que a irradiância é constante dentro desse período.

2.4 Geração fotovoltaica

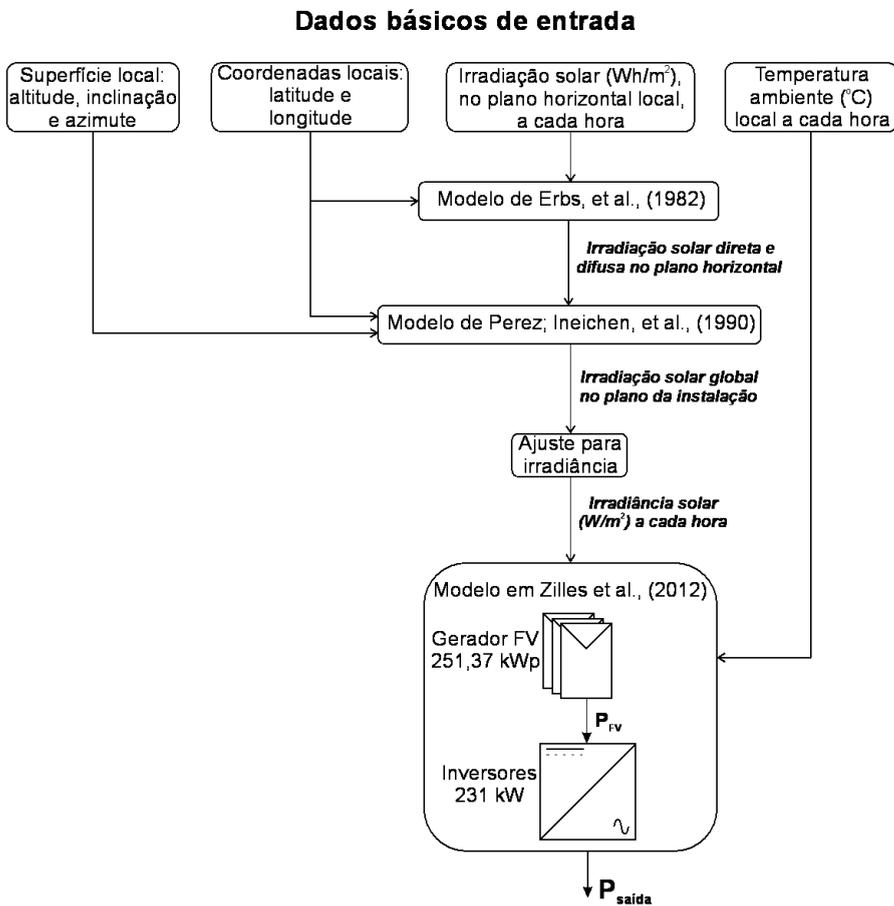
A terceira etapa é a de estimar a geração fotovoltaica por meio do modelo de sistema fotovoltaico mostrado em Zilles, Macêdo e outros (ZILLES, MACÊDO, et al., 2012). O modelo leva em consideração a irradiância solar no plano do gerador fotovoltaico, a temperatura ambiente, as características técnicas dos equipamentos do SFCR (módulos fotovoltaicos e inversores) e as perdas operacionais (eficiência do seguidor do ponto de máxima potência e da conversão de corrente contínua para alternada (eficiência do inversor).

O SFCR proposto para o Campus Goiânia do IFG é composto por 798

módulos fotovoltaicos de 315 Wp cada e um conjunto de 7 inversores com potência nominal de 33 kW cada, totalizando a potência nominal do gerador fotovoltaico igual a 251,37 kWp e dos inversores de 231,00 kW.

A Figura 4 mostra um diagrama geral das etapas para obtenção da geração fotovoltaica, onde: P_{FV} é a potência de saída do gerador fotovoltaico (em corrente contínua), já considerando a interação com o sistema de seguimento do ponto de máxima potência dos inversores e as perdas neste processo; $P_{saída}$ é a potência ativa de saída total (em corrente alternada), entregue à rede elétrica no ponto de conexão, com valores representativos de cada hora de produção. Para comparar com os valores de demanda, é utilizado o mesmo valor de potência nos quatro quinze minutos que perfazem cada hora.

Figura 4 – Fluxograma de obtenção da potência de saída do SFCR



Fonte: Próprios autores, 2018.

2.5 Cálculo do FECC

Por último, são comparadas as curvas de carga de antes e de depois da inserção do SFCR, a fim de avaliar se os picos de demanda mensais são reduzidos. Em seguida, é realizado o cálculo do FECC para cada ano, com o intuito de examinar a capacidade do SFCR, dimensionado para o IFG Campus Goiânia, em aumentar a capacidade do alimentador do sistema elétrico a que está conectado.

3 RESULTADO DAS ANÁLISES

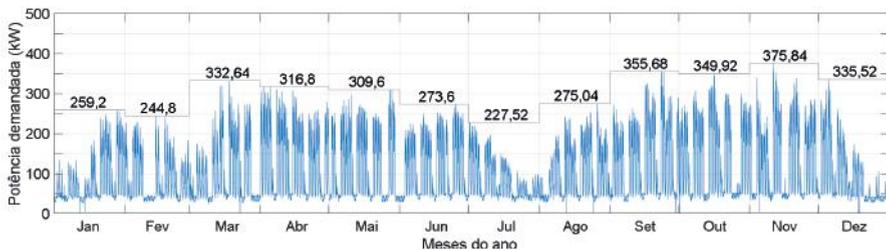
3.1 Levantamento do perfil das cargas

O perfil das cargas instaladas no IFG Campus Goiânia está disponível em Faria (2016), e correspondem as cargas de iluminação, ar condicionado e ventiladores, respectivamente: iluminação = 300,99 kW (40,26%); ventiladores = 33,71 kW (4,51%); ar-condicionado = 412,9 kW (55,23%).

3.2 Análise das curvas de carga

Os dados de demanda de potência ativa (Fornecidos, à época, pelas Centrais Elétricas do Estado de Goiás – CELG) estão dispostos em forma de curva de carga anual e podem ser vistos nas Figuras 5 a 8. O ano de 2013 corresponde a um período de atividades típicas da instituição. Os períodos de menor demanda são referentes às férias de docentes e discentes, finais de semana e feriados. Pode ser notado que a maior demanda registrada ocorreu no dia 11 de novembro, por duas vezes seguidas, às 14:45h e 15:00h.

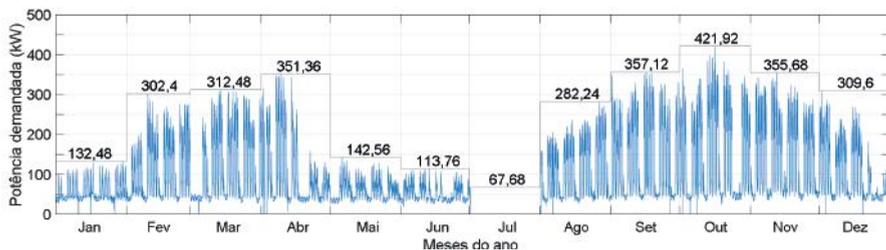
Figura 5 – Curva de carga do IFG com os valores de pico de cada mês do ano de 2013



Fonte: Próprios autores, 2018.

No ano de 2014, a demanda do mês de julho não foi totalmente registrada (houve registro de apenas um dia) e houve paralização das atividades na instituição de meados de abril até o final de julho. A maior demanda registrada ocorreu no dia 16 de outubro, às 11:15 h.

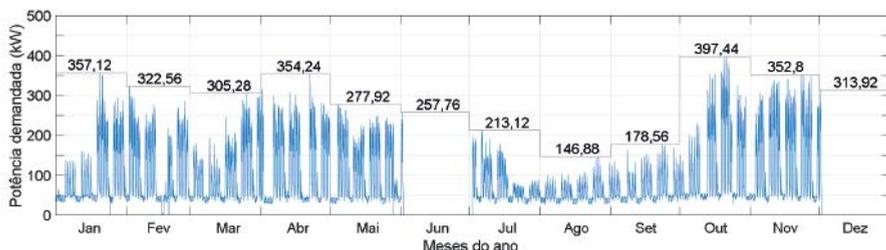
Figura 6 – Curva de carga do IFG com os valores de pico de cada mês do ano de 2014



Fonte: Próprios autores, 2018.

No ano de 2015, as demandas dos meses de junho e dezembro não foram totalmente registradas (em ambos os meses foram registrados apenas um dia). Assim como em 2014, também houve paralização das atividades na instituição do início de agosto até o início de outubro. Nota-se que a maior demanda registrada ocorre no dia 21 de outubro, às 10:15 h.

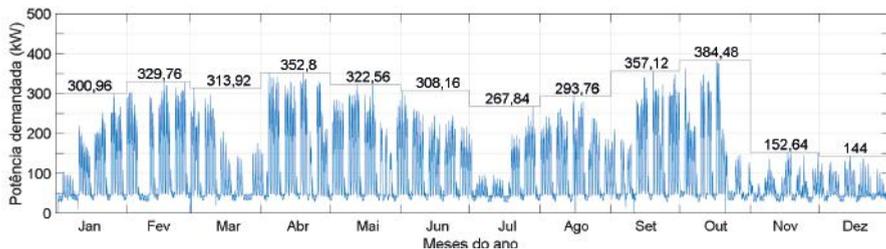
Figura 7 – Curva de carga do IFG com os valores de pico de cada mês do ano de 2015



Fonte: Próprios autores, 2018.

No ano de 2016, também se identifica a alteração no rotina das atividades da instituição, iniciando em meados de outubro e se estendendo até o ano seguinte, e a maior demanda registrada ocorre no dia 17 de outubro, às 8:45 h.

Figura 8 – Curva de carga do IFG com os valores de pico de cada mês do ano de 2016



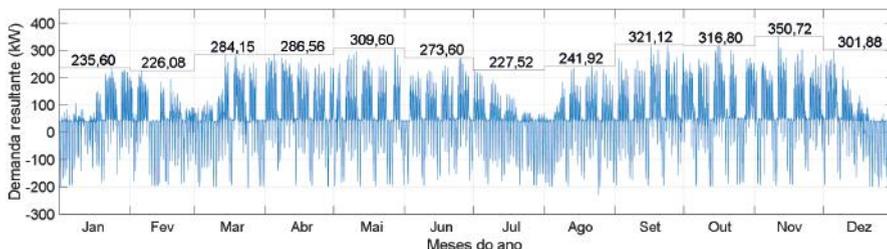
Fonte: Próprios autores, 2018.

3.3 Análise das curvas de carga após a inserção do SFCR

Os dados de demanda de potência ativa após a inserção do SFCR estão dispostos em forma de curva de carga anual e podem ser vistos nas Figuras 9, 11, 13 e 15, para os anos de 2013 a 2016, respectivamente.

A curva de carga resultante do ano de 2013, mostra que em apenas três meses (maio, junho e julho) o SFCR não consegue reduzir os picos de demanda, e nesses meses os maiores picos de cargas ocorrem no período noturno.

Figura 9 – Curva de carga resultante como SFCR e os valores de pico de cada mês de 2013



Fonte: Próprios autores, 2018.

A Tabela 1 apresenta os valores dos picos de demanda em cada mês e a diferença entre esses valores (ΔP), antes (P_{Dmax}) e após a inserção do SFCR (P_{RESmax}), para o ano de 2013.

Tabela 1 – Picos de demanda (kW) mensais antes e após a inserção do SFCR, e suas diferenças, para o ano de 2013

2013	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
P_{Dmax}	259,20	244,80	332,64	316,80	309,60	273,60	227,52	275,04	355,68	349,92	375,84	335,52
P_{RESmax}	235,60	226,08	284,15	286,56	309,60	273,60	227,52	241,92	321,12	316,80	350,72	301,88
ΔP	23,60	18,72	48,49	30,24	0,00	0,00	0,00	33,12	34,56	33,12	25,12	33,64

Fonte: Próprios autores, 2018.

Para o mês que ocorre a maior demanda de potência (novembro) o FECC é de 10,87%. Nesse dia o FECC poderia ter sido maior, porém, além da geração fotovoltaica estimada ter sido pequena na hora do dia em que ocorre o pico de demanda, com pouco mais de 50 kW, os níveis de potência demandados (acima de 350 kW) são bem superiores à potência nominal de saída do sistema fotovoltaico proposto, como apresenta a Figura 10.

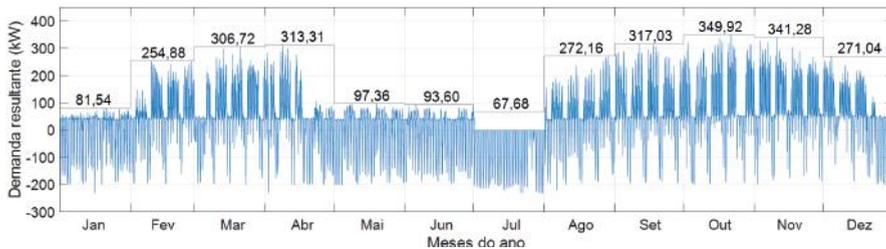
Figura 10 – Curva de carga e de geração fotovoltaica do mês que registra o maior FECC e do mês que registra o maior pico de demanda anual (2013)



Fonte: Próprios autores, 2018.

A curva de carga resultante do ano de 2014, mostra que apenas o mês de julho não tem seu pico de demanda reduzido pelo SFCR. Não é possível analisar o mês como um todo, pois seus dados de demanda não estão disponíveis por completo.

Figura 11 – Curva de carga resultante após SFCR e os valores de pico de cada mês de 2014



Fonte: Próprios autores, 2018.

A Tabela 2 apresenta os valores dos picos de demanda em cada mês e a diferença entre esses valores (ΔP), antes (P_{Dmax}) e após a inserção do SFCR (P_{RESmax}), para o ano de 2014.

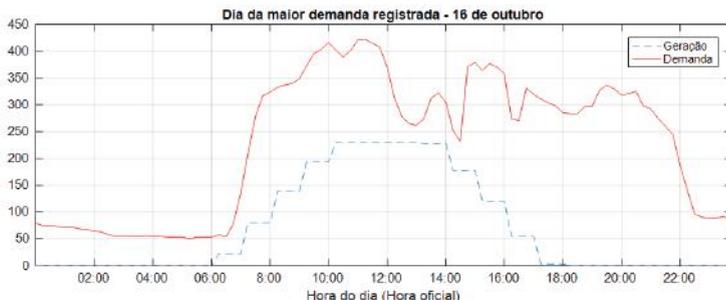
Tabela 2 – Picos de demanda (kW) mensais antes e após a inserção do SFCR, e suas diferenças, para o ano de 2014

2014	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
P_{Dmax}	132,48	302,40	312,48	351,36	142,56	113,76	67,68	282,24	357,12	421,92	355,68	309,60
P_{RESmax}	81,54	254,88	306,72	313,31	97,36	93,60	67,68	272,16	317,03	349,92	341,28	271,04
ΔP	50,94	47,52	5,76	38,05	45,20	20,16	0,00	10,08	40,09	72,00	14,40	38,56

Fonte: Próprios autores, 2018.

As avaliações explicitam que o mês de outubro é o que alcança o maior pico de demanda, e o FECC atinge o expressivo valor de 36,78%. O pico ocorre no dia 16 de outubro, às 11:15 h, e coincide com o pico da curva de geração fotovoltaica, como pode ser constatado na Figura 12.

Figura 12 – Curva de carga e de geração fotovoltaica do mês que registra o maior FECC e do mês que registra o maior pico de demanda anual (2014)

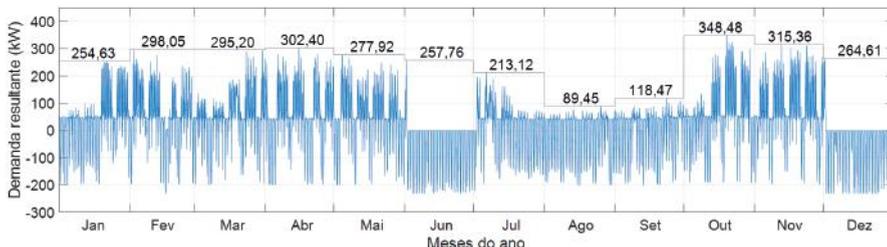


Fonte: Próprios autores, 2018.

Nesse dia, a curva de geração fotovoltaica apresenta seu formato característico de sino, típico de dias em que a irradiância solar não sofre a influência de nuvens, o que propicia boa geração fotovoltaica, atingindo, entre 11 h e 14 h, a potência nominal do sistema fotovoltaico proposto (aproximadamente 231 kW).

A curva de carga resultante do ano de 2015, mostra que em apenas três meses (maio, junho e julho) o SFCR não consegue reduzir os picos de demanda. Assim como em 2013, os maiores picos de demanda desses meses ocorrem em períodos noturnos. Não é possível analisar o mês de junho como um todo, pois os dados de registro da demanda deste período estão incompletos.

Figura 14 – Curva de carga resultante após SFCR e os valores de pico de cada mês de 2015



Fonte: Próprios autores, 2018.

A Tabela 3 apresenta os valores dos picos de demanda em cada mês e a diferença entre esses valores (ΔP), antes (P_{Dmax}) e após a inserção do SFCR (P_{RESmax}), para o ano de 2015.

Tabela 3 – Picos de demanda (kW) mensais antes e após a inserção do SFCCR, e suas diferenças, para o ano de 2015

2015	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
P_{Dmax}	357,12	322,56	305,28	354,24	277,92	257,76	213,12	146,88	178,56	397,44	352,80	313,92
P_{RESmax}	254,63	298,05	295,20	302,40	277,92	257,76	213,12	89,45	118,47	348,48	315,36	264,61
ΔP	102,49	24,51	10,08	51,84	0,00	0,00	0,00	57,43	60,09	48,96	37,44	49,31

Fonte: Próprios autores, 2018.

A maior demanda registrada no ano de 2015 é no mês de outubro, mais especificamente no dia 21 às 10:15 h. O pico de demanda corresponde a um momento de boa geração fotovoltaica, como mostra a Figura 14. O FECC calculado é de 36,78%, coincidentemente, o mesmo valor obtido em 2014.

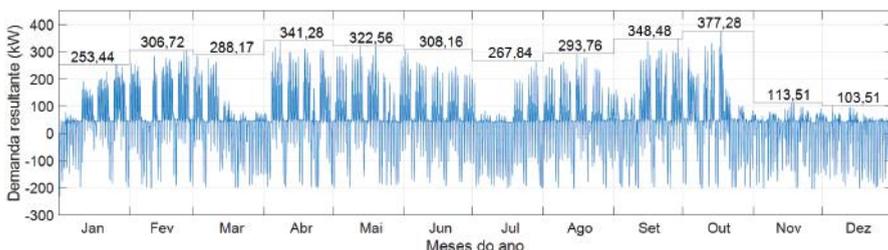
Figura 14 – Curva de carga e de geração fotovoltaica do mês que registra o maior FECC e do mês que registra o maior pico de demanda anual (2015)



Fonte: Próprios autores, 2018.

A curva de carga resultante do ano de 2016, diferentemente dos demais anos analisados, apresenta quatro meses (maio, junho, julho e agosto) em que o SFCCR não consegue reduzir os picos de demanda. Assim como nos anos anteriores, os maiores picos de demanda desses meses ocorrerem em períodos noturnos.

Figura 15 – Curva de carga resultante após o SFCCR e os valores de pico de cada mês de 2016



Fonte: Próprios autores, 2018.

A Tabela 4 apresenta os valores dos picos de demanda em cada mês e a diferença entre esses valores (ΔP), antes (P_{Dmax}) e após a inserção do SFCR (P_{RESmax}), para o ano de 2016.

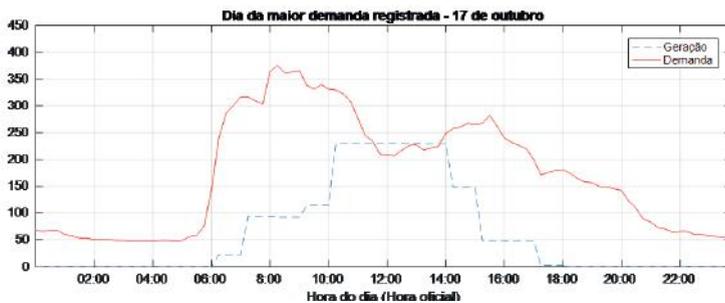
Tabela 4 – Picos de demanda (kW) mensais antes e após a inserção do SFCR para 2016

2016	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
P_{Dmax}	300,96	329,76	313,92	352,80	322,56	308,16	267,84	293,76	357,12	384,48	152,64	144,00
P_{RESmax}	253,44	306,72	288,17	341,28	322,56	308,16	267,84	293,76	348,48	377,28	113,51	103,51
ΔP	47,52	23,04	25,75	11,52	0,00	0,00	0,00	0,00	8,64	7,20	39,13	40,49

Fonte: Próprios autores, 2018.

Para o mês em que ocorre a maior demanda de potência (outubro) o FECC é de 3,12%, bem abaixo dos valores obtidos nos anos anteriores. O maior valor de demanda anual é registrado no dia 17 de outubro, às 8:45 h, como mostra a Figura 16. As curvas de geração fotovoltaica, geralmente, têm seus maiores valores entre às 10:00 h e 14:00 h, por isso o baixo valor do FECC para o mês de outubro.

Figura 16 – Curva de carga e de geração fotovoltaica do mês que registra o maior FECC e do mês que registra o maior pico de demanda anual (2016)

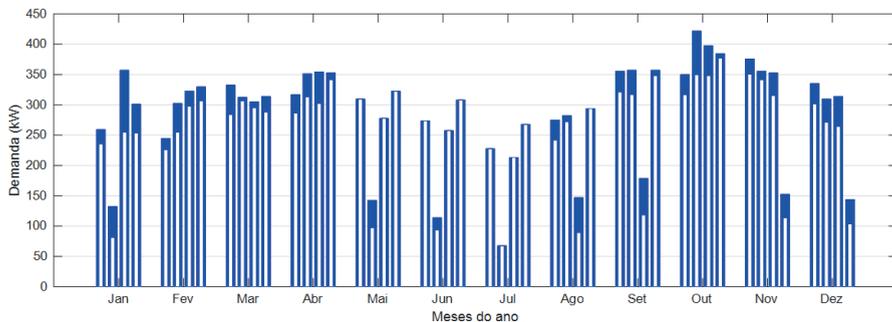


Fonte: Próprios autores, 2018.

Para analisar todo o período de dados considerado nesse estudo (2013 a 2016), todos os picos de demanda mensais, de cada ano, antes e após a inserção estão agrupados no mesmo gráfico, como mostra a Figura 17.

Cada mês apresenta os dados de demanda máxima e a resultante após a inserção do SFCR, de 2013 a 2016, onde as barras externas representam os picos de demanda originais naquele mês e as barras internas representam o pico de demanda resultante após a inserção do SFCR.

Figura 17 – Picos de demanda mensais em cada ano para o período analisado, antes e após a inserção do SFCR (2013 a 2016)



Fonte: Próprios autores, 2018.

Enfim, ao se considerar todo o período dos dados, o maior pico de demanda antes de considerada instalação do SFCR é de 421,92 kW, e após de 377,28 kW, ou seja, há indicação de redução de 10,58% no pico de demanda máxima dentro desse histórico.

Os meses de maio, junho e julho, são os que de modo geral, o SFCR não é capaz de reduzir os picos de demanda. Contudo, os picos de demanda desses meses são menores do que nos demais, não influenciando na capacidade do sistema elétrico e nem na fatura de energia elétrica com relação à demanda.

Os meses de setembro, outubro e novembro, são os que, no geral, apresentaram os maiores picos de demanda. Esses são meses de semestre letivo e também são os que apresentam as maiores temperaturas na região, intensificando a carga térmica e, conseqüentemente, a utilização de aparelhos de ar-condicionado.

3 CONCLUSÃO

O trabalho apresenta os resultados da análise da capacidade do sistema fotovoltaico proposto para o IFG - Campus Goiânia em reduzir os picos de demanda mensais e aumentar a capacidade do alimentador elétrico a que está conectado.

Os resultados mostram que o SFCR proposto é capaz de reduzir os picos de demanda mensais, no período analisado (2013 a 2016), em mais de 77% dos meses. Por conseguinte, pode-se analisar o contrato de fornecimento de energia elétrica, a fim de verificar a viabilidade de alterar o valor da demanda ativa contratada, com o intuito de reduzir o valor da fatura de energia elétrica da unidade consumidora.

Os FECC, calculados para cada ano, são de valor mais elevado, quando o pico ocorre entre 10:00 h e 14:00h, como em 2014 e 2015. O gerenciamento da demanda pelo consumidor pode contribuir para deslocar os picos de carga para esse período, ou períodos de vale, e contribuir para aumentar o FECC do

SFCR a ser instalado.

Conclui-se que, apesar de não serem despacháveis, os SFCR podem contribuir para a redução de picos de demanda e aumentar a capacidade de alimentadores do sistema elétrico, desde que os picos de demanda ocorram em períodos diurnos. A capacidade do sistema pode ser aumentada com o incremento da penetração fotovoltaica, ou seja, aumentando-se a quantidade e/ou a potência instalada de SFCR em outras unidades consumidoras conectadas ao mesmo ramal alimentador.

Para continuidade do trabalho sugere-se: analisar a alteração da inclinação e da orientação azimutal do gerador fotovoltaico, para propiciar um deslocamento e até mesmo ampliar os momentos de picos de geração fotovoltaica, de modo a fazer coincidi-los com os picos de demanda; para picos de carga que ocorram em momentos de céu encoberto ou noturnos, pode-se examinar a aplicação de sistemas de armazenamento de energia, os quais complementariam o suprimento potência nestes momentos e, que seriam carregadas em períodos de demanda baixa.

REFERÊNCIAS

CEPEL - CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, Freiburg, v. 28, n. 4, p. 293-302, 1982.

FARIA, A. F. D. **Eficiência energética e geração distribuída**: Estudo de caso aplicado a sistema de iluminação, condicionamento ambiental e adição de fonte incentivada de energia elétrica. 2016. Dissertação (Mestrado Profissional em Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa) - Instituto Federal de Goiás Goiânia, Goiânia, 2016.

GARVER, L. L. Effective load carrying capability of generating units. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 85, n. 8, p. 910-919, 1966.

HOFF, T. et al. **Photovoltaic Capacity Valuation Method**. SEPA REPORT # 02-08. [S.l.]. 2008.

JARDIM, C. D. S. **A inserção da geração solar fotovoltaica em alimentadores urbanos enfocando a redução de pico de demanda diurno**. 2007. 130 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

MARIANO, J. D. **Análise do potencial da geração de energia fotovoltaica para redução dos picos de demanda e contribuição energética nas edificações da UTFPR em Curitiba**. 2017. 194 f. Dissertação (Mestrado em

Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

PEREZ, R. et al. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, Freiburg, v. 44, n. 5, p. 271-289, 1990.

PEREZ, R.; SEALS, R.; STEWART, R. **Assessing the load matching capability of photovoltaics for US utilities based upon satellite-derived insolation data. Twenty Third IEEE Photovoltaic Specialists Conference.** Louisville: IEEE, 1993. p. 1146-1151.

REBECHI, S. H. **O potencial da geração solar fotovoltaica conectada ao sistema de distribuição urbano:** Estudo de caso para um alimentador com pico de carga diurno. 2008. 100 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

RICHARDSON, D. B.; HARVEY, L. D. D. Strategies for correlating solar PV array production with electricity demand. **Renewable Energy**, v. 76, p. 432-440, 2015.

RUTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos:** O potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública no Brasil. 1. ed. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004. 114 p.

WILLIS, H. L.; SCOTT, W. G. **Distributed power generation:** Planning and evaluation. New York: Marcel Dekker, 2000.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

CAPÍTULO 5

APROVEITAMENTO DO BIOGÁS DE ATERRO SANITÁRIO: ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

Airon Herbert Moreira Stach

Alessandro Nunes Costa

Giordani Pacífico Medeiros (in memorian)

Daywes Pinheiro Neto

Elder Geraldo Domingues

1.INTRODUÇÃO

O uso energético do biogás de aterros sanitários é uma das alternativas de geração de energia elétrica a partir da biomassa e que apresenta grande potencial no Brasil. Estima-se que, diariamente, mais de 110 mil toneladas de resíduos sejam depositadas em aterros, o que equivale a 58,3 % do total de resíduos gerados (BRASIL, 2011). Além disso, esses projetos contribuem, dentre outros, para a redução dos gases de efeito estufa (GEE) e para a diversificação da matriz energética (SALOMON, 2005).

Com a ratificação do Protocolo de Quioto e a criação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que visam diminuir a geração de GEE, maior incentivo foi possível para buscar soluções adequadas para aterros e efluentes. Por meio deste mecanismo, os países em desenvolvimento podem reduzir suas emissões ou capturar GEE dando origem às Reduções Certificadas de Emissões (RCE), mais conhecidas como créditos de carbono, que podem ser negociadas no mercado internacional. Estas RCE geram um incentivo extra para que os projetos de MDL se tornem mais atrativos (ENSINAS, 2003). Uma atividade de projeto de MDL é adicional se reduzir emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada. Já a linha de base de um projeto de MDL é o cenário que representa, de forma razoável, as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposto (SALOMON, 2005).

Vários países aproveitam o biogás de aterro como fonte energética. Dentre eles merecem destaque a Alemanha, os Estados Unidos e a China. As formas de aproveitamento são as mais diversas, como por exemplo: combustível para automóveis, geração de energia elétrica, fonte de energia térmica, entre outras. Usualmente, nos países desenvolvidos, onde essa prática é muito utilizada, gera-se energia elétrica com motores de combustão interna (ciclo Otto), micro-turbinas e turbinas a vapor. No Brasil já existem projetos com essa finalidade de aproveitamento de biogás para geração de eletricidade, como por exemplo: a Usina Bandeirantes, em São Paulo; o Aterro de Nova Iguaçu, no Rio de Janeiro; a ETE de Barueri, em São Paulo; a ETE Arrudas, em Minas Gerais; e o Proje-

to Marca, no Espírito Santo. Até 18 de novembro de 2017 havia 437 projetos aprovados no Brasil nos termos do MDL, dentre os quais 32 são provenientes do manejo de aterros e apenas um de efluentes. Entretanto, em nenhum destes projetos houve o aproveitamento do biogás produzido por aterro em conjunto com estação de tratamento de esgoto (BRASIL, 2017).

Em agosto de 2010, foi sancionada a Lei nº 12.305/10, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos no Brasil (PNRS) (Brasil, 2010), que tem como principal objetivo a extinção dos lixões brasileiros até o ano de 2014 por meio da implementação de aterros sanitários. Essa lei também prevê a adoção, o desenvolvimento e o aprimoramento de tecnologias limpas, desde que tenha sido comprovada sua viabilidade técnica e ambiental, como forma de minimizar os impactos ambientais. Apesar de todos os esforços, essa meta não foi atingida, o que não desobriga os municípios a cumprirem a legislação vigente.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vem lançando, nos últimos anos, chamadas públicas para o desenvolvimento de projetos de pesquisa estratégicos em energia solar, eólica e biomassa. Dentre elas, destaca-se a chamada de projeto estratégico nº 014/2012 intitulada: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração de Energia Elétrica a partir do Biogás oriundo de Resíduos e Efluentes Líquidos na Matriz Energética Brasileira (ANEEL, 2017).

Durante a pesquisa bibliográfica realizada no desenvolvimento deste artigo, foram consultadas diversas publicações envolvendo projetos de MDL de aterros sanitários, estações de tratamento de esgoto, granjas de suínos e centrais de abastecimento (LEITE, 2016; FERREIRA, 2015; SANTOS et al., 2015; OLIVEIRA, 2013; FRANÇA, 2008; ABREU et al., 2008; KAUTZ, 2007; COSTA, 2006).

Ensinas (2003) realizou um dos principais trabalhos brasileiros sobre aproveitamento de biogás de aterro. Ele faz um estudo do Aterro Sanitário Delta, localizado em Campinas-SP. O ponto central desse trabalho foi a análise dos modelos matemáticos determinísticos mais utilizados para quantificação de biogás de aterro. O Método de Decaimento de Primeira Ordem (MDPO) foi considerado o mais adequado, por abranger um grande número de parâmetros. Além disso, são abordados outros temas importantes, tais como: classificação dos resíduos, tecnologias mais utilizadas, sistemas de coleta e de purificação do biogás e vida útil do aterro.

Além desses trabalhos, foram consultados os projetos de MDL brasileiros referentes a aterros sanitários e efluentes. O principal objetivo dessa consulta foi estudar as metodologias utilizadas, os custos e as tecnologias envolvidas na conversão para energia elétrica. Tais itens podem ser consultados por meio dos Documentos de Concepção de Projeto disponíveis no site do Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação (MCTI) (BRASIL, 2017).

Este artigo tem como principal objetivo apresentar metodologia de análise de viabilidade econômica determinística da geração de energia elétrica a partir do aproveitamento energético do biogás produzido em aterros sanitários para diferentes alternativas tecnológicas. Será apresentado estudo de caso uti-

lizando-se os dados reais do aterro sanitário da cidade de Anápolis-GO. Uma análise de sensibilidade univariada é realizada variando-se os parâmetros: preço de venda das RCE, preço de venda da energia elétrica e taxa mínima de atratividade, os quais afetam o fluxo de caixa e a viabilidade econômica destes tipos de empreendimentos.

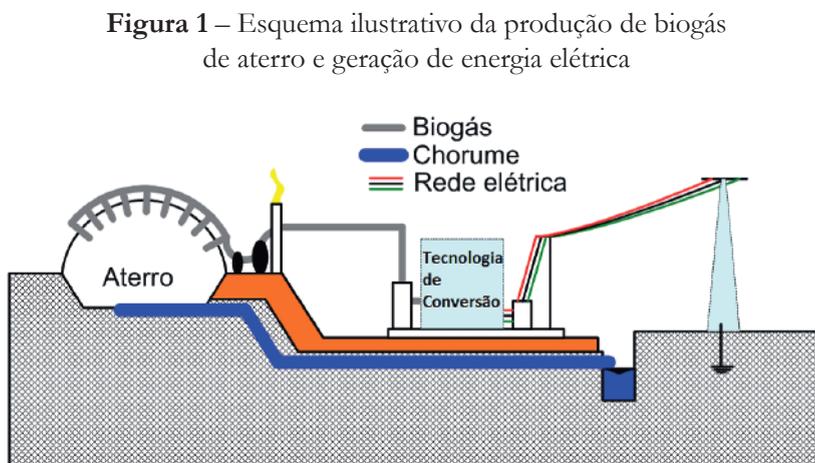
2 METODOLOGIA

2.1 Biogás de Aterro como Fonte de Energia Elétrica

A disposição final do lixo é um dos graves problemas enfrentados pelos centros urbanos em todo mundo e a prática de utilização de áreas para aterramento do lixo ainda é a solução mais comum. Neste processo, gera-se o biogás, combustível possível de ser aproveitado e utilizado como fonte de energia (BRASIL, 2017).

A geração de biogás no aterro é espontânea quando o maciço de lixo não está em contato com o ar, propiciando o processo anaeróbico de fermentação do lixo orgânico, resultando em biogás que pode ser capturado mais eficientemente com drenos internos tanto verticais como horizontais. Esses drenos são conectados com tubulações de polietileno de alta densidade, que conduzem o biogás até o setor de sucção e condensação, sendo enviado para a queima em *flares* ou para ser convertido em energia elétrica. O aproveitamento do biogás pode ser feito de várias formas. As tecnologias mais utilizadas para a conversão energética do biogás são os grupos motores geradores de combustão interna do tipo Ciclo *Otto* (GMG), as microturbinas e as turbinas a vapor com gerador acoplado (BRASIL, 2010).

A Fig. 1 ilustra, de forma simplificada, a estrutura utilizada para o aproveitamento do biogás produzido em aterros sanitários para a geração de energia elétrica.



Fonte: Adaptado de Costa (2018)

2.2 Emissões de Linha de Base

Segundo Ensinas (2003), existem diferentes métodos para estimativa teórica da produção de biogás em aterros. Dentre esses métodos, o que mais se aproxima da realidade é o Método de Decaimento de Primeira Ordem (MDPO), desenvolvido pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC*. O MDPO leva em consideração a quantidade e tipo de resíduos sólidos domésticos depositada e a cinética de geração de biogás, função de três importantes parâmetros: condições climáticas locais, concentração de nutrientes no solo e composição dos resíduos.

Este método passou por algumas alterações para se ter uma aproximação mais exata. Atualmente esse modelo matemático aprimorado é o utilizado para projetos de MDL em aterros. Ele encontra-se disponível na metodologia ACM-0001 na ferramenta “*Emissões dos locais de disposição de resíduos sólidos – versão 15*”.

O Método de Decaimento de Primeira Ordem, utilizado para quantificar as emissões de linha de base, considera a geração de metano por quantidade de resíduo depositada no ano x e durante os anos posteriores. Como a cada ano novas quantidades de resíduos são depositadas, a quantidade de metano gerada em determinado ano será igual à geração do resíduo depositado no ano “ y ” somada das gerações dos resíduos depositados nos anos anteriores, referenciadas no ano “ y ” conforme (1).

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \phi \cdot (1 - f) \cdot GWP_{CH_4} (1 - OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_j MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} DOC_j e^{-k_j \cdot (y-x)} (1 - e^{-k_j}) \quad (1)$$

Em que, em (1), $BE_{CH_4,SWDS,y}$ representa as emissões de metano geradas pelo lixo colocado no aterro entre o início da atividade de projeto e o final do ano y (tCO_2e); ϕ é o fator de correção para contabilizar as incertezas do modelo; f é a fração de metano capturada no aterro e queimada ou usada de outra forma; GWP_{CH_4} é o Potencial de Aquecimento Global do metano, válido para o período de compromisso relevante; OX é o fator de oxidação, o qual reflete a quantidade de metano do aterro que é oxidado no solo ou em outro material que cobre o lixo; F é a fração de metano no gás de aterro (fração em volume); DOC_j é fração de carbono orgânico degradável (DOC) que pode decompor; MCF é o fator de correção do metano; $W_{j,x}$ é a quantidade de lixo orgânico tipo j despejado no aterro no ano x (toneladas); DOC_j é a fração de carbono orgânico degradável (por massa) no lixo tipo j e k_j é a taxa de decaimento do lixo tipo j . A variável j é a categoria do tipo de lixo, x é o ano durante o período de crédito que vai do primeiro ano da análise até o ano para o qual as emissões evitadas são calculadas, y .

2.3 Emissões de Projeto

As emissões de projeto representam a quantidade de gases de efeito estufa em toneladas de CO₂ equivalente que seriam emitidas com a implementação do projeto. Para este cálculo foram consideradas as emissões fugitivas e as emitidas pelo gerador. Como o aterro sanitário já possui sistema de ventilação passiva, será necessário implementar um sistema de ventilação forçada promovida por conjunto de ventiladores cuja eficiência de coleta, pode atingir mais de 75% do total de biogás produzido (BRASIL, 2010; ENSINAS, 2003). Assim foi considerado que 15% do total das emissões de metano são fugitivas. Dessa forma, os 85% do metano gerado no aterro são queimados a partir de uma tecnologia de conversão gerando energia. Conforme o balanço estequiométrico, para cada tonelada de CH₄ que é queimada tem-se a geração de 2,75 toneladas de CO₂ que é emitida para a atmosfera.

Por outro lado, deve-se levar em consideração a quantidade de energia deslocada da rede. Assim, a quantidade de energia gerada com a implementação do projeto seria produzida por outra fonte, no caso por um sistema interligado de energia composto de diversos tipos de fontes. Para isso, o fator de emissão foi calculado de acordo com a “*Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico*” Versão 02.2.0, também disponível na metodologia ACM-0001, conforme (2)

$$FE = (0.5 \cdot MC) + (0.5 \cdot MO) \quad (2)$$

Onde, FE é o fator de emissão do sistema elétrico interligado (ton. CO₂/MWh), MC é a margem de construção e MO é a margem de operação.

2.4 Emissões Reduzidas

De acordo com a metodologia ACM-0001 versão 15, as reduções de emissões em dado ano “ y ” (expressas em tCO₂e) podem ser calculadas conforme (3).

$$RE_y = (MD_{p,y} - MD_{BL,y}) \cdot GWP_{CH_4} + EL_{LFG,y} \cdot CEF_{elec,BL,y} + ET_{LFG,y} \cdot CEF_{ther,BL,y} \quad (3)$$

Em que, em (3): RE_y é a redução de emissões em um dado ano y (tCO₂e); $MD_{p,y}$ é a quantidade de metano que teria sido destruída durante o ano, em toneladas de metano (tCH₄) no cenário do projeto; $MD_{BL,y}$ é a quantidade de metano que teria sido destruída durante o ano na ausência do projeto devido às exigências regulatórias e/ou contratuais, em toneladas de metano (tCH₄); GWP_{CH_4} foi denominado em (1); $EL_{LFG,y}$ é a quantidade líquida de

eletricidade produzida usando biogás, que na ausência da atividade do projeto teria sido produzida por centrais elétricas interligadas à rede ou por uma geração de energia cativa, no local/fora dele, com base em combustível fóssil, durante o ano y , em megawatt horas (MWh); $CEF_{ele,BL,y}$ é a intensidade das emissões de CO_2 da fonte de linha de base da eletricidade deslocada, em tCO_{2e}/MWh ; $ET_{LFG,y}$ é a quantidade de energia térmica produzida usando gás de aterro, que na ausência da atividade do projeto teria sido produzida por caldeira queimando combustível fóssil no local/fora do local, durante o ano “ y ”, em terajoule (TJ); $CEF_{ther,BL,y}$ é a intensidade das emissões de CO_2 do combustível usado pela caldeira para gerar energia térmica que é deslocada pelo biogás com base na geração de energia térmica, em CO_{2e}/TJ .

2.5 Vazão de Metano e Energia Elétrica Gerada

Para o cálculo da vazão de metano no ano y , bem como da potência útil gerada no mesmo ano, pode-se utilizar-se de (4) e (5) (SALOMON, 2005; BRASIL, 2010).

$$Q_{CH_4,y} = \frac{BE_{CH_4,SWDS,y}}{d_{CH_4} GWP_{CH_4}} \quad (4)$$

$$Pot_y = \frac{Q_{CH_4,y} \cdot PCI_{CH_4} E \cdot \eta}{31,536.000} \quad (5)$$

Em que, $BE_{CH_4,SWDS,y}$ foi dado em (1), Q_{CH_4} é a vazão de metano (m^3 /ano) no ano y , d_{CH_4} é a densidade do metano (t/m^3), GWP_{CH_4} foi denominado em (3), PCI_{CH_4} é o poder calorífico inferior ($kJ/m^3 CH_4$), E é a eficiência de coleta de gases (%), o valor de 31.536.000 é o fator de conversão (s/ano) e η é o rendimento elétrico (%).

Para o cálculo da energia elétrica disponível no ano y , basta multiplicar a potência elétrica útil no ano y pelo número de horas de funcionamento da tecnologia de conversão no referido ano.

2.5 Receita Bruta Total

A receita bruta total no ano y ($RB_{EE,y}$), proveniente da venda de energia elétrica e dos créditos de carbono, pode ser obtida através de (6).

$$RB_{T,y} = EE_{D,y} \cdot \$EE_y + RE_y \cdot \$RCE \quad (6)$$

Em que: $\$EE$ e $\$RCE$ representam o preço de venda da energia elétrica e o preço das RCE no ano y (R\$).

2.6 Análise de Viabilidade Econômica

O modelo de fluxo de caixa adotado foi extraído de Costa (2018), o qual considera as fontes de receitas, tributos, impostos, custos e depreciação dos equipamentos.

A análise da viabilidade econômica foi feita utilizando os métodos do Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) e o *Payback* Descontado (REUTERS, 2013). A Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) trabalha com duas taxas, a taxa de financiamento, referente à captação de recursos para aplicar ao fluxo de caixa negativo, e a taxa de investimento, referente à aplicação de recursos aos fluxos de caixas positivos (RODRIGUES, 2015).

Para verificar como alguns parâmetros considerados constantes na análise determinística afetam o fluxo de caixa e a viabilidade econômica pode ser feita a análise de sensibilidade, a qual consiste em efetuar a variação de um ou mais parâmetros e verificar a alteração ocorrida em outros, de forma a se determinar quais os fatores são mais sensíveis (maior efeito) e, portanto, merecem mais atenção (TORRES, 2006).

Na prática, em estudos de engenharia econômica, é usual fazer a variação de apenas um fator a cada vez (análise de sensibilidade univariada) e supõe-se independência em relação a outros fatores. Essa suposição não é totalmente correta em situações reais, mas é prática, pois as dependências são difíceis de serem contabilizadas de maneira mais precisa (PINHEIRO NETO, 2017). Na análise de sensibilidade escolhe-se um método determinístico, como VPL, TIRM e *payback*, como uma medida de valor. Essa análise tem o intuito de verificar quais parâmetros são mais sensíveis no projeto.

Para validar a metodologia apresentada foi criado um *software* na linguagem *Matlab* que realiza as projeções e cálculos, fornecendo os valores, ao longo do período do projeto, das emissões de metano e da análise econômica para cada tecnologia. Este *software* foi registrado, com certificado expedido em 01/04/2018 pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial. Adicionalmente, foi desenvolvido uma extensão do software registrado para realizar a análise de sensibilidade univariada para verificar como os parâmetros taxa mínima de atratividade, preço de venda da energia elétrica ($R\$/MWh$) e o preço de venda das Reduções Certificadas de Emissões (RCE) afetam a viabilidade econômica do projeto.

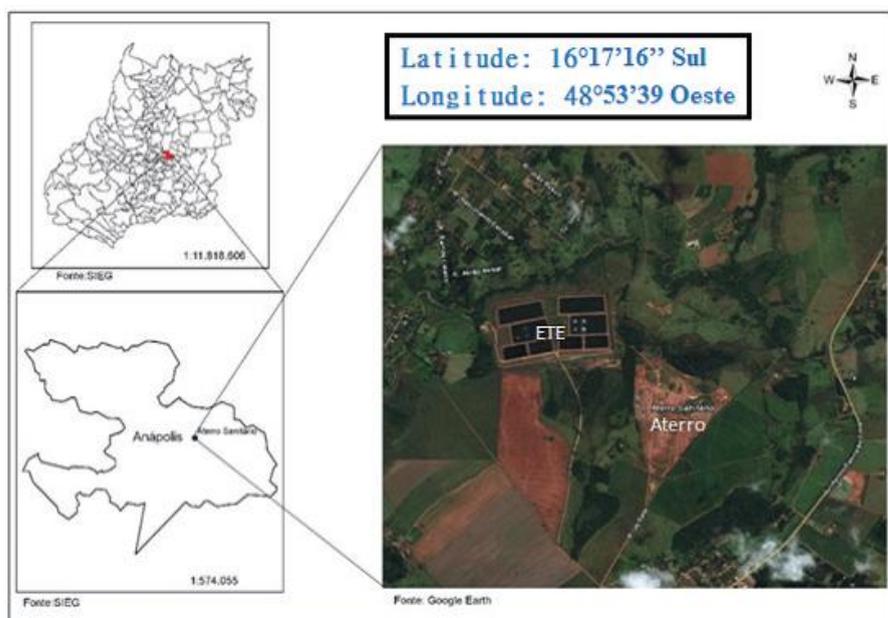
3. RESULTADOS

3.1 Caracterização do Aterro

Para validar a metodologia apresentada é realizado um estudo de caso no aterro sanitário da cidade de Anápolis, localizada na região Centro-Oeste do Brasil. Segundo estimativas do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) para o ano de 2016, a cidade conta com uma população de 370.875

habitantes, sendo 100% de seu lixo coletado (IBGE, 2017). De acordo com o IBAM (2004), o município, ao longo de sua história, teve seu lixo disposto inadequadamente em locais a céu aberto até o final de 1999. A implantação do aterro sanitário ocorreu no final de 1999 iniciando assim a disposição do lixo urbano na área adequada. A localização do aterro, que possui uma área total de 31,83 ha, foi escolhida cuidadosamente a fim de estar distante da área residencial da cidade. O empreendimento recebe uma média de 266 toneladas de resíduos domiciliares por dia. O atual empreendimento possui capacidade projetada para até o ano de 2050. A Figura 2 ilustra a localização geográfica do aterro.

Figura 2 – Localização do Aterro Sanitário da cidade de Anápolis-GO



Fonte: Adaptado de Costa, 2018.

3.2 Potencial de Produção de Metano (Emissões de Linha de Base)

O potencial de geração de metano do aterro sanitário ao longo dos anos, na ausência da atividade do projeto (emissões de linha de base), foi estimado usando o modelo de degradação de primeira ordem, como mostrado em (1). Por meio dos dados históricos do número de habitantes por ano da cidade de Anápolis, obteve-se a projeção do crescimento populacional anual e da deposição de resíduos sólidos urbanos (RSU) no aterro ano a ano até o final da vida útil do mesmo (ano de 2050).

A partir da projeção da deposição de RSU no aterro, pode-se obter a quantidade de resíduo por tipo (j) disposta no ano x ($W_{j,x}$) por meio da compo-

sição gravimétrica que corresponde a um percentual da quantidade total, conforme mostrado na Tabela 1.

A geração de metano do aterro sanitário de Anápolis, na ausência da atividade do projeto (emissões de linha de base), para o período de 2000 a 2100, é apresentada na figura 3. Os dados utilizados para este estudo de caso encontram-se na Tabela 2.

Tabela 1. Caracterização do RSU

Tipo de resíduo ^j	Composição dos RSU (%)	(DOC _j) % base úmida	k _j
Madeira e produtos de madeira	5	43	0,035
Polpa, papel, papelão e similares	17	40	0,07
Resíduos alimentares, bebida e tabaco	45	15	0,40
Tecidos	3	24	0,07
Resíduos de jardinagem e parques	0	20	0,17
Vidros, plástico, metal e outros	30	0	0

Fonte: UNFCCC (2017).

Tabela 2. Dados utilizados para obtenção da linha de base

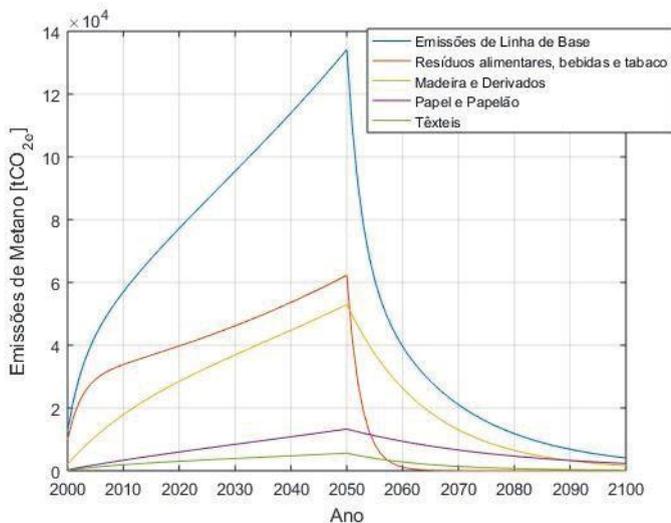
Dados	Valor
Implantação do aterro ¹	Dez/1999
Ano de encerramento do aterro ¹	2050
Taxa de geração de resíduos ³	0,76 kg/hab/dia
Taxa de crescimento populacional ⁴	1,51% ao ano
Taxa de coleta de resíduos urbanos ¹	100%
PCI do metano ²	8.500 kcal/m ³
Densidade do metano ²	0,7167 kg/m ³
φ	0,75
f	0
GWP _{CH4}	25
O	0,1
F	0,4067 tCO ₂ /MWh
DOC _r	0,5
MCF	0,1

¹ Fonte: SMMARH (2017); ² Fonte: UNFCCC (2017); ³ Fonte: IBAM (2004); ⁴ Fonte: LIMIRO (2009)

Esses valores levam em consideração a temperatura e a precipitação média anual (22,2 °C e 1441 mm) para o município de Anápolis (CLIMATEMPO, 2018). A taxa de decomposição dos resíduos biodegradáveis (k_i) também é influenciada pela precipitação e temperatura média no local do aterro conforme a própria composição dos resíduos (UNFCCC, 2017). As emissões totais resultam do somatório das emissões geradas pelos diferentes tipos de materiais. É interessante destacar que após o ano de encerramento do aterro (2050) haverá contínua produção de metano, que deve ser aproveitada ou no mínimo controlada para se evitar riscos.

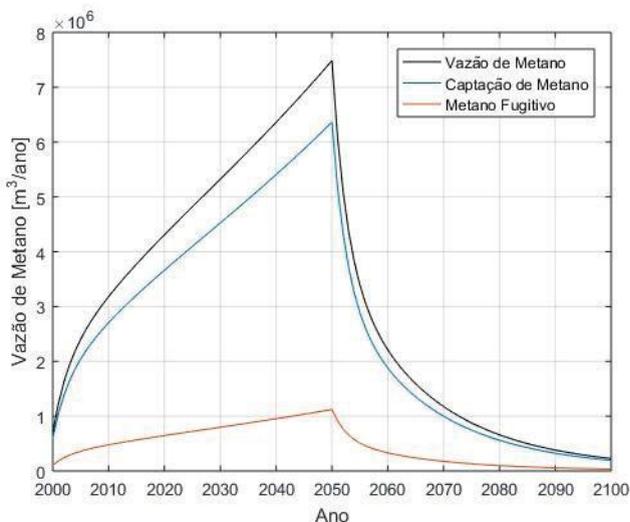
Como o aterro sanitário já possui sistema de ventilação passiva, será necessário implementar um sistema de ventilação forçada promovida por conjunto de ventiladores. Esta tecnologia consiste basicamente num sistema de drenos verticais e/ou horizontais interconectados ao ventilador, que através de pressão negativa força a saída do biogás. Foi considerado que 85% do biogás produzido será capturado pelo sistema de coleta. A Figura 4 apresenta o total de metano possível de ser captado e as emissões fugitivas ao longo no período de 2000 a 2100. A produção máxima de metano ocorre no ano de fechamento do aterro (2050) em torno de aproximadamente 7,5 milhões de m³ de metano.

Figura 3 – Emissões de metano no aterro



Fonte: Autores próprios, 2018

Figura 4 – Emissões captadas e fugitivas



Fonte: Autores próprios, 2018.

3.3 Emissões de projeto e reduzidas das alternativas tecnológicas

A partir de agora, os resultados a serem apresentados dependerão do tipo de tecnologia a ser utilizada na conversão da energia química contida no biogás em energia elétrica, definindo-se, assim, os cenários de projeto. As alternativas tecnológicas analisadas neste artigo são as seguintes: i) grupo motor-gerador de ciclo Otto (GMG); ii) microturbina e iii) turbina a vapor de ciclo Rankine (TVCR) com gerador acoplado. Os parâmetros para obtenção dos cenários de projeto são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros para obtenção dos cenários de projetos com as diferentes tecnologias

Parâmetro	Valor		
	GMG	Microturbinas	TVCR
Potência nominal	330kW	200 kW	100 kW
Eficiência	35%	35%	16%
Vida útil	25 anos	150.000 horas ≈ 17 anos	25 anos
Fator de emissão	0,4067 tCO ₂ /MWh		
Taxa de biogás coletado	85%		
Funcionamento	8560 h/ano		

Fonte: Autores próprios, 2018.

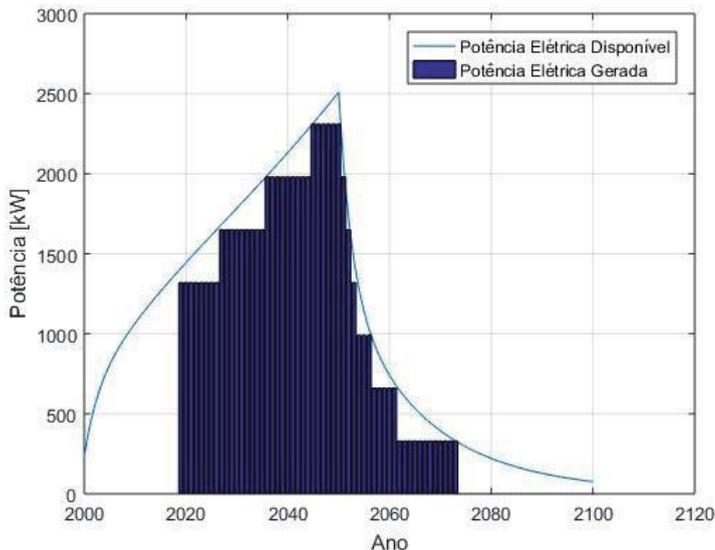
As emissões de projeto podem ser obtidas por meio da soma das emissões fugitivas e das emissões resultante da combustão do metano, diminuída das emissões deslocadas por substituição da fonte. Levou-se em consideração a quantidade de energia deslocada, que representa a quantidade de energia gerada com a implementação do projeto que seria produzida por outra fonte, no caso por um sistema interligado de energia composto de diversos tipos de fontes. O fator de emissão do Sistema Elétrico Brasileiro interligado foi considerado igual a 0,4067 tCO₂/MWh (ano de 2017), com dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Esse valor foi considerado constante ao longo do período analisado.

3.3.1 Alternativa A – Grupo Motor Gerador de Ciclo Otto

A Fig. 5 apresenta a potência possível de ser gerada ao longo de 2000 a 2100. Na mesma figura é mostrada a potência elétrica gerada, que corresponde a quantidade de grupos motores geradores em funcionamento a cada ano multiplicada pela potência nominal da unidade. Considerando o funcionamento dos motores 8.560 horas por ano, conforme especificações do fabricante, pode-se obter a energia elétrica possível de ser produzida no período de projeto conforme apresentado na Fig. 6.

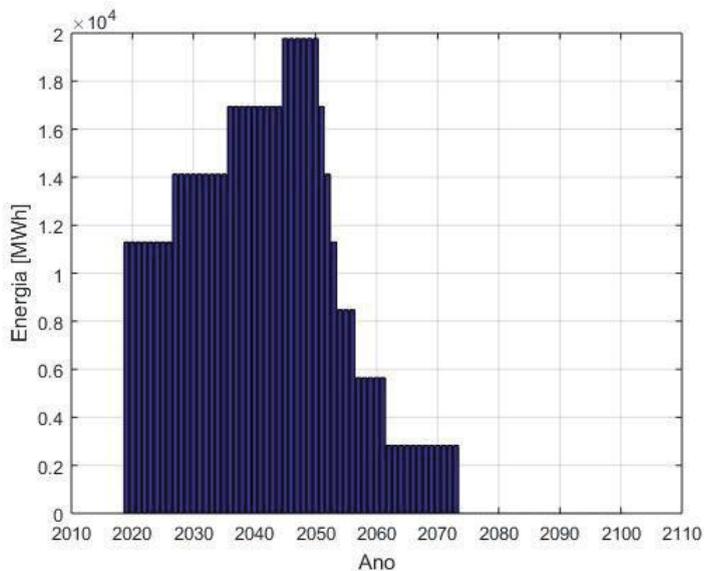
As emissões de projeto ao longo dos anos com o GMG estão ilustradas na Figura 7. A Figura 8 apresenta o cenário das emissões de linha de base, emissões de projeto e emissões reduzidas com o GMG. O total de emissões reduzidas ao longo de todo o período de análise é de 3.692.100 tCO₂e.

Figura 5 – Potência elétrica aproveitada pelo GMG



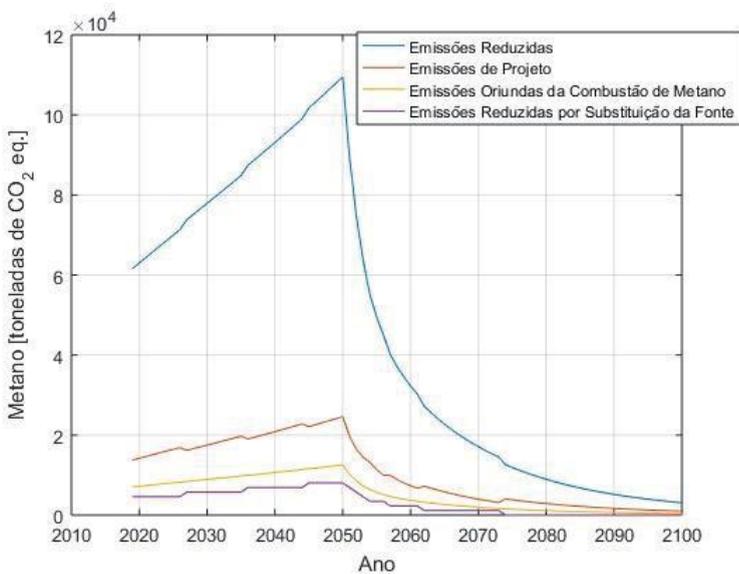
Fonte: Autores próprios, 2018.

Figura 6 – Energia Elétrica Gerada pelo GMG



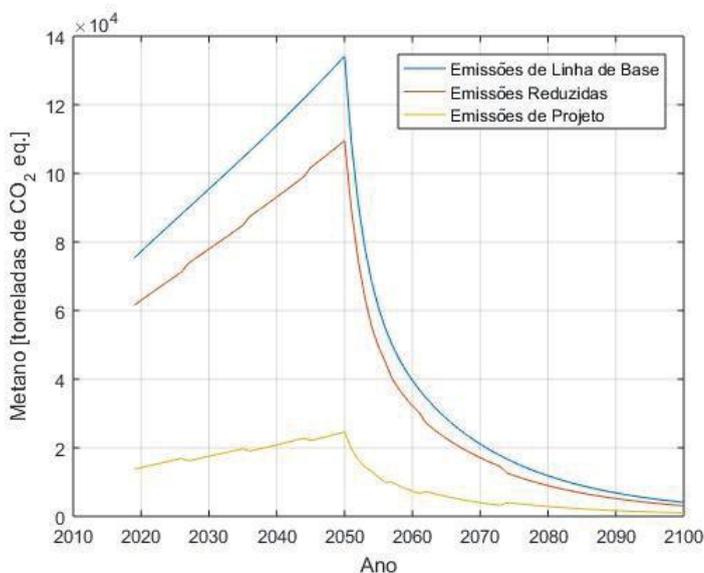
Fonte: Autores próprios, 2018.

Figura 7 – Emissões de projeto com GMG



Fonte: Autores próprios, 2018.

Figura 8 – Emissões reduzidas com GMG



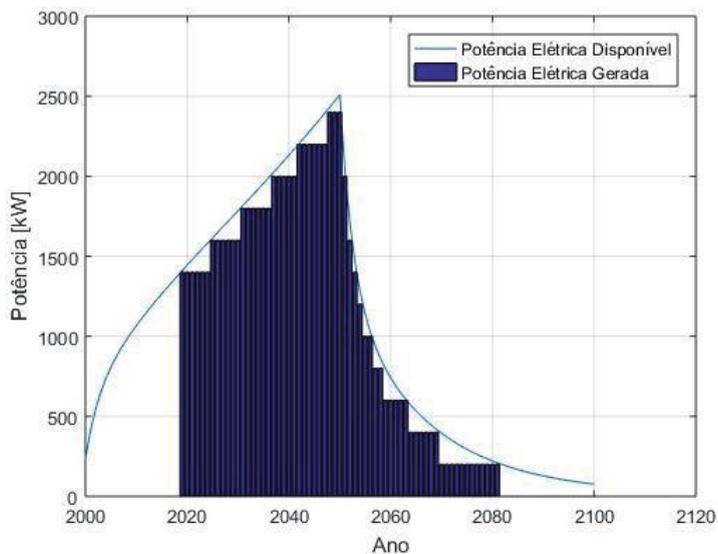
Fonte: Autores próprios, 2018.

3.3.2 Alternativa B – Microturbinas

A Figura 9 apresenta a potência possível de ser gerada ao longo de 2000 a 2100. Na mesma figura é mostrada a potência elétrica gerada, que corresponde a quantidade de microturbinas em funcionamento a cada ano multiplicada pela potência nominal da unidade. A Figura 10 apresenta a energia elétrica gerada pelas microturbinas ao longo do projeto.

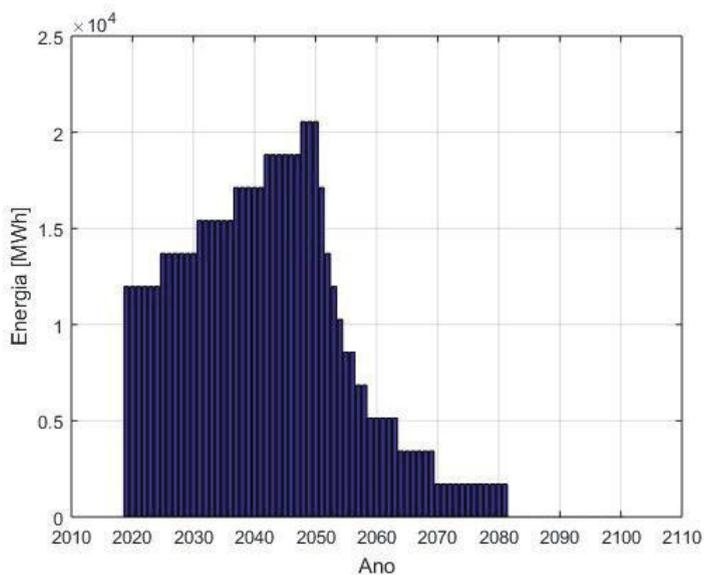
As emissões de projeto ao longo dos anos com as microturbinas estão ilustradas na Figura 11. A Figura 12 apresenta o cenário das emissões de linha de base, emissões de projeto e emissões reduzidas com as microturbinas. O total de emissões reduzidas ao longo de todo o período de análise é de 3.707.800 tCO_{2e}.

Figura 9 – Potência elétrica das microturbinas



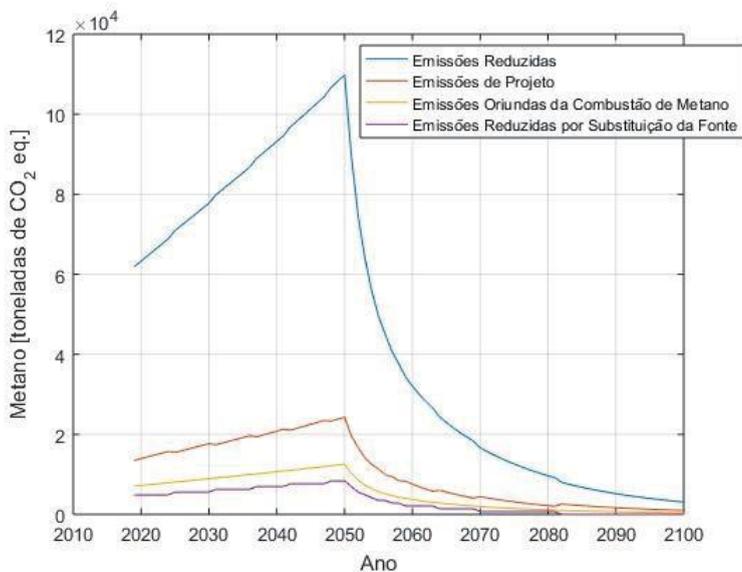
Fonte: Autores próprios, 2018.

Figura 10 – Energia elétrica gerada das microturbinas



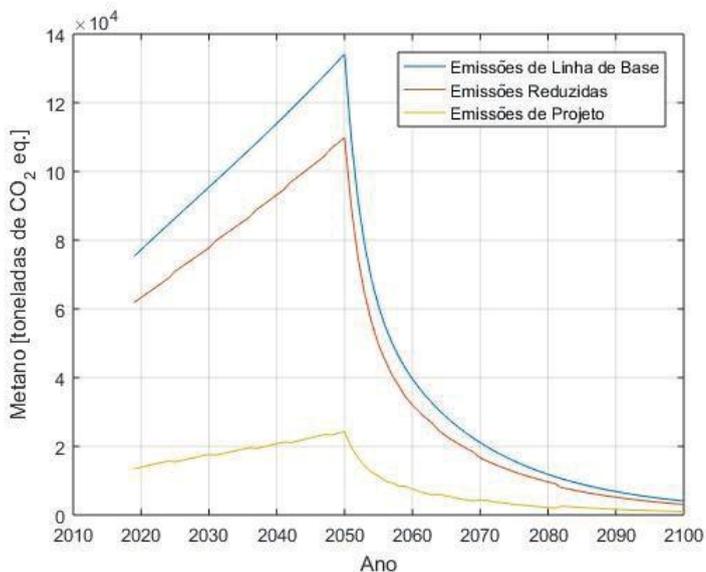
Fonte: Autores próprios, 2018.

Figura 11 – Emissões de projeto com microturbinas



Fonte: Autores próprios, 2018.

Figura 12 – Emissões reduzidas com microturbinas



Fonte: Autores próprios, 2018.

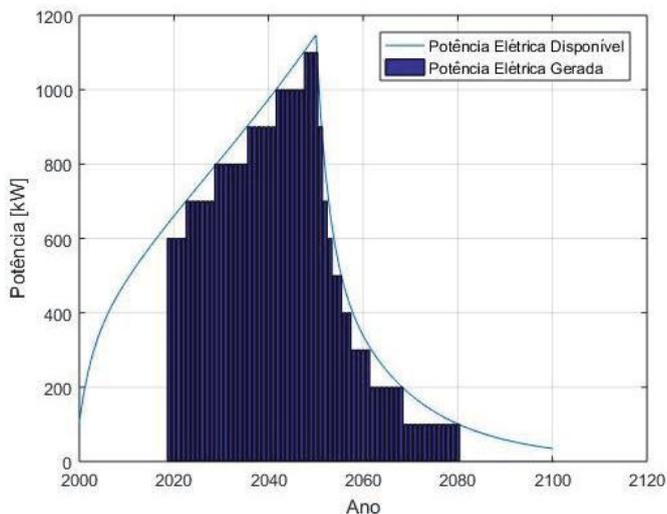
3.3.3 Alternativa C – Turbinas a vapor com gerador acoplado

A Fig. 13 apresenta a potência possível de ser gerada ao longo de 2000 a 2100. Na mesma figura é mostrada a potência elétrica gerada, que corresponde

a quantidade de geradores em funcionamento a cada ano multiplicada pela potência nominal da unidade. A Figura 14 apresenta a energia elétrica gerada pelas microturbinas ao longo do projeto.

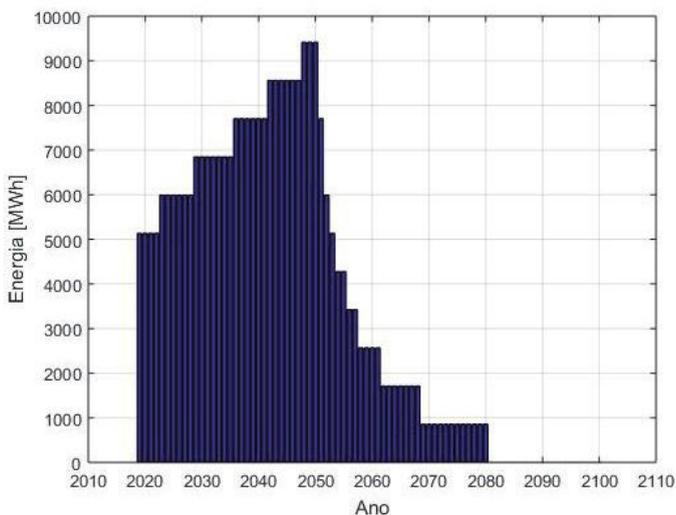
As emissões de projeto ao longo dos anos com as turbinas a vapor estão ilustradas na Figura 15. A Figura 16 apresenta o cenário das emissões de linha de base, emissões de projeto e emissões reduzidas com as microturbinas. O total de emissões reduzidas ao longo de todo o período de análise é de 3.561.300 tCO_{2e}.

Figura 13 – Potência elétrica das turbinas a vapor



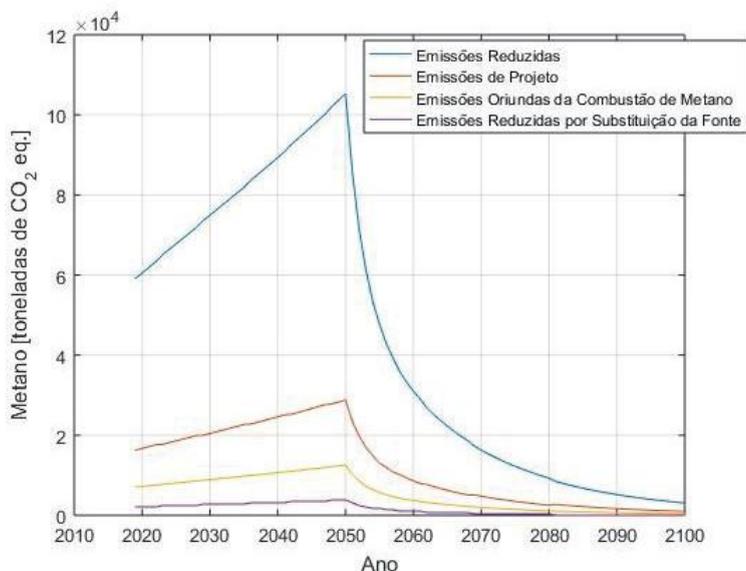
Fonte: Autores próprios, 2018.

Figura 14 – Energia elétrica: turbinas a vapor



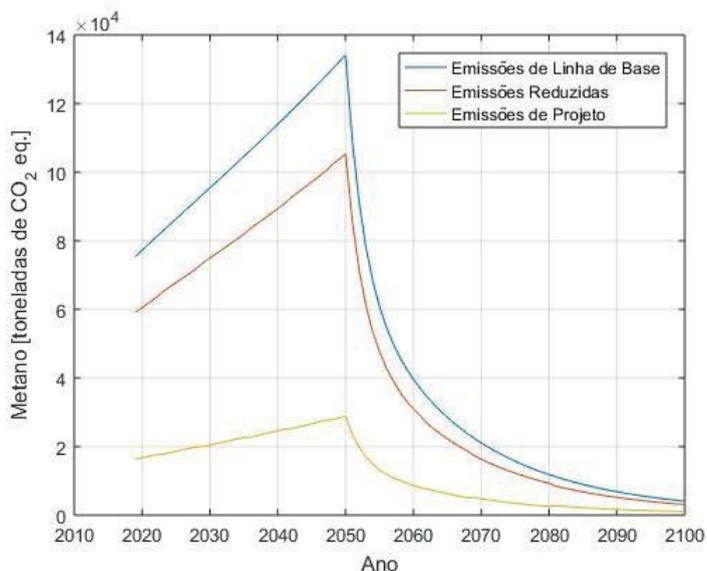
Fonte: Autores próprios, 2018.

Figura 15 – Emissões de projeto com turbinas a vapor



Fonte: Autores próprios, 2018.

Figura 16 – Emissões reduzidas com turbinas a vapor



Fonte: Autores próprios, 2018.

3.2 Análise de Viabilidade Econômica

A Tabela 5 mostra os dados utilizados na análise de viabilidade econômica para as 3 tecnologias. Foi considerado que a energia elétrica será vendida diretamente para a concessionária local.

O preço da energia foi definido como o valor médio dos leilões A5 de acordo com dados da (ANEEL, 2017). O preço dos CER foi definido como uma média dos últimos 10 anos. A TMA foi definida como a média da taxa SELIC dos últimos 5 anos. A Taxa de Juros de Longo Prazo, (taxa de financiamento) é calculada com base em uma meta de inflação para os doze meses seguintes ao mês de vigência da taxa, e baseada em um prêmio de risco (BNDES, 2017). A Tabela 6 apresenta o resumo dos resultados obtidos para os indicadores VPL, TIRM e o payback descontado.

Tabela 5 – Dados para análise de viabilidade econômica

Dados	Valor		
	GMG	Microturbinas	Turbinas a vapor
Preço unitário	R\$330.000,00	R\$942.258,72	R\$419.500,00
Investimento Inicial	R\$3.095.600,00	R\$7.429.152,32	R\$4.292.600,00
Custos de Operação e Manutenção	4% sobre o preço dos equipamentos	12% sobre o preço das microturbinas	24,5% sobre o preço das microturbinas
Custo de purificação	R\$0,0414/m ³ de biogás	R\$141.338,81 ao ano	-
Término do projeto	Dezembro de 2073	Dezembro de 2081	Dezembro de 2080
Vida útil da tecnologia	25 anos	150.000 horas ≈ 17 anos	25 anos
Duração do projeto	55 anos	62 anos	61 anos
TMA	12% ao ano		
TJLP (Rf)	7,5% ao ano		
Preço da energia	R\$251,00/MWh		
Preço dos RCEs	R\$5,12/tCO ₂ e		
PIS	0,65% da Receita bruta		
COFINS	3% da Receita bruta		
Imposto de Renda	15% sobre o Lucro Líquido (LL)		
Adicional de IR	10% sobre o LL que exceder R\$240mil/ano		
CSSL	8% sobre o lucro líquido		
Custos de administração	2% do investimento inicial		
Custo de conexão à rede	R\$30.000,00		
Custo de compressão	R\$690,00/m ³ /h de biogás		
Depreciação	10 anos (linear)		
Início do projeto	Janeiro de 2019		

Fonte: Autores próprios, 2018.

Tabela 6 – Indicadores de viabilidade econômica das três alternativas tecnológicas

Indicador	Valor		
	GMG	Microturbinas	Turbina a vapor
VPL	R\$ 15.535.026,08	R\$6.232.588,37	R\$1.419.706,65
TIRM	21,6% a.a.	16,3% a.a.	16,12% a.a.
<i>Payback</i> descontado	1,78 anos	7,88 anos	12,12 anos

Fonte: Autores próprios, 2018.

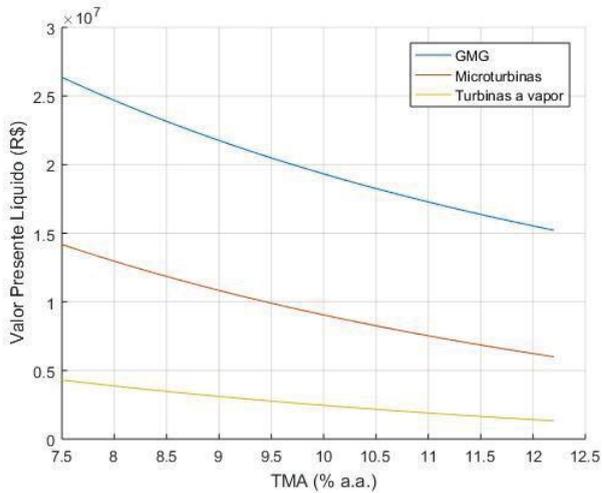
No caso da tecnologia GMG, o VPL alcançou mais de 15 milhões de reais. Isso implica que o projeto é viável, pois o VPL é maior que zero. O valor da TIRM ser superior à TMA (12% a.a.) é outro indicador de que o projeto é viável. Além disso, o *payback descontado* indica que o projeto se paga em 1,78 anos. O resultado dos três indicadores mostra que o projeto de geração de energia elétrica a partir do biogás de aterro com o uso do grupo motor-gerador não só é viável, como bastante atrativo. Para a tecnologia microturbinas, o VPL alcançou mais de 6 milhões de reais, valor abaixo do valor encontrado com o projeto de GMG, porém maior do que zero e, portanto, viável. A TIRM apresenta um valor maior do que a TMA, indicando a viabilidade do projeto. Além disso, o *payback descontado* indica que o projeto com microturbina se paga em 7,88 anos, período bem maior que o *payback* encontrado para o GMG, porém, o projeto se paga antes do seu término. Já para as turbinas a vapor com gerador acoplado, o VPL é maior do que 1,4 milhão de reais, indicando viabilidade. A TIRM maior que a TMA (12%) é outro indicativo de que o projeto é viável. O *payback* é de 12,12 anos, que se paga antes do término do projeto. Dentre as tecnologias mutuamente excludentes estudadas, a turbina a vapor foi a que apresentou a pior viabilidade econômica, seguida da microturbina e do GMG.

Para mostrar como alguns parâmetros considerados constantes podem afetar o fluxo de caixa e a viabilidade econômica das alternativas tecnológicas analisadas, procedeu-se à análise de sensibilidade univariada. A Figura 15 ilustra o comportamento do VPL em função de variações na TMA, nos preços de venda da energia elétrica e das RCE. Para a TMA considerou-se variações de 7,5% a 12,25% ao ano. Para o preço de venda da energia elétrica, considerou-se uma variação de 100 a 250 R\$/MWh. Já para o preço de venda da RCE, a variação considerada foi de 1 a 50 R\$/tCO_{2e}.

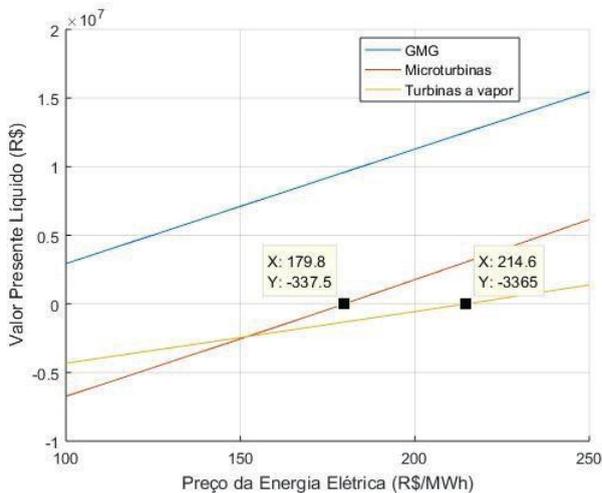
A TMA é um parâmetro que afeta bastante a atratividade do projeto. Quanto maior o seu valor, pior é o VPL das alternativas analisadas. Porém, nenhum dos cenários se tornou inviável durante as variações desse parâmetro. O preço da energia elétrica também é um parâmetro bem sensível e que afeta a análise de viabilidade econômica do projeto. Quanto maior o seu valor, maior é o VPL. É interessante notar que tanto o projeto com as microturbinas quanto

o projeto com as turbinas a vapor passam a ser inviáveis economicamente para valores de preço da energia elétrica menores ou iguais a R\$214,6/MWh para o primeiro, e R\$179,8/MWh para o segundo. Quanto maior for o preço da RCE, maior será a atratividade do projeto. O preço da RCE é um parâmetro capaz de tornar os projetos com microturbinas e turbinas a vapor tão atrativos quanto o projeto com GMG. Os projetos com microturbinas e turbinas a vapor passam a ser mais atrativos que o projeto com GMG para preços de RCE por volta de 28 R\$/tCO_{2e} e 45 R\$/tCO_{2p}, respectivamente.

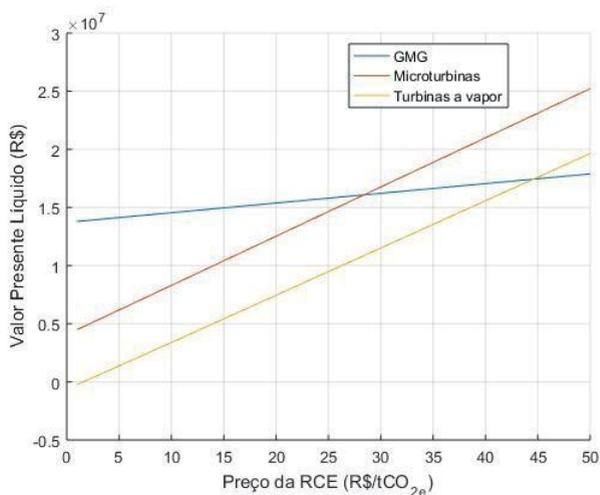
Figuras 17, 18 e 19 – Análise de sensibilidade: VPL em função da TMA, Preço da Energia Elétrica e Preço da RCE



(a) VPL em função da TMA



(b) VPL em função do preço da energia elétrica



(c) VPL em função do preço das RCE

Fonte: Autores próprios, 2018.

4 CONCLUSÃO

Os resultados obtidos da análise de viabilidade econômica fornecem base matemática e científica para auxiliar a tomada de decisão em investir em projetos de aproveitamento energético de biogás de aterros sanitários. Todas as alternativas mostraram-se economicamente viáveis. Das três, o GMG se mostrou mais atrativo em seguida a microturbina e, por último, a turbina a vapor de ciclo Rankine com gerador acoplado.

Foi apresentada a análise de sensibilidade do VPL para as três tecnologias variando-se os parâmetros: TMA, preço de venda da energia elétrica e preço de venda dos RCE. A TMA é o único parâmetro que não inviabiliza nenhum dos cenários analisados, dentro da faixa de valores estudados, porém quanto maior a TMA, menor é o VPL para os projetos. Apenas o projeto com GMG se mostrou viável para todos os cenários da análise de sensibilidade, portanto é a tecnologia menos sensível aos parâmetros supracitados. Outro ponto que se destaca é o preço da venda dos créditos de carbono, que se estiver em alta pode alavancar os projetos com as tecnologias microturbinas e turbinas a vapor, inclusive ultrapassando o VPL do projeto com GMG. A tecnologia que apresentou a maior redução de emissões durante o período do projeto é a Microturbina, seguida do GMG e da Turbina a vapor.

REFERÊNCIAS

ABREU, F. C. et al. **Biogás de aterro para geração de eletricidade e iluminação**. Universidade de São Paulo: [s.n.], 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Leilão de compra**

de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração. Leilões – a3. Brasília: ANEEL, 2016.

_____. **Chamadas Públicas.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 26 abr. 2017.

BRASIL. Lei 12.305, de 02 de agosto de 2010. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 03 ago. 2010, Seção 1, p. 2.

_____. **Plano Nacional de Resíduos Sólidos.** Brasília, DF: Ministério do Meio Ambiente, 2011.

_____. **Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovação e Comunicação–MCTI.** Projetos de MDL Implementados no Brasil. 2017.

BNDES. **Taxa de Juros de Longo Prazo.** Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-juros-longo-prazo-tjlp>>. Acesso em: 18 fev. 2017.

CLIMATEMPO. **Climatologia.** Anápolis. Disponível em: <<https://www.climateempo.com.br/climatologia/85/anapolis-go>>. Acesso em: 18 out. 2018.

COSTA, D. F. **Geração de energia elétrica a partir do biogás de tratamento do esgoto.** 2006. 194 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (PIPGE), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

COSTA, A. N. **Análise de Risco do Aproveitamento Energético do biogás de Aterros Sanitários e Estações de Tratamento de Efluentes para Geração de Energia Elétrica.** 2018. Dissertação (Mestrado Profissional em Tecnologia de Processos Sustentáveis) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Goiânia, 2018.

CROOKES, R. J. Comparative bio-fuel performance in internal combustion engines. **Biomass and Bioenergy.** v. 30, n. 5, p. 461-468, 2006.

ECOWIN, R. **Prices of approved cdm allowances from 2009 to 2016.**

ENSINAS, A. V. **Estudo da geração de biogás no aterro sanitário Delta em Campinas – SP.** 2003. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

FERREIRA, P. G. **Efeitos do dióxido de carbono do biogás na combustão de filtração.** 2015. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.

FRANÇA JUNIOR, A. T. **Análise do aproveitamento energético do biogás produzido numa estação de tratamento de esgoto.** Ilha Solteira: [s.n.],

2008.

INSTITUTO BRASILEIRO DE ADMINISTRAÇÃO MUNICIPAL. **Plano Integrado de Gerenciamento de Resíduos Sólidos Urbanos de Anápolis**. Anápolis: IBAM, 2004.

IBGE. **Instituto Brasileiro de Geografia e estatística. Anápolis, Panorama**. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/v4/brasil/go/anapolis/panorama>>. Acesso em: 10 mar. 2017.

KAUTZ, M.; HANSEN, U. The externally-fired gas-turbine (EFGT-Cycle) for decentralized use of biomass. **Applied Energy**. v. 84, n. 7-8, p. 795-805, 2007.

LEITE, S. H. P. C. **Modelagem de ciclos térmicos com aproveitamento energético de resíduos de esgoto**. 2016. 85 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2016.

LIMIRO, D. **Créditos de carbono: Protocolo de Kyoto de Projetos de MDL**. Curitiba: Juruá, 2009.

OLIVEIRA, F. S. **Avaliação do Potencial de Utilização do Biogás Gerado em Estação de Tratamento de Esgoto para Conversão em Energia**. 2013. 116 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

PINHEIRO NETO, D. **Processo de Otimização Aplicada à Análise de Risco de Investimento em Geração de Energia Elétrica com Fontes Renováveis**. 2017. 252 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2017.

REUTERS, E. **Prices of approved CDM allowances from 2009 to 2012**. Disponível em: <<http://www.reutersecowin.com>>. Acesso em: 15 dez. 2013.

RODRIGUES, J. M. **Arranjos técnicos e análise de viabilidade econômica para subsidiar a decisão de instalar geradores de energia elétrica fotovoltaica sobre telhados**. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – IFG. 2015.

SALOMON, K. R.; LORA, E. E. S. Estimativa do potencial de geração de energia elétrica para diferentes fontes de biogás no Brasil. **Biomassa & Energia**, Viçosa, v. 2, n. 1, p. 57-67, jan./mar. 2005.

SANTOS, I. F.; BARROS, R. M.; FILHO, G. L. T. Uma avaliação energética, econômica e ambiental das opções de aproveitamento energético do biogás de um aterro sanitário no Brasil. **Electronic Journal of Management, Education and Environmental Technology (REGET)**, v. 19, n. 2, p. 1344-1356, 2015.

TANAKA, K. M. S.; LACERDA, L. A. **Geração de energia elétrica através do aproveitamento de gases provenientes de resíduos sólidos urbanos oriundos de aterros sanitários**. 2015. 72 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

TORRES, O. F. **Fundamentos da engenharia econômica e da análise econômica de projetos**. São Paulo: Thomsom Learning, 2006.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/>>. Acesso em: 17 out. 2017.

ZAMORANO, M. et al. Alli. Study of the energy potential of the biogas produced by an urban waste landfill in Southern Spain. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 11, n. 5, p. 909-922, June 2007.

CAPÍTULO 6

UMA ANÁLISE DO DESENVOLVIMENTO DA MINIGERAÇÃO E MICROGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Murilo Miceno Frigo
Marina Póvoa Pontes Coelho

1 INTRODUÇÃO

Há pouco mais de seis anos, seguindo uma tendência mundial, a Resolução normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 estabeleceu a minigeração e a microgeração de energia elétrica no Brasil, através desta cada consumidor de energia elétrica, pode instalar junto a sua unidade consumidora um sistema de geração distribuído de pequeno porte, desde que, obedecendo os critérios em relação a energia primária utilizada que deve ser fontes renováveis de energia ou ainda cogeração qualificada. (ANEEL, 2012A)

A mudança regulatória trazida pela REN 482/2012 gerou uma grande expectativa em relação a sua influência sobre o setor elétrico nacional, relacionadas a seu impacto sobre a estrutura de distribuição de energia e ao maior desenvolvimento e utilização das fontes renováveis de energia elétrica. O consumidor que adere a essa modalidade de geração passa a ser ao mesmo tempo, consumidor e produtor de energia elétrica, denominado de prosumidor, do inglês “prosumer”.

Dessa forma a minigeração e a microgeração são modalidades específicas de geração distribuída, pois possuem a característica de estarem alocadas nas redes de distribuição, não só próximas, mas sim integradas aos consumidores, ou seja, nessa modalidade a planta de geração divide o mesmo ponto de conexão com a rede. (ANEEL, 2012A)

Porém, assim como nos demais países que implementaram essa modalidade de geração de eletricidade, algumas barreiras se fizeram presentes. De um modo geral no Brasil e no resto do mundo, estudos apontam que as principais barreiras a expansão da geração distribuída junto aos consumidores finais estão ligadas principalmente as questões regulatórias, acesso a informação, custo dos equipamentos e instalações e disponibilidade de mão de obra especializada. (WALKER *et al*, 2005).

Do ponto de vista regulatório, tem-se a REN 482 como marco inicial para o surgimento da minigeração e microgeração no Brasil, antes disso nenhum sistema de geração nessa modalidade poderia ser conectado à rede de distribuição, muito menos ser remunerado de alguma forma. Vale ressaltar aqui que a energia gerada nas modalidades de minigeração e microgeração não são vendidas, mas sim compensadas, por um sistema de incentivo denominado “*Net Metering*”.

As novas tecnologias vêm quase sempre acompanhadas do desconhecimento e sobre as suas incertezas. Como ainda é recente a possibilidade de

gerar a sua própria energia, o mercado possui poucas informações sobre a real viabilidade técnica e econômica, ou seja, poucos sistemas alcançaram o tempo estimado de “*payback*”, além disso, existem incertezas referente a vida útil, confiabilidade, até mesmo sobre aspectos regulatórios.

O custo do investimento e o tempo de retorno são sempre considerados na implantação de projetos de uma forma geral. É claro que quando se trata de projetos com apelo ambiental e tecnológico, muitas vezes fatores como a preservação do meio ambiente, certificações entre outros quesitos são considerados, mas é notória a relação entre o custo dos sistemas e a massificação da sua utilização.

Um fator importante para o desenvolvimento de novas tecnologias é a disponibilidade de mão de obra qualificada para projetos e implementação. É natural que todo mercado emergente tenha um déficit de mão de obras qualificadas em um primeiro momento, o que gera uma grande procura pela qualificação até que o mercado atinja um certo equilíbrio.

Neste trabalho foi realizada uma análise sobre o desenvolvimento da microgeração e da aminigeração de energia elétrica no Brasil. São apresentados os números de crescimento das duas modalidades, com o objetivo de traçar paralelos entre a influência das variáveis regulatórias e econômicas sobre o seu desenvolvimento.

2 ASPECTOS REGULATÓRIOS

Os aspectos regulatórios influenciam diretamente sobre o retorno financeiro e a redução nas incertezas nos projetos de geração. Uma série de estudos que objetivavam promover o acesso de pequenas centrais geradoras às redes de distribuição de energia elétrica foram desenvolvidas a partir do ano de 2010, sendo os mais relevantes a Consulta Pública nº 15 de 2010, cujo relatório é publicado pela Nota Técnica 04 de 9 de fevereiro de 2011, tendo como resultado a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. (ANEEL, 2011, 2010A, 2012A).

Ainda em 2012 a REN nº 517 de 11 de dezembro, alterou a REN nº 482/12 e o módulo 3 do Procedimento de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (PRODIST). Dentre as alterações mais significativas estão a limitação da potência da unidade geradora à carga instalada (Grupo B) ou demanda contratada (Grupo A). Determinação da responsabilidade dos eventuais custos de expansão da rede de distribuição para as distribuidoras. Prazo para compensação dos créditos trinta e seis meses, possibilidade de compensação em posto tarifário diferente ao da geração de energia e a possibilidade de utilização dos créditos para unidades do mesmo titular (CPF ou CNPJ). (ANEEL, 2012B).

Durante o ano de 2015 uma série de consultas públicas resultaram na reformulação da REN 482 que foi substituída pela REN 687 de 24 de novembro de 2015. De um modo geral as principais mudanças regulatórias foram referentes primeiro as potencias de cada modalidade. Segundo a REN 687/2015 a

microgeração ficou restrita a 75kW, antes o limite era 100kW, quanto já minigeração que antes se enquadrava entre 100kW e 1 MW, passou a ser limitada pelo limite inferior de 75 kW e superior de 3 MW para fonte hídrica e 5MW para as demais fontes. (ANEEL, 2015).

Outro ponto importante foi a alteração do Módulo 3 do Procedimento de Distribuição (PRODIST) e também da Resolução Normativa 414 de 2010, que trata dos direitos e deveres das distribuidoras e consumidores de energia. Dessa forma, com base na análise da REN 687/2015, nota-se que o procedimento burocrático para pedido de ligação de uma unidade geradora, bem como a avaliação do projeto ficou mais bem estabelecido e regulamentado, dando maior confiabilidade e agilidade no processo.

Além disso a REN 687/2015 possibilitou o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios).

A utilização do autoconsumo remoto, que consiste na utilização dos créditos gerados por outras unidades do mesmo titular, desde que esta esteja alocada dentro da mesma área de concessão da distribuidora e previamente cadastrada.

A geração compartilhada consiste na utilização dos créditos por várias unidades consumidoras, organizadas dentro de uma mesma área de concessão composta por pessoa física ou jurídica com unidade de minigeração ou microgeração alocada em local diferente das unidades consumidoras.

As múltiplas unidades consumidoras consistem na geração compartilhada entre unidade de uma mesma propriedade e para uso comum. Nessas instalações não se pode atravessar vias públicas e terrenos de terceiros.

Dessa forma, a criação dessas três modalidades aumentou as possibilidades da utilização da minigeração e microgeração, bem como atendeu as necessidades específicas de consumidores instalados em ambiente de condomínio.

Após a publicação da REN nº687 de 24 de novembro, ainda no ano de 2015, 33 novas instalações na modalidade autoconsumo remoto foram instaladas, no ano de 2016 já foram 533 unidades, no ano de 2016 o número de novas unidades nessa modalidade reduziu bastante, sendo apenas 50, no ano de 2018, na data de 16 de julho, 38 unidades haviam sido instaladas. O número expressivo no ano de 2016 aponta para uma possível demanda represada nessa modalidade.

A geração compartilhada apresentou um desenvolvimento mais modesto, sendo que nenhuma unidade foi instalada em 2015, apenas 9 unidades instaladas em 2016 e 18 unidades em 2017. Os Gráficos 1 e 2, representam a evolução das respectivas instalações no período supracitado. Os dados para análise foram retirados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (BIG, ANEEL, acessado em: 16/07/2018).

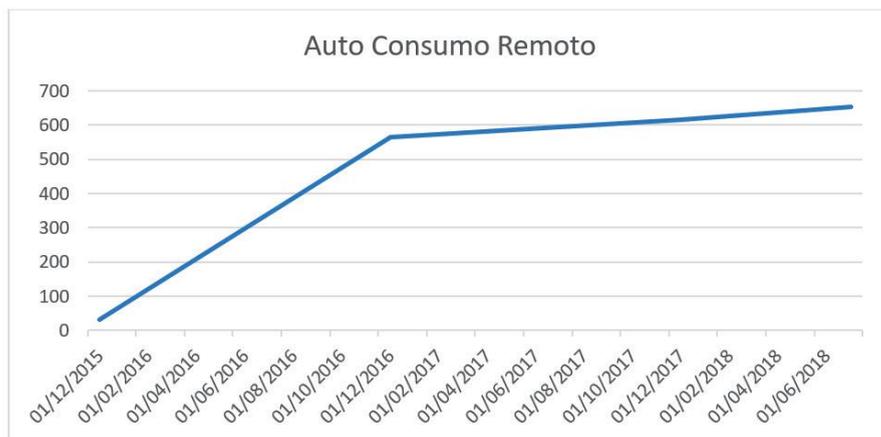
Gráfico 1 – Evolução da mini e microgeração compartilhada no Brasil



Fonte: Próprios autores, 2018.

A REN n° 517 já abria a possibilidade à compensação de energia em outra instalação, de mesma titularidade, dentro da área de concessão da distribuidora. O mecanismo ficou estabelecido na REN n°687 como autoconsumo remoto. (ANEEL, 2012B, 2015). O gráfico 2 apresenta a evolução do autoconsumo remoto.

Gráfico 2 – Evolução da minigeração e microgeração na modalidade consumo remoto no Brasil



Fonte: Próprios autores, 2018.

3 EVOLUÇÃO DA MINIGERAÇÃO E MICROGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.

Na data da publicação da REN 482, 12 de abril de 2012, ficou estabelecido um prazo de 240 dias para que as distribuidoras de energia elétrica estabelecessem os protocolos e estarem aptas a receberem pedidos de ligação de unidades geradoras de energia elétrica.

É de se esperar que no primeiro ano da criação da modalidade no Brasil poucas unidades tenham sido instaladas e de fato, utilizando o Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ao final de 2012, no Brasil constam registradas apenas uma única unidade de microgeração com 6,8 kW de capacidade, sendo do tipo Unidade Solar Fotovoltaica (UFV) e uma unidade com minigeração de 403 kW, também do tipo UFV. Ao final de 2013 já haviam catalogadas no BIG da ANEEL, 62 unidades de geração, somando 1,82926 MW de potência instalada. Em 2014 foram 296 novas unidades com incremento de 3.400,39 kW, seguidos de 1.461 unidades com incremento de 11.744,94 kW em 2015, 6.170 com incremento de 68.108,16 kW em 2016, 13.408 com incremento de 171.975,84 kW em 2017 e finalmente, na data de 16 de julho de 2018, o corrente ano já registra 11.234 novas unidades com incremento de 137.019,70 kW de potência instalada.

No gráfico 3 é apresentada a evolução da quantidade de minigeração e microgeração de energia no Brasil, é possível observar até então um crescimento que segue o modelo de uma curva exponencial, vale ressaltar que o surgimento dessa modalidade de geração é muito recente, dessa forma fica complexo estabelecer por quanto tempo essa tendência se perpetuará.

Gráfico 3 – Evolução da quantidade de unidades de mini e microgeração de energia no Brasil (entre 17/04/2012 à 17/07/2018)



Fonte: Próprios autores, 2018.

3.1 Evolução dos Custos

Pelos dados extraídos do BIG da ANEEL é possível observar a forte predominância da geração solar fotovoltaica dentre as fontes energéticas aplicáveis na modalidade de minigeração e microgeração. Isso se dá devido a abundante disponibilidade desse recurso em todo território nacional, bem como a facilidade para a realização do projeto e instalação das unidades geradoras (ZILLES *et al*, 2012; VILLALVA; GAZOLLI, 2012).

Diante deste cenário muitas vezes, no senso comum, a minigeração e microgeração no Brasil se confundem com a geração fotovoltaica. E os custos dos sistemas fotovoltaicos estão mais fortemente relacionados ao custo da modalidade de uma forma geral.

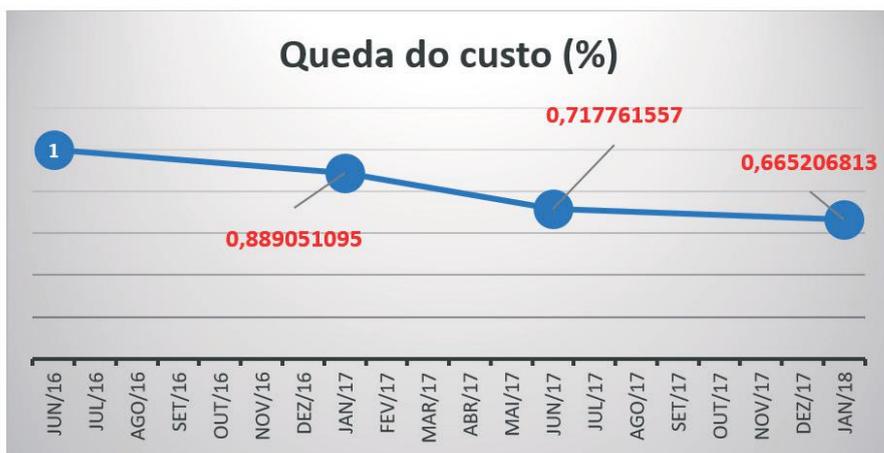
Em 2012, as primeiras iniciativas de minigeração e microgeração no Brasil, o custo da tecnologia ainda estava muito elevado, devido ao preço internacional dos equipamentos e a baixa escala de vendas nacionais, sendo que eram comuns os projetos com tempo de retorno superiores a 7 ou 8 anos. Do ano de 2016 em diante o preço dos sistemas caiu rapidamente.

Devido à alta do dólar o preço dos painéis teve um leve aumento do final de 2017 para 2018, porém como o preço dos inversores e de instalação continuou caindo o preço final para o consumidor ainda diminuiu nesse período.

Pelos dados obtidos no Estudo Estratégico do mercado fotovoltaico de geração distribuída para o ano de 2018, elaborado pela consultoria Greener, o custo dos sistemas solares caiu quase 40% de janeiro de 2016 a janeiro de 2018, sendo a maior queda de janeiro a junho de 2017, cruzando essa informação com as apresentadas no gráfico 3, é possível observar que logo após esse período o país vivenciou um grande crescimento do número de instalações. (Greener 2018).

A evolução é dada em percentual pois trata-se de uma média das médias de preços levantadas para várias configurações de quilowatt/pico.

Gráfico 4 – Evolução do custo da minigeração e microgeração, de junho de 2016 a janeiro de 2018, no Brasil



Fonte: Próprios autores, 2018.

3.2 Desenvolvimento da minigeração e microgeração por fonte primária, classe de consumo e grupo tarifário

Analisando o banco de dados do BIG da ANEEL, nota-se o predomínio das instalações de geração junto a unidades consumidoras residenciais, seguidas

das instalações comerciais. Conforme apresentado no gráfico 5.

Gráfico 5 – Unidades por classe de consumo no Brasil



Fonte: Próprios autores, 2018.

Porém quando se analisa a potência instalada as unidades comerciais assumem a liderança em relação às instalações residenciais conforme apresentado no gráfico 6.

Gráfico 6 – Potência instalada por classe de consumo no Brasil



Fonte: Próprios autores, 2018.

Em relação aos grupos tarifários, os consumidores conectados em baixa tensão (Grupo B) são maioria em quantidade e potência instalada. Isso se dá, pois, a modalidade de incentivo a minigeração e microgeração de energia elétrica no Brasil, o regime de compensação ou “*Netmetering*” é mais viável quanto maior for o curso por kWh da unidade consumidora, já na tarifa binômia,

praticada nos consumidores do Grupo A, o kWh fora da ponta costuma ser mais barato que o kWh praticado no Grupo B, além disso, quase sempre não é possível reduzir os custos com contratação de demanda.

Apesar disso os consumidores conectados em alta tensão assumem destaque em relação ao tamanho dos sistemas instalados, embora ainda somando uma menor parte da potência total instalada, possuem uma potência média por unidade instalada superior aos consumidores de baixa tensão (Grupo B).

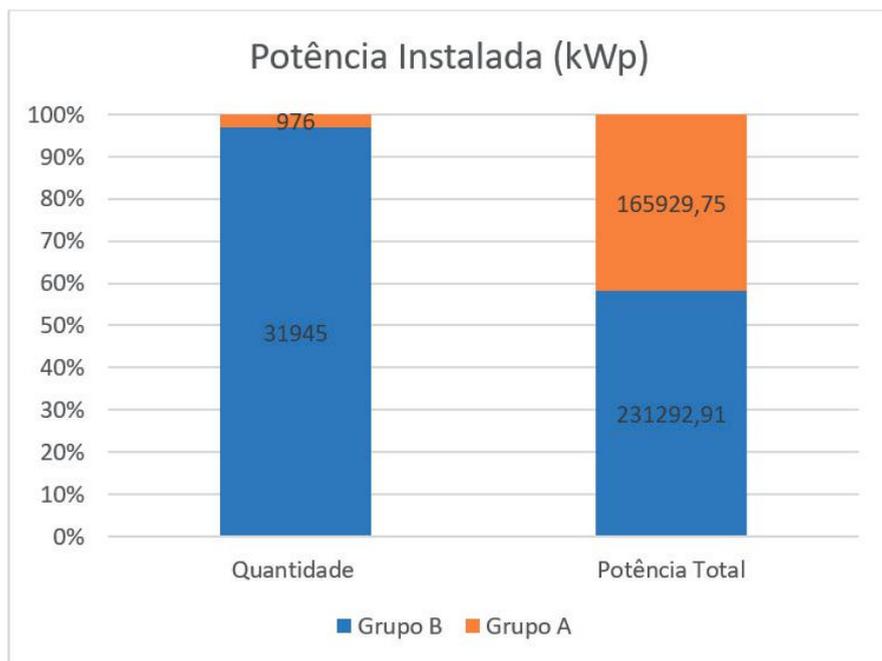
Um avanço na viabilidade das unidades de geração para essa modalidade de consumidor poderia alavancar o incremento de potência de energia nas modalidades de minigeração e microgeração.

Como se trata de unidades de maior potência, as demais fontes de energia primária que não a solar fotovoltaica poderiam ser favorecidas, além disso, a própria energia solar fotovoltaica, que assume protagonismo nessa modalidade teria aumento de escala.

Vale ressaltar que os consumidores do Grupo A representam uma grande parcela da demanda nacional de energia elétrica.

O gráfico 7 apresenta a relação entre quantidade e potência instalada, em quilowatt-pico, de minigeração e microgeração entre os consumidores do Grupo A e Grupo B no Brasil.

Gráfico 7 – Quantidade e potência instalada por classe de consumo no Brasil



Fonte: Próprios autores, 2018.

4 DESENVOLVIMENTO DA MINI E MICROGERAÇÃO POR ESTADO BRASILEIRO

No sistema de compensação de energia “*netmetering*” pode se atrelar a viabilidade da instalação ao preço da energia elétrica praticada. Segundo o “Ranking das Tarifas”, serviço de informações sobre o custo da energia elétrica oferecido pela ANEEL, o custo médio do kWh no Brasil, para o Grupo B1, na data de 19 de outubro de 2018 era de 0,531 Reais.

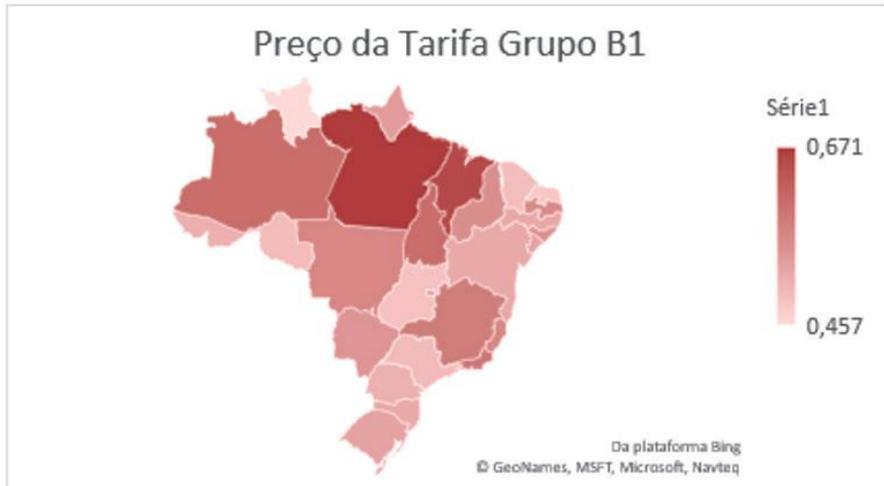
As análises foram realizadas considerando esse grupo tarifário pois conforme apresentado no tópico 3.1 é a classe de consumo que possui maior número de sistemas integrados.

Outro Fator importante para se determinar a viabilidade de um sistema de geração e a disponibilidade do recurso energético primário utilizado para a conversão energética. Como predomina a minigeração e microgeração solar no Brasil, o estudo de viabilidade é feito utilizando a disponibilidade do recurso solar. Uma das maneiras de se determinar o recurso solar é através da insolação.

A insolação é utilizada para mensurar a quantidade de energia solar que incide sobre o sistema solar, ou determinada área, é dada em Wh/m². (ZILLES *et al*, 2012; VILLALVA; GAZOLLI, 2012).

O gráfico 8 apresenta o custo médio, em reais, do kWh no Brasil.

Gráfico 8 – Custo médio do kWh no Brasil



Fonte: Próprios autores, 2018.

No gráfico 9 tem-se a insolação média, dada em horas de sol (1000w/m²) por estado brasileiro, com base nos dados do Atlas Solarimétrico do Brasil. (CRESESB, 2000).

Gráfico 9 – Insolação média, em horas, no Brasil



Fonte: Próprios autores, 2018.

Com base no custo médio do kWh, por estado, e a insolação média também por estado, foi criado um mapa de viabilidade multiplicando os dois fatores. O mapa é apresentado no gráfico 10.

Gráfico 10 – Mapa da viabilidade para microgeração

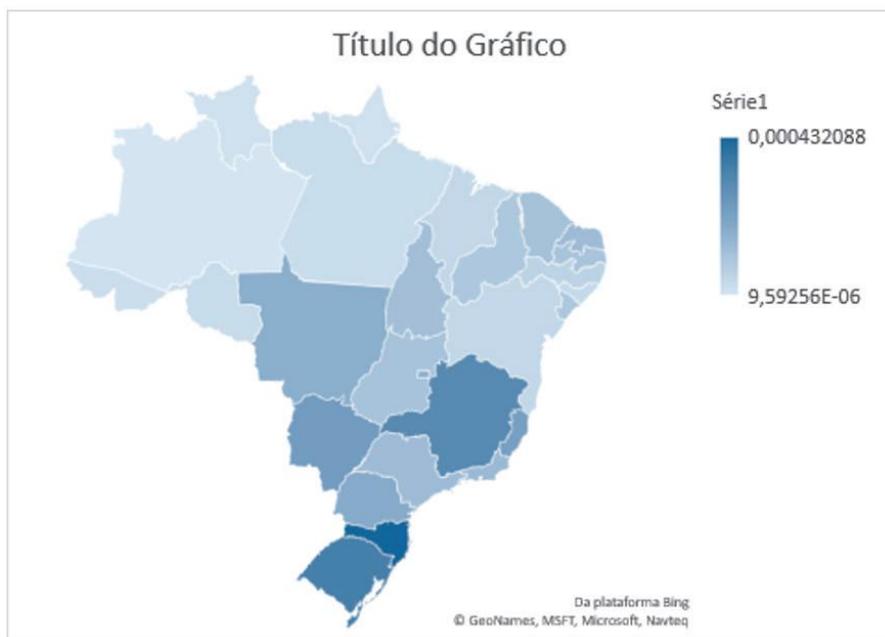


Fonte: Próprios autores, 2018.

Finalmente utilizando o banco de dados BIG da ANEEL, foi determinado o número de unidades geradoras de minigeração e microgeração no Brasil. Para que o resultado não fosse distorcido pela distribuição populacional heterogênea do Brasil, o gráfico faz uma ponderação do número de unidades geradoras pela população local, através dos dados extraídos do censo 2010 do

IBGE. (IBGE, 2010).

Gráfico 11 – Distribuição per capita da minigeração e microgeração



Fonte: Próprios autores, 2018.

3 CONCLUSÃO

Com o estudo realizado conclui-se que a minigeração e microgeração no Brasil, apesar de recente, tem alcançado desenvolvimento considerável, boa parte das expectativas levantadas no ano de 2012 dada a publicação da REN nº 482 se cumpriram, os custos dos sistemas diminuíram com a evolução tecnológica e o aumento do volume de projetos e instalações no Brasil, principalmente na tecnologia solar fotovoltaica que representa quase a totalidade dos projetos. Apesar disso, a instalação das unidades geradoras não foi homogênea em todo território nacional, bem como não atingiu igualmente as diversas classes de consumidores e grupos tarifários. Dessa forma novas medidas podem ser implementadas para fomentar a viabilidade técnico econômica da instalação nesses clientes. Além disso, há um grande predomínio das instalações solares fotovoltaicas, estudos e projetos devem ser desenvolvidos para fomentar a instalação de sistemas de geração de pequeno porte que utilizem das demais fontes primárias, como a eólica e a biomassa por exemplo.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 jul. 2018.

_____. **Consulta Pública nº 15/2010**. 2010. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 set. 2018.

_____. **Nota Técnica nº 04/2011-SRD/ANEEL de 9 de fevereiro de 2011**. 2010. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 set. 2018.

_____. **Ranking das Tarifas**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em: 19 out. 2018.

_____. **Resolução Normativa nº 482/2012 de 17 de abril de 2012**. 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 set. 2018.

_____. **Resolução Normativa nº 517/2012 de 11 de dezembro de 2012**. 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 01 out. 2018.

_____. **Resolução Normativa nº 687/2015 de 24 de novembro de 2015**. 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 01 out. 2018.

CRESESB. **Atlas Solarimétrico do Brasil**. 2000. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 01 out. 2018.

GREENER. **Estudo Estratégico, Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 1º Semestre de 2018**. 2018. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semestre2018/>>. Acesso em: 01 out. 2018.

IBGE. **Censo demográfico 2010**. Disponível em: <<https://censo2010.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 01 out. 2018.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações - sistemas isolados e conectados à rede**. Editora Érica, 2012.

WALKER, S. L. et al. **Potential for microgeneration: study and analysis**. London: DTI, 2005. with Energy Saving Trust, Element Energy and EConnect.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. (Coleção aplicações da energia solar fotovoltaica, 1).

CAPÍTULO 7

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: UM ESTUDO DE CASO UTILIZANDO TELHAS TERMOACÚSTICAS FOTOVOLTAICAS

Mellane Pires Soares
John Edward Neira Villena
Marcelo Nunes Fonseca
Paulo Takao Okigami

1 INTRODUÇÃO

As fontes de energia renováveis são fontes alternativas disponibilizadas de forma cíclica na natureza que permitem gerar eletricidade, calor e combustíveis líquidos, como o etanol (COSTA; PRATES, 2005). Essa energia pode ser gerada de diversas maneiras, dentre elas: biomassa, hidráulica, solar, eólica e outros (GOLDEMBERG; LUCON, 2007). Elas, atualmente, são imprescindíveis para sustentabilidade do sistema energético, visto que a fonte de energia dominante no mundo, os combustíveis fósseis, já tem mostrado sinais de escassez (COSTA; PRATES, 2005) e a demanda por energia que os hábitos atuais têm imposto sobre o sistema de geração tem sido cada vez maior (DUPONT; GRASSI; ROMITTI, 2015).

Em prol do crescimento dessa demanda, do direcionamento para a escassez dos combustíveis fósseis e o aumento da preocupação ambiental têm feito com que os países promovam conferências, com por exemplo a Conferência Mundial sobre Desenvolvimento Sustentável, realizada em 2002 em Joanesburgo, Conferência Internacional sobre Energias Renováveis em 2004 em Bonn, em prol de discutir sobre como as fontes de energias renováveis podem ser desenvolvidas, como os recursos naturais têm sido utilizados e como as formas produtivas tem afetado o meio ambiente (COSTA; PRATES, 2005).

O Brasil se destaca no cenário mundial por ter 46% da sua fonte energética gerada a partir de energia renovável, em relação à média mundial que é de 12%, segundo Vichi e Mansor (2009). Isso se deve pela grande extensão territorial, com uma grande capacidade hídrica, bom recurso eólico e alta incidência solar sobre o território brasileiro (VICHI; MANSOR, 2009). Tomando conhecimento dessa alta incidência solar, a energia solar, através da radiação do Sol, pode ser utilizada como energia térmica de forma direta – através do aquecimento de água, por exemplo – e pode ser transformada em potência mecânica e elétrica; ou gerando a energia elétrica através de sistemas termoelétricos ou fotovoltaicos (KEMERISH *et al.*, 2016).

A energia solar, por ser uma fonte renovável com baixa representatividade – apenas 0,05% no Brasil, segundo Nascimento (2017) –, ainda é um campo pouco estudado, além de exigir um alto investimento no que se tange aos custos (KEMERISH *et al.*, 2016). Os benefícios da utilização da fonte solar são diver-

sos, dentre eles: diversificação da matriz energética, aumento da segurança no fornecimento e redução da emissão de gases estufa. Além disso, geram benefícios socioeconômicos como a geração de empregos locais, aumento da arrecadação e investimentos, movimentando a economia (NASCIMENTO, 2017).

Com base na importância do investimento na diversificação da matriz energética brasileira através das fontes de energias renováveis e os benefícios trazidos por uma delas, a energia solar, este trabalho tem o propósito de realizar uma análise da influência do sombreamento em sistemas fotovoltaicos formados com telhas termoacústicas fotovoltaicas. Para isso, o trabalho está estruturado em: referencial teórico, metodologia, resultados, conclusões e referências bibliográficas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Sistema fotovoltaico

O princípio do efeito fotovoltaico foi demonstrado em 1839 por Edmond Becquerel, com a possibilidade de conversão da radiação luminosa em energia elétrica mediante a incidência de luz em um eletrodo mergulhado em uma solução de eletrólito. Devido aos avanços da microeletrônica, apenas em 1956 foi produzida a primeira célula fotovoltaica comercial de silício com as características semelhantes às encontradas hoje (ALVARENGA, 2006). Os sistemas fotovoltaicos são compostos por um conjunto de equipamentos – módulo fotovoltaico, bateria, controlador de carga e inversor, interconectados capazes de converter energia solar em energia elétrica (MAYCOCK, 1981; TREBLE, 1991).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em três grupos: isolados, híbridos e conectados à rede (CRESESB, 2003):

- Os sistemas isolados, também chamados de *off-grid*, são utilizados em locais que não dispõem de rede elétrica de concessionárias, visando suprir pequenas demandas de energia. Como, por exemplo, comunidades isoladas, sistemas de irrigação, iluminação pública, entre outros. Necessitam de baterias para armazenar a energia durante os períodos de insolação. Por ser considerado um sistema simples, dependente única e exclusivamente da energia solar, é importante que seja corretamente dimensionado e que os usuários tenham noção das suas limitações.
- Os sistemas híbridos são implementados pelas mesmas condições do sistema isolado – não possuir rede de concessionário disponível, porém em áreas maiores e necessidade de fornecimento de energia elétrica contínua. São híbridos, pois empregam mais de uma fonte de energia para suprir a demanda. Requerem técnicas mais sofisticadas e a determinação das fontes energéticas e seus percentuais de participação um estudo econômico criterioso (ALVARENGA, 2006).
- Os sistemas conectados à rede – também conhecidos como *on-grid* – diferentemente dos sistemas anteriores, possuem rede elétrica de concessionárias

disponível. Caracterizam-se por injetar a energia fotovoltaica produzida na rede elétrica do concessionário. Em geral, são pequenas usinas elétricas distribuídas, mas também podem ser construídas grandes plantas fotovoltaicas conectadas à rede. Um ponto interessante é que não necessitam de sistema de armazenamento da energia produzida, pois quem garante a continuidade de fornecimento é o concessionário (ALVARENGA, 2006). Atualmente, há um grande interesse em sistemas conectados à rede, pois não há perda de energia gerada por transmissão e distribuição (RÜTHER, 2004).

2.2. Sombreamento

Em ambientes urbanos, a instalação de sistemas fotovoltaicos pode sofrer com os efeitos do sombreamento devido à presença de obstáculos em torno das instalações. De acordo com Simplicio *et al.* (2016), para minimizar o impacto da sombra na produção de energia em um sistema fotovoltaico, os módulos possuem diodos de *bypass*, que ao serem polarizados, desviam a corrente elétrica daquela *substring*. O funcionamento do diodo *bypass* pode ser explicado pela diminuição da corrente elétrica, tornando-a compatível com a corrente da *substring* (DELINE, 2010).

2.3. Modelos existentes de telhas fotovoltaicas

As telhas fotovoltaicas são telhas integradas a mini-painéis solares embutidos em seu interior, capazes de gerar energia elétrica através da conversão de energia solar (PORTAL SOLAR, 2017). Ainda de acordo com Portal Solar (2017), “as telhas solares geram energia e ainda agradam os consumidores que prezam pelo estilo arquitetônico de suas casas ou empresas”.

2.3.1. Telhas cerâmicas fotovoltaicas

Este tipo de telha é formado por telhas cerâmicas com células fotovoltaicas que transformam a energia solar em energia elétrica. É possível encontrar diversos *designs* para as telhas cerâmicas fotovoltaicas, conforme mostrado nas figuras 1 e 2. Para ambos os *designs*, cada telha é formada por quatro células fotovoltaicas, capaz de gerar até 3 kW de energia em uma área instalada de cerca de 45 m² (VIVAGREEN, 2015; PORTAL ENERGIA, 2017).

Figura 1 – Modelo de telha cerâmica fotovoltaica



Fonte: Vivagreen, 2015.

Figura 2 – Modelo de telha cerâmica fotovoltaica



Fonte: Casa da sustentabilidade, 2015.

2.3.2. Telhas de polipropileno fotovoltaicas

As telhas de polipropileno fotovoltaicas são produzidas no mesmo formato das telhas cerâmicas, porém utilizam em sua composição o polímero polipropileno na cor azul, apresentando alta resistência à impacto e intemperismo, além de serem leves e recicláveis.

Figura 3 – Telha de polipropileno fotovoltaica



Fonte: Sol, vento e energia, 2014.

2.3.3. Telhas de vidro fotovoltaicas

O telhado formado por telhas de vidro fotovoltaicas pode ser customizado através da utilização de vidros temperados e texturizados, além de possuir três vezes mais resistência se comparado com as telhas convencionais.

Figura 4 – Telha de vidro fotovoltaica

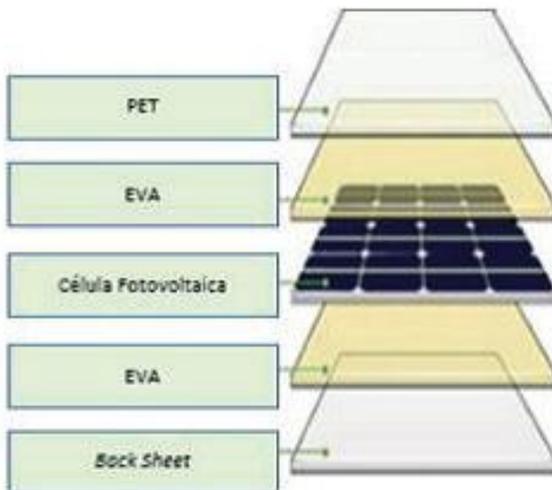


Fonte: Tesla, 2018.

2.4. Telhas termoacústicas fotovoltaicas

As telhas termoacústicas fotovoltaicas são formadas pelas telhas metálicas trapezoidais com angulação de 30°, comprimento de onda de 40,0 mm, revestidas com EPS (poliestireno) – minimizando gastos com energia e refrigeração –, largura de 0,985 m e comprimento de 3,000 m. O sistema fotovoltaico é constituído por 4 células fotovoltaicas semiflexíveis que, por sua vez, são constituídas do *backsheet*, EVA, as células fotovoltaicas e PET (polietileno tereftalato), conforme a Figura 5. A montagem dos sistemas fotovoltaicos inclui a utilização de cerca de 10 m de fita 4970 VHB 2,4 mm e 450 ml de selante de poliuretano (PU) e o peso aproximado para o acréscimo do sistema de células fotovoltaicas é de 2,8 kg.

Figura 5 – Composição dos painéis fotovoltaicos adaptados às telhas



Fonte: Próprios autores, 2018.

Diferentemente dos sistemas convencionais, optou-se pela utilização do material PET para a proteção mecânica dos painéis, evitando esforços mecânicos diretos e possíveis danos. Desta forma, não há o peso adicional da estrutura de vidro e não se faz necessário o encapsulamento extra, além das molduras de alumínio.

Figura 6 – Telha termoacústica com as células fotovoltaicas, revestidas pelo EVA e material PET



Fonte: Próprios autores, 2018.

Além disso, cada painel fotovoltaico possui uma caixa de função com um diodo *by-pass*, com o objetivo de proteger o sistema caso haja um sombreamento parcial, permitindo que somente o painel sombreado seja desligado e não o sistema como um todo. Para cada telha também se utiliza um microinversor YC de corrente 500 A da fabricante AP Systems, com duas conexões de tensão máxima de entrada de 55 V e potência máxima de saída de 500 W para os dois conectores. Além disso, cabos solares e conectores MC4 já estão inclusos na aquisição dos painéis. Além disso, uma telha termoacústica fotovoltaica pode chegar a produzir até 100 Wh de energia.

Figura 7 – Microinversor AP Systems



Fonte: Próprios autores, 2018.

3 METODOLOGIA

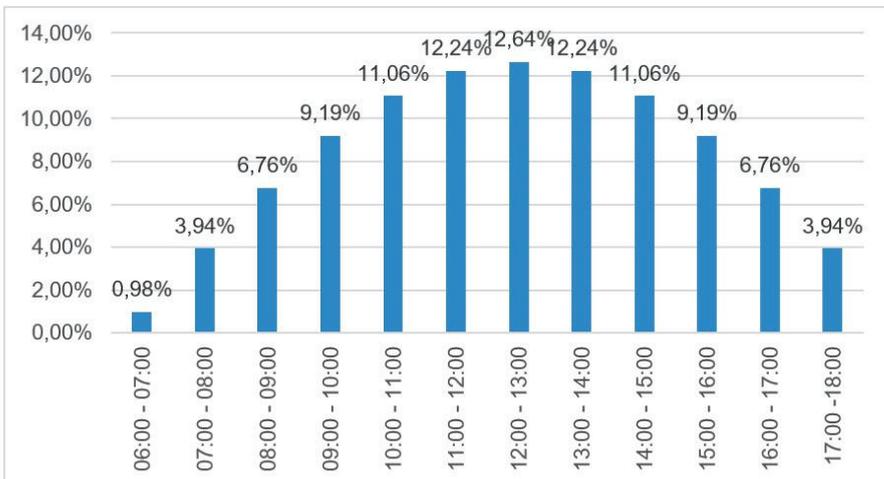
O trabalho consiste em um estudo de caso que, segundo Fonseca (2002), se trata da descrição de como e porque um fenômeno ocorre em uma determinada instituição rapidamente definida. Este estudo de caso é caracterizado como uma pesquisa de abordagem quantitativa, sendo utilizados métodos estatísticos para análise dos resultados. Desta maneira, o estudo foi realizado nas dependências da Universidade Federal de Goiás, campus de Aparecida de Goiânia – Goiás, em parceria com o Instituto SENAI de Tecnologia em Automação, localizado na cidade de Goiânia – Goiás e a Empresa IBT Telhas, do setor metal-mecânico, voltada para a fabricação de telhas metálicas e termoacústicas, localizada na cidade de Aparecida de Goiânia – Goiás.

Para a realização deste estudo, primeiramente fez-se necessária a determinação da incidência solar de uma região, em prol de compreender o comportamento da irradiação solar diária ao longo do ano através do software *PVSyst* 4.7, com a base de dados meteorológicos *Meteonorm* 7.2. Já para a obtenção dos valores da irradiação solar global, utilizou-se a ferramenta *SunData* (CRESESB, 2018). Em função do estudo ser realizado nas dependências da Universidade Federal de Goiás, esta foi a região escolhida para a base de cálculos.

Sendo assim, simulou-se o melhor posicionamento das telhas termoacústicas fotovoltaicas para maior conversão de energia. Uma vez determinado o posicionamento, organizou-se padrões para a geração da energia conforme a orientação das telhas nos sentidos norte e sul, leste e oeste, adotando-se os valores da irradiação global encontrados entre os horários de 8:00 às 17:00 nos sentidos norte e sul, e leste e oeste.

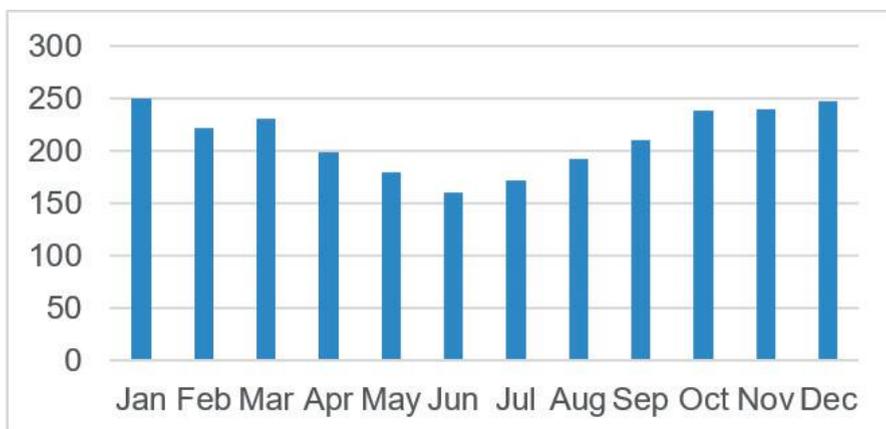
No Gráfico 1 pode-se observar a distribuição da irradiação global durante o dia e, no Gráfico 2, a distribuição da irradiação global ao longo dos meses.

Gráfico 1 – Distribuição da irradiação global ($\text{kW}/\text{m}^2.\text{h}$) durante o dia



Fonte: Próprios autores, 2018.

Gráfico 2 – Distribuição da irradiação global (kW/m²) durante os meses do ano



Fonte: Próprios autores, 2018.

Tabela 1 – Fração da irradiação global ao longo de um dia para um determinado mês

Hora	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	Total
%	0,98	3,94	6,76	9,19	11,06	12,24	12,64	12,25	11,06	9,19	6,76	3,94	100,00

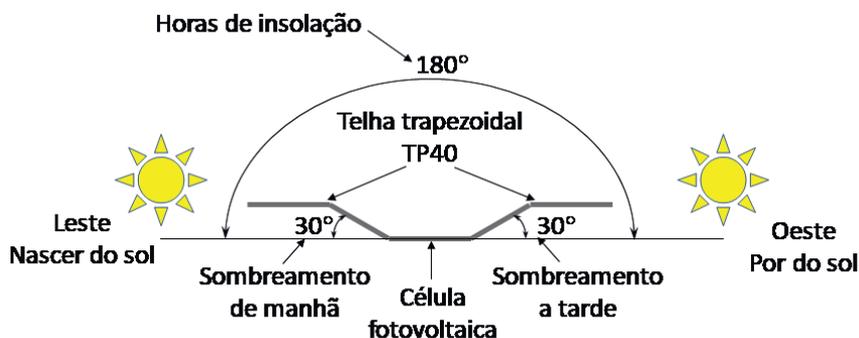
Fonte: Próprios autores, 2018.

A partir das informações contidas no Gráfico 1 e na Tabela 1, tornou-se possível verificar em quais horários o sistema em estudo está sujeito a sombreamento e qual a redução na capacidade de geração das telhas termoacústicas fotovoltaicas com o sombreamento.

4. RESULTADOS

Através do Gráfico 1 e da Tabela 1, verificou-se em quais horários o sistema em estudo está sujeito ao sombreamento em função da angulação do telhado, 30° pela manhã nas telhas localizadas no leste e 30° à tarde nas telhas localizadas no oeste, possuem baixas porcentagens de irradiação. Analogamente, as telhas localizadas nos sentidos norte e sul, possuem 30° de sombreamento de manhã e 30° à tarde, ambas com baixas porcentagens de irradiação.

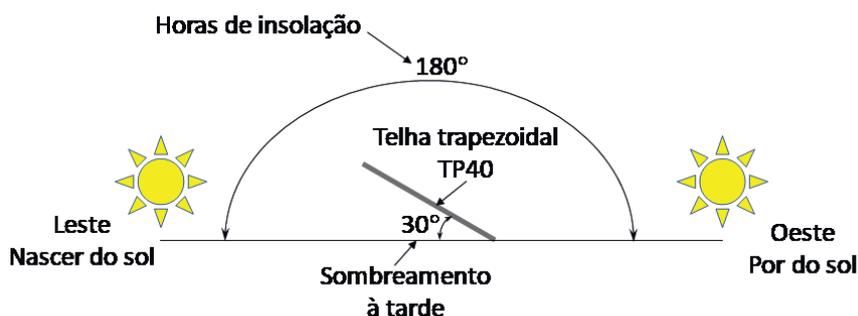
Figura 8 – Sombreamento nas telhas instaladas na parte norte e sul do telhado



Fonte: Próprios autores, 2018.

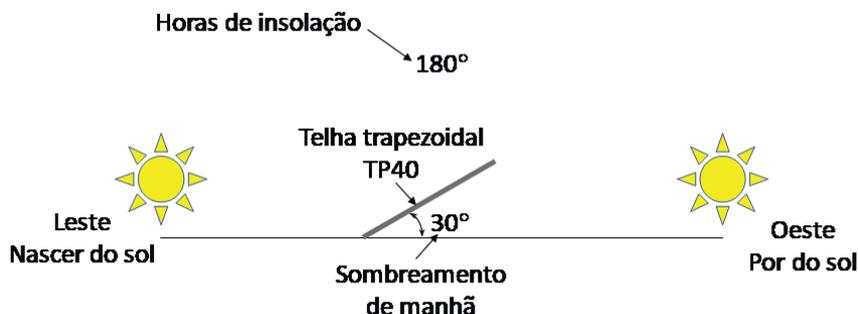
Pode-se observar, na figura 8, que o formato da telha com inclinação de 30° nas laterais da célula fotovoltaica produz um sombreamento pela manhã e à tarde. Considerando que, o movimento do Sol em 180° do seu nascimento até se pôr, e que há um sombreamento de 30° pela manhã e 30° à tarde, isso resulta em 33,33% de sombreamento. Através da Tabela 1 pode-se observar que, nos horários de sombreamento, a porcentagem de irradiância é baixa se comparada aos horários próximos ao meio-dia.

Figura 9 – Sombreamento nas telhas instaladas no sentido oeste do telhado



Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 10 – Sombreamento nas telhas instaladas no sentido leste do telhado



Fonte: Próprios autores, 2018.

Nas figuras 9 e 10 pode-se observar que o formato da telha com inclinação do telhado de 30° produz um sombreamento ou pela manhã ou à tarde. Considerando que o sol recorrerá 180° desde o nascer dele até se pôr e que há sombreamento de 30° pela manhã ou 30° à tarde, isso resulta em 16,67% de sombreamento. Na Tabela 1 observa-se que, nos horários de sombreamento, a porcentagem de irradiância é baixa quando comparada aos horários próximos do meio-dia. A seguir são apresentadas tabelas com os cálculos das porcentagens para cada caso.

Tabela 2 – Cálculo da capacidade de geração das telhas localizadas para os sentidos leste e oeste do telhado

Variáveis	Mês											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
(A) Horas de irradiação/dia	12	12	11	11	10	10	10	11	11	11	12	12
(B) Porcentagem de horas com sombreamento	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%	16,67%
(C) Horas com sombra/dia = (A)*(B)	2,0	2,0	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	2,0	2,0
(D) Porcentagem de irradiância sem sombreamento	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
(E) Porcentagem de irradiância sem sombreamento	95,09%	95,09%									95,09%	95,09%

Fonte: Próprios autores, 2018.

Tabela 3 – Cálculo da capacidade de geração das telhas localizadas para os sentidos norte e sul do telhado

Variáveis	Mês											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Horas de irradiação/dia	12	12	11	11	10	10	10	11	11	11	12	12
Porcentagem de horas com sombreamento	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%	33,3%
Horas com sombra/dia	4,0	4,0	3,7	3,7	3,3	3,3	3,3	3,7	3,7	3,7	4,0	4,0
Porcentagem de irradiância sem sombreamento	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Porcentagem de irradiância sem sombreamento	84,39%	84,39%									84,39%	84,39%

Fonte: Próprios autores, 2018.

Sendo assim, para a geração de energia para as telhas nos sentidos leste e oeste (vide Tabela 2), durante os períodos entre 06:00 às 07:00 e 17:00 às 18:00 haverá sombreamento, reduzindo a capacidade de geração de energia para 95,09%. Analogamente, para os sentidos norte e sul (vide Tabela 3), o sombreamento acontecerá durante os períodos entre 06:00 às 08:00 e 16:00 às 18:00, reduzindo-se a capacidade do sistema para 84,39% da capacidade total.

5. CONCLUSÕES

Este estudo apresentou uma análise da influência do sombreamento em sistemas fotovoltaicos formados por telhas termoacústicas fotovoltaicas, com base nos valores encontrados para a incidência solar diária e global do campus Aparecida de Goiânia da Universidade Federal de Goiás, em prol de se conhecer a fração da irradiação global ao longo de um dia no decorrer dos meses e, conseqüentemente, verificar em quais horários o sistema em estudo está sujeito a sombreamento, além da redução na capacidade de geração de energia elétrica.

Com base nos cálculos feitos, pode-se concluir que, utilizando-se o pior cenário possível, ou seja, quando as telhas termoacústicas fotovoltaicas forem alocadas nos sentidos norte ou sul, haverá a redução de 15,61% da capacidade total de geração de todo o sistema. Sendo assim, recomenda-se a alocação dos sistemas nos sentidos leste e oeste, por haver a diminuição de apenas 4,91% da capacidade total de geração de energia.

REFERÊNCIAS

ALVARENGA, C. A. **Energia Solar**. Lavras: UFLA/FAEPE, 2006.

CASA DA SUSTENTABILIDADE. **Italianos criam telha que já vem com placas solares**. Disponível em: <<https://casadasustentabilidade.wordpress.com/2015/11/27/italianos-criam-telha-que-ja-vem-com-placas-solares/>>. Acesso em: 18 out. 2018.

COSTA, R. C.; PRATES, C. P. T. **O papel das fontes renováveis de energia no desenvolvimento do setor energético e barreiras à sua penetração no mercado**. 2005. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set2102.pdf>. Acesso em: 18 out. 2018.

CRESESB, **Energia Solar - Princípios e Aplicações**. 2003. 12 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. Acesso em: 17 out. 2018.

CRESESB. **Potencial energético**. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 17 out. 2018.

DELINE, C. **Characterizing shading losses on partially shaded pv systems**. Albuquerque: National Renewable Energy Laboratory, 2010.

DUPONT, F. H.; GRASSI, F.; ROMITTI, L. Energias Renováveis: buscando por uma matriz energética sustentável. **Electronic Journal of Management, Education and Environmental Technology (REGET)**, v. 19, n. 4, p. 70-81, 2015.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energia e meio ambiente no Brasil. **Estudos avançados**, v. 21, n. 59, p. 7-20, 2007.

KEMERICH, P. D. C. et al. Paradigmas da energia solar no Brasil e no mundo. **Electronic Journal of Management, Education and Environmental Technology (REGET)**, v. 20, n. 1, p. 241-247, 2016.

MAYCOCK, P. D. **Photovoltaics: Sunlight to Electricity in One Step**. Andover: Brick House, 1981. 222 p.

NASCIMENTO, R. L. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2017.

PORTAL ENERGIA. **Telhas solares fotovoltaicas uma aposta no futuro**. 2017. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/telhas-solares-fotovoltaicas-aposta-futuro/>>. Acesso em: 18 out. 2017.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. 1. ed. Florianópolis: LABSOLAR, 2004. 114 p.

SIMPLICIO, R. S.; ALONSO, R. H.; SHIMURA, S.; MOURA, C. B.; ZUFFO, M. K. Impacto do sombreamento em um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.

SOL, VENTO E ENERGIA. **Sustentabilidade Energética Solar Termosolar e Eólica**. 2014. Disponível em: <<http://solventoenergia.blogspot.com/2014/02/telhas-fotovoltaicas-sistema-de.html>>. Acesso em: 18 out. 2018.

TESLA. **Solar roof**. 2018. Disponível em: <<https://www.tesla.com/solarroof?redirect=no>>. Acesso em: 18 out. 2018.

TREBLE, F.C. **Generating electricity from the sun**. Oxford: Pergamon, 1991.

VIVAGREEN. **Telha cerâmica fotovoltaica**. Disponível em: <<https://vivagreen.com.br/10mais/telha-ceramica-fotovoltaica/>>. Acesso em: 18 out. 2018.

VICHI, F. M. et al. Energia, meio ambiente e economia: o Brasil no contexto mundial. **Química Nova**, v. 32, n. 3, p. 757-767, 2009.

CAPÍTULO 8

CONEXÃO DO GERADOR A RELUTÂNCIA VARIÁVEL COM A REDE ELÉTRICA TRIFÁSICA COM APROVEITAMENTO DA ENERGIA EÓLICA

Deivison Paulo Alves Da Silva
Ghunter Paulo Viajante
Marcos Antonio Arantes De Freitas
Damilla Raujo De Souza

1 INTRODUÇÃO

Atualmente aproximadamente 60% de toda a energia elétrica produzida em uma nação industrializada é processada por motores elétricos como usuários finais (ARAÚJO, 2006). De forma que a importância das máquinas elétricas no contexto global de gestão energética e de sustentabilidade não tem paralelos. Vem, portanto, a evidência de que a compreensão das características e demandas operacionais das máquinas elétricas devem estar sob contínua investigação, na busca constante por melhores índices de flexibilidade, rendimento e desempenho operacional (SILVA, 2016).

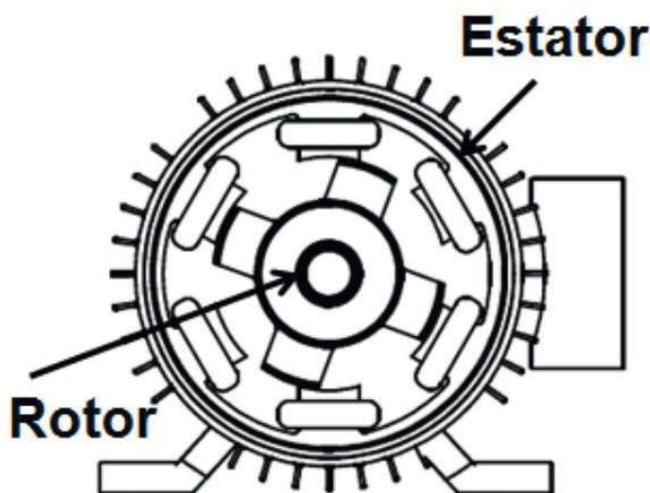
O estudo e pesquisas na busca de equipamentos com maiores rendimentos e menores custos têm sido uma necessidade e alternativa devido à escassez energética (DIAS, 2011). A máquina à relutância variável está em pauta nos grandes centros de pesquisas como uma alternativa e busca de novas soluções neste contexto.

Com a crescente necessidade de redução dos gases que provocam o efeito estufa e a dependência de combustíveis fósseis, a energia eólica surge como uma das mais importantes fontes de energia renováveis. Tradicionalmente, o aproveitamento da energia dos ventos é dominado pelas máquinas síncronas e assíncronas, entretanto o GRV tem se mostrado como uma alternativa viável. O vento tem regime instável e o GRV funciona bem em velocidades variáveis. O presente trabalho visa estudar a aplicação do GRV utilizando a energia proveniente dos ventos, assim como a conexão e injeção de potência ativa gerada para a rede elétrica trifásica.

2 MÁQUINA A RELUTÂNCIA VARIÁVEL

Construtivamente as Máquinas a Relutância Variáveis possuem polos salientes no rotor e no estator, e as bobinas das fases se concentram nos polos do estator, (VIAJANTE, 2013), conforme ilustrado na figura 1. Usualmente, as bobinas são conectadas em série e interligadas em um ou mais pares de polos do estator diametralmente opostos, formando uma fase do GRV (SILVEIRA, 2010) e (AUGUSTO, 2008).

Figura 01 – Estrutura da Máquina à Relutância Variável

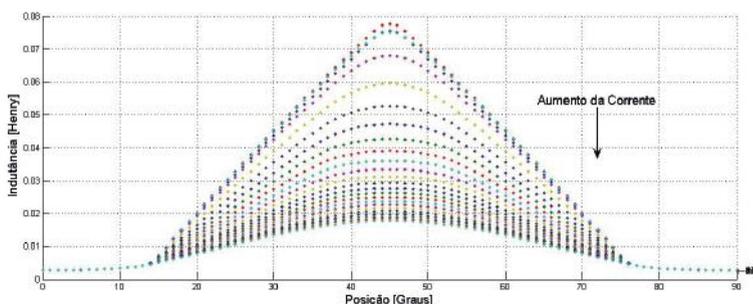


Fonte: Adaptado de (VIAJANTE, 2013).

Conhecendo o comportamento do fluxo enlaçado em relação à corrente nas fases, a simulação da máquina a relutância variável fica completamente acessível. Todo o funcionamento da máquina é baseado nas variações de indutância $L(\theta)$ (máquina com circuito magnético linear) ou indutância incremental $L(\theta, i)$ (quando a relação fluxo enlaçada por corrente não é constante em relação à posição do rotor) (VIAJANTE, 2013). Sendo a representação analítica desse parâmetro, se possível, de fundamental importância na análise do funcionamento.

A superfície de Indutância 3D da MRV mostrada na figura 02(b) é formada pela interpolação de vetores de pontos das correntes do estator e posição do rotor, cujas amostras foram obtidas experimentalmente. A figura 02(a) mostra as curvas de indutância incremental $L(\theta, i)$. A figura 02(b) mostra resultado da utilização do método de interpolação Spline Cúbico para a geração dos valores de indutância para diversas posições e correntes, tendo como base a tabela de dados de indutância incremental utilizada como parâmetro. Observa-se o aspecto não linear da indutância, que decresce com o aumento da corrente da fase e aumenta com a diminuição da mesma.

Figura 02 - (a) curvas de indutância incremental $L(\theta, i)$ (b) Superfície de Indutância 3D



(a)

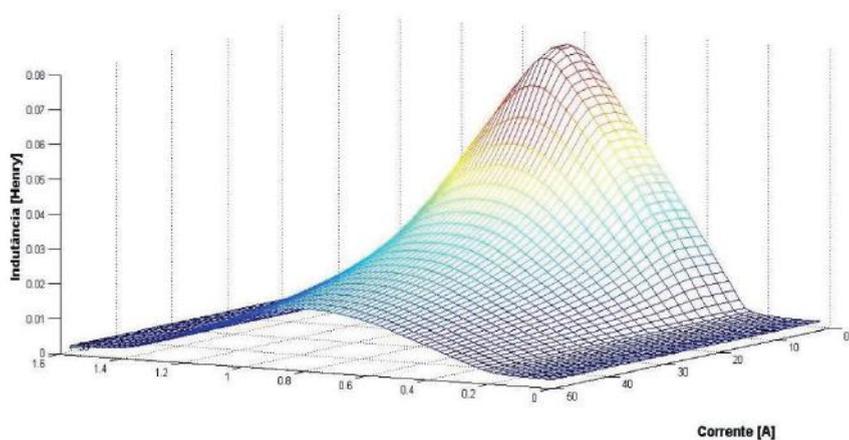


Figura 2: Superfície de Indutância 3D.

(b)

Fonte: Próprios autores, 2018.

3 IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO COMPUTACIONAL

Para implementar a simulação computacional, em um primeiro momento faz-se necessário desenvolver a modelagem matemática do GRV. O resultado da modelagem é uma expressão ajustada para a prática computacional, conforme matriz de estados (1) mostrada na sequência.

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \\ T_m \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_b & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_c & 0 & 0 \\ r_1 & r_2 & r_3 & D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ \omega \\ \theta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_a(i, \theta) & 0 & 0 & 0 & i_a \frac{\partial L_a(i, \theta)}{\partial \theta} \\ 0 & L_b(i, \theta) & 0 & 0 & i_b \frac{\partial L_b(i, \theta)}{\partial \theta} \\ 0 & 0 & L_c(i, \theta) & 0 & i_c \frac{\partial L_c(i, \theta)}{\partial \theta} \\ 0 & 0 & 0 & J & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ \omega \\ \dot{\theta} \end{bmatrix} \quad (1)$$

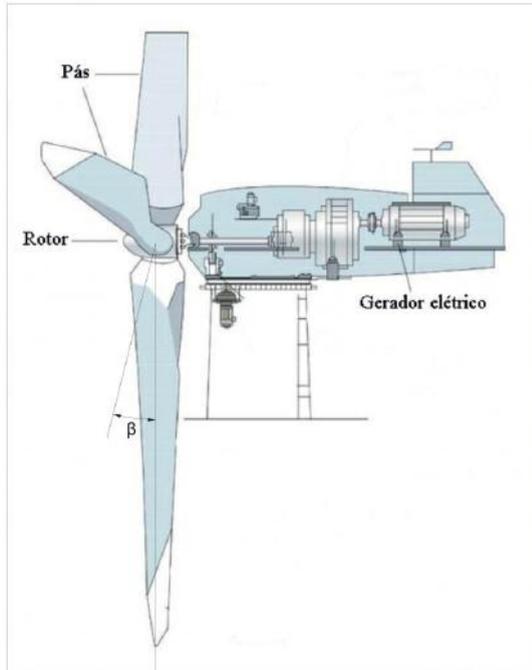
Onde:

$$r_1 = \frac{1}{2} i_a \cdot \frac{\partial L_a(i, \theta)}{\partial \theta} \quad r_2 = \frac{1}{2} i_b \cdot \frac{\partial L_b(i, \theta)}{\partial \theta} \quad r_3 = \frac{1}{2} i_c \cdot \frac{\partial L_c(i, \theta)}{\partial \theta} \quad (2)$$

Esta matriz descreve completamente o estado de cada fase da máquina a qualquer instante de tempo e representa as equações elétricas e mecânicas do GRV. Basicamente, as matrizes dependem de parâmetros construtivos da máquina, obtidos através de ensaios. A solução do sistema é realizada através de métodos de integração numérica que poderão ser devidamente seleccionados no programa de simulação. (VIAJANTE, 2013).

Em um segundo momento, foi desenvolvido o modelo matemático e computacional da turbina eólica, onde a figura 03 mostra o detalhe de uma turbina eólica tradicionalmente empregada, dando destaque às partes principais do aerogerador.

Figura 03 – Aerogerador



Fonte: (TSUCHIDA, 2012).

Neste trabalho o modelo aerodinâmico do aerogerador baseia-se nas seguintes equações:

$$P_{mec} = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho \pi R^2}{2} V^3 \quad (3) \quad T_w = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \cdot \frac{\rho \pi R^3}{2} V^2 \quad (4)$$

Onde: P_{mec} é a potência mecânica de saída produzida pela turbina [W], TW é o torque aerodinâmico produzido no eixo da turbina [N.m], C_p é o coeficiente de potência, λ é a relação entre a velocidade na ponta das pás e a velocidade rotórica, β é o ângulo de inclinação das pás (pitch), ρ é a massa específica do ar [kg/m³], R é o raio do rotor da turbina [m] e V é a velocidade do vento [m/s] (RECH, 2012).

O cálculo da velocidade de ponta de pá λ , pode ser determinada pela equação (5):

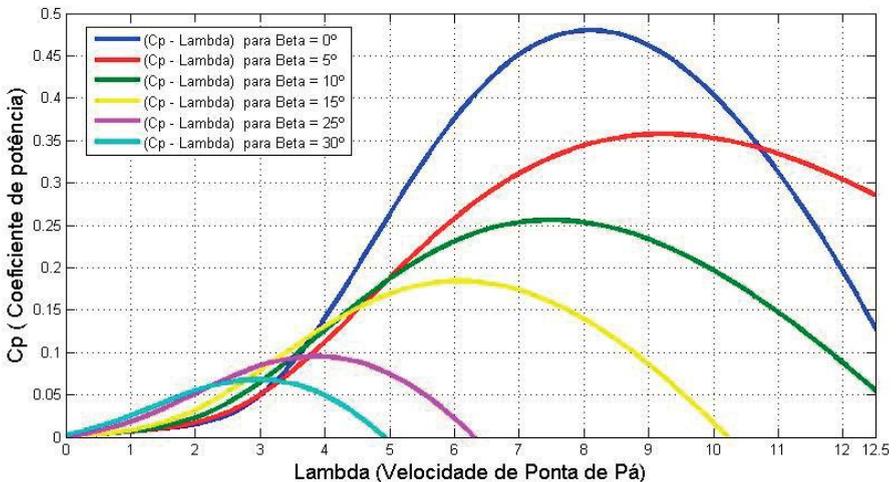
$$\lambda = \frac{W_T R}{V} \quad (5)$$

Onde: W_T é a velocidade rotórica da turbina dado em [rad/s], e R o raio do rotor da turbina dado em [m], além de V que representa a velocidade dos ventos, que é dado em [m/s]. O coeficiente de potência (C_p) tem relação direta com o ganho máximo de energia que pode ser extraído do vento. Quando a velocidade do vento é baixa, o ângulo β é redirecionado para que haja a maior extração de energia do vento incidente no Aerogerador. Para o cálculo de C_p , utiliza-se a equação (6), em que são considerados alguns coeficientes que são provenientes de características implícitas da aerodinâmica da turbina e dependem dos aspectos construtivos da máquina.

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \quad (6) \quad \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (7)$$

A relação existente entre C_p e λ , é apresentada através da figura 04. Essa figura representa a curva característica para diferentes valores de inclinação β . Observa-se que a curva que extrai a maior energia dos ventos é àquela com inclinação (0° - Zero graus), onde a incidência dos ventos nas pás é máxima.

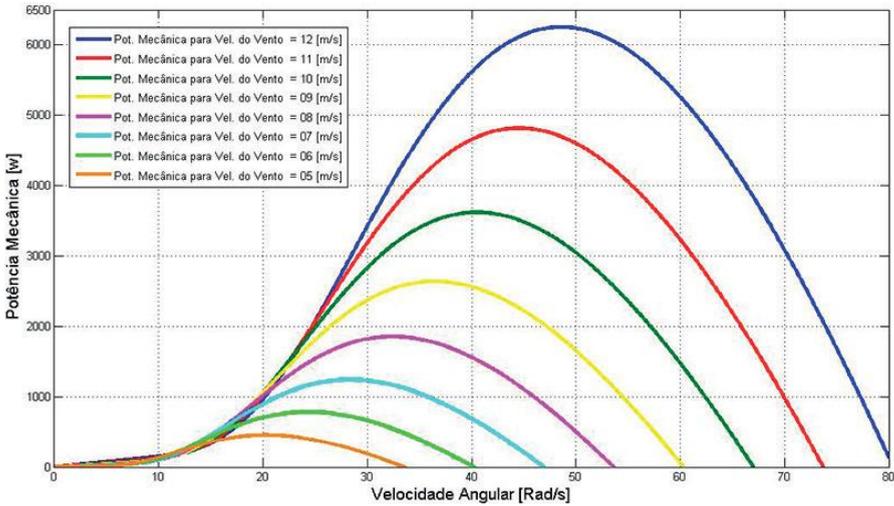
Figura 04 – Curvas características entre C_p e λ



Fonte: Próprios autores, 2018.

Utilizando o ângulo de inclinação das pás β igual a zero, onde se encontra a curva de maior extração de energia da força dos ventos, faz-se possível o estudo da maior potência desenvolvida pela turbina. Variando-se a velocidade do vento V , e mantendo a inclinação β constante, torna-se possível observar que para uma velocidade dos ventos de 12 m/s, chega-se a um valor de potência mecânica máxima extraída de valor 6250 [W], sendo observado pela figura 05. Sendo este ângulo de inclinação adotada para a simulação dinâmica do GRV, como ponto de operação de maior proveito da energia que pode ser extraída da força dos ventos.

Figura 05 – Velocidade angular x potência mecânica



Fonte: Próprios autores, 2018.

Com base nas expressões matemáticas apresentadas, pode ser observada na figura 06 a plataforma computacional completa de simulação mostrando os conjuntos com modelos do GRV e de uma turbina eólica, conversor eletrônico de potência, sistema de controle e o conversor CC-CA e rede elétrica trifásica.

Figura 06 – Modelo Completo de Simulação

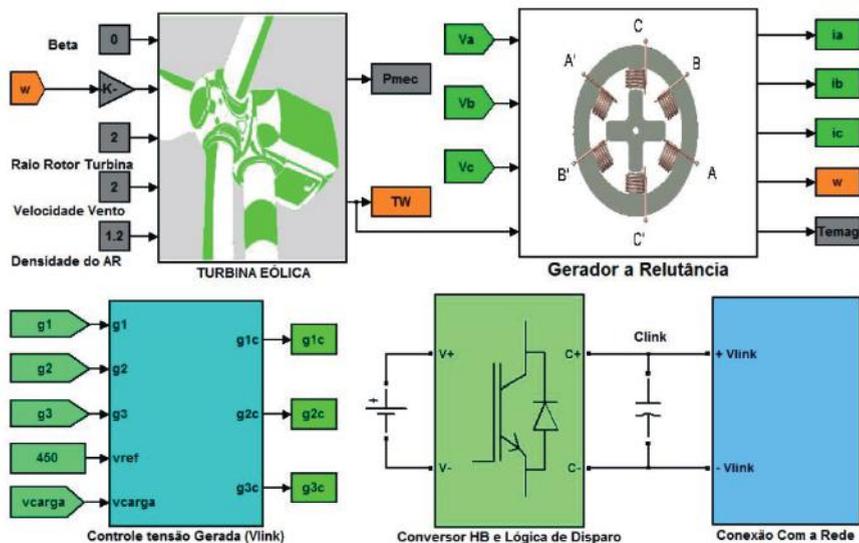


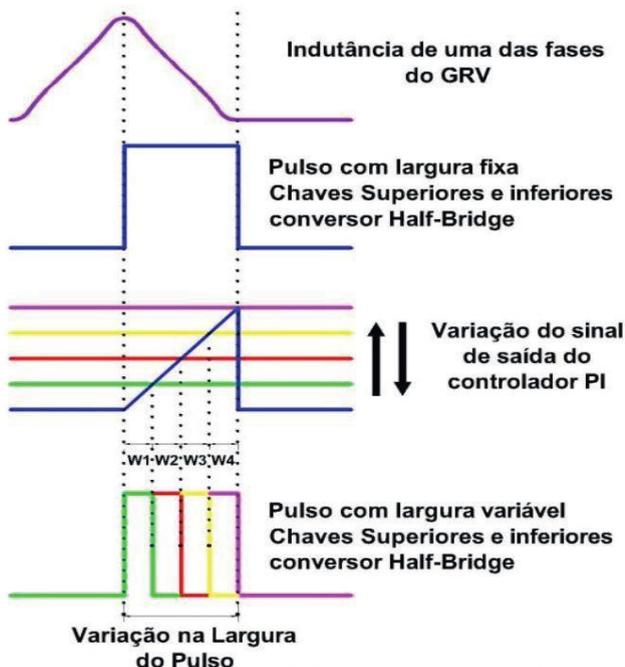
Figura 3: Modelo Completo de Simulação

Fonte: Próprios autores, 2018.

4 CONTROLE DA TENSÃO GERADA DO GRV

Para realizar o controle da tensão gerada pelo GRV, tendo como objetivo manter o nível de tensão na saída do gerador, foi desenvolvida uma técnica de controle baseada na variação da largura do período de magnetização das fases. Foi observado através de simulação que a variação de θ_{on} não tem grande influência em relação à tensão gerada. Assim, foi fixado θ_{on} em 0° em relação à posição de alinhamento, e variou-se θ_{off} , por meio de compensador PI. A figura 07 mostra a estratégia utilizada, onde a variação da largura dos pulsos utilizados nos gatilhos das chaves ocorre com a comparação do sinal de saída do compensador PI e três rampas geradas a partir da posição do rotor em relação a cada fase, tendo intervalo de condução de 30° (VIAJANTE, 2013).

Figura 07 – Estratégia para variação do ângulo de magnetização das chaves do conversor HB



Fonte: Adaptado de (VIAJANTE 2013).

Neste trabalho foi utilizado o conversor assimétrico Half-Bridge figura 8 e a atuação do compensador PI é aplicada nas chaves s_1 e s_2 do conversor. Desta forma, o sistema possui duas etapas distintas de operação: etapas I - excitação e etapas II - roda livre de geração.

Figura 08 – Conversor em Ponte Assimétrica Half-Bridge

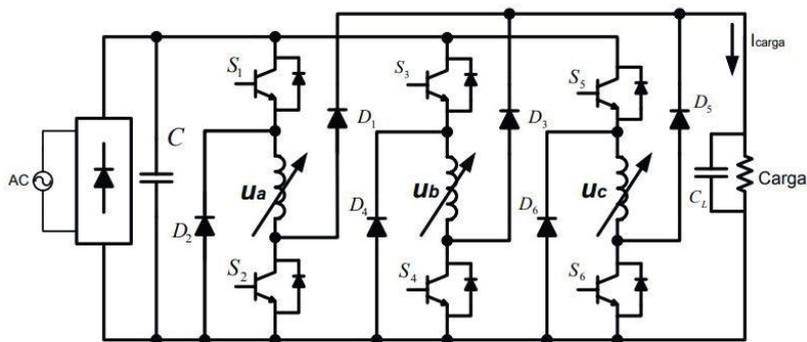
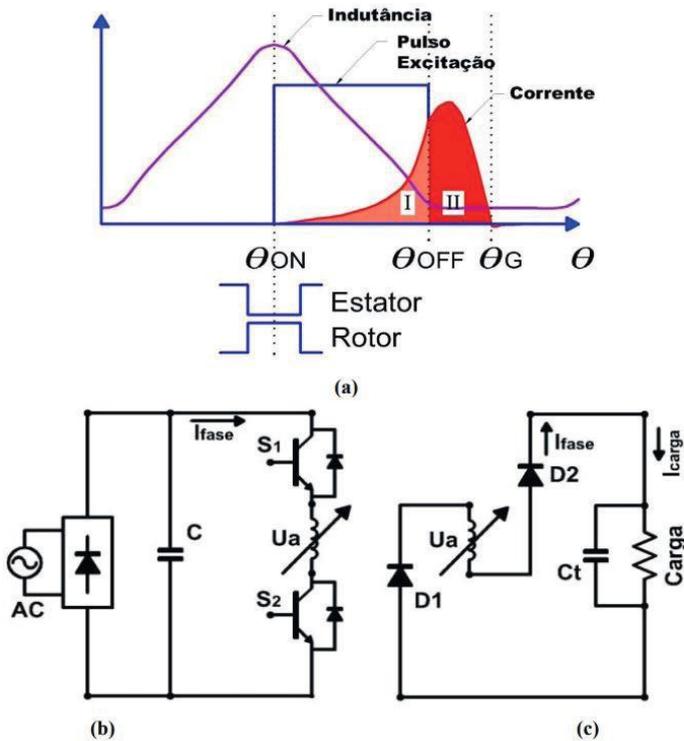


Figura 5: Conversor em ponte assimétrica Half-Bridge

Fonte: Adaptado de (VIAJANTE 2013).

A etapa I, é compreendida pelo estágio de excitação, onde as chaves s1 e s2 são energizadas deixando passar a tensão da fonte cc para as bobinas do GRV, armazenando energia no campo magnético das fases, conforme a figura 9 (b). A etapa II, é compreendida pelo momento de roda livre de geração, onde é retirado os pulsos das chaves s1 e s2, e a energia armazenada no campo magnético das fases do GRV, é transferida para o barramento de carga, através dos diodos de roda livre do conversor, conforme apresentado na figura 9 (c).

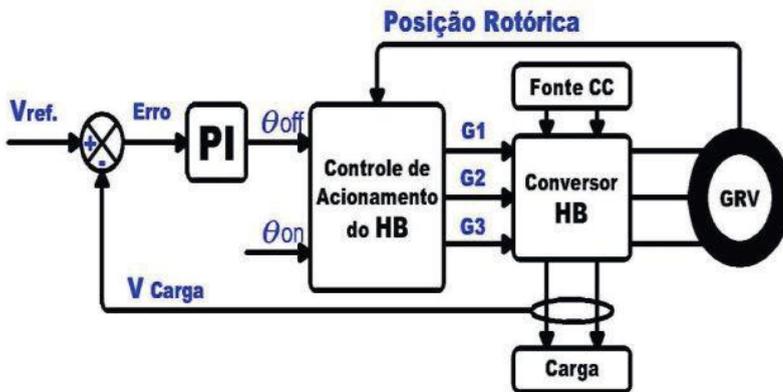
Figura 09 – (a) – Indutância e Corrente de uma das Fases, em Função da Posição do Rotor e as Etapas de Funcionamento do GRV – (b) Etapa I – Excitação – (c) Etapa II – Roda Livre de Geração.



Fonte: Próprios autores, 2018.

A figura 10 mostra os procedimentos da simulação do sistema implementado, onde em um primeiro instante é fixada uma tensão de referência para o sistema, que logo em seguida é realizada uma comparação de realimentação negativa, com a tensão gerada medida nos terminais da carga. Logo em seguida o erro desta comparação é enviado para um compensador do tipo PI, que através dos ganhos k_p e k_i , geram uma saída referente ao erro de entrada do compensador. A saída deste compensador é enviada para um algoritmo de controle, onde faz-se uma comparação entre os momentos de acionamento das fases e onde é controlado o ângulo de fechamento das chaves semicondutoras θ_{OFF} , e os gatilhos gerados são enviados para o conversor eletrônico *Half-Bridge*, que é alimentado pela fonte cc, e a tensão gerada pelo gerador a relutância variável e enviada para a carga.

Figura 10 – Diagrama de Blocos da Simulação

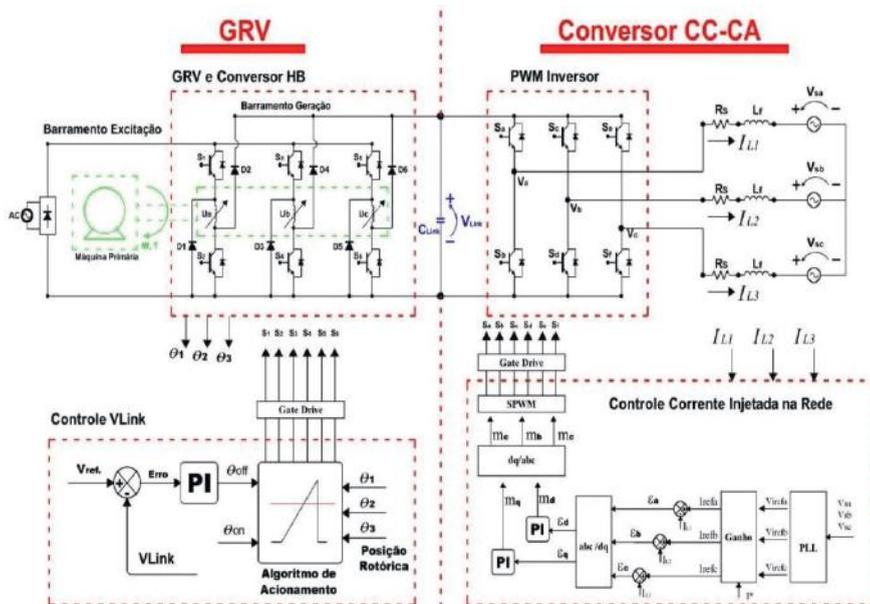


Fonte: Próprios autores, 2018.

5 CONEXÃO COM A REDE

Na figura 11, pode ser observado o diagrama de blocos completo proposto para o sistema para a conexão do GRV com a rede elétrica trifásica (VIJANTIE,2015).

Figura 11 – Diagrama de Conexão com a Rede Elétrica Trifásica



Fonte: Adaptado de (VIAJANTE, 2013).

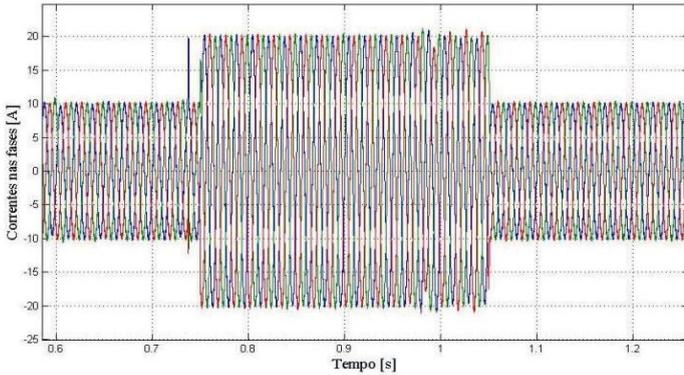
Para realização do sincronismo da corrente gerada com a tensão da rede foi utilizado um algoritmo de PLL (phase locked loop) sendo responsável por gerar uma senoide unitária em fase com a tensão da rede, que é multiplicada por um ganho de corrente desejado para injeção na rede elétrica, que por sua vez representa uma corrente de referência para o compensador do tipo P.I. fazer o controle da corrente injetada na rede. Como o erro da diferença entre a corrente medida e a corrente de referência se comportar como uma senoide e o compensador do tipo P.I. não trabalhar bem com este tipo de sinal, foi utilizada uma abordagem matemática de transformação de um sinal trifásico senoidal ABC para dois sinais em quadratura dq, transformando os erros em sinais contínuos contribuindo para que os compensadores P.I. trabalhem de forma adequada. Após a atuação dos compensadores P.I. nos eixos d e q, os dois eixos são novamente transformados para um sistema de três sinais que são encaminhados para um sistema de SPWM, que desenvolve os pulsos de disparo no inversor de frequência adotado para injeção de corrente na rede elétrica trifásica (VIAJANTE, 2013).

6 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

O sistema completo mostrada na figura 11 foi simulado onde o controle de tensão gerado mantém o valor de controle no link cc, e o sistema de controle de injeção de corrente controla os pulsos de disparo no inversor de frequência,

injetando potência ativa no sistema. Os valores da simulação foram fixados em: tensão gerada de referência em 450 [V], velocidade rotórica fixada em 1500 [rpm], inicialmente a corrente de referência foi mantida em 10 A até o momento de 0,75 segundos, passado logo em seguida para 20 [A] até o tempo de 1,0 segundo, voltando a ser 10 [A]. A figura 12, mostra as três correntes injetadas na rede, percebe-se a mudança da corrente injetada durante os tempos de 0,75 e 1,0 durante o degrau de referência aplicado ao sistema de controle utilizado.

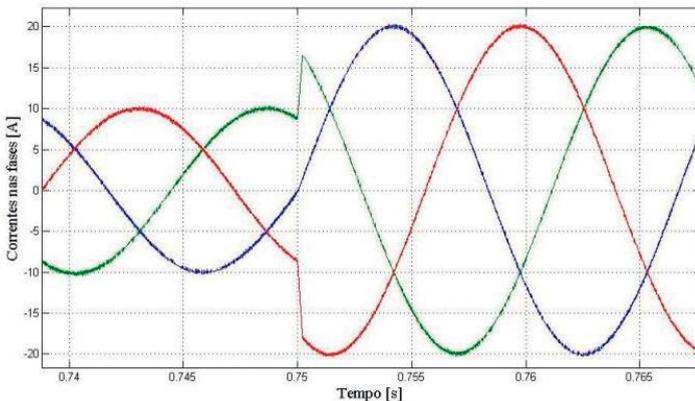
Figura 12 – Corrente Trifásica Injetada no Sistema de Potência Durante a Aplicação de um degrau de Referência



Fonte: Próprios autores, 2018.

A figura 13 mostra um zoom nas formas de onda da corrente trifásica injetada na rede no momento em que foi aplicado um degrau de referência na corrente injetada na rede, podendo ser observado a atuação do sistema de controle de injeção de corrente, que no instante 0,75 segundos fez a corrente injetada subir de 10 para 20 [A].

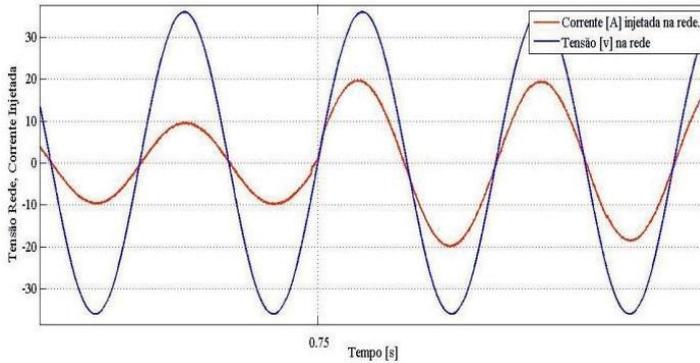
Figura 13 – Zoom das Correntes Trifásicas Injetadas na Rede no Momento de Aplicação do Degrau de Corrente de Referência



Fonte: Próprios autores, 2018.

A figura 14 mostra as formas de onda da tensão na rede reduzida 5 vezes e a corrente injetada na fase A do sistema trifásico elétrico, no momento em que é aplicado o degrau de corrente injetada na rede. Pode-se verificar que a corrente injetada no sistema está em fase com a tensão da rede, o que implica que somente potência ativa está sendo injetada para o sistema elétrico.

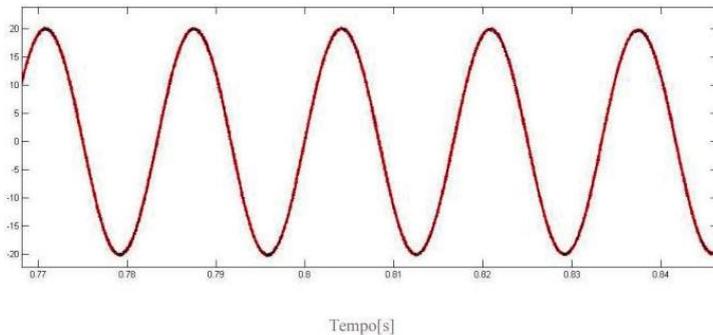
Figura 14 – Corrente Injetada na Fase A, em Sincronismo com a Tensão de Rede da Fase A, Reduzida 5 vezes



Fonte: Próprios autores, 2018.

A figura 15 mostra a corrente de referência do sistema de controle de corrente injetada e a corrente que foi injetada na rede, podendo ser observado o perfeito alinhamento entre as duas formas de onda.

Figura 15 – Corrente Injetada e Corrente de Referência na Fase A



Fonte: Próprios autores, 2018.

7 CONCLUSÃO

Foi realizada uma investigação da viabilidade de geração de energia elétrica através do GRV com aproveitamento da energia eólica e de sua conexão com o sistema elétrico de potência. Foi apresentada a estratégia de controle

de tensão gerada, assim como a estratégia de controle da corrente injetada na rede. A modelagem e conversão eletromecânica e trifásica de energia alternada é apresentada através da injeção de corrente alternada em fase com a tensão na rede, ou seja, com a injeção de potência ativa no sistema. Todos os resultados da simulação do sistema completo são apresentados e discutidos, mostrando a viabilidade do sistema estudado.

REFERÊNCIAS

ARAÚJO, W. R. H. **Projeto e Construção de um Protótipo e Implementação de Estratégias de Chaveamento de um Motor à Relutância Chaveado**. 2006. 117 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2006.

AUGUSTO, S. V. F. **Modelagem, Construção, Testes e Análise de Desempenho de um Gerador à Relutância Chaveado**. 2008. 258 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2008.

DIAS, J. R. **Motores a Relutância Variável 6x4 e 6x6. Estudo Comparativo de Operação e Desempenho**. 2011. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2011.

RECH, A.; CARLSON, R.; VOLTOLINI, H. **Modelagem e Simulação de uma Turbina Eólica com Torque e Potência na Saída**. Ponta Grossa: XVII SECITE UTFPR, 2012.

SILVA, D. P. A. **Desenvolvimento de uma Plataforma Experimental Para o Acionamento da Máquina a Relutância Variável 6x4 Operando Como Motor**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso - Instituto Federal de Goiás, Goiânia, 2016.

SILVEIRA, A. W. F. V. et al. Generated Voltage Control in a Switched Reluctance Motor/Generator. **Eletrônica de Potência**, Campo Grande, v. 15, n. 3, 2010.

TSUCHIDA, A. L. **Aspectos Metodológicos acerca da Modelagem de Turbinas Eólicas**. 2012. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

VIAJANTE, G. P. et al. Switched Reluctance Generator In: Connection With The Three-Phase Power Grid. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING, 15., 2015, Rome. **Anais...** Rome: IEEE, 2015.

_____. **Gerador a Relutância Variável em Conexão com a Rede Elétrica**

para Injeção de Potência Ativa. 2013. 169 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2013.

CAPÍTULO 9

AValiação das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Contexto da Expansão Energética Brasileira

Jacson Hudson Inácio Ferreira
José Roberto Camacho

1 INTRODUÇÃO

O uso de fontes renováveis para gerar energia elétrica é a maneira mais valiosa para reduzir os problemas ambientais associados à geração baseada em combustíveis fósseis e buscar um desenvolvimento energético limpo e sustentável. Hidrelétricas, eólicas, biomassa e fotovoltaica estão entre as mais importantes fontes alternativas de geração de energia.

Nesse contexto, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) se apresentam como uma alternativa para produzir energia e vem exercendo destaque na matriz energética brasileira por seu grande potencial disponível e, do ponto de vista técnico e comercial, a saturação da exploração de grandes usinas no sistema hidroelétrico, ocasionando a busca de pequenas explorações.

As PCHs constituem em uma forma de energia renovável, segura, com tecnologia nacional e geradora de emprego. Elas, em particular, causam impactos ambientais menores, com uma maior distribuição regional de sua localização onde há baixos índices de IDH, resultando em melhores condições socioeconômicas aos municípios envolvidos (Tiago Filho, 2011).

Do ponto de vista socioeconômico, a Tabela 1 apresenta a evolução positiva de índices que mostram a importância das PCHs nos municípios brasileiros, tais como IDH-m, coeficiente de Gini, renda per capita e índice de emprego e renda entre os anos 2000 e 2010.

Tabela 1 – Índices médios socioeconômicos em cidades com PCH instalada

<i>176 cidades com PCH</i>			
<i>Indicador</i>	<i>2000</i>	<i>2010</i>	<i>Varição</i>
IDH-m	0,594	0,712	19,9%
Coefficiente de Gini (desigualdade)	0,56	0,50	-10,3%
Renda per capita	USD 162,27	USD 224,87	38,6%
Índice Emprego-Renda	0,5579	0,5977	13,6%

Fonte: (Lima, 2018)

Para a Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas (ABRAP-CH), os benefícios das PCHs ao meio ambiente são (ABRAPCH, 2018):

- Por força de lei, em torno de todo o perímetro de seus reservatórios, desenvolvem atividades de conservação, manutenção e vigilância ambiental;
- Impedem a deposição de resíduos e detritos tóxicos, retirada de areia e cascalho sem a devida concessão de lavra;
- Recompõe e mantém a mata ciliar, evitando a erosão e acúmulo de sedimentos;
- Difundem o conhecimento e a consciência sobre a questão ecológica e seu relacionamento com a produção de energia.

Apesar das considerações acima, o setor de PCHs vem encontrando obstáculos a alguns anos para expandir sua capacidade instalada. Assim sendo, esse artigo tem como objetivo apresentar o contexto em que as PCHs se deparam com o cenário atual do sistema elétrico, apresentando a evolução e disponibilidade da sua capacidade instalada, associações e suas visões para a mudança desse cenário, marcos regulatórios que podem contribuir com essa mudança e a participação nos leilões de energia.

2 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL

Não é possível dizer que há uma definição ou classificação internacional aceita para as PCHs. No Brasil, de acordo com a Resolução ANEEL nº 673/2015, considera-se empreendimento com características de PCH, para autoprodução ou produção independente de energia, aquele com potência entre 5 MW e 30 MW e área de reservatório até 13 km² (ANEEL, 2015) (BRASIL, 2016). Alguns países como China, França e Nova Zelândia, a capacidade instalada de uma PCH pode chegar até 50 MW (FERREIRA, et.al., 2016).

No cenário atual da matriz energética brasileira, as PCHs representam 3,19% da capacidade instalada (5.115 MW), sendo 426 usinas em operação. Há que se destacar que o sistema elétrico brasileiro possui, aproximadamente, 73% de sua geração proveniente de fontes alternativas de energia (hidrelétricas 63,8%, eólicas 8,31% e solar 0,83%) (ANEEL, 2018). A Tabela 2 apresenta a evolução da capacidade instalada no Brasil entre os anos 2007 e 2017.

Tabela 2 – Evolução da capacidade instalada na matriz energética brasileira

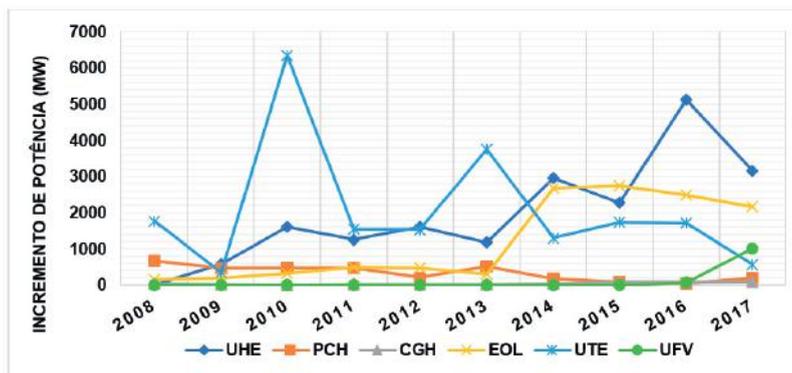
<i>Capacidade Instalada (MW)</i>								
<i>Ano</i>	<i>UHE</i>	<i>PCH</i>	<i>CGH</i>	<i>UTN</i>	<i>EOL</i>	<i>UTE</i>	<i>UFV</i>	<i>Total (MW)</i>
2007	74937	1820	112	2007	247	21229	-	100352
2008	74901	2490	154	2007	398	22999	-	102949
2009	75484	2953	173	2007	602	23350	-	104569
2010	77090	3428	185	2007	927	29689	1	113327
2011	78347	3896	216	2007	1426	31243	1	117136
2012	79956	4101	236	2007	1894	32778	2	120974
2013	81132	4620	266	1990	2202	36528	5	126743
2014	84095	4790	308	1990	4888	37827	15	133913
2015	86366	4886	398	1990	7633	39564	21	140858
2016	91499	4941	484	1990	10124	41275	80	150393
2017	94662	5131	577	1990	12283	41846	1097	157580

Fonte: (EPE, 2017a) (EPE, 2017b). Legenda: UHE = usina hidrelétrica; PCH = pequena central hidrelétrica; CGH = central geradora hidrelétrica; UTN = usina termonuclear; EOL = central geradora eólica; UTE = usina termelétrica; UFV = central geradora solar fotovoltaica.

Para o segmento das PCHs, houve um aumento de 670 MW de capacidade instalada em 2008 devido as políticas públicas adotadas para o setor nos anos anteriores, como a criação do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), comercialização de energia das PCHs com concessionárias públicas (Resolução ANEEL nº48/2002), entre outras alterações.

Contudo, esse incremento de potência instalada no setor pelas PCHs vem encontrando dificuldades a alguns anos. Nos últimos três anos, apenas 341 MW foram acrescentados na matriz pelas PCHs. A Figura 1 representa o gráfico com a evolução do aumento de potência instalada das fontes geradoras existentes no país, a partir dos dados da Tabela 1.

Figura 19 – Evolução do incremento de potência por fonte geradora



Fonte: (EPE, 2017a). Legenda: UHE = usina hidrelétrica; PCH = pequena central hidrelétrica; CGH = central geradora hidrelétrica; UTN = usina termonuclear; EOL = central geradora eólica; UTE = usina termelétrica; UFV = central geradora solar fotovoltaica.

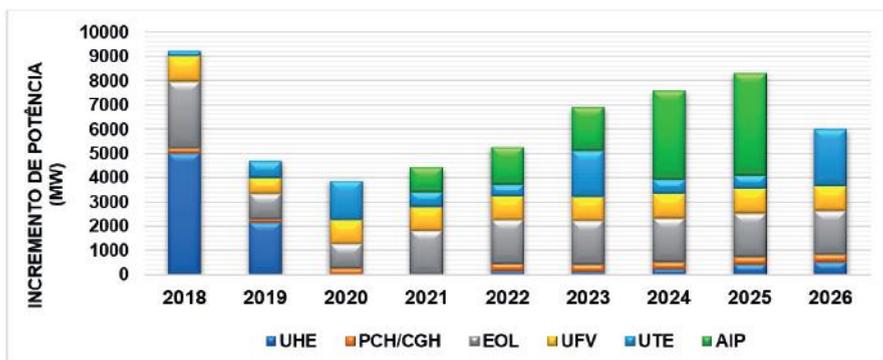
Observa-se que o aumento da capacidade instalada do setor elétrico brasileiro a partir de 2013 se deu pelas hidrelétricas de grande porte e pelos parques eólicos, com destaque também para as centrais fotovoltaicas em 2017. Do ponto de vista renovável, esse aumento é considerado positivo porque os acréscimos procederam a partir das fontes alternativas de energia. Já para o setor das PCHs, sua participação no acréscimo de potência instalada foi mínima nos últimos anos.

As adversidades encontradas pelas associações que representam as pequenas centrais hidrelétricas para esse baixo aumento na capacidade instalada nos últimos anos se devem ao número baixo de projetos analisados e autorizados a entrar em operação pela ANEEL, baixa contratação de potência nos leilões de energia e evolução de outras fontes de energia, principalmente a eólica. (Ferreira et.al., 2016).

Mesmo com a alta expectativa dos agentes do setor de PCH, o impacto provocado pelo baixo incremento e os obstáculos refletem na expansão futura. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apenas 605 MW serão inseridos na geração com as PCHs até 2020 (EPE, 2017b).

A Figura 2 representa o gráfico com a evolução do incremento de capacidade instalada por fonte de geração que entrará em operação comercial no horizonte decenal juntamente com a expansão de referência. Os estudos de planejamento da expansão utilizaram como base a configuração atual do sistema e os valores contratados nos leilões passados.

Figura 2 – Expansão contratada até 2016 e expansão de referência do parque gerador elétrico



Fonte: (EPE, 2017b) (Silva, 2018) Legenda: UHE = usina hidrelétrica; PCH = pequena central hidrelétrica; CGH = central geradora hidrelétrica; UTN = usina termonuclear; EOL = central geradora eólica; UTE = usina termelétrica; UFV = central geradora solar fotovoltaica; AIP* = alternativa indicativa de ponta.

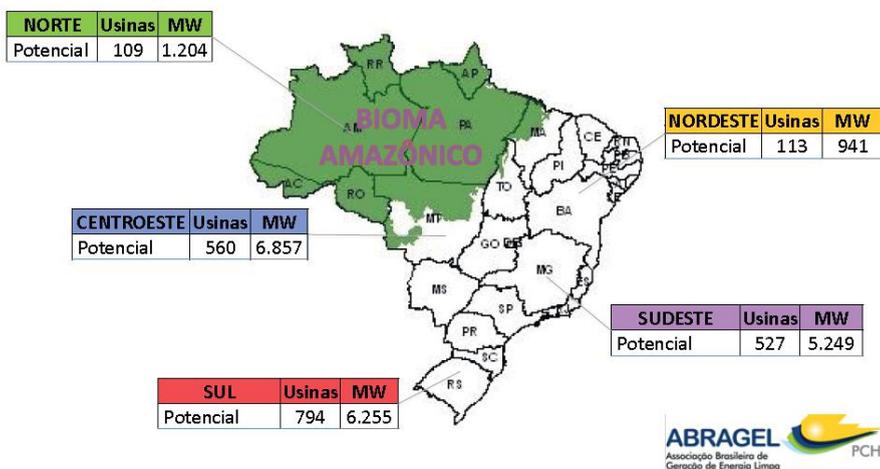
Um destaque para esse processo é as fontes geradoras AIP (alternativa indicativa de ponta) que entrarão em operação em 2021. As AIPs contemplam termelétricas ciclo aberto, usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas, baterias ou gerenciamento de demanda (SILVA, 2018).

Percebe-se que a participação das PCHs e CGHs no processo de expansão é mínima, comparando-a com a expansão das eólicas e fotovoltaicas. Estima-se que até 2026 sejam acrescentados 56.154 MW de potência instalada no parque gerador nacional. As PCHs e CGHs representam 3,75% desse valor, enquanto que as eólicas e fotovoltaicas representam 27,83% e 15,49%, respectivamente (EPE, 2017b) (SILVA, 2018). Assim, a capacidade instalada das PCHs e CGHs chegaria a 8.158 MW.

Contudo, segundo Koblitz (2017) o potencial disponível no Brasil para instalação de PCHs possui o seguinte cenário: 20.506 MW para implantação, sendo 19.000 MW fora do Bioma Amazônico; 7.021 MW disponível a curto prazo; e 1.856 MW aptos a participar de leilão. A Figura 3 representa o potencial de usinas por região brasileira, conforme o potencial total de implantação.

Figura 3 – Expansão contratada até 2016 e expansão de referência do parque gerador elétrico

Potencial de Usinas por Região



Fonte: Koblitz (2017)

3 CENÁRIOS E PERSPECTIVAS

Diante do que foi exposto, é preciso avaliar e mencionar como os agentes do setor, os aspectos regulatórios e os leilões de energia estão atuando diante do cenário atual e futuro, e quais as perspectivas para que a expansão da capacidade instalada das PCHs conquiste uma maior parcela da matriz de geração elétrica brasileira.

3.1 Associações e Comunidades

No Brasil, existem diversas organizações que pesquisam e praticam po-

líticas de apoio ao desenvolvimento e ampliação da participação das PCHs no sistema elétrico. Dentre elas destacam-se a ABRAGEL e ABRAPCH.

É importante a divulgação dos objetivos e importância dessas associações, pois pode aproximar os pesquisadores da área e juntos trabalharem em prol do aprimoramento de novas tecnologias e metodologias para as PCHs e fortalecer o setor para que a participação das usinas de pequeno porte aumente no cenário nacional.

3.1.1 ABRAGEL

A Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – ABRAGEL, pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, sediada em Brasília/DF, representa diversos dos maiores e mais relevantes agentes do setor de geração de energia elétrica, dentre Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGHs, Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs e Usinas Hidrelétricas – UHEs até 50 MW do País (ABRAGEL, 2018).

Criada para reunir e fortalecer as empresas interessadas na produção de energia elétrica a partir das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, a ABRAGEL traduz também em seu nome e marca a forte ligação com o conceito de sustentabilidade. Estabelece metas para bienais, alinhadas, principalmente, com a busca da melhoria na competitividade do setor de geração de energia elétrica limpa e renovável e a reinserção das usinas hidráulicas, em especial das CGHs, PCHs e UHEs até 50 MW, como uma das fontes importantes na expansão da matriz energética brasileira (ABRAGEL, 2018).

Para a ABRAGEL, a expansão elétrica deve ser por meritocracia, conforme avaliação dos seguintes aspectos: renovável, distribuída, concentrada e não intermitente. Nessa perspectiva, as PCHs e as termelétricas a biomassa possuem o primeiro lugar na avaliação por serem renováveis, distribuída e não intermitente. A associação também propõe uma maior participação das ações da ANEEL, no sentido de ajudar os empreendedores do setor diante dos órgãos ambientais e de recursos hídricos (KOBELITZ, 2017).

3.1.2 ABRAPCH

A Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétrica (ABRAPCH), é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, constituída por cooperativas, órgãos e empresas públicas e privadas, desenvolvedoras de projetos, fornecedores de serviços e equipamentos, geradores de energia, associações, entidades de defesa do meio ambiente, entidades estudantis, instituições de ensino e pesquisa, profissionais autônomos e estudantes universitários que sejam apoiadores no aumento sustentável da utilização pelo Brasil de geração de energia elétrica por meio das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e das Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) (ABRAPCH, 2018).

O objetivo é unir as autoridades interessadas nos projetos de geração de energia através das Pequenas Centrais Hidrelétricas, sempre representando seus

associados, defendendo seus direitos, interesses e aspirações coletivas. Assim como proteger o meio ambiente, a ordem econômica e a livre concorrência; atuar em sintonia e em conjunto com outras Associações na defesa dos interesses das PCHs e CGHs, sem conflito de interesses (ABRAPCH, 2018).

A ABRAPCH pressupõe que sem as reformas do setor elétrico, a elevação da expansão das PCHs se dará por maior volume de contratação nos leilões de energia. A representação das PCHs nos leilões de energia possui um valor muito baixo diante da energia negociada no certame (ABRAPCH, 2018).

3.2 Avanços Regulatórios

3.2.1 Resolução nº 673/2015

Fundamentada pela Audiência Pública nº 57/2014 da ANEEL, a Resolução Normativa (RN) ANEEL 673/2015 contribuiu com a busca dos anseios do setor para recuperar o mercado das PCHs, essencialmente o que se associava à diminuição dos prazos de análise dos projetos básicos, mediante simplificação nos trâmites de avaliação e concentrando nos aspectos que definem o aproveitamento ótimo (CARNEIRO; COLI; DIAS; 2016).

A RN 673/2015 partiu do princípio dos avanços alcançados com a RN da ANEEL 343/2008 e da necessidade de revisar os critérios de enquadramento de PCH, cujo processo de formação envolveu intensas discussões dos diversos agentes do Setor Elétrico Brasileiro (ANEEL, 2015). A Tabela 3 apresenta as principais alterações entre as resoluções que são consideradas pelos setores como positivas para as PCHs.

Tabela 3 – Evolução da capacidade instalada na matriz energética brasileira

	<i>Resolução ANEEL Nº 343/2008</i>	<i>Resolução ANEEL Nº 673/2015</i>
<i>Objetivo</i>	Estabelece procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização de aproveitamento de potencial de energia hidráulica com características de PCH.	Estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de PCH.
<i>Capacidade Instalada</i>	1 MW a 30 MW	5 MW a 30 MW*
<i>Etapas</i>	- Registro para elaboração do Projeto Básico; - Aceite e seleção do Projeto Básico; - Análise e aprovação do Projeto Básico; - Outorga de autorização.	- Registro de Intenção à Outorga de PCH (DRI – PCH); - Registro de Adequabilidade do Sumário Executivo (DRS – PCH); - Outorga de Autorização.
<i>Garantia de Registro e de Fiel Cumprimento</i>	- Fórmula - Valor mín: R\$100.000,00. - Valor máx: R\$500.000,00.	- Intervalo de Potências - Valor mín: R\$283.394,93 - Valor máx: R\$850.184,80

*Valor alterado pela Lei 13.360/2016. Fonte: (ANEEL, 2008), (ANEEL, 2015)

3.2.2 Lei 13.360/2016 e MP 814/2018

Outra alteração na legislação para o setor de PCHs e que implantou importantes e antigas reivindicações do setor elétrico como um todo, em especial ao grupo das PCHs e CGHs, foi a Lei 13.360/2016. O principal ponto que o governo federal buscou foi desjudicializar o setor e apresentar mecanismos de resolução de problemas (VASCONCELLOS, 2018). Os principais destaques da legislação são:

- a) Flexibilidade nos atrasos de cronogramas de obras de geração e transmissão: em casos excludentes de responsabilidade, o prazo de outorga de geração ou transmissão será recomposto pela ANEEL através da extensão da outorga, bem como será feito o adiamento através da entrega de energia caso o empreendedor tenha contrato de venda em ambiente regulado.
- b) Escolha da apresentação da modalidade da garantia: o empreendedor pode escolher entre caução em dinheiro, títulos da dívida pública, seguro-garantia ou fiança bancária.
- c) Capacidade das CHGs de 3MW para 5 MW: com a alteração dos dispositivos da Lei nº 9.491/1997, a capacidade instalada máxima das CGHs é de 5MW.
- d) Prorrogação das concessões ou autorizações: ao titular da outorga foi permitido a prorrogação por adicionais de 30 anos das PCHs e CGHs já existentes, desde que até a data da publicação da lei não tenha sido prorrogadas e esteja em vigor.
- e) Vedado desligamento do MRE: As PCHs ou CGHs só seriam desligadas do programa MRE por solicitação própria ou perda de outorga. Lembrando que as usinas despachadas não centralizadamente só participam do MRE por opção, a obrigação se aplica apenas as usinas despachadas centralizadamente. Com relação ao item “e)”, a Medida Provisória 814/2018 alterou diretrizes da Lei 13.360/2016 e passou a considerar que as PCHs e CGHs poderão ser excluídas do referido mecanismo por perda de outorga ou não atingimento de critérios mínimos de geração, exclusivamente por motivos não hidrológicos (Silva, 2018).

2.4 Leilões de Energia

Os leilões são a principal forma de contratação de energia no Brasil. Por meio desse mecanismo, concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Quem realiza os leilões de energia elétrica é a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), por delegação da Aneel. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do certame, visando a eficiência na contratação de energia (CCEE, 2018).

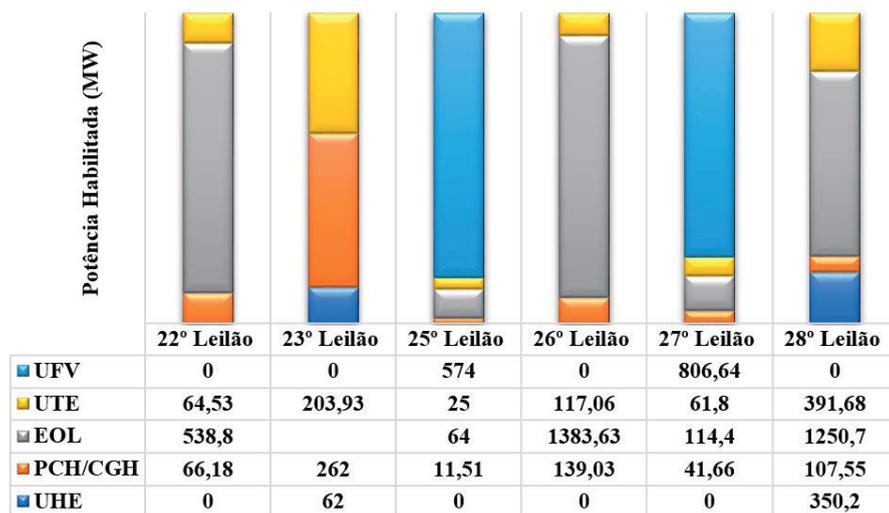
Conforme a CCEE, existem os seguintes leilões de energia praticados no Brasil:

- a) Leilão de venda;
- b) Leilão de Fontes Alternativas de Energia;
- c) Leilão de Excedentes;
- d) Leilão Estruturante;
- e) Leilão de Energia de Reserva;
- f) Leilão de Energia Nova;
- g) Leilão de Energia Existente;
- h) Leilão de Compra;
- i) Leilão de Ajuste.

Dois desses nove tipos de leilões existentes possuem grande representatividade quanto à inserção de PCHs na matriz energética: leilão de energia nova e leilão de fontes alternativas de energia. No leilão de energia nova são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas e no leilão de fontes alternativas de energia o objetivo é atender o crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis de energia (eólica, biomassa e PCH).

As Figuras 4 e 5 representam os gráficos das potências habilitadas nos últimos leilões de energia nova realizados entre 2015 e 2018 e os 3 leilões de fontes alternativas de energia já realizados entre os anos de 2007 e 2015.

Figura 4 – Gráfico das potências habilitadas nos leilões de energia nova por fonte geradora



Fonte: (CCEE, 2018). Legenda: UHE = usina hidrelétrica; PCH = pequena central hidrelétrica; CGH = central geradora hidrelétrica; EOL = central geradora eólica; UTE = usina termelétrica; UFV = central geradora solar fotovoltaica.

Figura 5 – Gráfico das potências habilitadas nos leilões de fontes alternativas por fonte geradora



Fonte: (CCEE, 2018). Legenda: PCH = pequena central hidrelétrica; EOL = central geradora eólica; BIO = biomassa;

Conforme os resultados apresentados nas Figuras 4 e 5, percebe-se um dos apontamentos apresentados pelas associações de fomento a PCH quanto à participação no setor nos leilões de energia.

No último leilão de energia nova A6-2018 (28º leilão), a expectativa de contratação era de 20% de energia da fonte, em vez dos 7% em média dos leilões passados. Entretanto, contrariando as expectativas do setor, apenas 107 MW de capacidade de PCHs e CGHs foram contratados, o que representou cerca de 5% do total. Percebe-se, através da Figura 4, que a fonte que mais houve contratação de energia foi a eólica, que representou 83% do total de energia do 28º leilão (ABRAPCH, 2018).

4 CONCLUSÃO

Compreende-se que a crise hidrológica que o Brasil passa desde 2013 é um fator que pode agravar a aplicabilidade de políticas de favorecimento das hidrelétricas de forma geral, contudo, é importante lembrar que existem meios de complementação de energia no período de seca do sistema elétrico, tal como a geração híbrida. As pequenas usinas a fio d'água, as eólicas e as fotovoltaicas precisam operar em conjunto, extraíndo seus principais pontos positivos.

Considerando a evolução e perspectivas da capacidade instalada das PCHs no setor elétrico, sua participação nos leilões de energia e o crescente aproveitamento do potencial de outras fontes alternativas de energia, eólicas e fotovoltaica, é necessário reavaliar as razões pelas quais impedem o favorecimento dessa forma de geração de energia no Brasil. A diversificação da matriz energética com tendências às fontes renováveis de energia é um fator positivo e que segue o padrão mundial. O fato é a aplicação e utilização das PCHs que também possuem aspectos positivos e de grande disponibilidade.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução n.343, de 9 de dezembro de 2008**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2008343.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2018.

_____. **Resolução n.673, de 4 de agosto de 2015**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2018.

_____. **Banco de Informação de Geração 2018**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA – AGRAGEL. **PCHs**. Disponível em: <<https://www.abragel.org.br/>>. Acesso em: 20 set. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – ABRAPCH. **PCHs**. Disponível em: <<http://www.abrapch.org.br/>>. Acesso em: 20 set. 2018.

BRASIL. Lei nº 13.360 de 17 de novembro de 2016. Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 18 nov. 2016. Seção 1, p. 1.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA – CCEE. **Leilões**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 20 set. 2018.

CARNEIRO, D.; COLI, A.; DIAS, F. **Pequenas Centrais Hidrelétricas: aspectos jurídicos, técnicos e comerciais**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2017.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2017**: Ano base 2016. Rio de Janeiro: EPE, 2017.

_____. **Plano Decenal de Energia 2026**. Rio de Janeiro: EPE, 2017.

FERREIRA, J. H. I. et al. Assessment of the potential of small hydropower development in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 380-387, 2016.

KOBLITZ, L. O. Desafios para Expansão da Geração em PCHs. In: SE-

MINÁRIO DESAFIOS DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, 2017, Brasília. **Anais...** Brasília. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/eventos/seminario-desafios-da-geracao-de-energia-eletrica-no-brasil/>>. Acesso em: 20 set. 2018.

LIMA, L. Avanços regulatórios da outorga de PCH – perspectivas e novos desafios. In: SIMPÓSIO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS, 11., 2018, São Paulo. **Anais...** São Paulo. Disponível em: <<http://www.cbdb.org.br/xispmch/>>. Acesso em: 20 set. 2018.

SILVA, C. V. Questões regulatórias necessárias e perspectivas para viabilização das centrais elétricas pequenas, médias e reversíveis. In: SIMPÓSIO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS, 11., 2018, São Paulo. **Anais...** São Paulo. Disponível em: <<http://www.cbdb.org.br/xispmch/>>. Acesso em: 20 set. 2018.

TIAGO FILHO, G. L. O mercado atual das PCHs e suas perspectivas. In: CONGRESS AND EXHIBITION HYDRO ENERGY LATAM, 2011, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/wp-content/uploads/downloads/2011/02/PCH-Latam-2011.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2018.

VASCONCELLOS, B. T. C. **Análise da garantia física das usinas hidrelétricas despachadas não centralizadamente e do potencial de complementação híbrido.** 2018. 186 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2018.

CAPÍTULO 10

ANÁLISE COMPARATIVA DE SFCR FIXOS E COM RASTREAMENTO SOLAR COM USO DE SOFTWARE LIVRE

Welberth Henrique Alves Marques
Sergio Batista da Silva
Olívio Carlos Nascimento Souto

1 INTRODUÇÃO

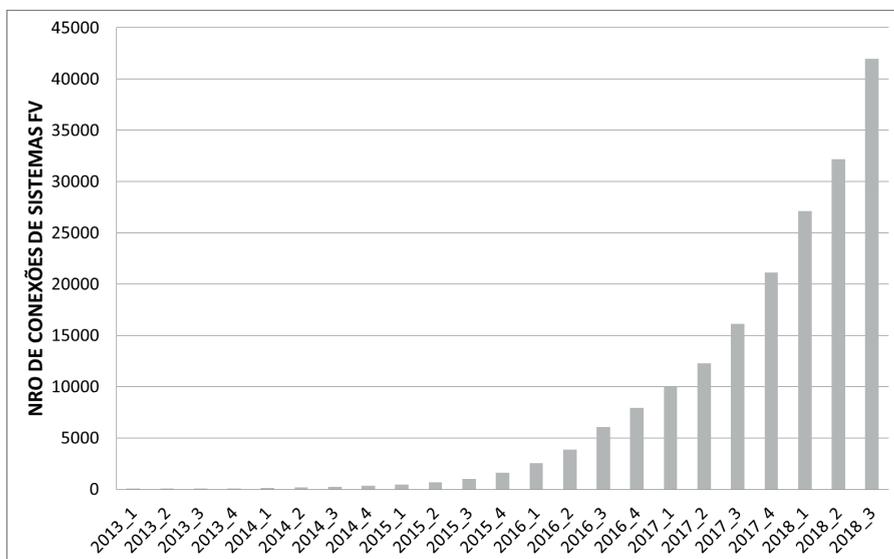
A preocupação mundial com a crescente tendência das demandas de energia elétrica, a redução dramática dos recursos de combustíveis fósseis, bem como o aquecimento global, torna a utilização de fontes alternativas de energia elétrica uma prioridade no contexto atual.

Países desenvolvidos e em desenvolvimento tem optado pelas energias renováveis para expandir sua oferta de energia. Neste sentido, o uso da energia solar no mundo tem crescido consideravelmente em suas principais modalidades de aproveitamento: térmica e fotovoltaica (FV).

Devido às grandes vantagens dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), fácil instalação e baixos custos de operação e manutenção (O&M), este sistema alcançou maior popularidade em relação a outros recursos emergentes disponíveis.

No Brasil, em 17 abril de 2012, a ANEEL publicou a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482 (RN482), a qual estabelece as condições gerais para a implantação de sistemas de microgeração e minigeração distribuída conectados aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A energia elétrica produzida além do consumo da unidade consumidora por ser compensado, criando créditos para o consumidor (ANEEL, 2012). Atualmente, cerca de 99% dos empreendimentos de geração distribuída sob a regulamentação da resolução 482 da ANEEL, são de micro e minigeração solar conectados à rede. A capacidade instalada de micro e minigeração solar fotovoltaica é da ordem de 416 MW, sendo mais de 41 mil unidades que incluem consumidores residenciais, comerciais, industriais, propriedades rurais e prédios públicos (ANEEL, 2018a). A evolução do número de SFCR instalados no Brasil é apresentada na Figura 1.

Figura 1 – Conexões de Micro e Minegeração Solar Fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ANEEL (2018) – Adaptado.

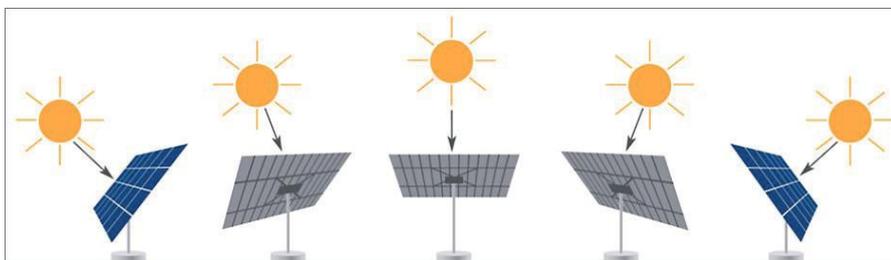
Apesar da constante evolução da tecnologia fotovoltaica ao longo das últimas décadas, o custo de instalação e produção dessa energia continua sendo elevado quando comparado à energia produzida por sistemas convencionais (ORTIZ et. al, 2018)

Neste sentido, inúmeras pesquisas têm sido realizadas com vistas a proporcionar o aumento da produção de energia elétrica em SFCR, como por exemplo, o uso de dispositivos de acompanhamento do movimento do sol, conhecidos como *trackers* (rastreadores) (DAS, 2016; CASSARES, 2016; OTTO, 2014; SILVA, 2017).

Estes rastreadores têm como objetivo maximizar a incidência de radiação sobre os módulos fotovoltaicos ao longo do dia direcionando-os para a posição de máxima incidência em tempo real do sol (NASCIMENTO, 2018).

Os sistemas fotovoltaicos equipados com rastreadores solar conseguem produzir mais energia do que os sistemas fixos de mesma capacidade, isto ocorre devido ao aumento da exposição direta aos raios solares. Estudos indicam que os ganhos podem alcançar valores de 20% a 45% (BENTAHHER, 2014). De certa forma e com as devidas características, faz sentido dizer que um sistema com seguidor solar que aumenta em 30% a produção de energia é semelhante a um sistema fixo 30% maior (que contém mais painéis fotovoltaicos). A Figura 2 apresenta o funcionamento de um sistema com rastreamento do sol em dois eixos.

Figura 2 – Funcionamento de um SFCR com rastreador solar.



Fonte: DEGER ENERGIE, 2012

Existem no mercado internacional diversos modelos de rastreadores solares. No entanto, faz-se necessário realizar pesquisas destinadas a desenvolver rastreadores nacionais com tecnologia de baixo custo e tão eficiente quanto os disponíveis internacionalmente (OLIVEIRA, 2007).

A potência de saída dos SFCR depende da temperatura ambiente, da radiação solar e do ângulo de incidência entre os raios solares e a superfície do módulo FV, sendo assim, a produção de energia pode ser aumentada utilizando dispositivos que permitam direcionar os módulos fotovoltaicos para a máxima absorção dos raios solares.

Os rastreadores podem ser classificados conforme o número de motores em movimento, método de fornecimento de energia, algoritmo de rastreamento, mecanismo elétrico ou térmico, mecanismo de inclinação ou de elevação de azimute, ângulos de rastreamento, entre outros.

Dentro deste contexto, o presente trabalho tem por objetivo avaliar os ganhos obtidos com o uso de rastreadores solares comparando dois microssistemas fotovoltaicos conectados à rede na cidade de Itumbiara-GO. Trata-se de um sistema fotovoltaico fixo e outro com rastreador solar de um eixo, ou seja, o dispositivo possui apenas uma direção de movimento.

Para os estudos, utilizou-se o programa computacional *System Advisor Model (SAM)* desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste trabalho foram estudados casos de aplicação de rastreadores em microssistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e seus impactos no sistema, como: perdas devido ao motor utilizado para movimentação, erros de posicionamento dos módulos fotovoltaicos, melhorias na produção de energia elétrica, etc.

A ferramenta utilizada na simulação dos sistemas solar fotovoltaico fixo e com sistema de rastreamento de apenas um eixo é o SAM, um programa disponível gratuitamente que tem como objetivo facilitar o estudo e a execução de projetos de energia renovável. Além da tecnologia solar fotovoltaica o

SAM também é capaz de realizar simulações com outras tecnologias renováveis, como eólica e termelétrica baseada em biomassa.

Na plataforma do SAM, há dois modelos para análise de desempenho para sistemas fotovoltaicos, sendo eles: *Photovoltaic (detailed)* e o *Photovoltaic (PVWatts)*. Para o presente trabalho, o modelo *Photovoltaic (detailed)* foi escolhido por se tratar da opção mais completa.

O SAM possui algoritmos que fazem cálculos a cada hora, resultando em uma saída que representa a produção de eletricidade do sistema ao longo de um único ano, projetando estes dados para posteriores 25 anos considerando as quedas de rendimento dos equipamentos.

O SAM faz previsões de desempenho e estimativas de custo de energia para projetos de SFCR com base nos custos de instalação e operação e nos parâmetros de projeto do sistema especificados como entradas para o modelo.

A escolha do SAM foi em virtude de sua capacidade de permitir diversas análises sobre os sistemas escolhidos, sua facilidade de trabalho e disponibilidade devido ao fato de ser gratuito (JO, et al., 2018).

2.1 Descrição do Local de Estudo

As simulações foram realizadas considerando dados do SFCR fixo instalado no campus do IFG em Itumbiara-GO localizado na região do sul de Goiás com coordenadas geográficas 18°26'8"Sul e 49°12'46,4"Oeste. Os dois microssistemas foram simulados no SAM, o qual é baseado em um mecanismo de simulação com dados horários e que interage com os modelos de desempenho do sistema e modelos financeiros para calcular tanto a geração de energia do sistema, quanto os custos e os fluxos de investimentos e retorno.

O SFCR de 5,4 kWp apresentado na Figura 3 é composto por 20 módulos FV modelo *Canadian Solar CS6P-270P* direcionados ao norte com um ângulo de inclinação de 20°. O inversor é único, modelo *SMA America: SB5000US - 12 [240V]* com duas entradas MPPT.

Figura 3 – SFCR instalado no campus do IFG em Itumbiara-GO



Fonte: Próprios autores, 2018.

2.2 Irradiação Solar no Município de Itumbiara-GO

De acordo com dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar a irradiação solar na região onde se localiza o município de Itumbiara, apresenta um valor diário médio anual no plano horizontal de 5,24 kWh/m²/dia (PEREIRA *et. al.*, 2017). A maior média diária mensal é de 5,77 kWh/m²/dia e ocorre no mês de dezembro. Já a menor média é de 4,39 kWh/m²/dia e acontece no mês de junho coincidindo com o período do solstício de inverno.

O SAM utiliza a localização do projeto e fornece as informações climáticas do local por meio de um arquivo chamado *weather file*. O banco de dados do programa é extraído da *National Solar Radiation Database* (NSRDB) - também desenvolvido pela NREL - como fonte primária para os dados de clima, ainda assim é possível fazer a importação de qualquer fonte deste tipo de dados apenas mantendo o formato de entrada padrão do programa. De posse do arquivo *weather file*, é possível acessar os seguintes dados: irradiação global, irradiação direta e normal à superfície do módulo; irradiação difusa; irradiação no plano do módulo fotovoltaico; velocidade do vento/direção do vento; temperatura do ar medida por um termômetro protegido contra radiação e umidade; temperatura do ar quando resfriada a 100% de umidade relativa; temperatura na qual a água contida no ar atmosférico se condensará sobre a superfície do módulo; umidade relativa; pressão; profundidade de neve; e albedo. A Figura 4 apresenta a tela do SAM após a escolha do arquivo com dados disponibilizados para o local em estudo.

Figura 5 – Dados de radiação solar da Cidade de Itumbiara-GO

Solar Resource Library
Use the buttons above to download the latest NSRDB files and add them to your solar resource library. Click Folder Settings to add your own weather files to the library. The default library contains legacy weather files. See Help for details.

Weather file: C:\Users\ysbif\Dropbox\Itumbiara GO_tmy.csv

Header Data from Weather File

City	Itumbiara	Time zone	GMT -3	Latitude	-18.39 °N °N	Folder settings...
State	GO	Elevation	592 m	Longitude	-49.22 °E °E	Refresh library
Country	Brazil	Data Source	NSRDB	Station ID	1858466	Open default library folder...

Annual Averages Calculated from Weather File Data

Global horizontal	5.67 kWh/m ² /day	Average temperature	25.3 °C	View weather file data...
Direct normal (beam)	5.58 kWh/m ² /day	Average wind speed	1.7 m/s	
Diffuse horizontal	2.02 kWh/m ² /day	Maximum snow depth	NaN cm	

Files in Library

Search for: Name ▾

Name	Station ID	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation
1871450_-18.43_-49.22_2015	1871450	-18.43	-49.22	-3	559
1871450_-18.43_-49.22_2016	1871450	-18.43	-49.22	-3	559
1871450_-18.43_-49.22_tmy	1871450	-18.43	-49.22	-3	559
Itumbiara GO_tmy	1858466	-18.39	-49.22	-3	592

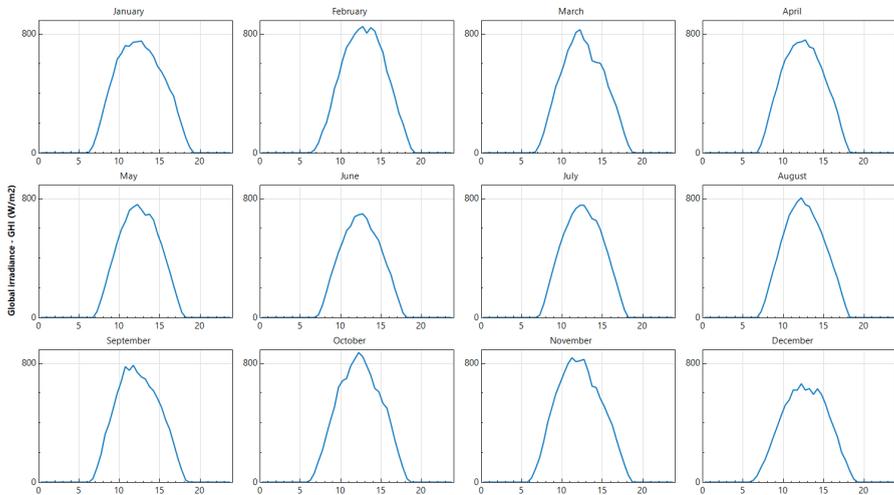
Fonte: Arquivo do SAM

O SAM apresenta os valores de radiação solar de acordo com diferentes períodos de tempo: horário, diário, mensal e anual. A Figura 5 a seguir apresenta os perfis

de irradiação global horizontal diária média de cada mês em W/m^2 .

No Brasil pode-se encontrar dados de irradiação solar média em qualquer localidade do território nacional por meio do programa SunData, fornecida pelo CRESESB como ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (CRESESB, 2018). Após a publicação da 2ª Edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar em 2017 (PEREIRA, 2017), o CRESESB o utilizou para atualizar sua base de dados. No entanto, a migração destes dados para o SAM ainda não é uma tarefa trivial. É possível observar na Figura 5, para os meses de agosto a novembro, são apresentados as maiores médias diárias de radiação ao longo do ano.

Figura 4 – Perfil de radiação solar mensal em W/m^2 para a Cidade de Itumbiara-GO



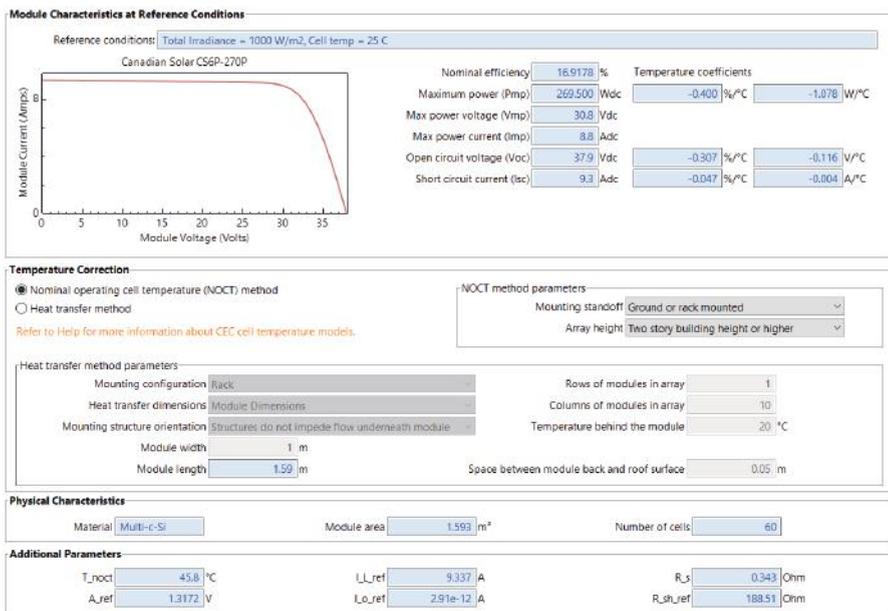
Fonte: Arquivo do SAM

2.3 Gerador Fotovoltaico

O SAM possibilita a escolha de seis modelos para simulação dos módulos FVs, neste estudo o modelo escolhido foi o *CEC Performance Model with Module Database*, este modelo calcula a eficiência da conversão a partir de uma base de dados do programa.

O módulo selecionado da lista do SAM foi o *Canadian Solar - CS6P-270P*, o mesmo utilizado na instalação do SFCR do campus. As características desse modelo juntamente com a curva I-V são apresentadas na Figura 6.

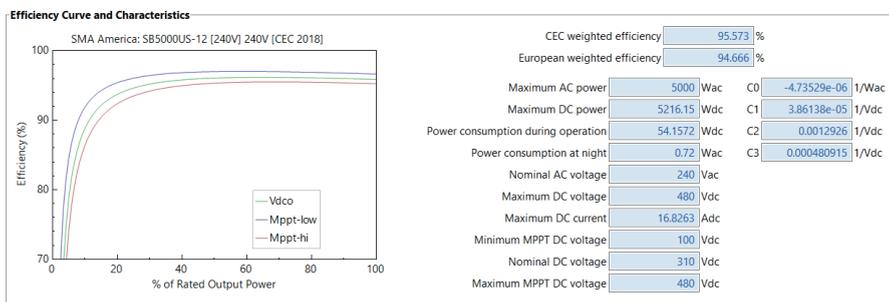
Figura 6 – Características dos módulos FV nas condições de referência



Fonte: Arquivo do SAM

Da mesma forma como realizado para os módulos fotovoltaicos, o programa permite selecionar três opções para fornecimento de características do inversor. Nesta pesquisa, o modelo selecionado foi o *Inverter CEC Database*, e o inversor selecionado foi o *Sunny Boy* da SMA modelo 5000US 240V. A Figura 7 apresenta os dados característicos do Inversor selecionado.

Figura 7 – Curva de eficiência e características do inversor utilizado



Fonte: Arquivo do SAM

Para a etapa das simulações na parte de dimensionamento o SAM apresenta opções para sistemas fixos e com rastreamento solar de um eixo de mobilidade. A tela do SAM com os valores utilizados é apresentada na Figura 8. Para

o sistema fixo apenas é selecionado a opção “Fixed” do programa.

Figura 8 – Configuração do tracker na interface do SAM

Subarray 1

-String Configuration-

Strings in array (always enabled)

Strings allocated to subarray

-Tracking & Orientation-

Azimuth
N = 0

Tilt

Fixed

1 Axis

2 Axis

Azimuth Axis

Seasonal Tilt

Tilt=latitude

Tilt (deg)

Azimuth (deg)

Ground coverage ratio (GCR)

Tracker rotation limit (deg)

Backtracking Enable

Fonte: Arquivo do SAM

O SAM é capaz de apresentar resultados de geração de energia para ambos os casos, bem como a queda de rendimento dos módulos fotovoltaicos e as perdas devido à adição do rastreador. A Figura 9 apresenta os dados inseridos, considerando os fatores de perdas do sistema.

Figura 9 – Fatores de perdas consideradas no projeto

Irradiance Losses

Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	<input type="button" value="Edit values..."/>			
Average annual soiling loss	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>

DC Losses

DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="0"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>

Total DC power loss = 100% * [1 - the product of (1 - loss/100%)]

-Default DC Losses-

Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

AC Losses

AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring %

Fonte: Arquivo do SAM

3 SIMULAÇÕES

A produção mensal de energia elétrica para o sistema fixo (sem rastreamento solar) é apresentada na Figura 10.

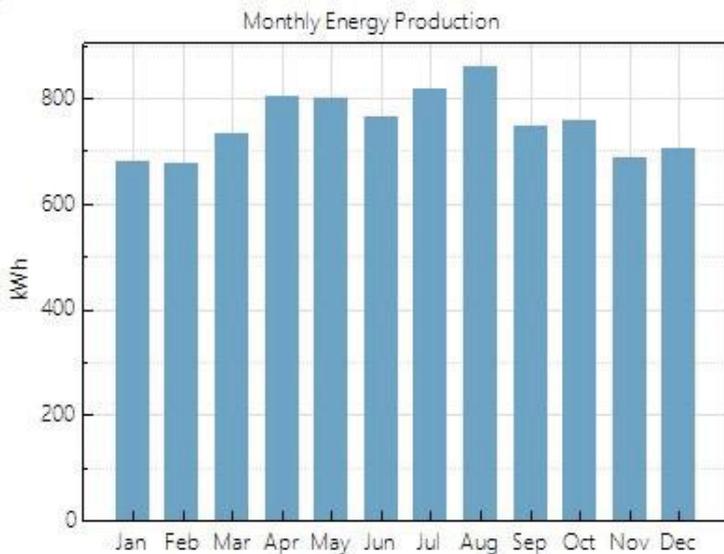
Observa-se que o mês de agosto apresenta o maior rendimento do sistema devido a uma maior incidência solar, como esperado segundo os dados disponíveis no SunData (CRESESB, 2018), o que mostra que o banco de dados do SAM está concordante com outros bancos de dados confiáveis. E a produção total no primeiro ano é de aproximadamente 9029 kWh, este dado é importante para comparação com o próximo sistema com adição do rastreador.

A Figura 11 apresenta a produção anual considerando um horizonte de 25 anos. O SAM considera as perdas de degradação dos módulos ao longo da vida útil do projeto.

É possível observar a de eficiência do sistema ao longo da vida útil do projeto devido à característica dos módulos fotovoltaicos. Essa queda de eficiência é tipicamente na ordem de 20% (garantido pelos fabricantes). Na simulação com o SAM, resultou em uma redução de aproximadamente 11% ao longo de 25 anos de uso constante do SFCR.

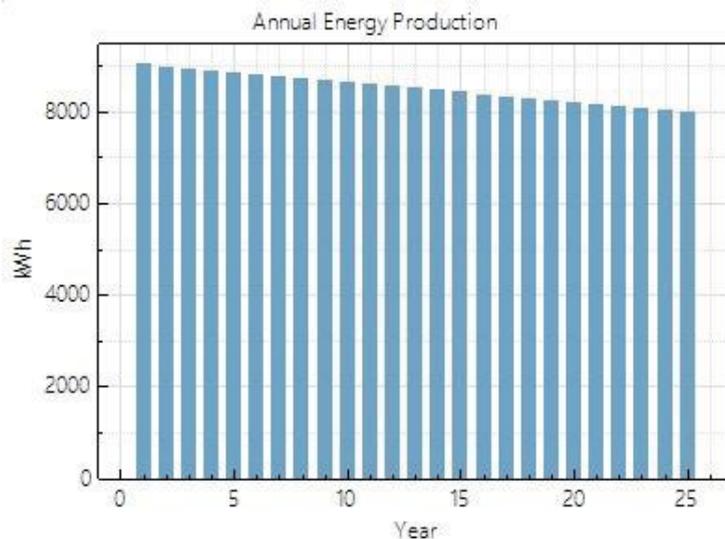
Para as simulações considerou-se a manutenção no sistema responsável pelo rastreamento como ideal, portanto, evitando qualquer queda de eficiência ou precisão do mesmo ao longo do tempo. Estudos com um micro sistema real no campus do IFG/Itumbiara estão sendo realizados, de forma a avaliar o consumo de energia e desgaste do sistema de automação do rastreador solar. Estes resultados serão acrescentados em novas simulações na conclusão final desta pesquisa.

Figura 10 – Produção mensal para SFCR móvel de um eixo em Itumbiara



Fonte: Arquivo do SAM

Figura 11 – Produção anual do SFCCR fixo em Itumbiara

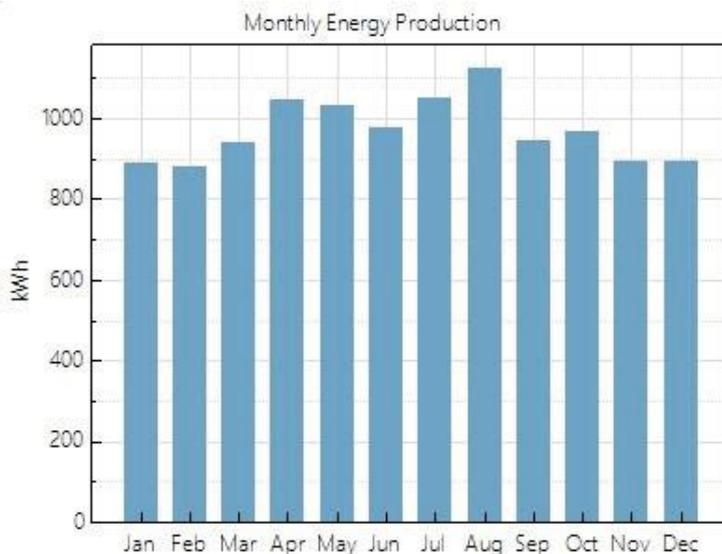


Fonte: Arquivo do SAM

Tal como o sistema fixo, o sistema com rastreamento solar (Figuras 12 e 13), também demonstra pico de geração anual no mês de agosto, porém com uma eficiência superior de 30,75% neste mês em relação ao sistema fixo.

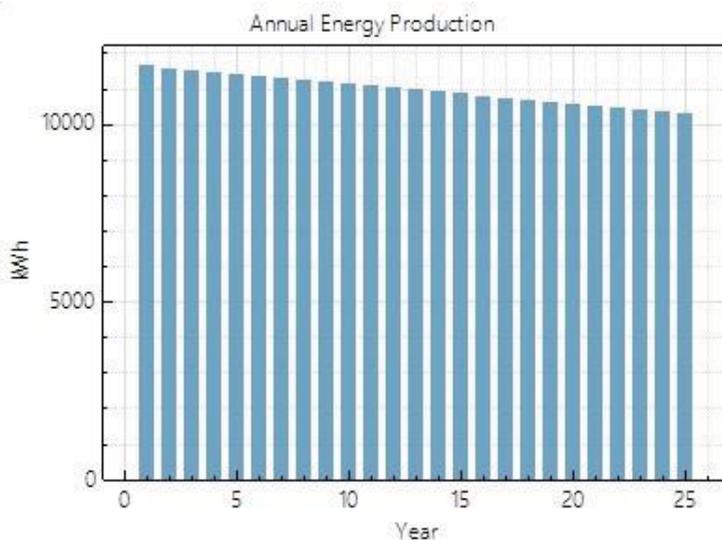
A Figura 12 apresenta uma produção total no primeiro ano de aproximadamente 11633 kWh, uma melhoria de 28,84% em relação a produção do primeiro ano no sistema fixo. A produção anual do sistema com rastreamento apresenta a mesma queda de rendimento ao longo dos mesmos 25 anos de uso constante, comparadas ao sistema fixo. Evidenciando, portanto, que o comportamento natural dos sistemas com módulos fotovoltaicos é perder certa eficiência ao longo dos anos.

Figura 12 – Produção mensal para SFCR móvel de um eixo em Itumbiara



Fonte: Arquivo do SAM

Figura 13 – Produção anual do SFCR móvel em Itumbiara

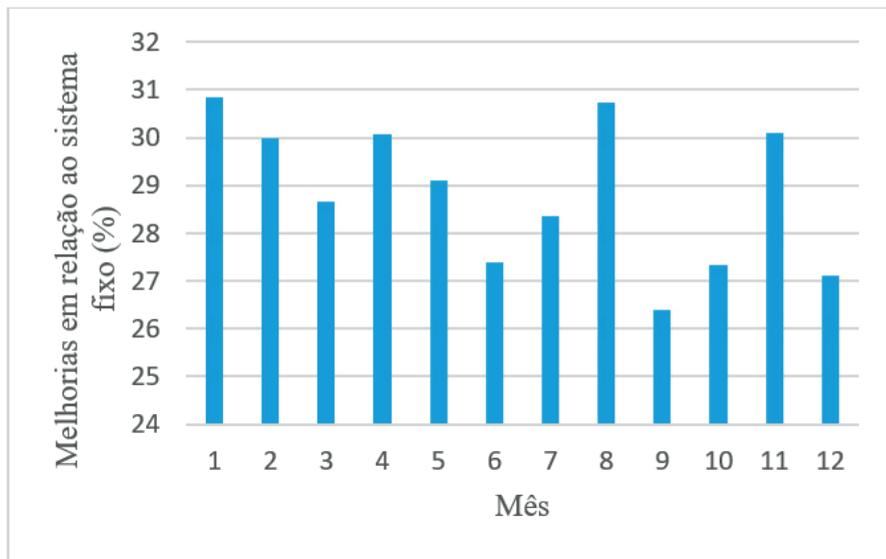


Fonte: Arquivo do SAM

A partir das simulações e comparações entre os sistemas fixos e sistemas com rastreador solar de um eixo, foram verificadas melhorias entre 26,4 e 30,85% em relação a sistemas fotovoltaicos fixos.

Na Figura 14 é possível observar em porcentagem o quanto de energia elétrica o sistema com rastreador solar gerou a mais em relação ao sistema fixo ao longo do período de um ano.

Figura 14 – Melhorias do SFCR com um eixo em relação ao sistema fixo em porcentagem



Fonte: Próprios autores, 2018.

4 CONCLUSÃO

Por meio dos dados de geração a partir das simulações no SAM, foi possível observar como um sistema com rastreador solar aproveita melhor a radiação incidente sobre os módulos se comparado com sistemas com painéis fotovoltaicos fixos.

Os resultados apontaram que as melhorias na geração de energia elétrica estão em torno de 28%, podendo chegar à 30,8% em períodos de maior irradiação solar.

Este artigo mostrou, portanto, como um sistema fotovoltaico com rastreador solar é uma alternativa viável e satisfatória para geração de energia elétrica se comparado a um sistema fixo idêntico e de mesmo porte, visto que ocupa a mesma área para instalação e gera mais energia elétrica.

O objetivo com o resultado da pesquisa ainda em desenvolvimento é avaliar se os custos de investimento em um sistema de rastreamento fotovoltaico e a produção de energia a mais, comparado a um sistema fixo, são realmente vantajosos para o cliente final. Ou ainda, havendo espaço disponível, a inclusão de mais módulos em um sistema fixo, não o torna mais vantajoso, quando comparado com um sistema com rastreamento. Além dos fatores apontados acima, é sabido que a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos possui forte dependência da influência da temperatura nos módulos fotovoltaicos (CASSARES, 2016), e que, em locais quentes, a temperatura do sistema pode elevar com a adoção de sistemas com rastreamento solar, consequentemente estudos neste

sentido podem esclarecer melhor estas questões.

Assim, como próximo passo, será realizado uma análise detalhada das implicações econômicas e fatores adversos sobre a geração fotovoltaica com rastreamento solar utilizando dados dos sistemas existentes para estudo no IFG campus Itumbiara-GO e fazendo paralelos com simulações mais detalhadas utilizando a ferramenta SAM.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N_482**, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 17 set. 2018.

_____. **Geração distribuída**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 27 jul. 2018.

BENTAHER, H. et al. A simple tracking system to monitor solar PV panels. **Energy Conversion and Management**, v. 78, p. 872-875, 2014.

CASSARES, M. A. **Avaliação operacional de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar: sistemas com e sem concentração**. 2016. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

CRESESB. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 09 out. 2018.

DAS, K.; GHOSH, H.; SENGUPTA, M. Single Axis Solar Tracking System using Microcontroller (ATmega328) and Servo Motor. **International Journal of Scientific and Research Publications**, Kolkata, v. 6, n. 6, jun. 2016.

DEGER ENERGIE. **Operating Manual – 2012**. Horb am Neckar: DEGE-Renergie, 2012. 19 p.

JO, J. H. et al. Parametric analysis for cost-optimal **renewable energy** integration into residential buildings: Techno-economic model. *Renewable Energy*, v. 125, p. 907-914, set. 2018.

NASCIMENTO, L. R. et al. Geração solar fotovoltaica com sistema de rastreamento de dois eixos no município de Jaguari-RS. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais...** Gramado: Lepidus, 2018.

OLIVEIRA, C. A. A. **Desenvolvimento de um protótipo de rastreador solar de baixo custo e sem baterias**. 2007. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2007.

ORTIZ, F. et al. Desenvolvimento de sistema automático de rastreamento solar para painéis fotovoltaicos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais...** Gramado: Lepidus, 2018.

OTTO, A.; MURAD, A.; AL- ZAMIL, H. **Design and implementation of solar tracking system for photovoltaic cells**. 2014. Monography (Bachelor of science in electrical) – Elerical Engineering Department, College of Engineering, Qassim University, Al-Qassim, 2014.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. p. 1-80. ISBN 978-85-17-00089-8.

SILVA, T. V. **Análise de eficiência de um seguidor solar em sistema conectado à rede: viabilidade econômica**. 2017. Dissertação (Mestrado em Energia) – Centro Universitário Norte, Universidade Federal do Espírito Santo, Espírito Santo, 2017.

CAPÍTULO 11

REDUÇÃO DE CUSTOS ATRAVÉS DO GERENCIAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: ANÁLISE DA DEMANDA E DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA UFG - CAMPUS APARECIDA DE GOIÂNIA

Josephy Dias Santos
Fernando Nunes Belchior

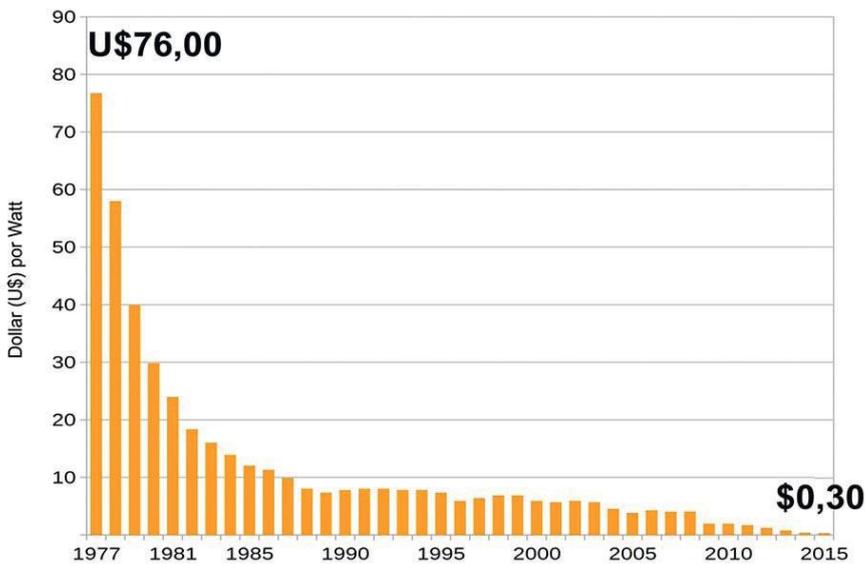
1 INTRODUÇÃO

A evolução do consumo de energia elétrica, as dificuldades crescentes para atender a demanda, o elevado custo das alternativas de suprimento, o impacto de novas plantas geradoras ao meio ambiente e a necessidade das empresas inserirem-se em um mundo globalizado e competitivo, requerem usos otimizados dos recursos. Muitas empresas, principalmente as pequenas e médias, têm dificuldade em conceber a gestão energética como uma prática gerencial com caráter decisivo para as diretrizes do planejamento estratégico. Os problemas enfrentados pelo sistema elétrico brasileiro podem ser minimizados por meio do uso eficiente dos recursos energéticos disponíveis. As universidades devem contribuir significativamente para esse objetivo, tanto com o ensino, quanto com medidas que permitam o uso eficiente de energia em suas próprias instalações e em indústrias por elas orientadas. Desta maneira, é importante compreender a forma como é cobrada a energia elétrica e como são calculados os valores apresentados nas contas de energia. Este artigo faz a análise e avaliação da demanda contratada e demanda registrada no Campus Aparecida de Goiânia (CAP), da UFG, buscando otimização na escolha de qual tarifação horária a ser contratada junto à CELG-D, a fim da redução de custos relacionados à energia elétrica. Com isto, foi desenvolvida uma matriz computacional para tal fim. Com isto, busca-se a implantação de uma cultura de conscientização do uso racional de energia elétrica, diminuindo o desperdício, entre técnicos, professores, alunos e convidados da UFG-CAP. Para se alcançar estes objetivos, foram obtidas as contas de energia do campus, foi feito o levantamento dos parâmetros de consumo e demanda úteis para o cálculo da energia elétrica paga e a confecção da planilha supracitada, adequada para levantamento dos custos de energia elétrica nas modalidades tarifárias verde, azul e convencional. Como resultados, tem-se a busca da diminuição do consumo de energia elétrica da UFG-CAP, bem como a adequação da demanda de energia elétrica contratada junto a CELG. As conclusões sugerem uma análise anual das contas de energia elétrica da instalação, na tentativa de otimização da demanda contratada e conseqüente busca da economia.

2 DESENVOLVIMENTO

Atualmente, consumidores residenciais, o setor público, o setor privado e as indústrias, têm buscado reduzir seus custos, a compra de energia elétrica é uma das contas que pode pesar no orçamento ao final do mês, tal situação se agrava nos períodos secos em que o kWh se torna mais caro com as bandeiras tarifárias amarela e vermelha. Uma medida que tem se tornado frequente, e isso é natural que ocorra, é a compra de equipamentos/eletroeletrônicos com selo “A” do PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica), outra solução alternativa é a adoção de fontes renováveis de energia, como a energia fotovoltaica, que com o passar dos anos tem se tornado acessível a todos os usuários, como mostra o site Portal Solar com imagem da Bloomberg, veja Figura 1. No entanto, há uma solução que envolve pouco recurso financeiro e trata o problema como uma análise de dados com base em informações anteriores.

Figura 1 – Preço histórico do custo da energia fotovoltaica



Fonte: Portal Solar (2018)

Para analisar o consumo energético e as demandas consumidas, foi desenvolvida uma matriz computacional. Para chegar a tais objetivos, foram obtidas as contas de energia do campus, realizado o levantamento dos parâmetros de consumo e demanda úteis para o cálculo da energia elétrica paga e a confecção da planilha de dados, adequada para o levantamento dos custos de energia elétrica nas modalidades tarifárias verde, azul e convencional. O período analisado consiste entre janeiro e dezembro de 2017. As estruturas tarifárias vigentes seguem as seguintes equações, onde iremos abreviar as variáveis a seguir: Valor

Total da Fatura (VTF), Tarifa de Consumo (TC), Consumo Medido (CM), Tarifa de Demanda (TD), Demanda Contratada (DC), Maior Demanda Registrada (MDR), Tarifa de Ultrapassagem (TU), Tarifa de Consumo na Ponta (TCP), Consumo Medido na Ponta (CMP), Tarifa de Consumo Fora de Ponta (TCFP), Consumo Medido Fora de Ponta (CMFP), Tarifa de Demanda na Ponta (TDP), Demanda Contratada na Ponta (DCP), Maior Demanda Registrada na Ponta (MDRP), Tarifa de Demanda na Ponta (TDFP), Demanda Contratada Fora de Ponta (DCFP), Maior Demanda Registrada Fora de Ponta (MDRFP), Tarifa de Ultrapassagem na Ponta (TUP) e Tarifa de Ultrapassagem Fora de Ponta (TUFP).

A Tarifa Convencional, Horária Verde e Horária Azul são calculadas da seguinte maneira:

Convencional: $VTF = (TC \times CM) + (TD \times DC \text{ ou } MDR) + [TU \times (MDR - DC)]; \quad (1)$

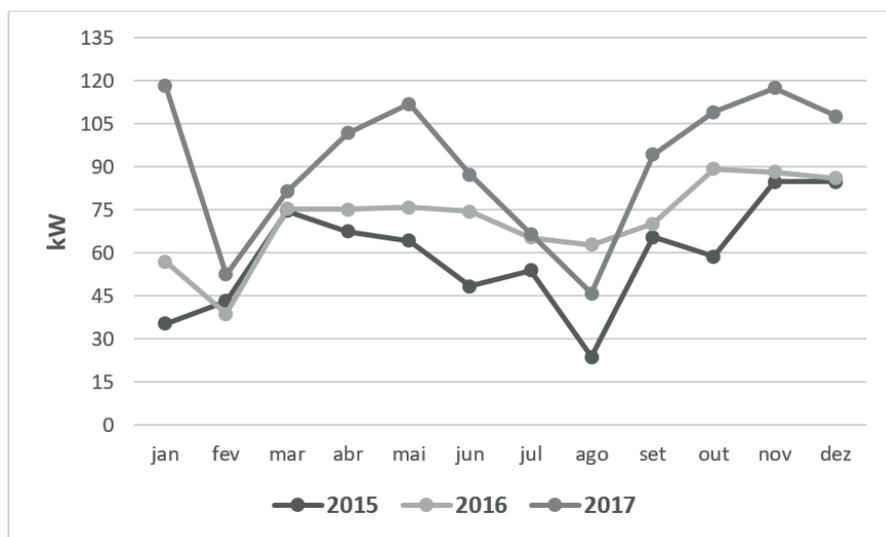
Tarifa Horo-sazonal Verde: $VTF = (TCP \times CMP + TCFP \times CMFP) + (TD \times DC \text{ ou } MDR) + [TU \times (MDR - DC)]; \quad (2)$

Tarifa Horo-sazonal Azul: $VTF = (TCP \times CMP + TCFP \times CMFP) + (TDP \times DCP \text{ ou } MDRP + TDFP \times DCFP \text{ ou } MDRFP) + [TUP \times (MDRP - DCP) + TUFP \times (MDRFP - DCFP)]. \quad (3)$

Nas Equações (1), (2) e (3) pode não haver demanda de ultrapassagem, isso ocorre somente se houver uma demanda registrada maior do que 5% da contratada. O ideal é que não tenha demanda de ultrapassagem, pois, a tarifa de demanda de ultrapassagem é o dobro da tarifa de demanda, além da possibilidade de sobrecarregar transformadores, linhas de transmissão e distribuição. Como exemplo, (veja Figura 2), o contrato em vigência na Universidade Estadual de Goiás é de 75 kW, e dos 12 meses de 2017, somente em 3 meses não houve tarifação da demanda de ultrapassagem.

Para alinhar o melhor modo de tarifação e não haver tarifa de ultrapassagem foram feitas tabelas comparativas entre as estruturas expostas nas Equações (1), (2) e (3) com os respectivos valores tarifários, no sentido de apontar aquela que é mais economicamente viável, diante dos valores obtidos no período de referência.

Figura 2 – Histórico de Maior demanda registrada dos anos de 2015 a 2017



Fonte: Próprios autores, 2018.

Veja a Tabela 1, onde mostra a comparação entre a Tarifa Horária Verde (THS Verde) e a Tarifa Horária Azul (THS Azul), o mês é referente a janeiro, e essa mesma comparação é realizada com os meses subsequentes, até dezembro. Para a THS azul, estimamos a demanda contratada na ponta como sua média no ano de 2017. A Tabela 2 apresenta a melhor tarifa horária a ser contratada junto à concessionária de energia, nos cálculos, foram desconsiderados os juros e outros encargos para a análise não ficar complexa.

Tabela 1 – Comparação entre Tarifa Horo-Sazonal Verde e Azul

Consumo referente ao mês de Janeiro/2017				Consumo referente ao mês de Janeiro/2017			
THS Verde				THS Azul			
Produto	Quant.	Tarifa	Valor	Produto	Quant.	Tarifa	Valor
Consumo P	937,5500	R\$ 1,10064	R\$ 1.031,91	Consumo P	937,5500	R\$ 0,37226	R\$ 349,01
Consumo FP	8410,7400	R\$ 0,26470	R\$ 2.226,32	Consumo FP	8410,7400	R\$ 0,26470	R\$ 2.226,32
Consumo HR	2632,2000	R\$ 0,26470	R\$ 696,74	Consumo HR	2632,2000	R\$ 0,26470	R\$ 696,74
Demanda Contratada	75,0000	R\$ 10,57000	R\$ -	Demanda Contratada FP	75,0000	R\$ 10,57000	R\$ -
Demanda Registrada	118,4736	R\$ 10,57000	R\$ 1.252,27	Demanda Contratada P	65,0000	R\$ 30,08000	R\$ 1.955,20
Demanda Ultra 2x	43,4736	R\$ 21,14000	R\$ 919,03	Demanda FP	118,4736	R\$ 10,57000	R\$ 1.252,27
UFER FP	7,3800	R\$ 0,21410	R\$ 1,58	Demanda P	39,4584	R\$ 30,08000	R\$ -
UFER P	1,3200	R\$ 0,21410	R\$ 0,28	Damanda HR	15,4488	R\$ 10,57000	-
Valor Total			R\$ 6.128,13	Demanda Ultra P	0,0000	R\$ 60,16000	-
				Demanda Ultra FP	43,4736	R\$ 21,14000	R\$ 919,03
				UFER FP	7,3800	R\$ 0,21410	R\$ 1,58
				UFER P	1,3200	R\$ 0,21410	R\$ 0,28
				Valor Total			R\$ 7.400,44

Fonte: Próprios autores, 2018.

Tabela 2 – Melhor Opção de Tarifação Horária a ser Contratada

Mês	THS Verde	THS Azul	Melhor Opção	Melhor Preço
jan/17	R\$ 6.128,13	R\$ 7.400,44	Verde	R\$ 6.128,13
fev/17	R\$ 4.191,78	R\$ 5.561,39	Verde	R\$ 4.191,78
mar/17	R\$ 6.332,39	R\$ 8.152,59	Verde	R\$ 6.332,39
abr/17	R\$ 9.117,27	R\$ 10.748,07	Verde	R\$ 9.117,27
mai/17	R\$ 9.285,04	R\$ 10.504,34	Verde	R\$ 9.285,04
jun/17	R\$ 8.640,23	R\$ 9.770,86	Verde	R\$ 8.640,23
jul/17	R\$ 5.930,17	R\$ 6.718,95	Verde	R\$ 5.930,17
ago/17	R\$ 3.789,95	R\$ 5.075,54	Verde	R\$ 3.789,95
set/17	R\$ 8.246,08	R\$ 8.992,87	Verde	R\$ 8.246,08
out/17	R\$ 10.425,01	R\$ 11.627,78	Verde	R\$ 10.425,01
nov/17	R\$ 9.778,63	R\$ 12.642,30	Verde	R\$ 9.778,63
dez/17	R\$ 8.501,84	R\$ 9.267,57	Verde	R\$ 8.501,84
TOTAL				R\$ 90.366,52

Fonte: Próprios autores, 2018.

Nos cálculos realizados acima, estabelecemos a demanda contratada como à demanda em vigência na unidade acadêmica. Para ajustar a demanda contratada, de modo que não haja demanda ultrapassada, foi implementado um teste lógico, cujos os resultados são 2, 1 e 0. O resultado 2 implica que houve demanda de ultrapassagem, o resultado 1 indica que a demanda registrada foi menor do que a tolerância de 5% da demanda contratada e o resultado 0 apresenta que a demanda registrada foi menor do que a contratada. Variando a demanda contratada chegou-se no valor ótimo, de modo que o resultado 2 e 1 ocorra com menor incidência no teste lógico.

Na planilha de dados usamos o comando SE, as abreviações foram: Demanda Registrada (DR), Demanda do Contrato (DC), Tarifa de Demanda (TD), Tarifa de Ultrapassagem (TU) e a implementação foi a seguinte:

$$\text{Teste lógico: } =\text{SE} (\text{DR} > \text{DC}; (\text{SE} (\text{DR} > 1,05 \times \text{DC}; 2; 1)); 0) \quad (4)$$

$$\text{Valor da Demanda: } =\text{SE} (\text{DR} < \text{DC}; \text{TD} \times \text{DC}; \text{DR} \times \text{TD}); \quad (5)$$

$$\text{Valor da Demanda de Ultrapassagem: } =\text{SE} (\text{DR} < 1,05 \times \text{DC}; 0; (\text{DR} - \text{DC}) \times \text{TU}); \quad (6)$$

Na Tabela 3, exibe a melhor demanda contratada para não haver demanda de ultrapassagem, que como exposto acima, é muito cara e onera a tarifa de energia.

Tabela 3 – Ajuste de melhor demanda contratada para THS Verde e Azul

		* Contrato Verde		THS Verde			
		107		Demanda	Ultrapass		
				R\$ 10,57	R\$ 21,14		
Mês	Demanda P	Demanda FP	Maior Demanda	Teste Lógico	Pagamento		
					Demanda	Ultra	Total
jan/17	39,4584	118,4736	118,4736	2	R\$ 1.252,27	R\$ 242,55	R\$ 1.494,82
fev/17	35,8176	52,5456	52,5456	0	R\$ 1.130,99	R\$ -	R\$ 1.130,99
mar/17	80,4912	81,4752	81,4752	0	R\$ 1.130,99	R\$ -	R\$ 1.130,99
abr/17	84,2304	101,7456	101,7456	0	R\$ 1.130,99	R\$ -	R\$ 1.130,99
mai/17	77,2440	112,0776	112,0776	1	R\$ 1.184,66	R\$ -	R\$ 1.184,66
jun/17	77,8344	87,2808	87,2808	0	R\$ 1.130,99	R\$ -	R\$ 1.130,99
jul/17	46,9368	66,6168	66,6168	0	R\$ 1.130,99	R\$ -	R\$ 1.130,99
ago/17	44,5752	45,8544	45,8544	0	R\$ 1.130,99	R\$ -	R\$ 1.130,99
set/17	71,7336	94,2672	94,2672	0	R\$ 1.130,99	R\$ -	R\$ 1.130,99
out/17	81,2784	109,224	109,224	1	R\$ 1.154,50	R\$ -	R\$ 1.154,50
nov/17	94,8576	117,588	117,588	2	R\$ 1.242,91	R\$ 223,83	R\$ 1.466,74
dez/17	69,7656	107,748	107,748	1	R\$ 1.138,90	R\$ -	R\$ 1.138,90
Média	67,0186	91,2414	91,2414		Total		R\$ 13.217,64

* Contrato P Azul		* Contrato FP Azul		THS Azul					
82		115		Demanda P	Ultra P	Demanda FP	Ultra FP		
				R\$ 30,08	R\$ 60,16	R\$ 10,57	R\$ 21,14		
Mês	Teste Lógico	Pagamento P			Teste Lógico	Pagamento FP			
		Demanda	Ultra	Total		Demanda	Ultra	Total	
jan/17	2	R\$ 3.563,69	R\$ 2.194,25	R\$ 5.757,94	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
fev/17	0	R\$ 2.466,56	R\$ -	R\$ 2.466,56	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
mar/17	0	R\$ 2.466,56	R\$ -	R\$ 2.466,56	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
abr/17	2	R\$ 3.060,51	R\$ 1.187,90	R\$ 4.248,40	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
mai/17	2	R\$ 3.371,29	R\$ 1.809,47	R\$ 5.180,76	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
jun/17	2	R\$ 2.625,41	R\$ 317,69	R\$ 2.943,10	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
jul/17	0	R\$ 2.466,56	R\$ -	R\$ 2.466,56	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
ago/17	0	R\$ 2.466,56	R\$ -	R\$ 2.466,56	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
set/17	2	R\$ 2.835,56	R\$ 737,99	R\$ 3.573,55	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
out/17	2	R\$ 3.285,46	R\$ 1.637,80	R\$ 4.923,25	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
nov/17	2	R\$ 3.537,05	R\$ 2.140,97	R\$ 5.678,02	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
dez/17	2	R\$ 3.241,06	R\$ 1.549,00	R\$ 4.790,06	0	R\$ 1.215,55	R\$ -	R\$ 1.215,55	
		Subtotal			R\$ 42.171,27	Subtotal			R\$ 13.371,05
					Total				R\$ 55.542,32

Fonte: Próprios autores, 2018.

Com o valor ótimo encontrado para cada tipo de tarifação (células com asterisco), foi construída uma nova tabela para comparar a economia em dinheiro do contrato em vigente com o novo valor encontrado, veja exemplo na Tabela 4. Nos 12 meses do ano de 2017, somente em 4 meses que a tarifa em vigência se apresentou vantajosa, no restante dos meses, o novo valor de demanda encontrado é mais atrativo, como mostra a Tabela 5. Lembrando que nos meses em que a tarifa em vigência se apresentou mais indicada, são períodos de férias escolares. As Tabelas 4 e 5 são referentes à THS Verde. O mesmo é feito para as tarifas THS Azul, ver Tabelas 6 e 7, e mais uma vez, o valor de demanda en-

contrado no teste lógico tem uma maior viabilidade econômica, apontando que a média das potências não é a maneira mais indicada para ajustar a demanda.

Tabela 4 – Comparação da demanda contratada em vigência com o novo valor encontrado para o THS Verde

Consumo referente ao mês de Janeiro/2017					
Produto	Tarifa	Contrato em vigência		Melhor demanda	
		Quant.	Valor	Quant.	Valor
Consumo P	R\$ 1,10064	937,5500	R\$ 1.031,91	937,5500	R\$ 1.031,91
Consumo FP	R\$ 0,26470	8410,7400	R\$ 2.226,32	8410,7400	R\$ 2.226,32
Consumo HR	R\$ 0,26470	2632,2000	R\$ 696,74	2632,2000	R\$ 696,74
Demanda Contratada	R\$ 10,57000	75,0000	-	107,0000	-
Demanda Registrada	R\$ 10,57000	118,4736	R\$ 1.252,27	118,4736	R\$ 1.252,27
Demanda Ultra 2x	R\$ 21,14000	43,4736	R\$ 919,03	11,4736	R\$ 242,55
UFER FP	R\$ 0,21410	7,3800	R\$ 1,58	7,3800	R\$ 1,58
UFER P	R\$ 0,21410	1,3200	R\$ 0,28	1,3200	R\$ 0,28
Valor Total			R\$ 6.128,13		R\$ 5.451,65

Fonte: Próprios autores, 2018.

Tabela 5 – Meses do ano de 2017 que apresenta a melhor demanda contratada para o THS Verde.

Mês	Em Vigência	Novo Valor	Menor Valor
jan	R\$ 6.128,13	R\$ 5.451,65	<i>Novo Valor</i>
fev	R\$ 4.191,78	R\$ 4.530,02	<i>Em Vigência</i>
mar	R\$ 6.332,39	R\$ 6.465,30	<i>Em Vigência</i>
abril	R\$ 9.117,27	R\$ 8.607,41	<i>Novo Valor</i>
mai	R\$ 9.285,04	R\$ 8.501,22	<i>Novo Valor</i>
jun	R\$ 8.640,23	R\$ 8.589,04	<i>Novo Valor</i>
jul	R\$ 5.930,17	R\$ 6.268,41	<i>Em Vigência</i>
ago	R\$ 3.789,95	R\$ 4.128,19	<i>Em Vigência</i>
set	R\$ 8.246,08	R\$ 7.973,36	<i>Novo Valor</i>
out	R\$ 10.425,01	R\$ 9.701,51	<i>Novo Valor</i>
nov	R\$ 9.778,63	R\$ 9.102,15	<i>Novo Valor</i>
dez	R\$ 8.501,84	R\$ 8.126,65	<i>Novo Valor</i>

Fonte: Próprios autores, 2018.

Tabela 6 – Comparação da demanda contratada a partir da estimativa (média do período analisado) com o novo valor encontrado para o THS azul

Consumo referente ao mês de Janeiro/2017					
Produto	Tarifa	Estimativa da média		Melhor demanda	
		Quant.	Valor	Quant.	Valor
Consumo P	R\$ 0,37226	937,5500	R\$ 349,01	937,5500	R\$ 349,01
Consumo FP	R\$ 0,26470	8410,7400	R\$ 2.226,32	8410,7400	R\$ 2.226,32
Consumo HR	R\$ 0,26470	2632,2000	R\$ 696,74	2632,2000	R\$ 696,74
Demanda Contratada FP	R\$ 10,57000	75,0000	R\$ -	115,0000	R\$ -
Demanda Contratada P	R\$ 30,08000	65,0000	R\$ 1.955,20	82,0000	R\$ 2.466,56
Demanda FP	R\$ 10,57000	118,4736	R\$ 1.252,27	118,4736	R\$ 1.252,27
Demanda P	R\$ 30,08000	39,4584	R\$ -	39,4584	R\$ -
Damanda HR	R\$ 10,57000	15,4488	-	15,4488	-
Demanda Ultra P	R\$ 60,16000	0,0000	-	0,0000	R\$ -
Demanda Ultra FP	R\$ 21,14000	43,4736	R\$ 919,03	0,0000	R\$ -
UFER FP	R\$ 0,21410	7,3800	R\$ 1,58	7,3800	R\$ 1,58
UFER P	R\$ 0,21410	1,3200	R\$ 0,28	1,3200	R\$ 0,28
Valor Total			R\$ 7.400,44		R\$ 6.992,77

Fonte: Próprios autores, 2018.

Como realizado anteriormente, foi construída uma nova tabela (Tabela 8) cujo objetivo dela é novamente comparar as tarifas verdes e azuis, e mais uma vez, a tarifação verde é a mais indicada para o contrato da universidade.

Tabela 7 – Meses do ano de 2017 que apresenta a melhor demanda a ser contratada para o THS Azul

Mês	Estimativa	Novo Valor	Menor Valor
jan	R\$ 7.400,44	R\$ 6.992,77	Novo Valor
fev	R\$ 5.561,39	R\$ 6.495,55	<i>Estimativa</i>
mar	R\$ 8.152,59	R\$ 7.483,49	Novo Valor
abril	R\$ 10.748,07	R\$ 9.165,86	Novo Valor
mai	R\$ 10.504,34	R\$ 9.157,87	Novo Valor
jun	R\$ 9.770,86	R\$ 9.157,42	Novo Valor
jul	R\$ 6.718,95	R\$ 7.653,11	<i>Estimativa</i>
ago	R\$ 5.075,54	R\$ 6.009,70	<i>Estimativa</i>
set	R\$ 8.992,87	R\$ 8.708,42	Novo Valor
out	R\$ 11.627,78	R\$ 10.007,73	Novo Valor
nov	R\$ 12.642,30	R\$ 10.719,27	Novo Valor
dez	R\$ 9.267,57	R\$ 9.050,35	Novo Valor

Fonte: Próprios autores, 2018.

Tabela 8 – Comparação do valor de demanda contratada encontrado pelo teste lógico entre o THS Verde e Azul

Mês	THS Verde	THS Azul	Melhor Opção
jan	R\$ 5.451,65	R\$ 6.992,77	Verde
fev	R\$ 4.530,02	R\$ 6.495,55	Verde
mar	R\$ 6.465,30	R\$ 7.483,49	Verde
abril	R\$ 8.607,41	R\$ 9.165,86	Verde
mai	R\$ 8.501,22	R\$ 9.157,87	Verde
jun	R\$ 8.589,04	R\$ 9.157,42	Verde
jul	R\$ 6.268,41	R\$ 7.653,11	Verde
ago	R\$ 4.128,19	R\$ 6.009,70	Verde
set	R\$ 7.973,36	R\$ 8.708,42	Verde
out	R\$ 9.701,51	R\$ 10.007,73	Verde
nov	R\$ 9.102,15	R\$ 10.719,27	Verde
dez	R\$ 8.126,65	R\$ 9.050,35	Verde

Fonte: Próprios autores, 2018.

A Tabela 9 compara o contrato em vigência com a demanda ótima encontrada para o THS Azul

Tabela 9 – Comparação do valor da demanda em vigência pela demanda encontrada para o THS azul

Mês	Em Vigência	Novo Valor	Menor Valor
jan	R\$ 6.128,13	R\$ 6.992,77	Em Vigência
fev	R\$ 4.191,78	R\$ 6.495,55	Em Vigência
mar	R\$ 6.332,39	R\$ 7.483,49	Em Vigência
abril	R\$ 9.117,27	R\$ 9.165,86	Em Vigência
mai	R\$ 9.285,04	R\$ 9.157,87	Novo Valor
jun	R\$ 8.640,23	R\$ 9.157,42	Em Vigência
jul	R\$ 5.930,17	R\$ 7.653,11	Em Vigência
ago	R\$ 3.789,95	R\$ 6.009,70	Em Vigência
set	R\$ 8.246,08	R\$ 8.708,42	Em Vigência
out	R\$ 10.425,01	R\$ 10.007,73	Novo Valor
nov	R\$ 9.778,63	R\$ 10.719,27	Em Vigência
dez	R\$ 8.501,84	R\$ 9.050,35	Em Vigência

Fonte: Próprios autores, 2018.

4 RESULTADOS

Como resultado, do exposto no item 2 deste artigo, a tarifa THS Verde sempre apresentou maior vantagem econômica, as Tabelas 2 e 8 retratam muito bem isso, onde em nenhum dos meses, o valor da tarifação azul foi menor do que a tarifação verde.

A Figura 2 exibe os meses em que houve tarifa de ultrapassagem, com base nisso, o teste lógico do item 2 resultou no valor ótimo para as tarifas THS Verde e Azul na ponta e fora de ponta para não haver tarifa de ultrapassagem, onde foram 107kW, 82kW e 115kW respectivamente, como mostrado na Tabela 3. O novo valor de demanda encontrado mostrou-se viável economicamente, para o THS Verde a economia é de 3,23%, o que corresponde à R\$ 2.921,21 por ano e para o THS Azul teremos um aumento da fatura de energia, que corresponde a 11,33% superior do que é pago atualmente, que corresponde a R\$10.235,04 a mais por ano.

5 IMPLEMENTAÇÃO DAS PLACAS FOTOVOLTAICAS.

A energia fotovoltaica é a energia elétrica produzida pelos raios solares, e pode ser gera mesmo em dias nublados ou chuvosos. Quanto maior a radiação solar, maior será a quantidade de eletricidade produzida.

O processo de conversão de energia solar se dá através das placas ou células fotovoltaicas (normalmente feitas de material semicondutor). Quando os raios solares incidem sobre a célula, os raios excitam os eletros fazendo-os entrar em movimento, o movimento ordenado de elétrons gera a eletricidade. A energia fotovoltaica é uma tecnologia comprovada que está no mercado há mais de 30 anos.

5.1 Crescimento do Uso da Energia Fotovoltaica

Com uma potência de aproximadamente 95GW instalados globalmente no ano de 2017, a energia solar teve mais um ano de crescimento (veja Figura 3), devendo atingir um total global acumulado de 401.000 GW. O ano de 2016 foi caracterizado pelo crescimento acentuado do mercado chinês, norte americano e indiano. Passados anos de crescimento exponencial no mercado europeu, no ano de 2017 o crescimento não foi expressivo, talvez esse seja o reflexo da queda de incentivos que agora já não são tantos.

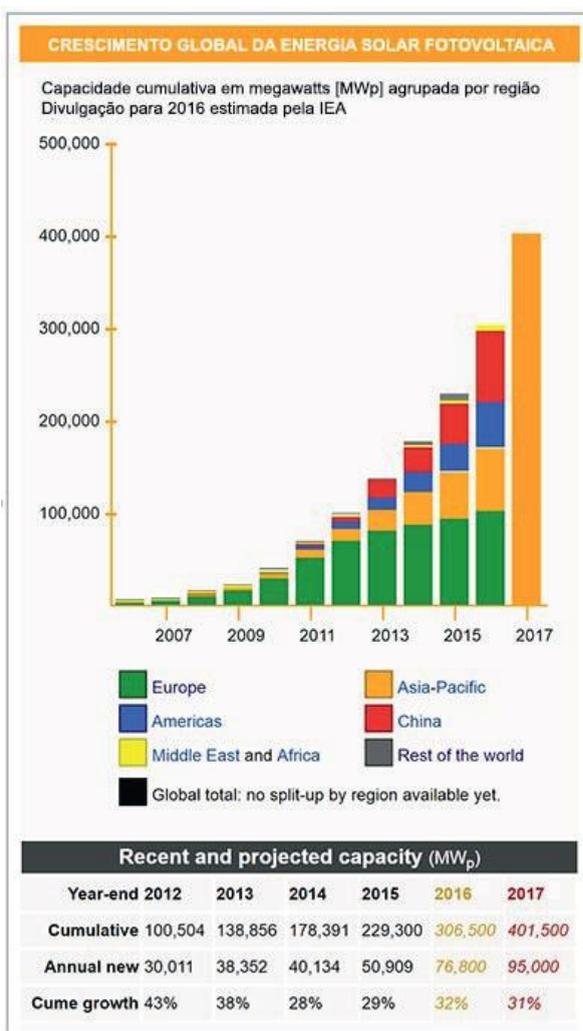
Os mercados de energia solar fotovoltaicas em 2017 apresentaram um equilíbrio às instalações de grande porte (grandes usinas solares) e a geração distribuída (sistemas instalados em telhados de casas e empresas). Evidenciando essa característica única que somente a energia fotovoltaica tem de oferecer solução para diversas necessidades.

5.2 Terceira Mais Importante

A energia solar fotovoltaica é agora, depois da hidráulica e eólica, a terceira mais importante fonte de energia renovável em termos de capacidade instalada a nível mundial.

No Brasil, do total de carga suprida, ao todo 71.771,5MW, a energia solar é responsável por gerar 3,1MW (veja Figura 4), conforme gráfico gerado pela ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Do valor total gerado no dia hoje, a energia solar é responsável por suprir cerca de 0,4% da demanda solicitada, veja Figura 5. No site da ONS pode-se ver ainda a carga gerada por região, e a região Sudoeste/Centro-Oeste tem a maior geração (veja Figura 6).

Figura 3 – Crescimento Global da Energia Solar Fotovoltaica



Fonte: Portal Solar

5.3 Compensação Solar

Utilizando as 12 tarifas de energia da UEG referentes ao ano de 2017, foi construída uma nova tabela. Esta tabela contém 4 colunas, conforme mostrado na Tabela 10, na coluna Consumo, foi somado o consumo na ponta, fora de ponta e horário reservado, obtendo a média anual de consumo. Com o uso de um simulador do site Portal Solar (veja Figura 7) chegou-se no seguinte resultado, descrito na Tabela 10.

Figura 4 – Curva de Carga, dia 31/07/2018



Fonte: ONS

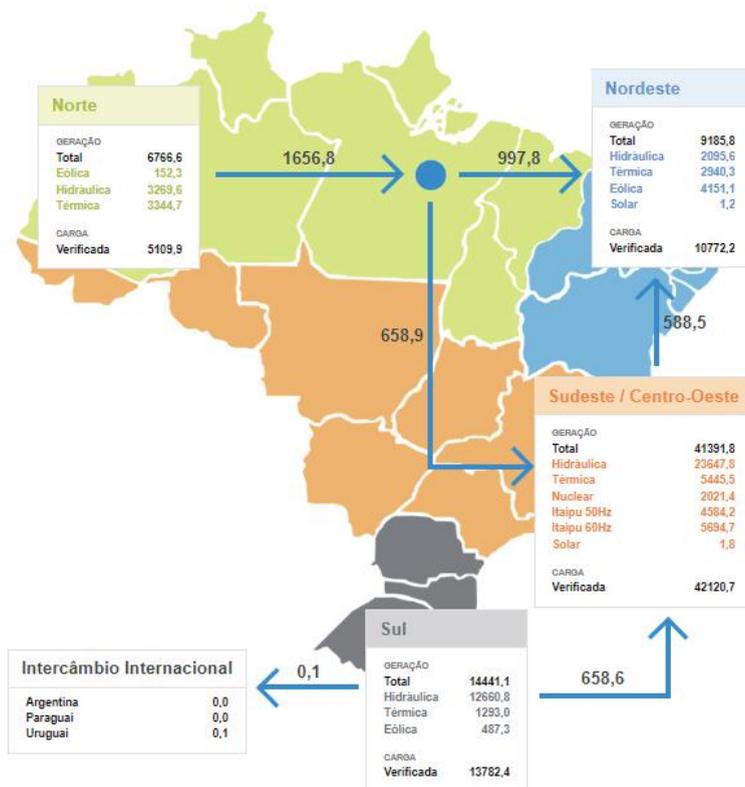
Figura 5 – Gráfico de pizza que apresenta em porcentagem a fonte de geração de energia elétrica



Fonte: ONS

O simulador retornou os dados de preço máximo e mínimo para obter a instalação completa para esse consumo apontado. Utilizando o maior valor para as placas fotovoltaicas de R\$ 518.696,06, e o preço pago anualmente (R\$ 104.619,48), estima-se que a instalação se pague em aproximadamente em 5 anos.

Figura 6 – Carga gerada por região do território nacional



Fonte: ONS

Tabela 10 – Tabela de consumo de energia elétrica

Mês	Valor (R\$)	Consumo (P+FP+HR)[kWh]	R\$/kWh
jan	R\$ 6.552,07	11980,49	R\$ 0,55
fev	R\$ 4.642,38	10302,01	R\$ 0,45
mar	R\$ 6.948,30	13499,29	R\$ 0,51
abr	R\$ 9.989,96	19312,32	R\$ 0,52
mai	R\$ 10.340,81	19653,77	R\$ 0,53
jun	R\$ 9.833,65	19570,67	R\$ 0,50
jul	R\$ 6.451,09	14349,1	R\$ 0,45
ago	R\$ 4.096,69	8417,4	R\$ 0,49
set	R\$ 8.999,34	17971,6	R\$ 0,50
out	R\$ 12.014,63	22655,98	R\$ 0,53
nov	R\$ 12.729,28	21096,19	R\$ 0,60
dez	R\$ 12.021,28	18890,75	R\$ 0,64
Média	R\$ 8.718,29	16474,96417	R\$ 0,52
Maior preço no mercado	R\$ 518.696,06		
Vida útil		25 anos	
Produção anual		197699,52 kWh	
Produção em 25 anos		4942488 kWh	
Valor (em 25 anos)		0,104946347 R\$/kWh	
Retorno		4,957930151 anos	

Fonte: Próprios autores, 2018.

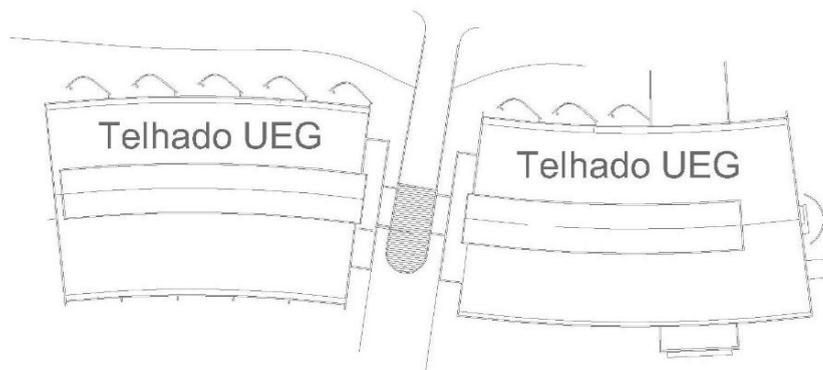
Figura 7 – Simulação do quantitativos de placas fotovoltaica, valor, área e peso por metro quadrado

FICHA TÉCNICA DO SEU GERADOR	
Para atender a sua demanda de eletricidade, o seu sistema gerador de energia solar fotovoltaica precisa ter uma potência de:	<input type="text" value="130,27"/> kWp. (ou potência instalada)
O preço médio de um gerador fotovoltaico deste tamanho varia no mercado de:	<input type="text" value="R\$ 432.246,28"/> até <input type="text" value="R\$ 518.696,06"/>
Quantidade de placas fotovoltaicas:	<input type="text" value="395"/> de 330 Watts
Produção anual de energia:	<input type="text" value="197699,52"/> kWh/ano aproximadamente
Área mínima ocupada pelo sistema:	<input type="text" value="1042,19"/> metros quadrados aprox.
Peso médio por metro quadrado:	<input type="text" value="15"/> kilograma / metro quadrado
Geração mensal de energia (em Kwh)	<input type="text" value="16474,96"/> kWh/mês aproximadamente

Fonte: Portal Solar

Analisando a Figura 7, vemos que a área mínima para comportar as placas fotovoltaicas é de 1042,19m², medindo através da planta baixa da Figura 8, temos que o telhado da UEG é de 1806,68m², portanto comporta as placas solares.

Figura 8 – Visão superior do prédio da UEG



Fonte: Próprios autores, 2018.

5 CONCLUSÃO

No ano de 2017, a UEG pagou muito caro nas tarifas de energia, tal fato de deve as constantes demandas de ultrapassagem, esse artigo avaliou a melhor situação para a UEG encarar, conclui-se então que a UEG deve permanecer no THS Verde (atual contrato) e alterar sua demanda contratada para 107kW que significa uma economia de 3,23% anuais, assim, em tempos de crise, qualquer quantia poupada faz bem para os cofres públicos.

A tarifa THS Azul tornou-se menos indicada pelo fato do funcionamen-

to da UEG se dar de maneira mais intensa ser no período de ponta, horário que a energia elétrica se torna mais cara, dessa maneira não tem como haver deslocamento de carga para evitar elevados consumo nesse período. A aquisição das placas fotovoltaicas é uma ótima solução para eficiência energética, que como visto na Tabela 10 é um investimento que se paga em 5 anos.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual do Programa de Eficiência Energética**. Brasília: ANEEL, 2008.

_____. **Resolução Normativa nº 414**. Brasília: ANEEL, set. 2010.

_____. **Tarifas Consumidores**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/alta-tensao/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 31 jul. 2018.

_____. **Resolução 456**. Brasília: ANEEL, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Entendendo a tarifa de energia elétrica**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em: 31 jul. 2018.

BATISTA, O. E.; FLAUZINO, R. A. Medidas de Gestão Energética de baixo custo como estratégia para redução de custos com energia elétrica. **Revista GEPROS, Gestão da Produção, Operações e Sistemas**, São Carlos, n. 4, p. 117-134, out./dez. 2012.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS. **Tarifas de energia 2017**. Disponível em: <<https://www.celg.com.br/paginas/clientes/tarifa.aspx>>. Acesso em: 19 fev. 2018.

COSTA, G. J. **Iluminação Econômica: cálculo e avaliação**. Porto Alegre: EDIPUCRS, 1988.

_____. **Tarifas**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifas>>. Acesso em: 31 jul. 2018.

FOLHA VITÓRIA. **Serviços Públicos Essenciais: O que são e quando podem ser cortados**. Disponível em: <<http://www.folhavitoria.com.br/geral/blogs/direito-direto/2014/09/15/sobre-o-corte-de-energia-eletrica-e-outros-servicos-publicos-essenciais/>>. Acesso em: 31 jul. 2018.

GUEDES, J. C. S. **Eficiência Energética nos Prédios Públicos. Manual de**

Tarifação da Energia Elétrica. Rio de Janeiro: Procel EPP, 2011.

LUZ SOL ENERGIA SOLAR. **Energia Fotovoltaica.** Disponível em: <<http://www.luzsolenergiasolar.com.br/faq.html>>. Acesso em: 31 jul. 2018.

MACEDO, J. M. Cultura da Eficiência para todos. (Entrevista). In: _____. **Máxima Eficiência – Informativo do programa energia inteligente da Cemig.** n. 1, 2003.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Energia Agora – Carga e Geração.** Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>>. Acesso em: 31 jul. 2018.

_____. **Energia Agora – Balanço de Energia.** Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>>. Acesso em: 31 jul. 2018.

PORTAL DO SOL. **Energia Fotovoltaica.** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 31 jul. 2018.

_____. **Simulador Solar.** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/calculo-solar>>. Acesso em: 31 jul. 2018.

_____. **Quanto Custa a Energia Solar Fotovoltaica.** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 25 jul. 2018.

CAPÍTULO 12

ANÁLISE DE CONCENTRADORES PARABÓLICOS COMPOSTOS PARA APLICAÇÃO EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Bruno Gabriel Gustavo Leonardo Zambolini Vicente
Roberto Mendes Finzi Neto

1 INTRODUÇÃO

O emprego de concentradores solares fotovoltaicos, conforme Viana et al (2010), atualmente tem se tornado uma boa alternativa para aprimorar a eficiência dos módulos fotovoltaicos, pois reduz os custos da instalação, melhora a intensidade de radiação solar além de reduzir o emprego de materiais de altos custos tais como o silício. No entanto a grande restrição do seu uso está diretamente relacionada a necessidade de estabelecer um sistema de seguimento solar e a limitação destes sistemas de somente concentrar a energia solar direta. Viana et al (2010) investigou o potencial brasileiro do emprego de concentradores solares fotovoltaicos, baseados no potencial da energia irradiada direta, e demonstra que existe uma faixa viável da aplicação desta tecnologia que estende da Bahia até o Paraná na qual está incluída a região do Pontal do Triângulo Mineiro e o Sudeste Goiano.

Os concentradores parabólicos compostos (CPC) são utilizado para concentrar a radiação solar em superfície receptora com pequenos ajustes sazonais do posicionamento, de forma a aumentar a energia incidente na superfície, seja para incrementar a temperatura nos sistemas de aquecimento, ou seja, para melhorar a geração de energia nos sistemas fotovoltaicos (COOK et al, 1995).

Sendo assim, propõem-se o estudo da aplicação de painéis solares com concentradores solares do tipo parabólico composto utilizando a metodologia de traçado de raio para avaliar a distribuição da energia incidente em módulos fotovoltaicos de forma a evitar a alta concentração em pontos localizados para mitigar a redução da vida útil por altas temperaturas das células fotovoltaicas.

A maioria dos componentes ópticos empregados em sistemas concentradores usam superfícies esféricas e parabólicas, que são superfície de revolução das chamadas cônicas. Estas cônicas são figuras bidimensionais resultadas de um plano de interseção com um cone em vários ângulos. Concentradores solares ópticos são divididos em dois grupos: concentradores bidimensionais e concentradores tridimensionais (LUQUE & VIACHESLAV, 2007), de forma que a razão de concentração, C , é dada pela razão entre a abertura de entrada, A_e e a abertura de saída, A_s , como definido na Eq. (1):

$$C = \frac{A_e}{A_s} \quad (1)$$

No processo de concentração de radiação solar usualmente a entrada uniforme de raios de radiação solar é redirecionada para uma área pequena, uma vez que a concentração é usada para aumentar a potência da densidade de radiação solar, sendo a máxima concentração, dessa maneira, uma das mais importantes propriedades do concentrador (WIESENFARTH et al, 2017). Pode-se também definir a razão de fluxo de concentração que é a razão do fluxo de energia médio no receptor pelo fluxo na abertura.

Outra forma de classificar os concentradores é de acordo com a característica da imagem formada. Concentradores sem a formação de imagem que possuem baixa razão de concentração, concentradores com imagem que possui razão de concentração intermediária e em alguns casos projetos especiais que realiza a combinação para obter altas concentrações e ultra altas razões de concentração (WIESENFARTH et al, 2017). A maioria, se não todos, concentradores sem imagem não formam imagens visualmente coerentes do sol no absorvedor, mas ao em vez disso foca a radiação de toda a parte do disco solar em toda parte da abertura do absorvedor. A razão de concentração de concentradores lineares sem imagem é geralmente baixa, menores que 10.

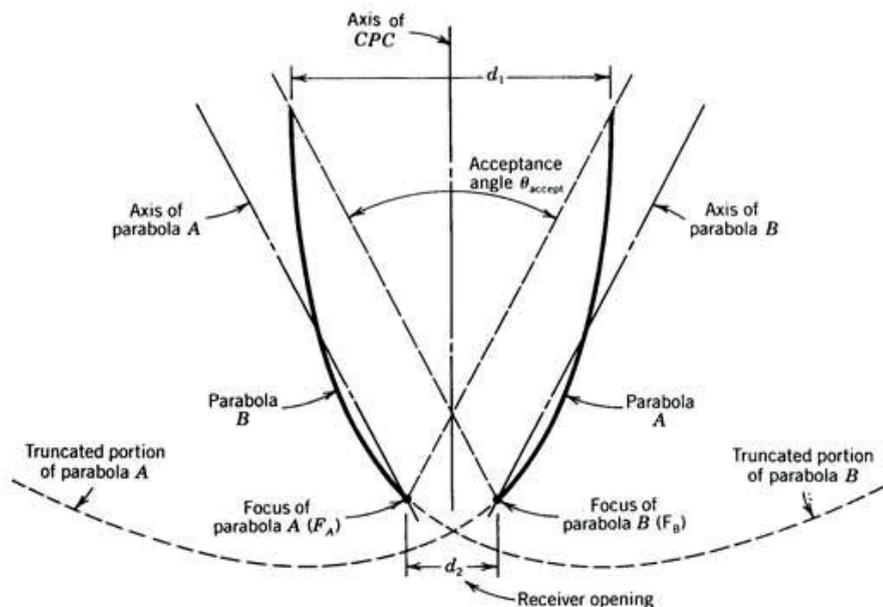
Em contraste, concentradores com imagem formam imagens do sol que são de uma relativamente baixa qualidade pelo ordinário padrão óptico. Há pesquisas contínuas na criação de altos concentradores solares de energia, usando vários dispositivos e técnicas, conforme aponta Wiesenfarth et al (2017).

Para alcançar alta eficiência e temperatura, coletores solares necessitam concentradores ambos com alta razão de concentração e baixa absorção no qual a imagem do sol é constantemente focada.

Sistemas de concentradores solares fotovoltaicos podem ser construídos empregando sistemas de foco em um ponto, tipicamente utilizando concentradores tridimensionais na forma de lente de Fresnel, discos parabólicos e receptores centrais, ou sistemas de foco em linha bidimensionais que utilizam lentes de Fresnel lineares e calhas parabólicas. A intensidade de irradiação, segundo Luque & Viacheslav (2007), é da ordem de 10-50W/cm² para pontos de foco e 1-4 W/cm² para foco linear, relativamente maior que os 0,1W/cm² para sistemas não concentrados

Os sistemas concentrados parabólicos compostos são formados por dois segmentos de parábola dividida em uma abertura de entrada plana, perfil totalmente refletivos e abertura de saída, conforme mostrado na Fig. 1. Estes concentradores possuem a característica de alcançarem o maior ângulo de campo de visão possível para uma dada geometria de concentração e permite a concentração sem rastreamento, com o posicionamento realizado manualmente e de forma sazonal, até a concentração de 10 vezes (LUQUE, VIACHESLAV, 2007). O concentrador é construído pela inclinação da parábola para fazer o eixo óptico paralelo ao ângulo do raio extremo, por exemplo, o concentrador parabólico composto é exposto a um raio com um ângulo de aceitação de 20°, conforme ilustra a Fig. (1).

Figura 1 – Concentradores Solares Parabólicos Compostos



Fonte: Adaptado de Luque & Viacheslav (2007).

O comprimento total dos concentradores parabólicos compostos depende da abertura de saída e do ângulo de aceitação, de forma que reduzindo o ângulo de aceitação reduz o tamanho do concentrador. A grande vantagem do uso dos concentradores solares compactos é que oferece alta concentração geométrica em um pequeno campo de visão.

As dimensões básicas do concentrador parabólico composto são obtidas usando a equação da parábola com origem no seu foco, sendo expresso na forma da Eq. (2).

$$Z = \frac{y^2}{4f} \quad (2)$$

Em que f é o comprimento de focal que representa o foco da parábola no seu vértice. Utilizando coordenadas polares, obtém-se a Eq. (3):

$$r = \frac{2f}{1 - \cos \varphi} = \frac{f}{\sin^2 \frac{1}{2} \varphi} \quad (3)$$

A forma do CPC é determinada pelo diâmetro da abertura de saída e pelo ângulo de aceitação, sendo o comprimento focal dado por:

$$f = \frac{d}{2}(1 + \sin \theta_i) \quad (4)$$

O comprimento total da parábola é dado pela Eq. (5):

$$L = \frac{d}{2}(1 + \sin \theta_i) \frac{\cos \theta_i}{\sin^2 \theta_i} = \frac{d}{2} \frac{(1 + \sin \theta_i)}{\tan \theta_i \sin \theta_i} \quad (5)$$

Os coletores de parábola compostas comparados com outros concentradores com relativamente pequena razão de concentração tem a desvantagem de serem muito longos em relação ao diâmetro da abertura de coleta. O comprimento é aproximadamente igual ao diâmetro da abertura de coleta dividido pelo ângulo de coleta completo, sendo assim, é possível alcançar uma considerável redução do comprimento pelo truncamento ou remoção de parte da abertura de entrada, causando somente uma pequena redução na concentração.

2 METODOLOGIA DE ANÁLISE PARA PROJETOS DE CONCENTRADORES

Uma das formas para projetar concentradores solares emprega o princípio dos raios extremos, em que um raio que incide no extremo da abertura com um ângulo de aceitação extremo é transportado para o aro da abertura de saída, o que é suficiente para transferir todos os raios incidentes com um intervalo de aceitação para a abertura de saída.

Entretanto, a característica dos sistemas de concentração usuais é de definir um ponto de alta intensidade de concentração, tais como observados nos sistemas de concentração parabólicos simples e compostos, entretanto para um sistema fotovoltaico este ponto de alta concentração pode danificar as células fotovoltaicas presentes nesta região dos módulos solares.

Desta forma, a análise do traçado do raio para diferentes superfícies refletoras é importante para definir a incidência sobre a superfície de saída, ou seja, na superfície do módulo fotovoltaico, permitindo uma análise de regiões de alta concentração, possibilitando a escolha adequada do sistema de concentração para aplicações fotovoltaicas.

A literatura disponibiliza alguns trabalhos empregando a metodologia de traçado de raio para avaliação da reflexão em concentradores solares, tais como o trabalho de Xiudong et al (2013), que desenvolveu uma simulação de sistemas de concentração baseado na equação de traçado de raio. Para validar a equação de traçado de raio, um simples sistema de concentração solar de refletores de 3 heliostatos e hiperbólicos foi simulado. Os resultados calculados coincidem com os dos softwares comerciais. Outro trabalho relevante foi o desenvolvido por

Groulx & Sponagle (2010) que realizou o estudo detalhado dos traçados dos raios para um sistema de espelhos parabólico de dois estágios. Nesse trabalho tem-se a constatação de que o comprimento focal do espelho secundário influencia no máximo fluxo de energia local, na forma da área focal no alvo e não influencia na energia concentrada.

Para o traçado dos raios no sistema de concentração considera-se a reflexão perfeita na superfície de concentração, de maneira que são definidos um vetor incidente, para cada raio, um vetor normal a superfície concentradora e um vetor de raio de reflexão. Empregando a Lei de Snell, para determinar os cossenos diretores dos vetores refletidos pela superfície espelhada, tem-se Eq. (6):

$$\begin{bmatrix} \cos \alpha_{r1} \\ \cos \beta_{r1} \\ \cos \gamma_{r1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 \cdot \cos \theta_1 \cdot \cos \alpha_{n1} - \cos \alpha_t \\ 2 \cdot \cos \theta_1 \cdot \cos \beta_{n1} - \cos \beta_t \\ 2 \cdot \cos \theta_1 \cdot \cos \gamma_{n1} - \cos \gamma_t \end{bmatrix} \quad (6)$$

O ângulo entre os raios incidentes e os raios refletidos são dadas por:

$$\cos \theta_1 = \cos \alpha_t \cdot \cos \alpha_{n1} + \cos \beta_t \cdot \cos \beta_{n1} + \cos \gamma_t \cdot \cos \gamma_{n1} \quad (7)$$

A determinação da posição de intersecção entre os raios refletidos e as superfícies do concentrador é dado por:

$$\frac{x - x_1}{\cos \alpha_{r1}} = \frac{y - y_1}{\cos \beta_{r1}} = \frac{z - z_1}{\cos \gamma_{r1}} \quad (8)$$

Onde x e y são os pontos de intersecção na superfície concentradora e x1 e y1 são os pontos de reflexão.

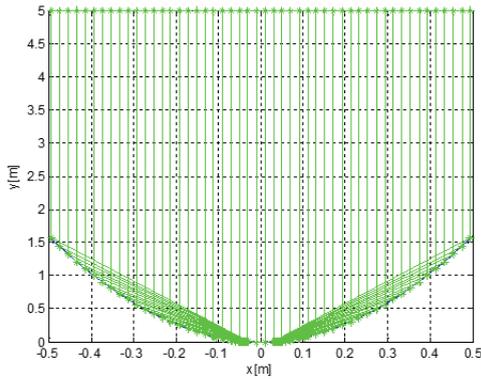
Para o estudo do traçado de raio, construiu-se um código em Matlab® para analisar a distribuição de irradiação bidimensional na superfície espelhadas, considerando uma razão de concentração de 10 vezes e um módulo solar de 100mm de largura. O código consiste em traçar linhas de incidências sobre a superfície dos concentradores de forma a determinar a intersecção com as curvas dos concentradores e a partir deste ponto estabelecer a normal a estas superfícies que possibilitam, via Lei de Snell, a determinação dos raios refletidos. Considerando essa reflexão inicial, estabelece-se este procedimento até que os raios alcancem a superfície receptora.

3 ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO DA IRRADIAÇÃO INCIDENTE

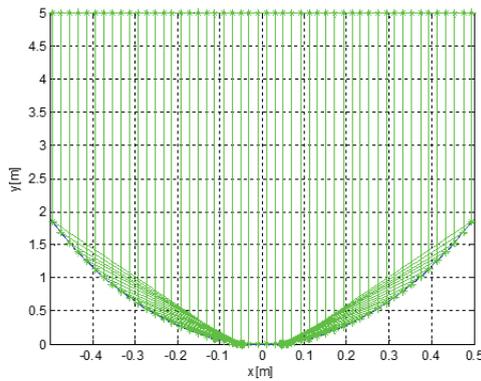
Para análise da distribuição da irradiação incidente foi analisado três con-

dições de ângulo de aceitação: 1° , $2,5^\circ$ e 5° com três condições de radiação incidente: -1° , 0° e 1° . Inicialmente, foi avaliado a primeira reflexão na superfície espelhada considerando a radiação incidente de 0° , como mostrado na Fig. (2):

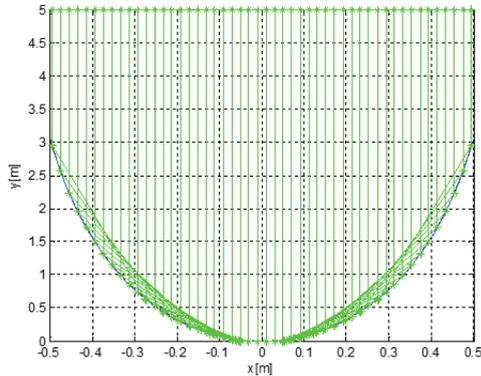
Figura 2 – Configuração de três concentradores parabólicos compostos considerando um ângulo de incidência da radiação de 0° e o ângulo de aceitação de 1° , (a), $2,5^\circ$ (b) e 5° (c)



(a)



(b)

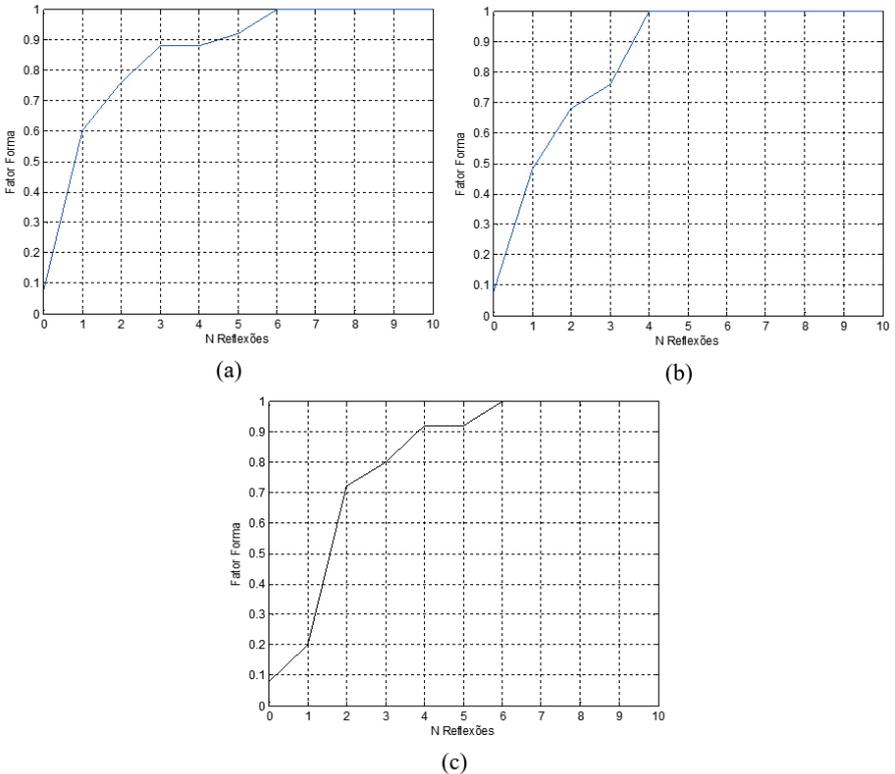


(c)

Fonte: Próprios autores, 2018.

A Fig. (2) evidencia que para maiores ângulos de aceitação o comprimento de concentrador aumenta significativamente, e que já na primeira reflexão a grande maioria dos raios incidentes atinge a abertura de saída. A Fig. (3) mostra o fator de forma de acordo com o ângulo de aceitação até a condição de 10 reflexões.

Figura 3 – Fator de forma pelo número de reflexões nos três concentradores parabólicos compostos, ângulo de incidência da radiação de 0° e o ângulo de aceitação de 1° , (a), $2,5^\circ$ (b) e 5° (c)



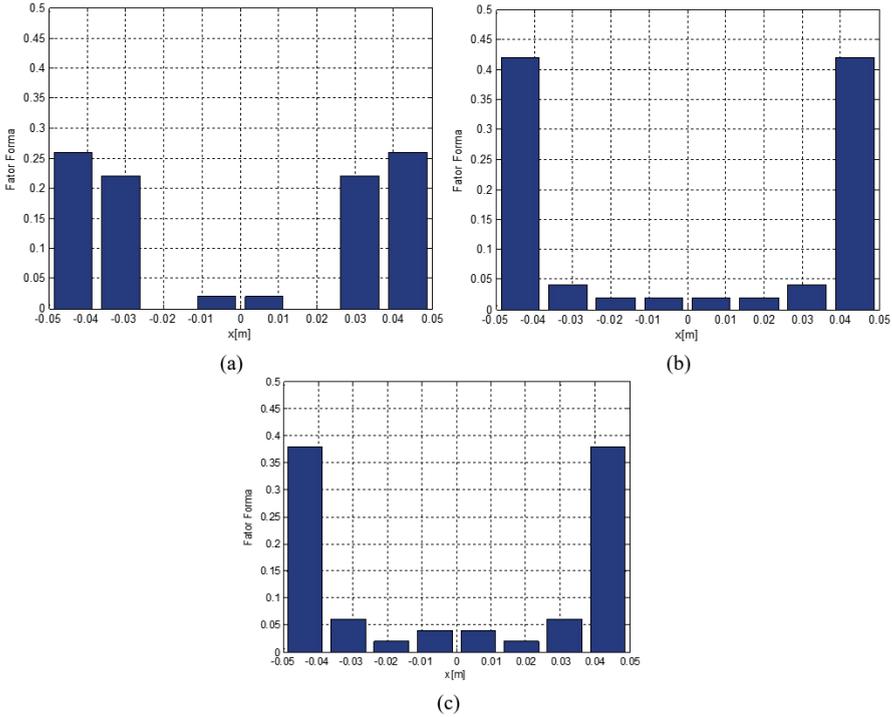
Fonte: Próprios autores, 2018..

A Fig. (3) mostra que com três reflexões grande parte da irradiação atinge a superfície receptora e que entre 4 a 6 reflexões todos os raios incidentes alcançam a superfície receptora. Pode-se observar que em concentradores de menores ângulos de aceitação (Fig. (3.a) e (3.b)) a primeira reflexão alcança uma maior incidência direta na placa receptora. Para avaliar a distribuição da irradiação na superfície receptora de acordo com o ângulo de aceitação considerou-se oito regiões de incidência na superfície receptora e determinou o fator de forma para cada região, conforme mostrado na Fig. (4).

A Fig. (4) apresenta a distribuição do fator de forma para as oito regiões. Observa-se a tendência da concentração da irradiação nas laterais da placa, com baixa incidência no centro. Considerando energia de $1000\text{W}/\text{m}^2$ e como cada

concentrador tem 1 m de comprimento de abertura, tem-se no centro cerca de 20W/m, enquanto a irradiação máxima pode alcançar até 420W/m, o que é bem superior a incidência sem concentração em cada elemento de 0,01m, que é da ordem de 10W/m.

Figura 4 – Distribuição do Fator de forma pela superfície receptora para os três concentradores parabólicos compostos considerando um ângulo de incidência da radiação de 0° e o ângulo de aceitação de 1°, (a), 2,5°(b) e 5°(c)

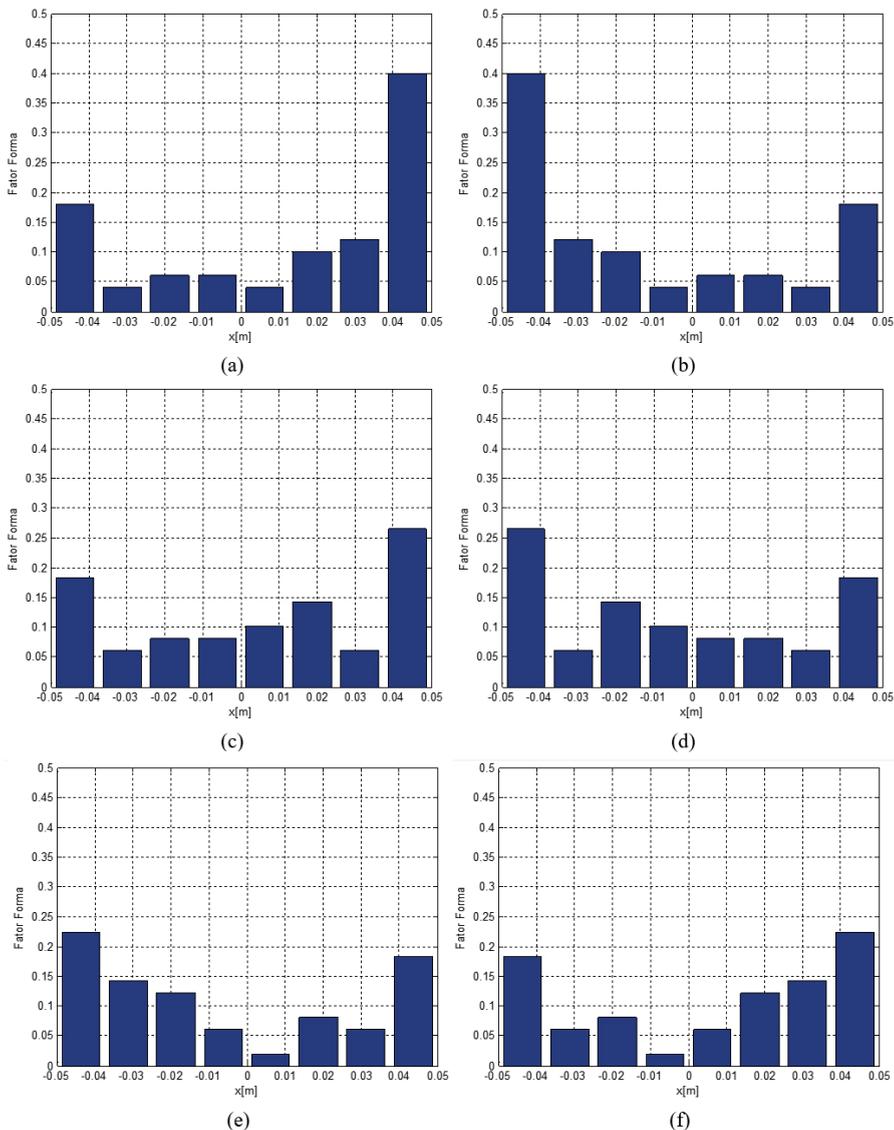


Fonte: Próprios autores, 2018..

Considerando os ângulos de incidência para a radiação de -1° e 1° determinou-se a distribuição de radiação na superfície incidente considerando oito regiões de incidência na placa receptora, conforme mostrado na Fig. (5).

A Fig. (5) mostra a distribuição do fator de forma considerando oito regiões de incidência na superfície receptora para dois ângulos de incidência diferentes -1° e 1° e observa-se uma tendência da concentração da irradiação nas laterais opostas a direção de incidência dos raios, exceto para a condição de ângulo de aceitação de 5° em que o pico de radiação incidente ocorre na lateral de incidência, observa-se nessas condições uma melhor distribuição da energia, entretanto ainda com picos de 400W/m para o ângulo de aceitação de 1°. Outro aspecto importante a ser ressaltado é a tendência do mesmo perfil de distribuição para as duas condições de incidência de radiação, além do fato da redução dos fatores de forma à medida que aumenta os ângulos de incidência.

Figura 5 – Distribuição do fator de forma pela superfície receptora para os três concentradores parabólicos compostos com ângulo de aceitação de 1° , (a) e (b), 2.5° (c) e (d) e 5° (e) e (f). considerando um ângulo de incidência da radiação de -1° , (a), (c), (e) e 1° (b), (d), (f)

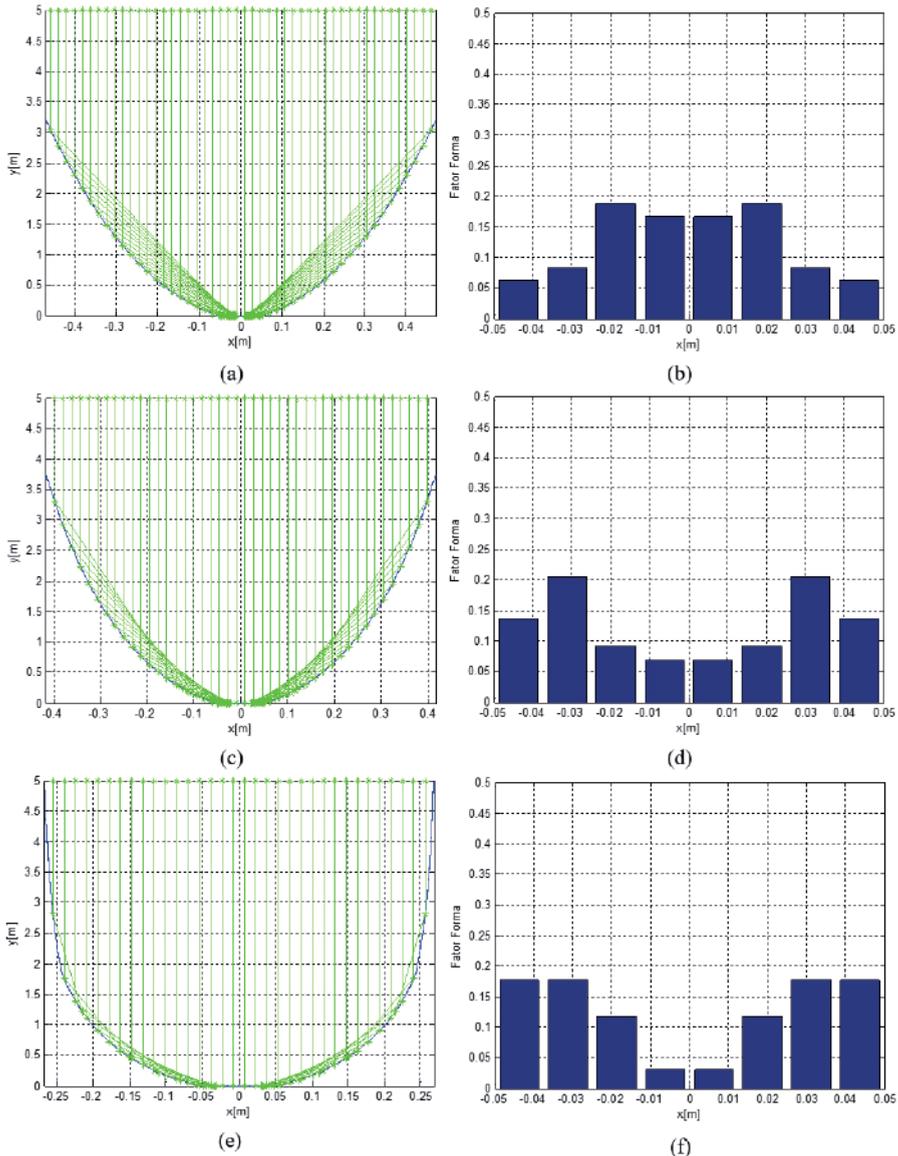


Fonte: Próprios autores, 2018.

De maneira geral, observa-se que a distribuição está concentrada em picos próximo das extremidades da placa receptora, o que está diretamente relacionado a concepção construtivas dos concentradores parabólicos compostos, que podem comprometer a vida útil das células nesta posição e, conseqüentemente, de todo painel fotovoltaico pois as células neste estão ligadas em série.

Sendo assim, uma proposta interessante é a modificação do ponto de foco dos concentradores, tal como apresentado na Fig. (6), em que se alterou o ponto de foco para a metade do segmento da área receptora.

Figura 6 – Construção dos Concentradores Parabólicos compostos e Distribuição do Fator de forma pela superfície receptora para os três concentradores parabólicos compostos com ângulo de aceitação de 1° , (a) e (b), $2,5^\circ$ (c) e (d) e $4,5^\circ$ (e) e (f), considerando um ângulo de incidência da radiação de 0°



Fonte: Próprios autores, 2018.

A Fig. (6) mostra que ocorreu uma melhoria da distribuição da energia em ambos os concentradores, com potências incidentes máximas de 200W/m, entretanto aumentou-se o comprimento do concentrador e para os ângulos de aceitação de 2,5 e 4,5 ocorreu redução da concentração, além de instabilidades na simulação para concentração com ângulos de aceitação de 5°.

4 CONCLUSÕES

A análise do método do traçado de raio foi empregada para a aplicação de concentradores parabólicos compostos em células fotovoltaicas, estabelecendo uma concentração máxima de 10 e avaliado tanto os aspectos construtivos dos concentradores quanto a distribuição do fator de forma na superfície receptora, considerando três ângulos de aceitação e três ângulos de incidência.

Os resultados mostram que para ângulos de aceitação maiores ocorre a tendência de maior concentração junto das extremidades da placa receptora e que entre 4 e 6 reflexões toda a energia incidente alcançou a região de saída. Entretanto, observa-se que a energia concentrada incidente na placa fotovoltaica pode alcançar intensidade de até 400W/m para irradiação de entrada de 1000W/m², o que pode eventualmente comprometer a vida útil das células que compõem o painel solar. Este aspecto está diretamente relacionado a concepção do concentrador parabólico composto estudado neste trabalho que estabelece o ponto de foco na extremidade da placa receptora.

Uma das alternativas proposta foi a alteração do ponto de foco para metade do segmento da área de abertura o que resultou na melhoria significativa da distribuição da energia principalmente para os ângulos de aceitação menores, entretanto resultou no incremento do comprimento do concentrador, para a condição de maior ângulo de aceitação, da redução da concentração e a condições de instabilidades do método.

REFERÊNCIAS

ABETE, A.; FERRARO, G. A Method for the Measurement of Photovoltaic Cell or Module Current-Voltage Characteristic, **Solar Cells**, v. 28, n. 4, p. 335-242, 1990.

BENÍTEZ, P. et al. High performance Fresnel-based photovoltaic concentrator. **Universidad Politécnica de Madrid (UPM), Campus de Montegancedo**, Madrid, v. 18, n. 1, p. 25-40, 2010.

BLAESSER, G. et al. On-site acceptance testing of large photovoltaic arrays, **Proceedings of 5th E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference**, p. 592-596, 1983.

BÜCHER, K. Do we need site-dependent and climate-dependent module rating?, **Proceedings of 23th IEEE PVSC**, p. 1056-1062, 1993.

- COOK, G.; BILLMAN, L.; ADCOCK, R. **Photovoltaic Fundamentals**. New York: Solar Technical Information Program at the Solar Energy Research Institute (SERI), U.S. Department of Energy (DOE), 1995.
- DAVIS, A.; KÜHNLENZ, F. **Optical Design using Fresnel Lenses**: Basic principles and some practical examples. *Optik & Photonik*, v. 2, p. 52-55, 2005.
- DI FRANCIA, G.; ABENANTE, L.; FORNARINI, L. Indoor I-V sweep technique: Model and experimental results, **Solar Energy Material and Solar Cells**, 29, p. 85-96, 1993.
- FRESNELTECH, **Fresnel Lenses**. Fort Worth: Fresnel Technologies, 2012.
- GASPARIN, F. P. **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos**. 2009. 71 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.
- GROULX, D.; SPONAGLE, B. Ray-Tracing Analysis of a Two-Stage Solar Concentrator. **Transactions of the Canadian Society for Mech. Engineering**, Halifax, v. 34, n. 2, p. 263-275, 2010.
- INCROPERA, F. P.; WITT, D. P. **Fundamentos de Transferência de Calor e Massa**. Rio de Janeiro: LTC, 1992.
- KLEISS, G.; BÜCHER, K. The need for precise assessment of cells and modules: certified efficiency tables ISE PV-charts and performance under realistic reporting conditions (RRC), **Proceedings of 12th E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference**, p. 515-518, 1994.
- KUROKAWA, K. Numerical analysis of the performance of a photovoltaic array curve tracer by capacitive load method, **Solar Cells**, v. 31, n. 2, p. 57-75, 1991.
- LEUTZY, R. et al. Developments and Designs of Solar Engineering Fresnel Lenses. **Tokyo University of Agriculture and Technology, Department of Mechanical Systems Engineering**, 2000.
- LUQUE, A.; VIACHESLA, V. A. **Concentrator Photovoltaics**. Heidelberg: Springer-Verlag GmbH, 2007.
- MENDOZA, O. S. H. et al. **Desenvolvimento De Uma Planta Fotovoltaica Com Concentradores Solares**. Projeto P&D, Usina Hidrelétrica Salto, 2013.
- PRIEB, C. W. M. **Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos**. 2002. 67 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002.
- SCHUCH, L. **Energia Solar Fotovoltaica: Oportunidades e Desafios. XII**

Reunión Del Comité Académico de Energía Y Seminario Internacional de Energía De Augm. Santa Maria: Universidad Federal de Santa Maria, 2012.

VIANA, T. S. et al. **Potencial de Geração Fotovoltaica com Concentração no Brasil.** Belém: III Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010.

WIESENFARTH, M. et al. Current Status Of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology. Tec Renewable Energy Technical Report. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, **National Renewable Energy Laboratory (NREL)**. v. 1.3, Apr. 2017.

XIUDONG W. et al. Ray tracing and simulation for the beam-down solar concentrator. **Renewable Energy**, v. 50, p. 161-167, 2013.

ZILLES, R.; LORENZO, E. Statistical Analysis of Current Voltage Characteristics of PV Modules, **Int. J. Solar Energy**, v. 9, p. 233-239, 1991.

CAPÍTULO 13

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE, UM ESTUDO DE CASO DE MICROGERAÇÃO EM ITUMBIARA-GO

Alessandro Oliveira da Silva
Gesmar de Paula Santos Júnior

1 INTRODUÇÃO

A conversão eficiente de energia solar em energia elétrica é um desafio da engenharia. Duas tecnologias para a geração de energia elétrica a partir da luz do sol são a utilização de células fotovoltaicas e da energia solar térmica.

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) podem ser classificados em duas categorias: isolados (SFI) e conectados à rede (SFCR). Segundo a resolução normativa nº 482 da ANEEL (2012), a microgeração distribuída, é constituída de sistemas fotovoltaicos menores, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, geralmente instalados em residências (Figura 1), buscando suprir todo o consumo de energia elétrica da unidade consumidora, tornando-a autossuficiente. Compõe-se de um conjunto de módulos fotovoltaicos, um inversor especial para conexão à rede, quadros elétricos e medidor de energia, onde a geração é consumida no próprio local e o excedente é injetado na rede elétrica gerando créditos que podem ser descontados da conta de energia elétrica, de acordo com a NBR 11704:2008.

No que se refere a normatização da conversão fotovoltaica de energia solar, temos como referência basicamente as seguintes resoluções e normas:

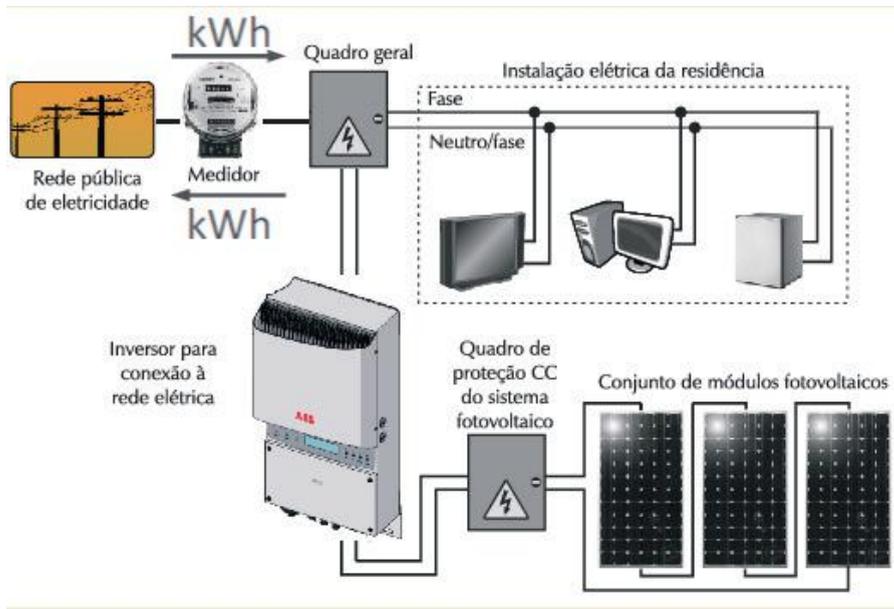
Resoluções da ANEEL para SFCR:

- Resolução nº 505/2001 – Níveis de tensão de energia elétrica
- Ficha Fotovoltaica – Cadastramento junto à ANEEL

Sistemas Fotovoltaicos:

- NBR 10899:2006 – Energia solar fotovoltaica – Terminologia
- NBR 11704:2008 – Sistemas fotovoltaicos – Classificação
- NBR 14298:2006 – Dimensionamento

Figura 1 – Sistema solar fotovoltaico residencial conectado à rede



Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica (2014).

O sistema opera conectado paralelamente à rede elétrica em locais onde já é atendido pela rede de distribuição e o objetivo é gerar energia para o consumo local reduzindo ou eliminando o consumo da rede pública ou ainda gerar energia excedente.

2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Conforme o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014, a célula fotovoltaica é o dispositivo básico e produz pouca eletricidade, para isso são necessárias várias células agrupadas para produzir o módulo fotovoltaico, popularmente conhecido como placas ou painéis fotovoltaicos. Um módulo fotovoltaico constitui-se de um conjunto de células montadas sobre uma estrutura rígida e conectadas eletricamente, normalmente em série para produzir tensões maiores. Uma célula consegue fornecer uma tensão elétrica de aproximadamente 0,6 V e para a produção de tensões maiores são obtidas através da conexão de várias células em série com 36, 54 ou 60 elementos, dependendo da classe de potência. O módulo não tem comportamento de fonte elétrica convencional, pois não apresenta uma tensão constante em seus terminais, conforme NBR 11704:2008.

Na Figura 2, verifica-se os principais parâmetros elétricos em condições padronizadas de teste (STC) caracterizando eletricamente as células ou módulos fotovoltaicos: Tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto-circuito (I_{SC}), eficiência (η) e o fator de forma (FF).

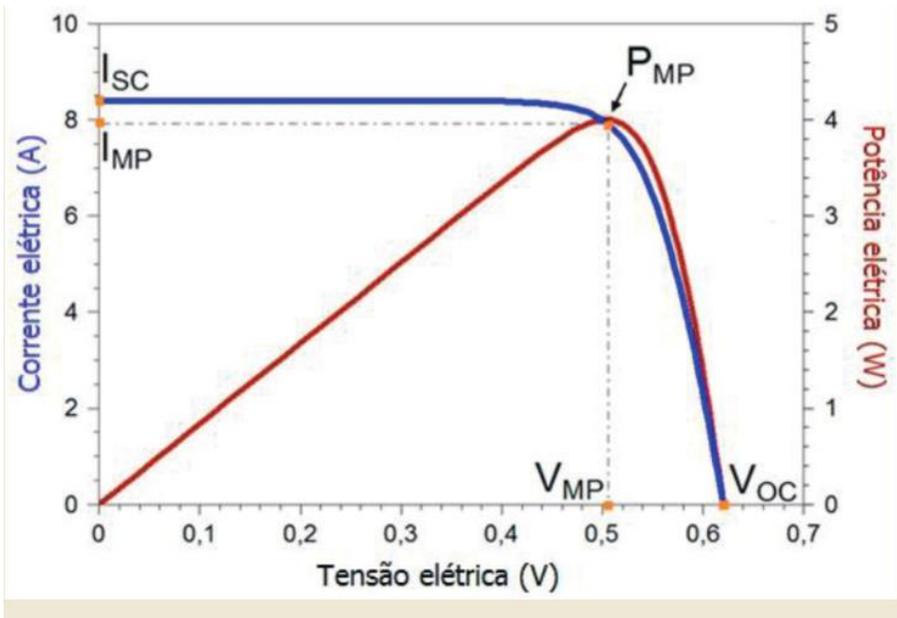
$$FF = V_{MP} \cdot I_{MP} / V_{OC} \cdot I_{SC} \quad (1)$$

I_{MP} = corrente de máxima potência;
 V_{MP} = tensão de máxima potência;
 A_p = área do módulo (m^2);
 G = irradiância solar incidente (W/m^2)

$$\eta = P_{MPAP} \cdot G \cdot 100\% \quad (2)$$

η = eficiência;
 P_{MPAP} = ponto de máxima potência;
 G = irradiância solar incidente (W/m^2)

Figura 2 – Principais parâmetros elétricos de uma Célula Fotovoltaica

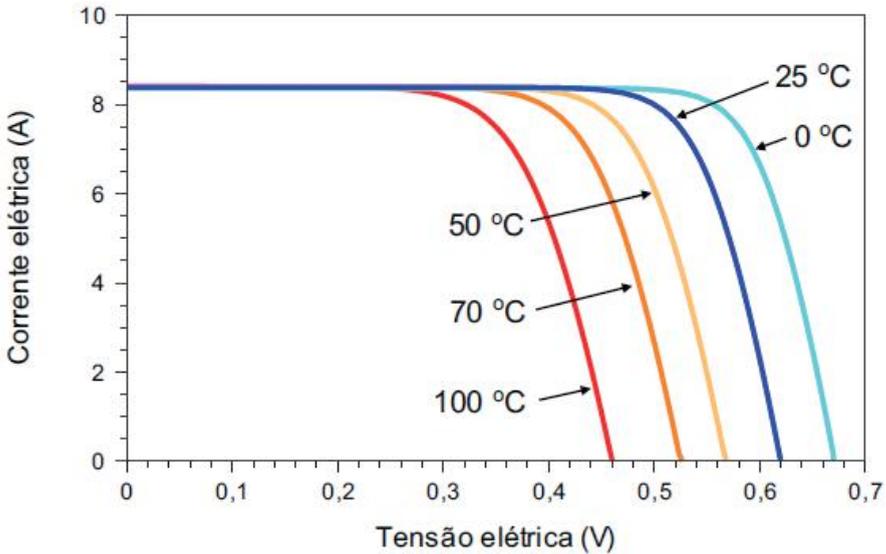


Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica (2014).

A partir dos dados da curva $I-V$, pode-se determinar a curva de potência em função da tensão, denominada de $P-V$, conforme a curva na cor vermelha da Figura 2, destacando-se o ponto de máxima potência (P_{MP} em Wp), como

sendo aquele em que sua derivada em relação à tensão é nula. A temperatura influencia na tensão que o módulo fornece em seus terminais e na potência fornecida. Em temperaturas mais baixas as tensões são maiores e em temperaturas mais altas, são menores, como pode ser observado na Figura 3. O coeficiente de temperatura é muito importante porque em dias em que o valor de radiação é elevado, a temperatura nas células aumenta, podendo chegar à temperatura de 70°C, causando uma redução do rendimento.

Figura 3 – Influência da temperatura (para irradiância de 1000 W/m²)



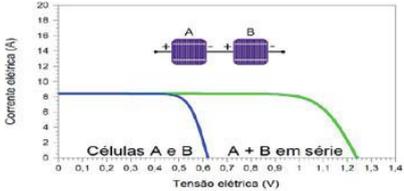
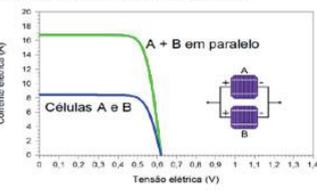
Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica (2014)

Por outro lado, a baixas temperaturas, o valor de tensão em circuito aberto aumenta, colocando em risco o estado da célula fotovoltaica. As folhas de dados dos módulos fornecem as características elétricas nas condições normais de temperatura da célula (NOCT), conforme a NBR 11704:2008.

2.1 ASSOCIAÇÕES DE CÉLULAS E MÓDULOS

Observa-se na tabela 1 que os dispositivos podem ser associados em série ou em paralelo para produzirem a quantidade de energia desejada, atingindo assim os níveis de corrente e tensão esperados em uma única saída.

Tabela 1 – Associações de células e módulos

Associação série	Associação em paralelo
<p>Num agrupamento ligado em série, os dispositivos são atravessados pela mesma corrente e a característica resultante deste agrupamento é obtida pela adição das tensões aos terminais das células, para um mesmo valor de corrente.</p> <p>Curva I-V de células em série.</p>	<p>Neste agrupamento, os dispositivos estão submetidos à mesma tensão e as intensidades de corrente adicionam-se: a característica resultante obtém-se por adição de correntes, para um mesmo valor de tensão.</p> <p>Curva I-V de células em paralelo.</p>
	

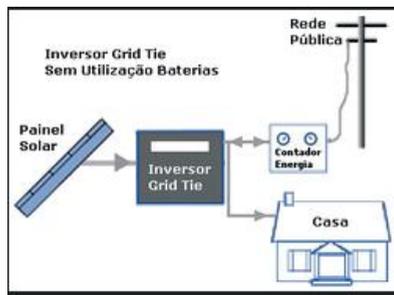
Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014)

No caso de se associarem em série com diferentes correntes de curto-circuito, a corrente é limitada pela menor corrente, mas isso não é recomendado na prática, pois pode causar superaquecimento. Os dispositivos também podem ser conectados em série-paralelo, onde resulta em tensão e corrente maior devido estes serem somadas e disponibilizada em seus terminais de saída.

3 INVERSORES PARA SISTEMAS SFCR

Os inversores *grid-tie* ou *grid-connected* para conexão de sistemas SFCR, similares, mas não comparáveis aos utilizados em sistemas isolados, convertem a corrente contínua (CC) proveniente dos módulos fotovoltaicos e corrente alternada (CA) disponibilizada em seus terminais, preferencialmente na forma de onda senoidal pura, para alimentação dos consumidores e conexão à rede, funcionando como fonte de corrente, conforme a Figura 4. Os inversores (*grid-tie* ou *grid-connected*) dos sistemas SFCR possuem recursos e funções que não são encontrados nos sistemas isolados (SFI). As fugas de corrente para a terra são monitoradas através de medidores de corrente contínua residual incorporada na entrada do inversor, onde se faz a conexão com os módulos, conforme a NBR 10899:2006.

Figura 4 – Esquema de funcionamento do sistema



Fonte: ABB (2015)

3.1 CARACTERÍSTICAS E PROPRIEDADES DOS INVERSORES

Para a eficiência geral do gerador fotovoltaico, estratégias de controle com realimentação podem ser utilizadas na busca pela maximização da produção de energia. O recurso MPPT (Maximum Power Point Tracking) ou SPPM (Seguimento de Ponto de Máxima Potência) utiliza controle com realimentação em malha fechada para buscar o ponto ótimo e permitir que o circuito conversor de energia extraia o máximo de energia do gerador fotovoltaico. A célula solar pode ser modelada como um circuito equivalente, mostrado na Figura 5, composto de uma fonte de corrente, I_L , um diodo sensível à luz, uma resistência em série, R_s , e uma resistência de desvio (resistência shunt) em paralelo, R_p .

A tensão de saída, V , é dada por:

$$V = N\lambda \ln (I_L - I + M \cdot I_{0M} \cdot I_0) - N_{MRs} \cdot I \quad (3)$$

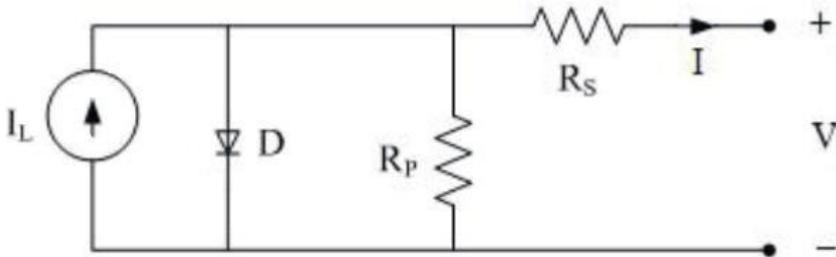
V = tensão de saída;

I_L = fonte de corrente;

I_0 = corrente de saída;

I_{0M} = corrente de saída máxima;

Figura 5 – Circuito equivalente para uma célula fotovoltaica



Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica (2014).

A especificação SPPM significa que o ponto de máxima potência do conjunto de módulos, conectados em série formando fileiras (string), deve estar dentro da faixa especificada para que o inversor maximize a produção de energia. Quanto maior for o rendimento melhor será aproveitamento da energia dos módulos fotovoltaicos, sendo que um bom equipamento deve apresentar rendimento acima de 90%.

A norma NBR 11704: 2008 define que o recurso SPPM tem o objetivo de garantir que os módulos operem em seu ponto de máxima potência de imediato, sendo esta uma estratégia para maximizar a produção de energia.

Este método consiste em perturbar a operação dos módulos, alterando propositalmente a tensão em seus terminais, e observar o que ocorre com a potência fornecida.

4 QUADRO, CAIXAS, CABOS E COMPONENTES

As caixas de conexões possuem o isolamento necessário para a conexão dos cabos e a outros módulos, recebendo os terminais das conexões elétricas das células e alojando os diodos de passagem. Os sistemas fotovoltaicos trabalham com tensões e correntes contínuas mais elevadas do que as alternadas encontradas nas instalações elétricas convencionais, principalmente os sistemas conectados à rede (*on-grid*). Os conectores MC3 e MC4 são desenvolvidos para este seguimento e se tornaram padrões mundiais, mas a maior parte dos fabricantes adota o MC4, pois confere mais segurança às conexões elétricas. O quadro de proteção, além de possuir os fusíveis para a conexão do equipamento de proteção (String), deve incorporar uma chave de desconexão CC e o dispositivo de proteção de surto conforme a Figura 6.

Figura 6 – A – Caixa; B – Conector MC3 e C – Conector MC4

Figura 8: A – Caixa; B – Conector MC3 e C – Conector MC4



Fonte: Blue Sol (2015).

Fonte: Blue Sol (2015).

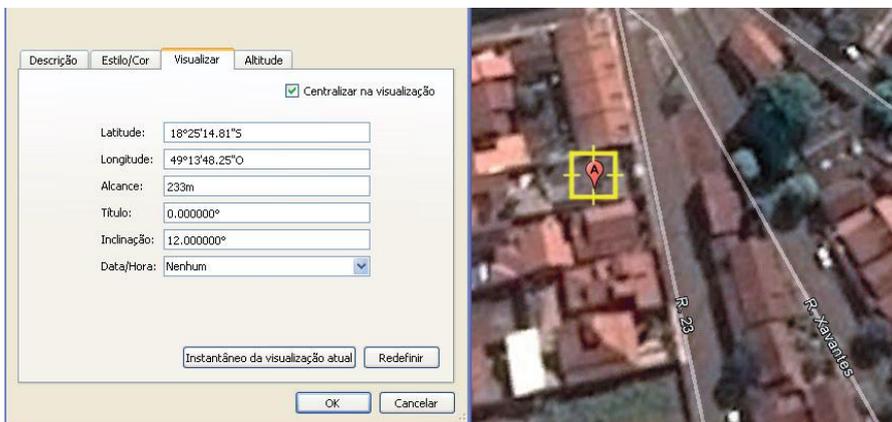
Pode ter a função de caixa de string, o barramento de aterramento, necessário para a coleta das ligações das estruturas metálicas e carcaça dos módulos fotovoltaicos e os equipamentos CA (Corrente Alternada). A chave de desconexão é necessária na manutenção dos sistemas fotovoltaicos, permitindo a desconexão dos módulos em garantia à segurança em manutenções nas instalações e inversores, sendo específicas para suportar os níveis de tensões presentes e com capacidade de interrupção do arco elétrico e corrente contínua. Deve ser utilizado na instalação, um disjuntor diferencial residual (DDR) na entrada, que pode ser substituído por um disjuntor termomagnético combinado com um interruptor diferencial residual (IDR).

5 DIMENSIONAMENTO DO MICROGERADOR FOTOVOLTAICO

No dimensionamento do sistema de microgeração fotovoltaico do estudo de caso, é utilizado como ferramenta o Simulador Solar do Instituto Ideal, que está programado para simular geradores de até 1000 kWp para consumidores do Grupo B (Baixa Tensão) de acordo com o Manual de Engenharia FV (Fotovoltaico).

O microgerador está dimensionado e instalado em uma residência, localizada em Goiás, cidade de Itumbiara, com latitude de 18°25'14,81'' Sul e longitude de 49°13'48,25'' Oeste (Figura 7), que tem capacidade instalada de 2,2 kWp, e ocupa uma área de aproximadamente 14 m², inclinação dos módulos fotovoltaicos de 13°, produção mensal estimada de 348 kWh e anual de 4.176 kWh, possui um sistema de comunicação *wireless* que disponibiliza dados de geração para o monitoramento *on-line* em website ou dispositivos móveis, facilitando ao proprietário o controle da sua energia produzida.

Figura 7 – Localização do sistema fotovoltaico

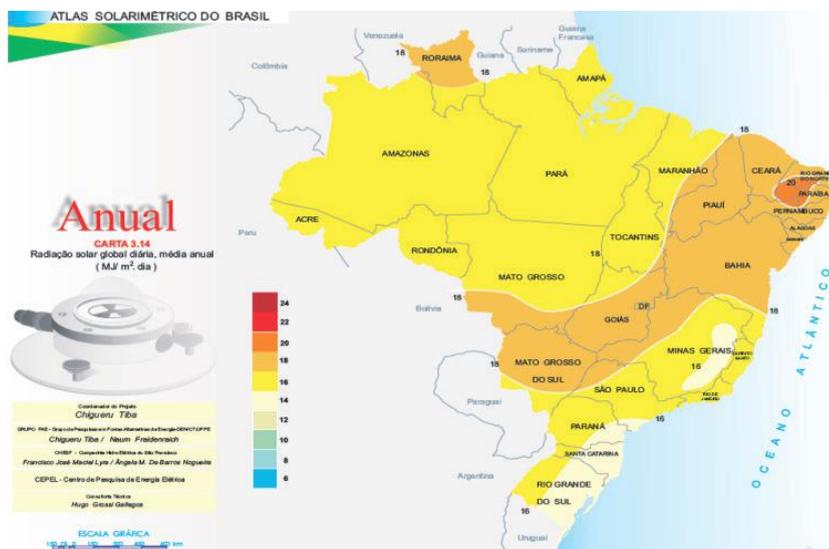


Fonte: Google Maps (2015).

5.1 QUANTIDADE DE MÓDULOS

Como estabelece a NBR 10899:2006, a energia solar diária é encontrada na forma de insolação em Wh/m²/dia e os dados podem ser encontrados através de mapas solarimétricos (Figura 8). O método da insolação para o cálculo da energia produzida pelo módulo fotovoltaico só é válido quando o inversor possui o recurso de SPPM, pois assim a energia produzida é limitada apenas pela eficiência do módulo, que é o caso deste projeto.

Figura 8 – Atlas Solarimétrico do Brasil



Fonte: TIBA, Chigeru. Recife: CRESESB, 2000.

No método da insolação, o principal é como dimensionar o sistema correto para atender a demanda em todos os dias do ano. Utiliza-se o valor de insolação do pior mês do ano para garantir o abastecimento de energia nos meses de menor insolação. Com base na insolação as dimensões físicas e na eficiência dos módulos fotovoltaicos podemos determinar a energia produzida pelos módulos com a seguinte equação:

$$E_p = E_s \cdot A_m \cdot \eta_m \quad (4)$$

Onde:

E_p = Energia produzida diariamente (Wh/dia);

E_s = Insolação diária (Wh/m²/dia);

A_m = Área da superfície do módulo (m²);

η_m = Eficiência do módulo.

No local da instalação a insolação diária está entre 5500 a 5700 Wh/m²/dia e o módulo: 1,64 m² de área, com rendimento de 16,8%. Adota-se o menor valor de insolação diária (5.500 Wh/m²/dia), a energia produzida por um módulo é:

$$E_p = 5.500 \cdot 1,64 \cdot 0,168 = 1515,36 \text{ Wh/m}^2/\text{dia}$$

Para conhecer a energia consumida diariamente, utiliza-se do consumo mensal, da média de consumo diário e do custo de disponibilidade, como apresentado:

$$E_c = (E_m - C_d) / 30 \quad (5)$$

Onde:

E_c = Energia consumida diariamente (kWh/dia);

E_m = Energia consumida mensalmente (kWh/mês);

C_d = Custo de disponibilidade (kW/mês).

O consumo mensal do cliente é de 448 kWh em média e a conexão por ser trifásica possui um custo de disponibilidade de 100 kW/mês:

$$E_c = (448 - 100) / 30 = 11,6 \text{ kWh/dia.}$$

De posse dos dados de E_p e E_c , obtemos a quantidade de módulos (N_m) para este projeto, como se segue:

$$N_m = E_c / E_p \quad (6)$$

$$N_m = 11,6 / 1.52 = 7,63 \text{ módulos.}$$

Com base neste resultado, foram adquiridos oito (08) módulos de 275 W, consolidando o projeto de microgeração em 2,2 kWp e uma área ocupada de 13,12 m².

5.2 PROCESSOS DE IMPLANTAÇÃO DA MICROGERAÇÃO

As etapas exigidas pela concessionária de distribuição, que consta na norma técnica NTC-71, emitida pela Enel Distribuição Goiás onde se observa na Figura 9, o desenvolvimento do projeto e emissão de toda a documentação conforme apresentado em resumo nos itens subsequentes.

Figura 9 – Etapas para viabilização do acesso



(*) se for minigeração e houver necessidade de obras na rede de distribuição, este prazo é de 60 dias.

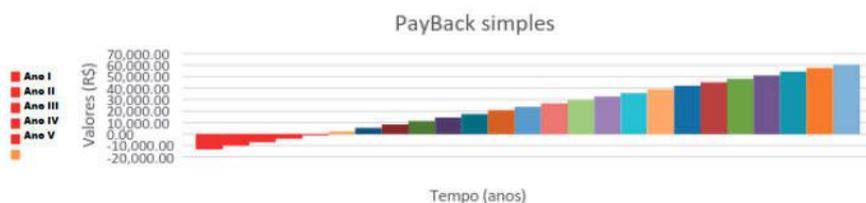
Fonte: NTC-71(2014) Enel Distribuição Goiás.

5.4 RESULTADOS OBTIDOS

As tarifas da energia elétrica e a redução dos custos dos equipamentos dos sistemas fotovoltaicos tornam-se cada vez mais atrativo a realização deste investimento. O mesmo é avaliado pelo cálculo do *payback* simples, que demonstra qual o período de retorno para o investimento total. Pode-se considerar as seguintes variáveis:

- A tarifa do consumo [Consumo (kWh + ICMS/PIS/COFINS) + Adicional bandeira vermelha];
- Anualização do Consumo [Consumo anual (kWh) – Custo anual de disponibilidade (kWh – trifásico)];
- O total em R\$ da geração anual;
- O investimento [Valor global do projeto – incentivo do fundo solar].

Figura 10 – Payback simples do sistema fotovoltaico em estudo



Fonte: Próprios autores, 2018.

Os recursos financeiros utilizados neste projeto foram levantados através da participação financeira do proprietário, somados com o incentivo do Fundo Solar que é promovido pelo Instituto Ideal e Selo de eletricidade verde da Alemanha, juntamente com a cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável por meio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), que possuem uma parceria para dar apoio financeiro a quem estiver disposto a adquirir um sistema de microgeração de até 5 kWp, através do programa de projetos de 50 telhados. Estima-se que são necessários aproximadamente 5,5 anos para que este seja pago e, como a vida útil deste sistema é de aproximadamente 25 anos, se terá mais 19,5 anos de economia de conta de luz, como pode ser visualizado na Figura 11.

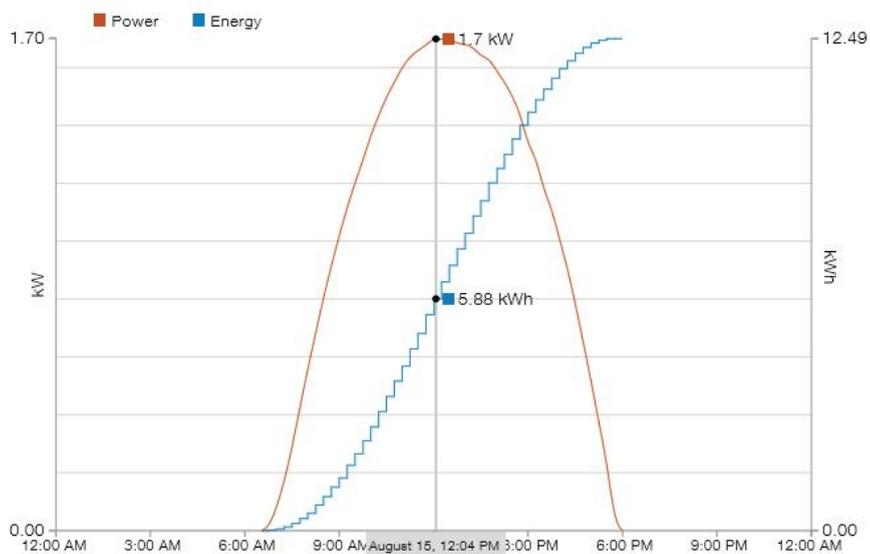
Figura 11 – Tabela de custos e payback

Investimento Inicial		Payback durante vida útil			
Gerador	18.870,00 R\$	Ano 1	-13.155,94 R\$	Ano 16	32.804,90 R\$
Data Logger	999,00 R\$	Ano 2	-10.091,89 R\$	Ano 17	35.868,96 R\$
Total	19.869,00 R\$	Ano 3	-7.027,83 R\$	Ano 18	38.933,01 R\$
Incentivo do Fundo Solar		Ano 4	-3.963,77 R\$	Ano 19	41.997,07 R\$
3.649,00 R\$		Ano 5	-899,71 R\$	Ano 20	45.061,12 R\$
Investimento Final		Ano 6	2.164,33 R\$	Ano 21	48.125,18 R\$
16.220,00 R\$		Ano 7	5.228,39 R\$	Ano 22	51.189,24 R\$
Tarifa da concessionária (R\$/kWh)		Ano 8	8.292,45 R\$	Ano 23	54.253,29 R\$
Consumo	0,65193 R\$	Ano 9	11.356,50 R\$	Ano 24	57.317,35 R\$
Band Vermelha	0,0818 R\$	Ano 10	14.420,56 R\$	Ano 25	60.381,41 R\$
Total	0,73373 R\$	Ano 11	17.484,62 R\$	-	-
Consumo da residência (kWh)		Ano 12	20.548,67 R\$	-	-
Média Mensal	448 (kWh)	Ano 13	23.612,73 R\$	-	-
Residência Tipo B1 Trifásica		Ano 14	26.676,79 R\$	-	-
Disponibilidade	100 (kWh)	Ano 15	29.740,84 R\$	-	-

Fonte: Próprios autores, 2018.

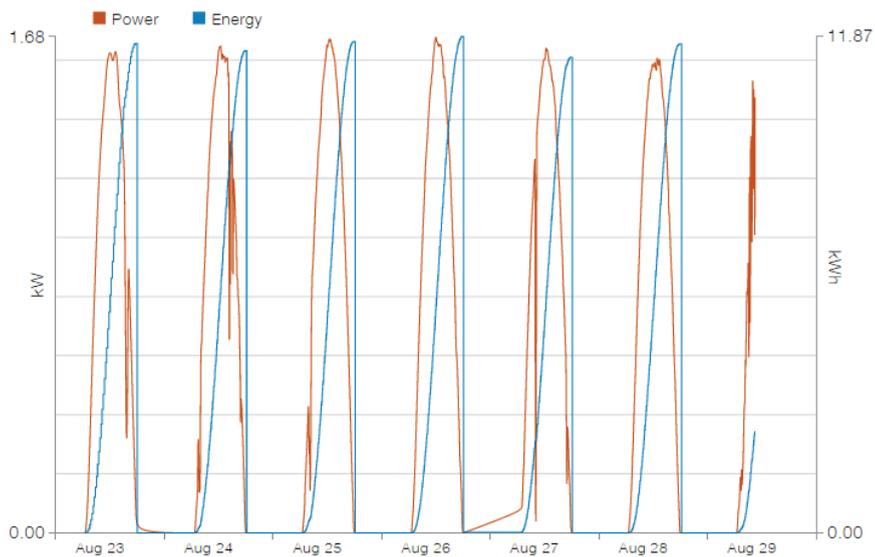
Os dados de geração iniciais são apresentados nas Figuras 12 e 13 a seguir:

Figura 12 – Geração dia



Fonte: Próprios autores, 2018.

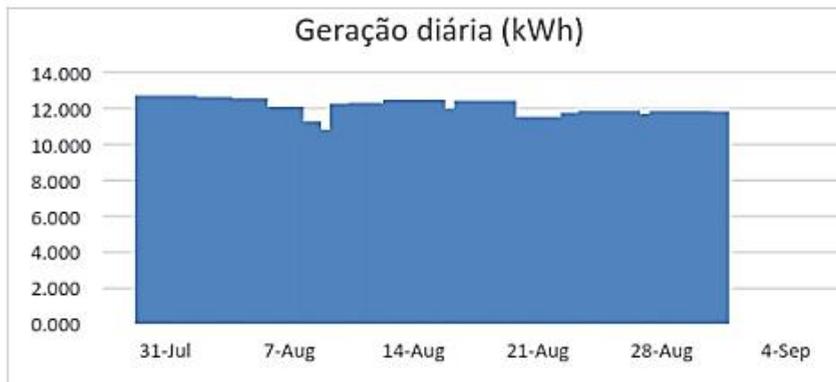
Figura 13 – Geração semana



Fonte: Próprios autores, 2018.

Este projeto está calculado para uma residência com uma demanda diária de 11,6 kWh/dia e após a posta em marcha do sistema de geração, no primeiro mês, com 31 dias, o microgerador produziu 11,7 kWh/dia médios, conforme a Figura 14, o que na prática comprova-se a teoria.

Figura 14 – Geração mensal



Fonte: Próprios autores, 2018.

Os dados de geração podem ser acessados através de dispositivos móveis como celulares e computadores, através do aplicativo *Plant Viewer (Aurora Vision Plant Management Platform)* ou ainda através de uma página de internet de domínio público que pode ser disponibilizado pelo proprietário da planta caso. Destaca-se que através do monitoramento remoto rastreia-se a energia produzida em tempo real, compartilham-se os dados com os instaladores, verifica histórico e exporta dados em formato de planilha.

6 CONCLUSÃO

O sistema ligado à rede é um bom investimento quando considerado a médio e longo prazo, além de ser uma forma de economizar energia das concessionárias, além disso, em caso de racionamento este efeito pode ser amenizado, sendo que a energia excedente pode ser injetada à rede de distribuição, aumentando o fluxo energético e contribuindo para a diminuição das perdas no sistema elétrico de potência.

O crescimento da busca por fontes renováveis de energia nos últimos anos em todo o mundo mostra um grande potencial para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica. O Brasil possui altos níveis de irradiação, sendo um dos principais fatores que contribuem para o crescimento de investimentos nesses projetos e o potencial existente no país deve ser melhor explorado.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2018.

ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro, 2004.

ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 11704 - Sistemas fotovoltaicos – Classificação. Rio de Janeiro, 2008.

ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. 10899: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia. Rio de Janeiro, 2006.

ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 11876: Módulos Fotovoltaicos – Especificação. Rio de Janeiro, 2010.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de energia Solar. Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.

NORMA TÉCNICA Enel Distribuição Goiás NTC-71: Requisitos para conexão de Microgeradores e Minigeradores ao Sistema de Distribuição da Enel Distribuição Goiás. Goiânia, 2014.

RÜTHER, Ricardo et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: <<http://bit.ly/pPmCE3>>. Acesso em: 12 set. 2017.

TIBA, Chigeru. Atlas Solarimétrico Brasileiro: Banco de Dados Solarimétricos. Recife: CRESESB, 2000. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: 12 ago. 2018.

CAPÍTULO 14

METODO BASEADO EM ALGORITMO GENÉTICO PARA OTIMIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO INTERNA DE PARQUES EÓLICOS

Thiago Trezza Borges

André F. Schiochet

Paulo Roberto Duailibe Monteiro

1 INTRODUÇÃO

A forte aceleração do consumo de energia observado nas últimas décadas, traz o grande desafio de continuar se desenvolvendo e ter que promover a redução do impacto ambiental, com uma matriz energética ainda fortemente baseada em combustíveis fósseis. É nesse cenário adverso e de grandes dificuldades que surge a oportunidade para a utilização de energias renováveis, se destacando entre elas a energia eólica.

A utilização de energia eólica para geração de energia elétrica em larga escala é conseguida com a instalação de vários aerogeradores em um sítio, formando uma usina de geração eólica, agora denominado de parque eólico. Essa solução mostrou-se técnica e economicamente viável (MORA, 2008) e é aplicado no mundo inteiro com a implantação de parques eólicos conectados à rede elétrica impulsionando o crescimento dessa forma de energia. Observa-se que a geração de energia eólica vem crescendo de importância no cenário energético mundial, decorrente dos custos associados a este tipo de geração sofrerem quedas significativas na última década.

A evolução da energia eólica no Brasil também acompanhou essa tendência e teve um crescimento acentuado nos últimos 9 anos, partindo de 663 GWh em 2007 para 33.489 GWh em 2016 (EPE, 2017) e também vem apresentando quedas significativas no preço da energia. No leilão de geração A-6 de 2018, realizado em 31 de agosto de 2018 as usinas mais baratas foram as eólicas, que chegaram a negociar energia a R\$ 79,00/MWh, apresentando um deságio de 65,2% ante ao teto definido para a fonte no certame de R\$ 227/MWh (COSTA, 2018).

Frente aos deságios ocorridos nos últimos leilões de energia eólica, torna-se fundamental viabilizar projetos com redução dos investimentos iniciais (CAPEX) e dos custos para a sua operação e manutenção (OPEX). Considerando a redução do CAPEX e OPEX de um parque eólico, a realização de projetos otimizados resulta em um aumento da eficiência energética, elevando a viabilidade e a redução do tempo de retorno do investimento no parque. Assim, a utilização de técnicas de otimização nos projetos de parques eólicos se faz necessária para o alcance da eficiência almejada.

O projeto de um parque eólico envolve estudos complexos relacionados com definições das posições geográficas dos aerogeradores em função dos per-

fis de vento da região a ser implantado e as suas especificações; estudos elétricos sistêmicos; cálculos estruturais para a construção das bases dos aerogeradores; projeto elétrico e civil da subestação e projeto da rede de média tensão interna ao parque, constando de sua topologia e dimensionamento das interligações, entre outros.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia para otimização da rede e distribuição interna de parques eólicos visando obter a melhor solução baseada nos custos de implantação e operacionais.

O projeto de uma rede de distribuição de um parque eólico consiste fundamentalmente em definir a melhor configuração da rede interna e o seu dimensionamento. A definição da configuração das redes consiste forçosamente num problema de otimização combinatória de grande porte, face ao número elevado de configurações de redes candidatas. O problema não é simples de ser tratado, devendo-se recorrer à métodos iterativos onde o resultado converge para uma solução ótima factível.

A análise do projeto de rede coletora de um parque eólico se assemelha com o planeamento de expansão realizado para sistemas de distribuição de energia. A diferença básica está na direção do fluxo de potência. Essa semelhança traz vantagens, pois pode-se utilizar das experiências e soluções já consagradas para aplicação nas redes coletoras dos parques eólicos (BRAZ, 2006).

Neste sentido, Tram e Wall (1988), propõem um algoritmo de otimização de condutores em sistemas de distribuição radiais. Já Ramirez e Agustín (1998), utilizaram algoritmos genéticos para solucionar sistemas de distribuição de grande porte, buscando o dimensionamento ótimo de cabos elétricos e a localização ótima das subestações baseado na programação inteira mista não linear. Por sua vez, Rao (2010) propõe um algoritmo evolucionário para seleção ótima de condutores baseado na redução das perdas em sistemas radiais de distribuição. O desenvolvimento de novas técnicas que permitem aos algoritmos genéticos (AGs) configurar redes de grande porte em um tempo factível é mostrado em (BRAZ, 2010).

Thenepalle, (2011), apresenta um estudo comparativo para otimização de condutores utilizando metodologia convencional e uma metodologia baseada em algoritmo genético com o objetivo de minimizar as perdas, mantendo as tensões dentro de limites aceitáveis. O algoritmo genético apresentou melhor resultado que o método convencional nos casos testados. Duan (2015) propõe um método de reconfiguração de rede de distribuição para redução das perdas e melhoria da confiabilidade. O algoritmo de otimização genética avançada é usado para lidar com o problema de reconfiguração de forma a determinar os regimes de operação das chaves.

Em rede de distribuição interna de parque eólico, Braz (2006) propõe algoritmo genético para otimizar os recursos durante a fase de planeamento da rede e González-Longatt (2012), aborda a busca pelo melhor projeto de rede elétrica para fazendas eólica offshore, utilizando algoritmo genético melhorado

que considera diferentes seções dos condutores ao conceber as matrizes radiais.

No presente trabalho é proposto uma metodologia baseada em AG para o dimensionamento econômico de condutores e otimização da configuração da rede de distribuição interna de parques eólicos.

2 MODELAGEM

O problema para o cálculo de uma rede de distribuição interna de um parque eólico, consiste fundamentalmente em encontrar uma topologia radial ótima que conecte um conjunto de aerogeradores, tal que os investimentos na sua construção e os custos operacionais sejam mínimos, atendendo aos requisitos técnicos pré-definidos.

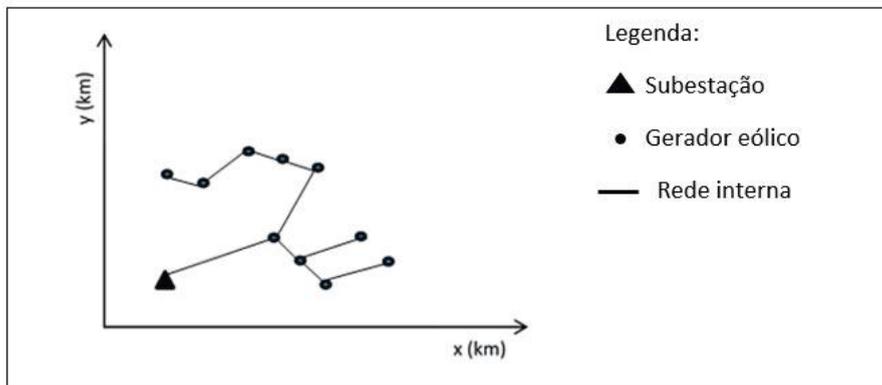
Considerando que os AGs fazem uma busca cega, há a necessidade de um guia para orientá-los na direção da solução otimizada ou próxima a ela. Dessa forma, é necessário encontrar uma função que norteie o AG em busca do objetivo do problema. Assim, a modelagem matemática consiste em definir uma função que deve refletir os objetivos a serem alcançados na resolução do problema.

De acordo com Kagan *et al.* (2009), os problemas podem ser tratados considerando-se a otimização de uma única ou mais funções objetivo. Ainda segundo o autor, os problemas podem ser modelados considerando-se restrições técnicas e econômicas, ou de outra natureza. Segundo Linden (2006), tal função é a maneira utilizada pelo AG para determinar a qualidade de um indivíduo como solução do problema em questão.

De acordo com Miranda (2007) a função objetivo de um problema de otimização é construída a partir dos parâmetros envolvidos no problema. Ela fornece uma medida da proximidade da solução em relação a um conjunto de parâmetros. O objetivo é encontrar o ponto ótimo, que é minimização dessa função.

Para o equacionamento do problema serão considerados os geradores eólicos e a subestação com suas posições geográficas de forma a possibilitar o cálculo das distâncias, onde cada ponto será composto por uma coordenada (x , y). Assim, uma situação hipotética de um parque eólico é apresentada na Figura 1 com um modo de interligar os aerogeradores, entre vários modos possíveis.

Figura 1 - Locação dos geradores eólico e da subestação com topologia factível de rede



Fonte: Próprios autores, 2018.

Obter a melhor topologia radial que conecte todos os aerogeradores à subestação de tal forma que, o somatório dos custos de implantação com os custos operacionais num horizonte de planejamento seja mínimo, consiste em minimizar uma função $f(r)$, tal que r pertença ao conjunto Cr . Onde r é uma configuração de rede interna do parque e Cr o conjunto de todas as configurações radiais conexas factíveis. Considera-se configurações factíveis, aquelas em que o fluxo de corrente nos trechos esteja compatível com a máxima capacidade de condução de corrente dos condutores, atendam o critério da queda de tensão estabelecido e o dimensionamento econômico do condutor.

Para atender ao objetivo proposto a função $f(r)$ é definida como:

$$f(r) = f(\text{implantação}) + f(\text{perdas}) \quad (1)$$

em que,

$$f(\text{implantação}) = n_c \$cs + \sum_{i=1}^{n_l} l_i \$c_i + \sum_{i=1}^{n_l} l_i \$I_{c,i} \quad (2)$$

e,

$$f(\text{perdas}) = K_p P_e \$MWh \frac{[1 - (\frac{1}{1+i})^N]}{i} \quad (3)$$

Então, a função $f(r)$ será calculada pelo somatório das funções $f(\text{implantação})$ e $f(\text{perdas})$.

onde:

n_c número de circuitos;

$\$cs$ custo por cubículo da subestação de conexão de cada circuito;

- l_i comprimento do trecho i (km);
- $\$_{ai}$ custo por km do condutor a ser instalado no trecho i ;
- n_i número de trechos da rede de distribuição interna;
- $\$_{Iai}$ custo por km da instalação do condutor a ser implantado no trecho i ;
- k_p fator de perdas em função das variações diárias e sazonais do vento;
- P_e perdas de energia na rede interna (MWh/ano);
- $\$_{MWh}$ custo da energia (R\$/MWh);
- i taxa de correção a.a.;
- A número de anos no horizonte planejado do projeto.

A função $f(r)$ revela os custos de implantação da rede interna e seus respectivos painéis receptores dos circuitos na subestação e ainda, os custos operacionais. Assim, ao minimizar a função $f(r)$ encontra-se a solução mais econômica para a rede interna do parque eólico, não apenas relativo aos custos de implantação, mas também associado aos custos operacionais relativos à redução das perdas de energia ao longo do horizonte do projeto.

É relevante observar que no cálculo da implantação da rede interna, são considerados dois custos fixos por circuito: custo dos cubículos dos circuitos e o custo referente a implantação de cada trecho da rede interna. O primeiro dos custos referente a cada trecho da rede, se refere ao custo do condutor propriamente dito, que será selecionado a partir de uma família de condutores candidatos elegíveis com suportabilidades, impedâncias e custos por quilômetro. O segundo se refere ao custo construtivo por quilômetro que depende do tipo de instalação a partir de instalações possíveis estabelecidas. Os custos relativos aos painéis dos aerogeradores não são importantes na análise comparativas das alternativas de topologia de redes, uma vez que são praticamente iguais em todas as configurações analisadas.

O valor presente das perdas é calculado a partir do total de perdas de energia do primeiro ano aplicando a taxa de correção anual às perdas dos anos seguintes até o horizonte do empreendimento. Nesse cálculo supõem-se os aerogeradores operando com suas potências nominais. É disponibilizado na formula o fator de perdas k_p que representa as variações diárias e sazonais do vento na região do empreendimento.

3 SOLUÇÃO PROPOSTA

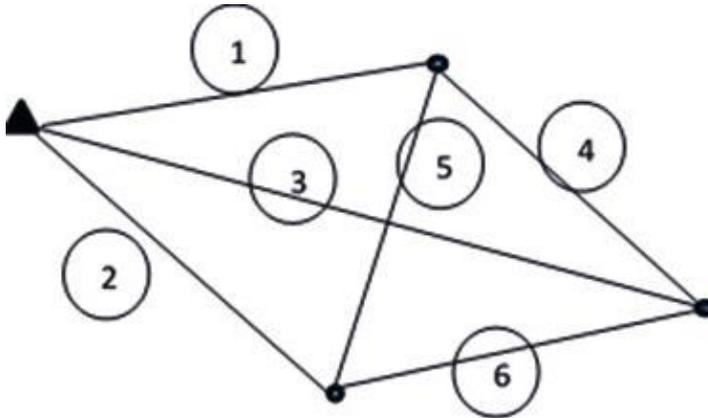
Para a solução do problema propõe-se uma metodologia baseada em AG, com codificação cromossômica por aresta utilizando números binários.

Operadores genéticos de cruzamento e mutação especiais foram utilizados, e a parada é determinada quando o número máximo de geração for atingido ou quando uma população não melhora em sucessivas gerações. Para preservar as características do melhor indivíduo nas próximas gerações, está sendo utilizado também no AG proposto o elitismo. No final o algoritmo fornece a configuração de rede a ser construída e os respectivos custos.

3.1 Esquema de Codificação

Modelando por grafos a topologia de uma rede interna, é apresentado um exemplo de um pequeno parque eólico fictício contendo uma subestação e três aerogeradores com disposição conforme Figura 2. A subestação está representada pelo triângulo sólido, enquanto que os aerogeradores são os círculos sólidos pretos e as arestas então numeradas de 1 a 6. A Figura 2 apresenta uma configuração factível de rede interna para esse exemplo.

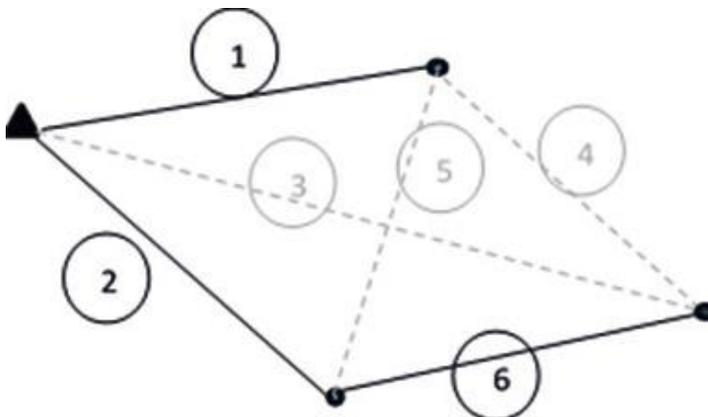
Figura 2 - Número máximo possível de arestas de um parque eólico fictício



Fonte: Próprios autores, 2018.

Estabelecendo a codificação por aresta com números binários para o modelo genético do exemplo do parque eólico fictício, onde há apenas um único nó subestação, três nós geradores, o indivíduo que codifica a rede para a configuração da Figura 3 terá um cromossomo apresentado na Figura 4.

Figura 3 - Uma configuração factível para o sistema exemplo



Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 4 - Codificação da configuração da rede interna da Figura 3

2	2	2	2	2	2	Máximo
1	1	0	0	0	1	Cromossomo
1	2	3	4	5	6	Arestas

Fonte: Próprios autores, 2018.

Na Figura 4, o cromossomo que codifica a rede interna está destacado por um fundo cinza e tem comprimento igual à quantidade máxima possível de arestas. Acima de cada gene estão seus respectivos limites máximos e, na última linha inferior, estão os identificadores das arestas associadas a cada gene. O limite máximo de cada gene do cromossomo corresponde aos números binários (0 e 1), onde 0 significa aresta desligada e 1 aresta ligada.

Ao adotar essa definição, o AG considera que a aresta codificada com 0 “não existe” nessa configuração e a aresta com 1 “existe”, desenhando dessa forma, a configuração da rede.

Na codificação definida para o cromossomo, cada gene representa uma aresta. Assim, as arestas 3, 4 e 5 que possuem o gene de número 0 não fazem parte dessa solução para a rede, sendo considerado apenas as arestas com o gene de número 1, que são as arestas 1, 2 e 6 demonstrando a aderência da codificação cromossômica à configuração da Figura 3. Importante observar neste exemplo que o tamanho do cromossomo é seis, igual a quantidade de arestas possíveis para esse exemplo observado na Figura 2.

3.2 Decodificação

A decodificação adota a premissa que todas as arestas estão desligadas ou não existem (código 0). Tendo como exemplo a decodificação do indivíduo da Figura 4, o procedimento consiste em percorrer o cromossomo, em qualquer ordem e, onde for encontrado o gene com código de número 1 é criada uma nova aresta. Assim, tomando o segundo elemento da Figura 4, $\Lambda(2)=1$, associado a aresta 2, como o gene é codificado com o número 1, é criada essa aresta interligando o nó subestação 0 ao nó gerador 2. Assim, serão criadas todas as arestas com gene 1, e as arestas com gene 0 serão desconsideradas.

Como pode ser visto a decodificação é direta. O procedimento se repete para cada gene, implicando na criação das 3 arestas representadas na Figura 3.

3.3 Funções Especiais do AG Proposto

No algoritmo proposto foram criadas funções especiais na geração da população inicial e nos operadores de cruzamento e mutação, modificando-os para criarem somente indivíduos radiais e conexos. Na geração da população inicial foi implementada uma heurística de somente criar indivíduos radiais e

conexos. Da mesma forma, quando houver cruzamento e mutação, os novos indivíduos são testados quanto a sua conectividade e radialidade, assim, é garantido que todos os indivíduos da nova população são radiais e conexos.

3.4 Metodologia para o cálculo da função de aptidão

A função aptidão determina o valor de cada indivíduo na população. É através desta função que é medido quão próxima determinada solução (indivíduo) está da solução desejada. O algoritmo realiza uma busca cega, guiada exclusivamente por esta função.

A função objetivo $f(r)$, definida na Seção 2, abrange os objetivos definidos neste trabalho. A aptidão, além de incluir a função objetivo, dimensiona e calcula os componentes e parâmetros da rede necessários para a avaliação da população.

Inicialmente é feito o cálculo econômico do condutor para definir as faixas de corrente da família de cabos concorrentes, por fora do AG. Os limites superior e inferior de corrente em amperes da faixa econômica para uma dada seção de condutor são calculados de acordo com a norma NBR-15920 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), pelas seguintes equações:

$$\text{Limite inferior de } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI - CI_1}{F.l.(R_1 - R)}} \quad (4)$$

$$\text{Limite superior de } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI_2 - CI}{F.l.(R - R_2)}} \quad (5)$$

Onde:

CI é o custo do comprimento de cabo instalado cuja seção está sendo considerada, expresso em unidade de moeda (R\$);

R é a resistência c.a. por unidade de comprimento da seção do condutor que está sendo considerada, expressa em ohms por metro (Ω/m);

CI_1 é o custo de instalação da próxima menor seção nominal de condutor, expresso em unidade de moeda (\$);

R_1 é a resistência c.a. por unidade de comprimento da próxima menor seção nominal de condutor, expressa em ohms por metro (Ω/m);

CI_2 é o custo de instalação da próxima maior seção nominal de condutor, expresso em unidade de moeda (\$);

R_2 é a resistência c.a. por unidade de comprimento da próxima maior seção nominal de condutor, expressa em ohms por metro (Ω/m).

Assim, com o conhecimento das correntes nos trechos, o AG define o cabo ótimo de cada trecho baseado nas faixas de correntes estabelecidas no

cálculo econômico do condutor. A Tabela 1 apresenta a metodologia de cálculo da aptidão que avalia os indivíduos.

Tabela 1 – Metodologia do cálculo da aptidão

PASSO	DESCRIÇÃO	OBJETIVO
1	Decodificar o indivíduo	_____
2	Adotar todos os ramos com o maior cabo da família de cabos	_____
3	Rodar fluxo de potência	Calcular corrente nos ramos
4	Dimensionar os cabos pelos critérios da capacidade de condução de corrente, cabo ótimo, queda de tensão	Definir o cabo ótimo em cada ramo
5	Rodar o fluxo de potencia	Calcular as perdas de potência ativa
6	Aplicar a função objetivo	Calcular custo de investimento mais custos operacionais. Pontuar a população.

Fonte: Próprios autores, 2018.

4 DIMENSIONAMENTO OTIMIZADO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO INTERNA DO PARQUE EÓLICO

O exemplo do parque eólico utilizado para o dimensionamento da rede de distribuição interna, utilizando o método proposto, é o apresentado na Figura 5, obtido em (BRAZ, 2006), onde a subestação está representada pelo triângulo sólido e os geradores eólicos pelos círculos sólidos. O sistema é composto por dois parques eólicos de 30 MVA, constituído cada um de 15 (quinze) aerogeradores de 2 MW.

A seguir são apresentadas as características dos parques utilizados para o teste.

- Tensão da rede interna: 34,5 kV;
- Custo por cubículo de saída de alimentador: R\$ 100.000,00;
- Fator de perda típico da região estudada: 0,21;
- Custo de energia: R\$ 200,00/MWh;
- Taxa de correção anual: 11 %;
- Horizonte de planejamento: 20 anos.

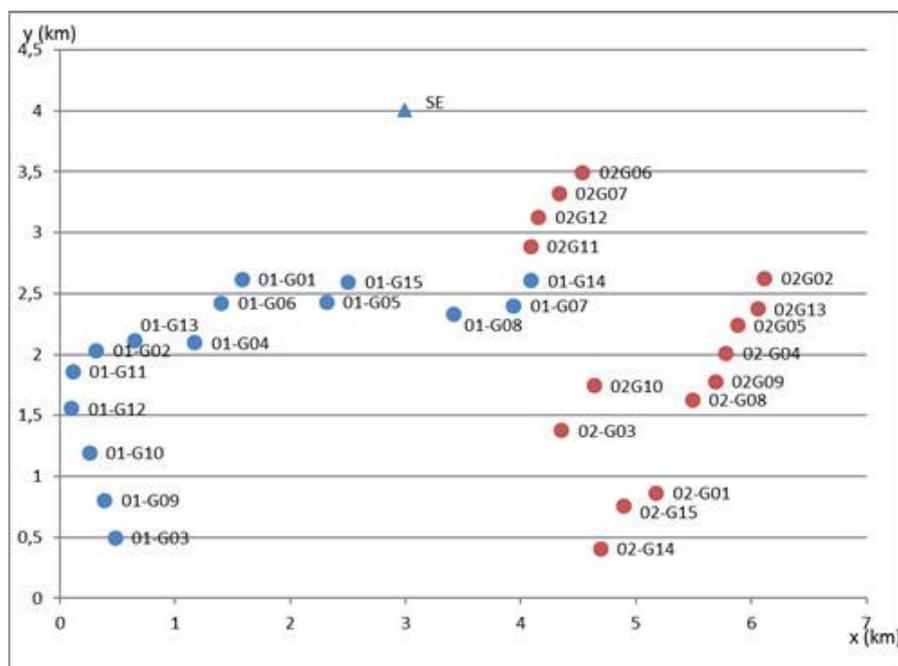
As posições dos aerogeradores e da subestação é apresentada na Tabela 2 e na Figura 5. Os dados dos condutores e instalação utilizados no estudo são fornecidos na Tabela 3.

Tabela 2 – Dados dos Parques Eólicos 1 e 2

Identificação Parque 1	x(km)	y (km)	Identificação Parque 2	x(km)	y (km)
SE	3,0	4,0	02-G01	5,171	0,866
01-G01	1,578	2,621	02-G02	6,113	2,626
01-G02	0,315	2,037	02-G03	4,348	1,381
01-G03	0,477	0,498	02-G04	5,777	2,011
01-G04	1,165	2,098	02-G05	5,879	2,242
01-G05	2,311	2,431	02-G06	4,533	3,496
01-G06	1,401	2,426	02-G07	4,33	3,322
01-G07	3,937	2,404	02-G08	5,485	1,629
01-G08	3,413	2,337	02-G09	5,688	1,782
01-G09	0,387	0,809	02-G10	4,634	1,748
01-G10	0,254	1,195	02-G11	4,085	2,89
01-G11	0,11	1,863	02-G12	4,151	3,131
01-G12	0,099	1,56	02-G13	6,054	2,376
01-G13	0,648	2,12	02-G14	4,689	0,412
01-G14	4,086	2,608	02-G15	4,887	0,759
01-G15	2,497	2,599			

Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 5 - Disposição física dos parques 1 e 2



Fonte: (BRAZ, 2006)

Tabela 3 – Dados dos condutores e instalação

Cabo	R(Ω /km)	X(Ω /km)	R\$/km	Capacidade(A)
C095	0,4301	0,142	78.090,00	177
C120	0,3403	0,136	83.310,00	194
C150	0,2773	0,134	89.340,00	216
C185	0,2212	0,129	94.200,00	244
C240	0,1693	0,122	100.710,00	283
C300	0,1362	0,119	113.310,00	319
C400	0,1071	0,115	130.110,00	364

Fonte: Próprios autores, 2018.

4.1 Resultados encontrados para as redes internas dos Parques 1 e 2

Ao aplicar o modelo de otimização baseado em AG proposto neste artigo para os parques 1 e 2, a melhor alternativa encontrada para a rede interna desses parques apresentou os custos da Tabela 4. Importante revelar que na modelagem matemática, apresentada na Seção 2, os custos operacionais (OPEX) representam apenas as perdas no horizonte do projeto.

Tabela 4 – Resultados encontrados pelo modelo proposto para o parque 1 e 2

Rede Interna	CAPEX (R\$)	OPEX (R\$)	Total (R\$)
Parque 1	1.095.415,73	449.418,44	1.544.834,17
Parque 2	1.189.146,46	430.930,46	1.620.076,92

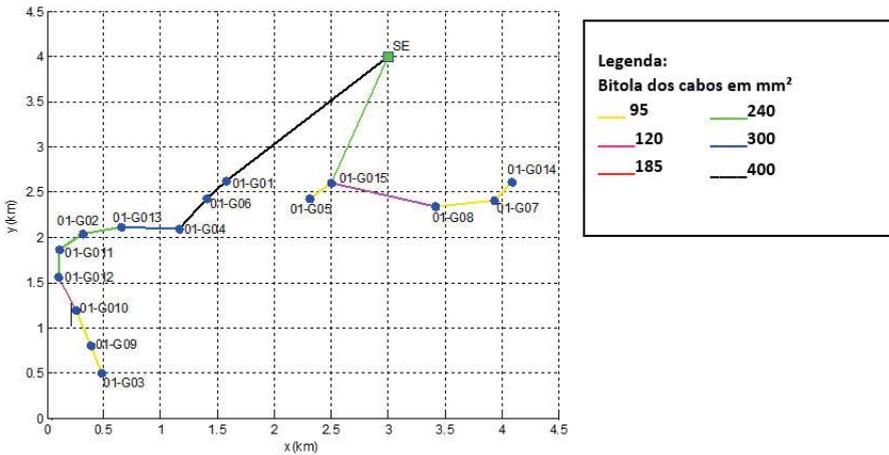
Fonte: Próprios autores, 2018.

A melhor alternativa encontrada para o parque 1 apresentou um custo total de R\$ 1.544.834,17, sendo que R\$ 1.095.415,73 se refere ao investimento inicial e R\$ 449.418,44 representam os custos totais das perdas ao longo do horizonte do projeto. Observa-se que os custos com as perdas elétricas representam aproximadamente 30% do custo total previsto para o parque eólico, valor considerável para ser desprezado, podendo-se concluir que as perdas devem ser consideradas no dimensionamento de rede interna de parques eólicos. A topologia dessa alternativa encontra-se na Figura 6 e é diferente da encontrada pelo exemplo que testa este método.

Analogamente, a melhor alternativa encontrada para o parque 2 apresentou um custo total de R\$ 1.620.076,92, sendo que R\$ 1.189.146,46 se refere ao investimento inicial e R\$ 430.930,46 representa o custo total das perdas ao longo do horizonte do projeto. Observa-se também que o custo com as perdas elétricas para esse parque apresenta aproximadamente a mesma ordem de

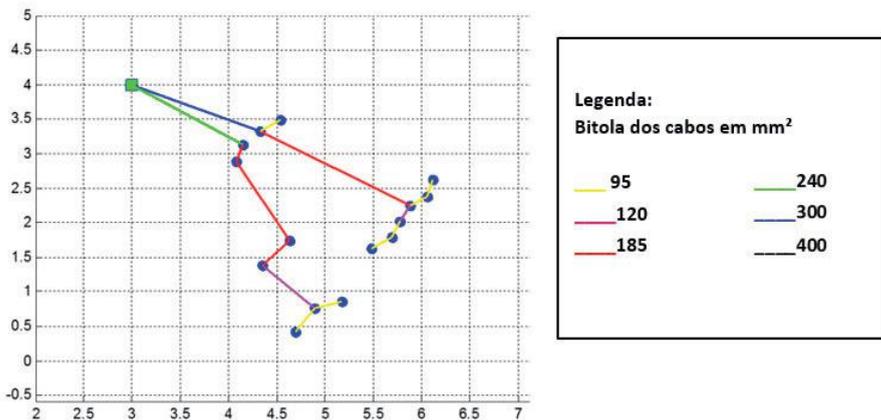
grandeza encontrada no parque 1, algo em torno de 27% do custo total encontrado para o parque eólico. Há de se considerar ainda que, a função objetivo do algoritmo genético da metodologia de otimização proposta considera a minimização de perdas, caso contrário, a parcela referente ao OPEX seria superior aos valores encontrados na solução apresentada neste estudo. A topologia dessa alternativa encontra-se na Figura 7.

Figura 6 - Topologia da melhor solução viável para o parque eólico 1 encontrada pelo modelo de otimização proposto



Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 7 - Topologia da melhor solução viável para o parque eólico 2 encontrada pelo modelo de otimização proposto



Fonte: Próprios autores, 2018.

5 DESEMPENHO

A simulação para o cálculo da melhor configuração de rede de distribuição interna dos parques eólicos 1 e 2 foi realizada num computador INTEL i5 apresentando basicamente o mesmo tempo de execução para os parques 1 e 2 conforme descrito a seguir.

- Tempo de execução das 50 rodadas: 5,8 horas (Nº de execução do AG: 50 em 5,6h);
- Tempo médio: 6,8 minutos por rodada.

6 CONCLUSÃO

Foi proposta uma metodologia baseada em AG com cálculo do cabo ótimo para aplicação em redes coletoras de parques eólicos, utilizando como critério de otimização o CAPEX e o OPEX. Não houve violação da suportabilidade dos condutores e os requisitos de queda de tensão foram atendidos pelas soluções eleitas.

Observou-se que o OPEX é relevante para os casos estudados e apresenta aproximadamente a mesma ordem de grandeza do percentual do custo total de investimento. Há de se considerar ainda que, a função objetivo do algoritmo genético da metodologia de otimização proposta considera a minimização de perdas, caso contrário, a parcela referente ao OPEX seria ainda maior que os valores encontrados neste estudo. Decorrente desse fato, pode-se concluir que considerar as perdas elétricas no dimensionamento dos cabos da rede de distribuição interna e na definição da topologia contribui para a viabilização dos parques eólicos.

Espera-se que a essa metodologia contribua para elaboração de projetos de redes coletoras de parques eólico mais otimizados e aliados com o desenvolvimento sustentável e ainda, que possam ser acrescentadas ao modelo

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT NBR-15920. Cabos elétricos — **Cálculo da corrente nominal — Condições de operação — Otimização econômica das seções dos cabos de potência.** Rio de Janeiro, 2011.

BRAZ, H. D. M. **Configuração de Sistemas de Distribuição usando um Algoritmo Genético Sequencial.** 2010. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, 2010.

BRAZ, H. D. M. et al. Planejamento da rede coletora de um parque de geração eólica usando algoritmos genéticos. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 1., 2006, Paraíba. **Anais...** Paraíba: UFCG, 2006. p. 1-6.

COSTA, L. **Economia**. UOL, 2018. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/reuters/2018/08/31/leilao-de-energia-a-6-contrata-21-gw-em-usinas-que-devem-demandar-r77-bi.htm?cmpid=copiaecola>>. Acesso em: 30 set. 2018

DUAN, D. et al. Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 64, p. 88-95, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco energético nacional 2017**: Ano base 2016. Rio de Janeiro: EPE, 2017.

GONZÁLEZ-LONGATT, F. M. et al. Optimal electric network design for a large offshore wind farm based on a modified genetic algorithm approach. **Systems Journal, IEEE**, v. 6, n. 1, p. 164-172, 2012.

KAGAN, N. et al. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. Blucher, 2009.

LINDEN, R. **Algoritmos Genéticos: Uma Importante Ferramenta da Inteligência Computacional**. Rio de Janeiro: Editora Brasport, 2006.

MIRANDA, M. N. **Algoritmos Genéticos: Fundamentos e Aplicações**, 2007. Disponível em:<http://www.gta.ufrj.br/~marcio/genetic.html>. Acesso em: 24 jun. 2016.

MORA, J. C. **Optimización global de parques eólicos mediante algoritmos evolutivos**. 2008. 278 f. Tesis (Doctoral) - Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2008.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTIN, J. L. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. **Power Systems, IEEE Transactions**, v. 13, n. 2, p. 696-703, 1998.

RAO, R. S. Optimal conductor selection for loss reduction in radial distribution systems using differential evolution. **International Journal of Engineering Science and Technology on**, v. 2, n. 7, p. 2829-2838, 2010.

THENEPALLE, M. A comparative study on optimal conductor selection for radial distribution network using conventional and genetic algorithm approach. **International Journal of Computer Applications (IJCA)**, v. 17, n. 2, p. 6-13, 2011.

TRAM, H. N.; WALL, D. L. Optimal conductor selection in planning radial distribution systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 3, n. 1, p. 200-206, 1988.

CAPÍTULO 15

OTIMIZAÇÃO DE RESERVA DE POTÊNCIA ATIVA ATRAVÉS DA OPERAÇÃO DE GERADORES HIDRÁULICOS COMO COMPENSADORES SÍNCRONOS EM UM SISTEMA COM EXPANSÃO DA GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR

Gustavo André de Oliveira
Rui Vagner Rodrigues da Silva

1 INTRODUÇÃO

Os problemas ambientais, a aceleração das mudanças climáticas e o aumento dos preços dos combustíveis fósseis estão contribuindo para uma mobilização mundial em defesa das fontes renováveis de energia. Há uma grande pressão para o desenvolvimento de novas tecnologias visando o aumento da eficiência na geração de energia limpa e conseqüentemente na redução do consumo dos combustíveis fósseis, que é uma das metas da Organização das Nações Unidas. A poluição resultante da utilização de combustíveis fósseis é a grande responsável por ocorrências de câncer e doenças relacionadas ao sistema respiratório, o que veem causando milhares de mortes em todo o mundo, fato este que contribuiu bastante para o aumento da pressão popular.

Podemos dizer com certo grau de certeza que a ameaça mais contundente à existência da raça humana na terra são as mudanças climáticas, causadas pelo aumento nas concentrações atmosféricas dos gases que causam a aceleração do efeito estufa (GOLDEMBERG & LUCON, 2007).

Também existe a preocupação econômica de vários governantes com o equilíbrio da balança comercial ou na obtenção de superávits na mesma. Os países que dependem de importar diretamente energia elétrica ou tem que comprar combustíveis fósseis para a sua geração gastam uma grande quantidade de recursos na obtenção destas fontes. Esses recursos poderiam estar sendo utilizados para outras finalidades em benefício da população ou mesmo no investimento em fontes renováveis de energia.

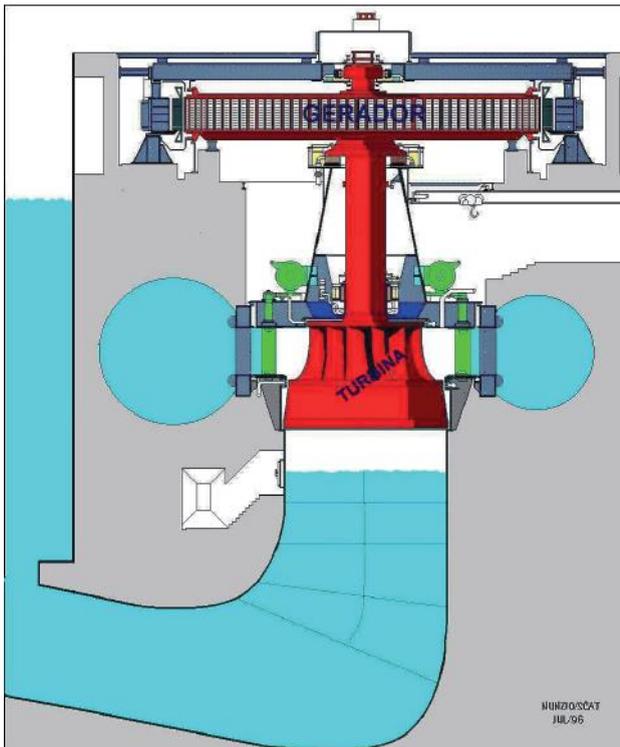
Visando o pleno aproveitamento da geração de energia elétrica a partir das fontes renováveis, diversas formas de armazenamento de energia veem sendo intensamente estudadas, a principal delas são as baterias. O objetivo desse armazenamento é maximizar o aproveitamento da geração por fontes renováveis. A necessidade desse armazenamento se dá pelo fato de que muitas das tecnologias de energias renováveis estão associadas à intermitência ou imprevisibilidade dos recursos utilizados para gerar energia. Com exceção, tal vez, da energia da biomassa e as usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, a potência gerada depende dos padrões diários e sazonais dos recursos naturais (vento, radiação solar, marés, vazão, etc.) utilizados para a geração de eletricidade (CANALES, 2015). O problema desses métodos é a grande perda energética na conversão de energia.

A utilização total da energia renovável insere importantes desafios com respeito à operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP), principalmente com relação ao equilíbrio entre a geração e a carga, para assim garantir a regulação primária de frequência na rede.

2 COMPENSADORES SÍNCRONOS

Máquinas síncronas podem operar como compensadores síncronos, fornecendo ou absorvendo potência reativa, para regularização dos níveis de tensão nos barramentos. A máquina funcionando como compensador absorve potência ativa da rede, mas se esta operação for feita com o rebaixamento do nível de água no tubo de sucção através da injeção de ar comprimido, a absorção de potência ativa é muito pequena. Neste processo o distribuidor da máquina é fechado para cortar o fluxo de água para a turbina que passa agora a girar em um bolsão de ar comprimido que tem a função de minimizar o atrito reduzindo o consumo de energia da rede, conforme podemos ver na figura 1. Segundo Kimura (2005), o gerador funciona como motor síncrono absorvendo potência ativa do sistema para manter a rotação de todo o conjunto. Nessa situação ocorre o inverso do funcionamento convencional da máquina síncrona, pois a turbina que normalmente aciona o gerador passa a ser acionada por ele.

Figura 1 – Gerador funcionando como compensador síncrono



Fonte: (KIMURA, in: Cartaz Voith 2005)

O despacho de Unidades Geradoras como Compensador Síncrono (CS) é muito vantajosa para o SEP, pois em poucos segundos o grupo gerador hidráulico pode passar a gerar potência ativa em caso de perda de geração ou aumento da carga do sistema. Isto pode otimizar o despacho de carga da geração pois podemos reduzir a reserva girante do sistema. Essa operação tem a vantagem de diminuir a cavitação em turbinas hidráulicas operando a vazio; reduz os ciclos de partida/parada de máquinas amenizando os desgastes mecânicos em mancais, distribuidor, conduto forçado e em outras partes rotativas, também melhora a confiabilidade do sistema uma vez que não é necessária a sincronização do gerador no sistema interligado.

Uma vez operando como CS, apesar de não gerar potência ativa colaborando com o controle de frequência, a máquina pode absorver ou gerar potência reativa contribuindo para o controle dos níveis de tensão do SEP. O controle da energia reativa é feito atuando nos valores da corrente de campo do gerador, ou seja, modificando os pulsos de disparo para as pontes retificadoras de tiristores.

3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Para armazenar a energia elétrica excedente que flui no SEP devemos convertê-la em corrente contínua ou outras formas de energia tal como as térmicas, químicas, elétricas e mecânicas. Quando é necessária a utilização da energia armazenada, deve-se inversamente converter para a energia elétrica em corrente alternada.

As usinas reversíveis e o ar comprimido são os sistemas com capacidade para armazenar grandes quantidades de energia, normalmente superiores a 100MWh e de potência acima de 50MW. As baterias podem armazenar potência de até 50MW com capacidade de entrega de energia de 5 a 100MWh, sendo definidos como sistemas de média potência. O armazenamento por hidrogênio e o térmico são considerados de pequena energia. Já o armazenamento por volantes, supercondutores e capacitores podem ter grande potência ou alta capacidade de fornecer energia, mas não ambos.

A unidade de armazenamento por bombas hidráulicas, usinas reversíveis, são compostas por dois reservatórios, o inferior e o superior. Nos horários de grande consumo de energia a água armazenada no reservatório superior é usada para gerar energia em processo idêntico ao das usinas hidrelétricas convencionais. Nos horários de carga leve ou de grande geração das fontes solar e eólica a água é bombeada para o reservatório superior. Essas usinas, dependendo das características de construção podem gerar até 1000MW com eficiência entre 75 e 82%. Essas usinas tem alto custo de instalação e sempre há uma dificuldade de se encontrar o local ideal para acomodar os dois reservatórios.

O sistema de armazenamento por ar comprimido necessita de compressor, caverna de armazenamento de ar, câmara de combustão e conjunto turbina-gerador. O ar é comprimido, em horários de baixa carga, nas cavernas de armazenamento em pressões de até 75 bar. Essas usinas geralmente têm capacidade de mais de 100MW de potência com eficiência entre 70 e 80% (ZOBAA

et al, 2018).

Os volantes são uma forma de armazenar energia por meio da inércia de um rotor, a energia cinética armazenada tem eficiência de até 90%. Os supercondutores armazenam energia no campo magnético isso os torna ideais para auxiliar na estabilidade de sistemas de distribuição devido à sua rápida resposta em caso de transitórios de tensão ou de frequência. Nos supercapacitores a energia é armazenada no campo elétrico, assim como os supercondutores tem um tempo de resposta rápido sendo utilizados para estabilidade do sistema, em ambos a eficiência pode chegar até 90% (ZOBAA et al, 2018).

As baterias e o hidrogênio consistem em formas de armazenamento com baixa eficiência sendo utilizadas principalmente para sistemas menores que não são foco de nosso estudo.

As usinas reversíveis são as que mais se assemelham com os geradores hidráulicos para suprir ou armazenar energia. O problema é o grande investimento inicial para construção dessas usinas, investimento que pode ser utilizado para a construção de usinas hidrelétricas convencionais dotadas com a possibilidade de operação das máquinas como compensadores síncronos.

4 PROGRAMAS DE RESERVA DE POTÊNCIA ATIVA

A mais importante característica do SEP deve ser seu índice de confiabilidade o que implica em ser capaz de atender a demanda da carga elétrica em todos os períodos do dia independente das variações da mesma e das alterações das fontes de geração. Os níveis de tensão e frequência devem ser mantidos dentro dos padrões de qualidade. Sempre há equipamentos que não estão disponíveis para o sistema seja por manutenções programadas ou de emergência o que exige a realização de estudos com muita antecedência. Os desligamentos de emergência são um fator complicador para a programação da operação do sistema pois a perda de linhas de transmissão ou de grandes geradores pode afetar bastante a operação em tempo real do sistema.

O aumento da participação das energias solar e eólica na matriz energética brasileira aumentará a imprevisibilidade da geração devido ao fato de não podermos prever exatamente o quanto e como o vento soprará e a quantidade de brilho solar durante o dia. Essa imprevisibilidade aumentará a margem de erro dos programas mensal e diários de geração do Operador Nacional do Sistema (ONS) dificultando o controle de frequência.

Hoje o ONS, conforme os Procedimentos de Rede da ANEEL define os seguintes controles de frequência:

I - Controle Primário de Frequência: realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração;

II - Controle Secundário de Frequência: realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), destinado a restabelecer a frequência do sistema ao seu valor nominal

programado e manter e/ou restabelecer os limites de intercâmbios de potência ativa aos valores programados;

III - Reserva de Potência Primária: provisão de reserva de potência ativa pelas unidades geradoras para efetuar o controle primário de frequência;

IV - Reserva de Potência Secundária: provisão de reserva de potência ativa pelas unidades geradoras participantes do CAG, para efetuar o controle secundário de frequência e/ou intercâmbios líquidos de potência ativa entre áreas de controle;

V – Reserva de Potência Terciária: provisão de reserva de potência ativa pelas unidades geradoras, preferencialmente, participantes do CAG, correspondente à diferença entre a reserva de potência global girante do sistema, calculada probabilisticamente, e o somatório das reservas primária e secundária. Tal reserva poderá ser nula, caso essa diferença seja negativa ou nula; Justificativa: A omissão dessa reserva contraria os Procedimentos de Rede do ONS, pois a reserva de potência global girante do sistema, calculada probabilisticamente, é dividida em três parcelas: primária, secundária e terciária.

VI – Reserva de Prontidão: é a disponibilidade de unidades geradoras com o objetivo de recompor a reserva de potência girante do sistema, em caso de indisponibilidade ou nova solicitação de geração, se atingido o limite de reserva de potência girante disponível do sistema. Essa reserva deverá estar disponível em até 30 minutos contados a partir de sua solicitação pelo ONS, e ser mantida por pelo menos 4 horas consecutivas (ONS, 2017).

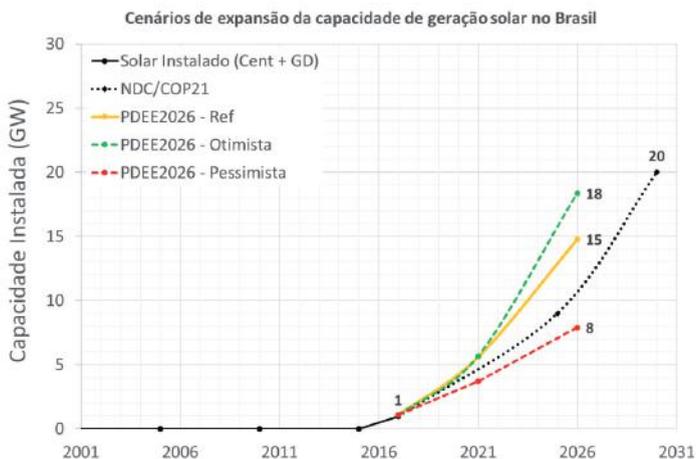
A finalidade dos controles citados acima é manter o delicado balanço que deve fazer com que a energia gerada coincida com a carga (CANALES, 2015). Isso é permanentemente regulado através do controle da frequência. Quando o consumo excede a oferta, a carga adicional desacelera os geradores e a frequência cai. Um consumo menor do que a oferta reduz a carga do gerador, aumentando a frequência.

5 EXPANSÃO DA GERAÇÃO SOLAR E EÓLICA

Conforme as expectativas de crescimento as energias eólica e solar devem chegar a 26% da matriz elétrica brasileira na próxima década. O aumento da geração solar fotovoltaica vem ocorrendo através de grandes centrais com potência instalada acima de 1MW e também com os consumidores que geram sua própria energia conectados ao sistema de distribuição da concessionária local que chamamos de geração distribuída (GD). Atualmente a GD é responsável pelo grande aumento da geração solar em todo o mundo. Conforme GONÇALVES et al (2018), a grande utilização da GD no Brasil foi alavancada após a resolução normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e sua atualização que foi feita pela resolução 697/2015. Essas resoluções permitiram a compensação de energia pelo consumidor, ou seja, a energia gerada no período da tarde pode ser injetada na rede de distribuição para depois

ser consumida (compensada) em outro horário. Podemos ver um cenário de expansão da energia eólica no gráfico da figura 2.

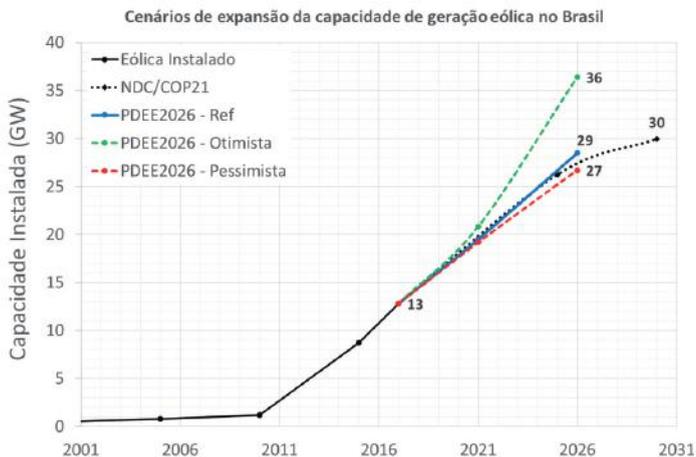
Figura 2 – Projeções da expansão da capacidade de geração solar centralizada e distribuída



Fonte: EPE (2016, 2017b) ANEEL (2017b).

Já a expansão da potência fornecida pelos aerogeradores vem da instalação de grandes parques eólicos nas regiões Sul e principalmente na região Nordeste. Normalmente essas usinas tem a capacidade de geração entre 5 e 30MW. Podemos ver um cenário de expansão desta energia na figura 3.

Figura 3 – Projeções da expansão da capacidade de geração eólica



Fonte: EPE (2016, 2017b).

Conforme as perspectivas de aumento da geração eólica e solar haverá a necessidade de armazenar a energia excedente gerada por essas fontes renováveis para melhorar a eficiência do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Para esse armazenamento podemos utilizar o reservatório das Usinas Hidrelétricas.

Em caso de perda ou redução da geração das fontes renováveis ou alguma falha no Sistema Elétrico de Potência ocorrerá redução da frequência. O sistema de proteção das máquinas hidráulicas atuará imediatamente forçando a transferência de Compensador Síncrono para Gerador. Esta transferência ocorre em poucos segundos trazendo grande confiabilidade para o sistema, uma vez que a frequência do sistema não sofrerá grande alteração. Uma vez operando como gerador, mesmo sem a atuação de um operador, a máquina elétrica assume potência ativa contribuindo para a normalização da frequência. Essa atuação sem intervenção dos operadores se deve a regulação primária onde o regulador de velocidade da turbina procura, primeiramente, manter a frequência elétrica do sistema em 60Hz.

Nas tabelas e figuras a seguir apresentaremos alguns casos de recorde de aumento e diminuição da geração eólica. Verificando o dia 22/10/2017 na tabela 1, constatamos que, em uma hora, o aumento da geração eólica correspondeu a 2,57% da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) o equivalente a 15,31% da carga de toda a Região Nordeste. Um aumento de 15,31% na geração eólica em relação ao percentual da carga é um valor muito elevado e praticamente impossível de ser previsto nas programações de geração.

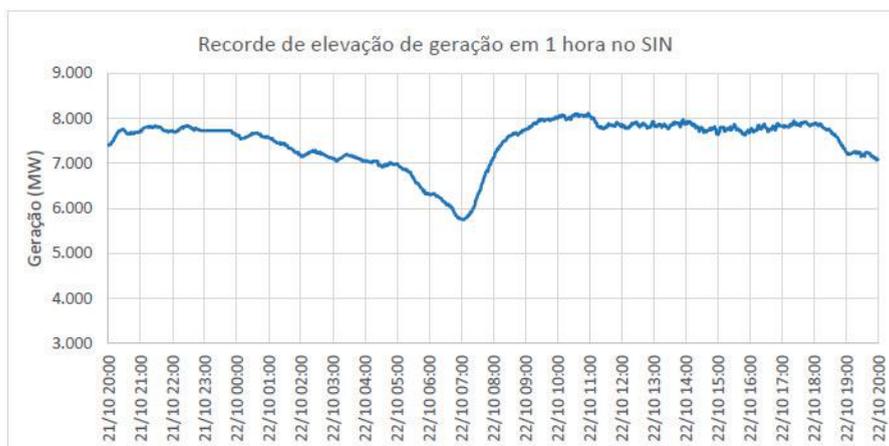
Tabela 1 – Registros de rampa de elevação de geração eólica

		Recorde Histórico		Recorde no Ano		Recorde no Mês	
		Data/Hora	Valor	Data/Hora	Valor	Data/Hora	Valor
SIN	Var. geração	22/10/2017 08:00	1.273,72	19/01/2018 20:00	868,67	19/01/2018 20:00	868,67
	% da carga		2,57%		1,17%		1,17%
	% da Cap. Inst.		11,31%		7,39%		7,39%
Norte	Var. geração	14/01/2018 20:00	117,30	14/01/2018 20:00	117,30	14/01/2018 20:00	117,30
	% da carga		2,30%		2,30%		2,30%
	% da Cap. Inst.		53,13%		53,13%		53,13%
Nordeste	Var. geração	22/10/2017 08:00	1.267,21	13/01/2018 16:00	767,57	13/01/2018 16:00	767,57
	% da carga		15,31%		7,60%		7,60%
	% da Cap. Inst.		14,01%		8,04%		8,04%
Sul	Var. geração	06/04/2016 19:00	719,90	18/01/2018 10:00	578,04	18/01/2018 10:00	578,04
	% da carga		5,42%		3,88%		3,88%
	% da Cap. Inst.		41,36%		28,95%		28,95%

Fonte: ONS (boletim mensal de geração eólica, janeiro 2018, p. 12).

A figura 4 apresenta um gráfico com a geração eólica em MW por hora. Verifica-se um incremento de, aproximadamente, 1600MW na geração eólica em uma hora. Com a instalação de novos parques eólicos, principalmente na Região Nordeste a tendência é de batermos novos registros de elevação de geração em pouco espaço de tempo.

Figura 4 – Recorde de elevação de geração eólica em uma hora no SIN



Fonte: ONS (boletim mensal de geração eólica, outubro 2017, p. 12).

Conforme a tabela 2, no dia 14/07/2018 constata-se que, em uma hora, a redução da geração eólica correspondeu a 7,53% da carga de toda a Região Nordeste. Também se considera o valor encontrado muito alto, sendo muito difícil programar esta situação.

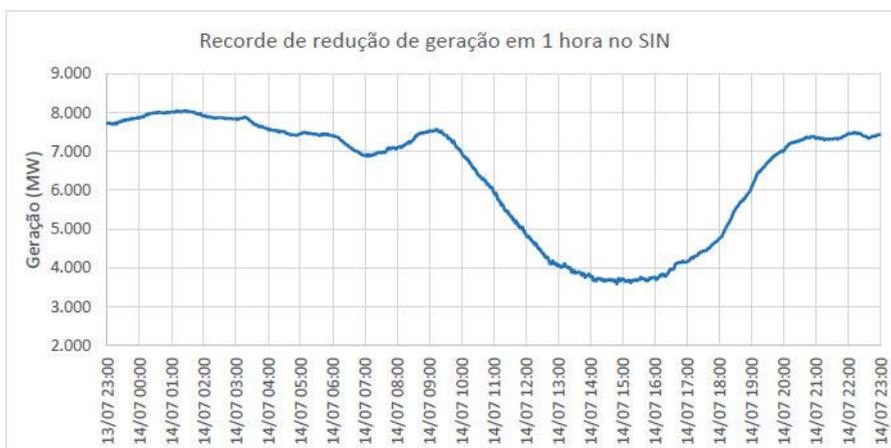
Tabela 2 – Recordes de rampa de redução de geração eólica

		Recorde Histórico		Recorde no Ano		Recorde no Mês	
		Data/Hora	Valor	Data/Hora	Valor	Data/Hora	Valor
SIN	Var. geração	14/07/2018	-1.141,30	14/07/2018	-1.141,30	25/08/2018	-1.007,97
	% da carga	11:00	1,93%	11:00	1,93%	10:00	1,68%
	% da Cap. Inst.		9,30%		9,30%		8,19%
Norte	Var. geração	27/08/2017	-191,67	16/08/2018	-165,58	16/08/2018	-165,58
	% da carga	07:00	4,12%	17:00	3,08%	17:00	3,08%
	% da Cap. Inst.		86,81%		74,99%		74,99%
Nordeste	Var. geração	14/07/2018	-1.051,58	14/07/2018	-1.051,58	25/08/2018	-979,12
	% da carga	11:00	10,86%	11:00	10,86%	10:00	9,87%
	% da Cap. Inst.		10,46%		10,46%		9,70%
Sul	Var. geração	18/12/2016	-535,43	15/03/2018	-533,05	30/08/2018	-334,06
	% da carga	18:00	5,37%	04:00	5,25%	05:00	3,70%
	% da Cap. Inst.		30,38%		26,70%		16,73%

Fonte: ONS (boletim mensal de geração eólica, agosto 2018, p. 15).

A figura 5 apresenta um gráfico com a geração eólica em MW por hora, verificando-se agora uma redução de, aproximadamente, 1000MW na geração eólica em uma hora.

Figura 5 – Recorde de redução de geração eólica em uma hora no SIN



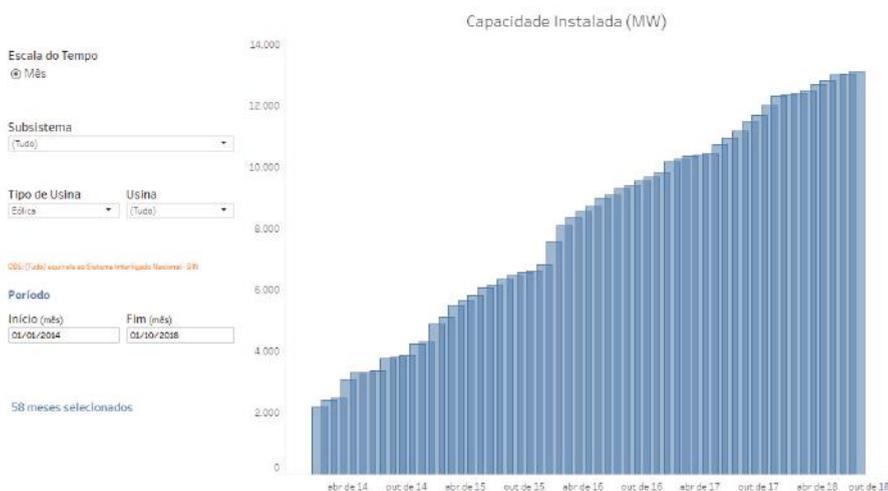
Fonte: ONS (boletim mensal de geração eólica, julho 2018, p. 13).

Com a previsão da expansão da geração eólica essas variações ficarão maiores, aumentando a margem de erro do planejamento da geração e indicando que tenhamos disponíveis fontes que possam suprir um déficit de energia ou armazenar seu excesso em tempo real.

Cabe ainda informar que a geração solar, hoje praticamente desprezível na matriz energética brasileira, tem previsão de grandes aumentos no futuro o que também contribuirá para maior taxa de erro na previsão da geração.

A figura 6 apresenta um gráfico de expansão da capacidade instalada (MW) da geração eólica.

Figura 6 – Aumento da capacidade instalada da geração eólica



Fonte: Gráfico de elaboração própria com dados do ONS. (acesso 11/10/2018).

Analisando a figura 6 e pelas curvas horárias de aumento e redução da geração eólica no período de uma hora já podemos prever as dificuldades que o Operador Nacional do Sistema (NOS) terá num futuro próximo para elaborar os programas de reserva de potência ativa.

6 CONCLUSÃO

Os geradores eólicos utilizam a energia cinética do vento para fazer girar suas pás ou turbinas. A intermitência dessa fonte é muito grande devido a não continuidade e a dificuldade de controlar o vento, o mesmo ocorre com a energia solar em que alguns momentos do dia ocorrem grandes variações de produção de energia. A enorme quantidade de variáveis envolvidas está dificultando, cada vez mais, o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro.

Este artigo apresenta uma solução viável, rápida e econômica, utilizando a máquina como Compensador Síncrono, pois em poucos segundos o grupo gerador hidráulico passa a gerar potência ativa em caso de drástica redução da geração pela fonte solar e/ou eólica. Isto pode otimizar o despacho da geração reduzindo a reserva girante e, principalmente a reserva de prontidão do sistema. Em caso de excesso de geração pode haver a transferência de Gerador para CS contribuindo para o pleno aproveitamento das fontes solar e eólica. Outra grande vantagem desse funcionamento é que não há necessidade de sincronização da máquina com o SEP, operação na qual sempre existe um risco para o mesmo.

Operando unidades geradoras como CS podemos reduzir bastante a necessidade de investimento nas demais fontes de armazenamento que são mais caras e têm grandes perdas de energia durante sua conversão em outras fontes e no retorno como energia elétrica em corrente alternada. Essa operação poderá compensar uma perda temporária na geração, que pode acontecer devido a passagens de nuvens que encobririam o sol ou mudança repentina na velocidade do vento o que é bem difícil de se prever na programação energética diária.

Aumentando a utilização de grupos geradores hidráulicos operando como CS na programação energética do ONS podemos substituir a necessidade do armazenamento da energia produzida por fontes renováveis pelo acúmulo de água nos reservatórios. Esse funcionamento otimizará a operação do SEP devido à discrepância entre geração de energia por fontes renováveis e o consumo.

Diferentemente das outras formas de armazenamento de energia em que é necessária uma conversão da energia em outra forma, a operação como CS apenas deixa de utilizar a água do reservatório. Essa água “economizada” pode ser utilizada a qualquer momento de acordo com as necessidades do SEP. O consumo de potência ativa de uma máquina hidráulica operando como CS representa aproximadamente 2% da capacidade de geração da unidade geradora, que corresponderiam à perda de energia. Essa perda é muito pequena se comparada às demais conversões de energia.

Além da operação como CS das máquinas existentes é necessário a instalação de novos geradores com esta capacidade principalmente na Região

Nordeste que está caminhando para um superávit na produção de energia eólica e solar. Condicionantes ambientais devem ser revistas com a finalidade de otimizar a vazão sanitária de algumas usinas hidrelétricas.

Os países com maiores investimentos em geração solar e eólica, como a Alemanha, estão desenvolvendo vários estudos para a implementação de baterias. Já o Sistema Elétrico Brasileiro tem como característica a alta interligação entre as regiões e ser majoritariamente composto por Usinas Hidrelétricas o que lhe atribui características únicas no mundo. O Brasil tem enormes baterias naturais, que são os reservatórios de nossas hidrelétricas, e é muito importante que saibamos utilizá-las para aumentar a eficiência das gerações solar e eólica bem como otimizar os programas de reserva de potência ativa.

REFERÊNCIAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Espaço do Consumidor**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 08/12/2017.

CANALES, F. A. et al. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental: Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM**, Santa Maria, v. 19, n. 2, p. 1230-1249, mai./ago. 2015.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Energia 2026**. Rio de Janeiro: EPE, 2017.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energias renováveis: um futuro sustentável. **Revista Usp: Energia e as Necessidades Humanas**, São Paulo, v. 72, p. 6-15, 2007. Disponível em: <<http://periodicos.usp.br>>. Acesso em: 04 dez. 2017.

GONÇALVES, A. R. et al. Cenários de Expansão da Geração Solar e Eólica na Matriz Elétrica Brasileira. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais...** Gramado: Lepidus, 2018. p. 499 - 1.

HUNT, J. D. et al. Aumentando a Capacidade de Armazenamento Energético do Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 9., 2014, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis: IX CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2014. p. 1 - 12.

KIMURA, N. **Modelagem do Comportamento Térmico dos Anéis de Desgaste de uma Turbina Francis Operando em Compensador Síncrono**. 2005. 117 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2005.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Boletim Mensal de Geração Eólica**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/conheci->

mento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes>. Acesso em: 16 out. 2018.

_____. **Plano da Operação Elétrica 2018/2019**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 08 out. 2018.

PEREIRA, F. Armazenamento de energia. Neutro à Terra. **Revista Técnico-Científica**, Porto, n. 12, p. 5-28, dez. 2013. Semestral. Disponível em: <<http://www.neutroaterra.blogspot.com>>. Acesso em: 21 nov. 2017.

ZOBAA, A. F. et al. **Energy Storage at Different Voltage Levels Technology, integration, and market aspects**. 1. ed. United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2018.

CAPÍTULO 16

DESENVOLVIMENTO DE MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS AUTOMATIZADOS E A COMPARAÇÃO DO RENDIMENTO ENERGÉTICO DESSES E DE MÓDULOS NÃO AUTOMATIZADOS

Bruna Liz Duque Silva
Gabriella Ingridy de Souza Farias
Maria Júlia Fortunato Silva
Maxmiller Silva Laviola
Vinícius Almeida Silva

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, o consumo e geração de energia é um dos maiores desafios da humanidade. Isso se deve à demanda por energia está crescendo cada vez mais, juntamente com a industrialização dos países, fazendo necessária a utilização de fontes com grande potencial de extração, sem que o meio ambiente sofra as consequências.

Embora haja uma preocupação generalizada quanto à exploração das matrizes energéticas, a grande maioria das fontes exploradas são de natureza não renovável, ou seja, recursos cujo consumo é infinitamente menor do que o tempo de produção (Petróleo, Carvão, gás natural, entre outros), o que leva ao acúmulo de resíduos desses materiais no ambiente. Uma saída que não é tão nociva ao planeta é a substituição das matrizes energéticas não renováveis por fontes de energia renovável, que permitiria que muito dos dejetos das reações de geração fossem reaproveitados em tempo hábil, disponibilizando energia para o sistema com maior rendimento. (TOLMASQUIM, GUERREIRO, GORINI, 2007).

Em regiões tropicais, é comprovado que painéis solares fotovoltaicos se mostram uma alternativa deveras útil de geração de energia dita limpa, o que torna viável sua utilização. (PINHO; GALDINO, 2014). Pensando nisso, o presente projeto levanta questões sobre se, por intermédio da automação, este tipo de tecnologia pode melhorar sua eficácia, acarretando uma produtividade ainda maior e melhorando assim o contingente de energia gerado pelos módulos.

A proposta do projeto consiste em um o módulo solar fotovoltaico que altere sua posição longo do dia, de acordo com as variações da posição solar no decorrer das horas. Para isso, foram utilizados dois microcontroladores (Arduino®), um para efetuar as aquisições dos dados da geração; outro responsável pelas alterações na posição dos painéis.

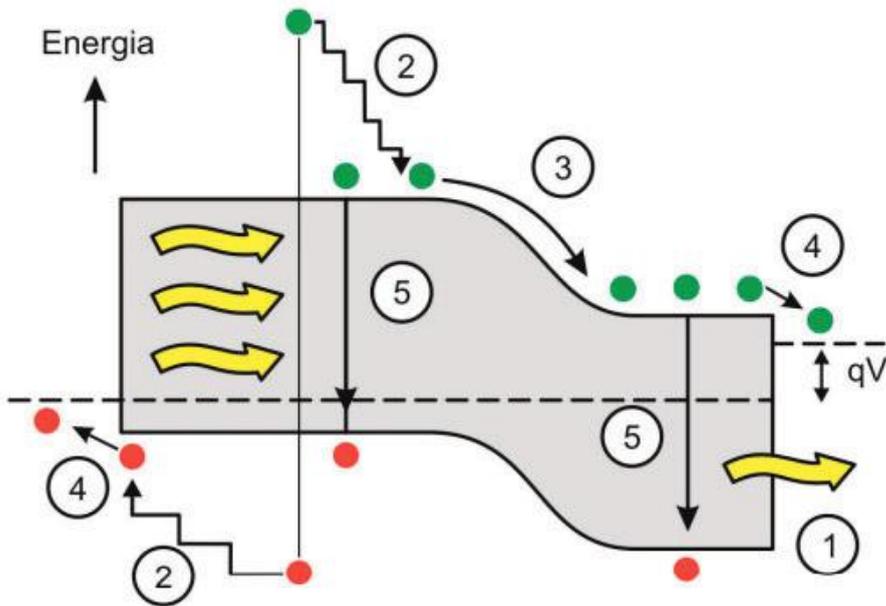
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 PLACA SOLAR

Um módulo ou uma placa solar é um painel constituído por materiais oriundos de elementos semicondutores, elementos que possuem quatro elétrons de valência ($s^2 p^2$), que aumentam sua condutividade de acordo com o aumento da temperatura e que, sob incidência luminosa, sofrem uma excitação energética e têm os elétrons saltando da banda de valência para a banda de condução, excitação causada pelos fótons (partículas da luz). Quando um elétron salta da banda de valência para a banda de condução, deixa uma lacuna correspondente a sua posição anterior (PINHO; GALDINO, 2014).

Uma diferença de potencial (ddp) entre as bandas de energia surge quando um elétron deixa a banda de valência e salta para a banda de condução, passando a possuir um novo nível de energia. A lacuna deixada pelo elétron na camada de valência do átomo possui carga elétrica não negativa, o que atrai o elétron do átomo adjacente. Quando a excitação é em larga escala, cria-se um fluxo de elétrons (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 1 esquematiza o funcionamento de uma placa solar:

Figura 1 – Ddp entre camada de valência e camada de condução – Níveis distintos de energia

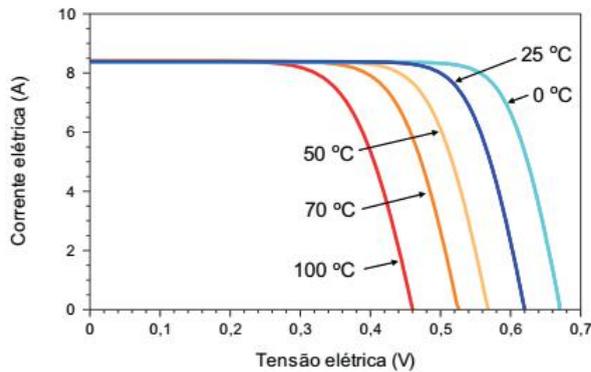


Fonte: SINGULANI (2009).

2.2 INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA

A temperatura é um dos principais fatores de alteração do desempenho dos painéis solares. O ambiente afeta diretamente a temperatura dos painéis, conseqüentemente, há uma redução na capacidade de condução de corrente significativamente influenciando na potência fornecida pelo sistema. A Figura 2, indica curvas tensão versus corrente para diferentes valores de temperatura e mesmo fluxo luminoso.

Figura 2 – Gráfico VxI para diversos valores de temperatura da célula

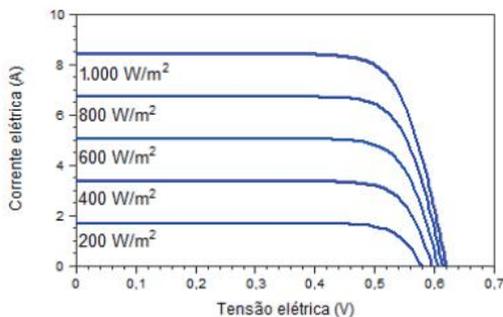


Fonte: PINHO e GALDINO (2014).

2.3 INFLUÊNCIA DA IRRADIAÇÃO

Assim como a temperatura, a irradiação luminosa também é um parâmetro responsável por alterações no desempenho das placas solares. Um aumento da irradiância representa um aumento na tensão de circuito aberto, sendo esta a máxima tensão que o módulo pode apresentar (Figura 3).

Figura 3 – Valores de corrente e tensão (VxI) para diferentes contingentes de irradiação incidente à temperatura constante de 25°C



Fonte: PINHO e GALDINO (2014).

3 METODOLOGIA

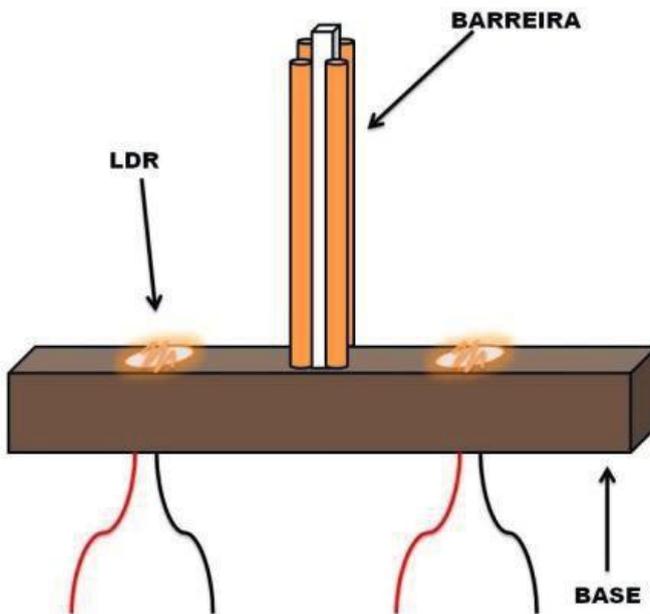
A programação para o módulo tem sua vertente principal: o ajuste do posicionamento do módulo solar de acordo com a luminosidade incidente e a comparação de eficácia entre o módulo automático e estático. A aquisição dos dados e o levantamento de sua eficiência contribuem para que se possa comprovar a evolução do desempenho das placas.

3.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTOMÁTICO

Sobre o posicionamento do módulo de acordo com a luminosidade, são comparados valores de resistência entre dois LDR's (dispositivos que variam sua resistência conforme a irradiação luminosa incidente) sendo os dois dispositivos isolados um do outro através de uma barreira de papelão, o que impede que os dois variem igualmente seus valores caso a incidência não esteja paralela ao obstáculo. A esquematização dos LDR's pode ser vista nas Figuras 4 e 5.

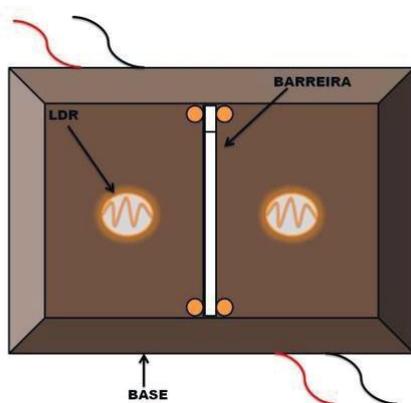
Para o impedimento da saturação dos sensores na presença do sol, é aplicado um filme sobre os sensores de forma a reduzir a incidência solar.

Figura 4 – Configuração LDR'S – Vista Lateral



Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 5 - Configuração LDR's - Vista Superior

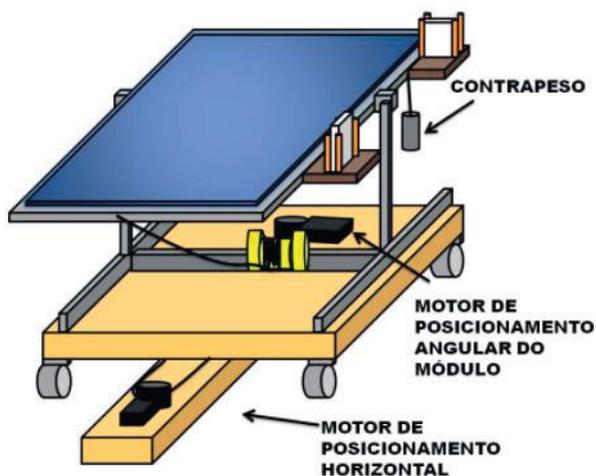


Fonte: Próprios autores, 2018.

Definiu-se uma tolerância para que qualquer pequena variação dos LDR's não ocasionasse o acionamento desnecessário dos motores, porém perante um maior desequilíbrio a posição é corrigida para que o módulo opere sempre na máxima irradiação permitida pelo sistema. Quando há balanceamento entre a luminosidade nos componentes isolados, não há necessidade de alterações na posição do módulo.

Para movimentos de rotação do módulo, o mesmo princípio é aplicado e dois novos LDR's efetuam comparações de resistência para que, se necessário, o módulo rotacione sua posição. As alterações das posições do sistema são controladas por um microcontrolador e alteradas por motores acoplados ao conjunto, os quais efetuam o reposicionamento do módulo em conjunto com um contrapeso, como demonstrado na Figura 6.

Figura 6 – Módulo solar automatizado - Sistema com motores



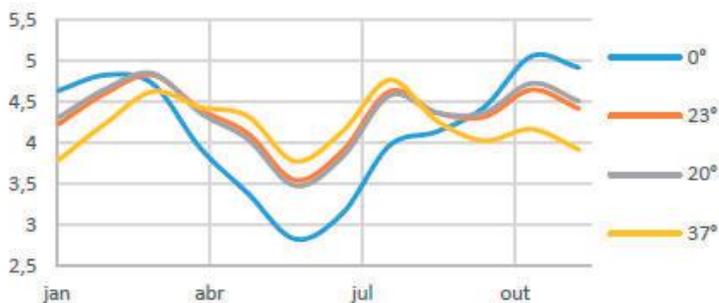
Fonte: Próprios autores, 2018.

O fluxograma referente à automatização dos módulos fotovoltaicos pode ser encontrado no APÊNDICE A deste artigo.

3.2 POSICIONAMENTO DO MÓDULO ESTÁTICO

Para que o módulo estático também obtivesse sua máxima eficiência, foi definida sua posição de melhor operação, ainda que o mesmo não sofra alteração de posicionamento. Foram retiradas informações de radiação do banco de dados da CRESESB para a definição de maior angulação do sistema em função com as coordenadas geográficas do local de medição, ou seja, o campus do instituto. (22°30'24,3" Sul e 44°05'46,3" Oeste) conforme Figura 7, e, desta forma, observou-se que o melhor ângulo de operação do módulo seria de aproximadamente 37° para o mês de julho.

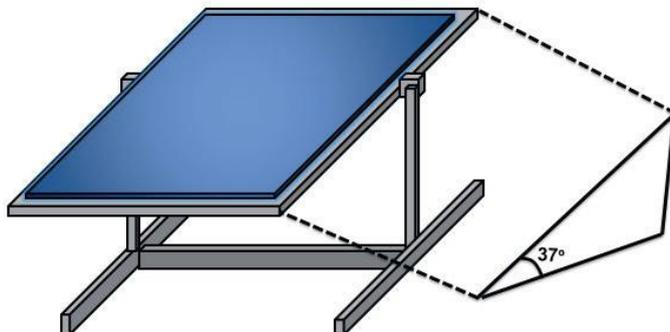
Figura 7 – Radiação de Volta Redonda durante os anos



Fonte: Próprios autores, 2018.

Para isso, o módulo estático é posicionado de forma a possuir angulação de 37° (melhor irradiação do mês de julho) em relação ao solo e direcionamento voltado para o norte geográfico (Figura 8).

Figura 8 – Posicionamento do Módulo Estático



Fonte: Próprios autores, 2018.

3.3 AQUISITOR DE DADOS

O aquisitor de dados é o meio utilizado para a obtenção dos valores de corrente e tensão gerados pela placa estática e pela placa automática durante um intervalo de tempo, para que seja possível o monitoramento em tempo real de ambos os desempenhos. Essa coleta de dados ocorreu por intermédio de sensores de corrente e de tensão com o auxílio de uma programação no Arduino®. A programação generalizada do aquisitor apresenta-se no fluxograma contido no APÊNDICE B.

Para os sensores de corrente foi atribuída uma programação de calibração, pois eles mostravam um comportamento extremamente oscilante ao decorrer do tempo. Essa calibração é controlada através de uma interface e tem como foco a determinação dos coeficientes linear e angular, a fim de gerar a equação de 1º grau desses sensores para manter o funcionamento constante durante a coleta de dados. A programação da calibração dos sensores de corrente, citada acima, pode ser encontrada no APÊNDICE C.

Para a coleta dos dados de tensão gerados pelas placas foi confeccionado um divisor de tensão, que atuou como um sensor de tensão. Esse sensor, mostra maior precisão e, por isso, foram apenas calibrados uma vez, para tornar possível o conhecimento da equação que rege seu comportamento.

Os esquemas de conexões elétricas entre os módulos e o sistema de aquisição de dados (informações relativas à corrente e tensão) estão representados nas Figuras 9 e 10, correspondendo aos módulos estático e automático, respectivamente.

Figura 9 – Conexão elétrica entre o aquisitor de dados e a placa estática

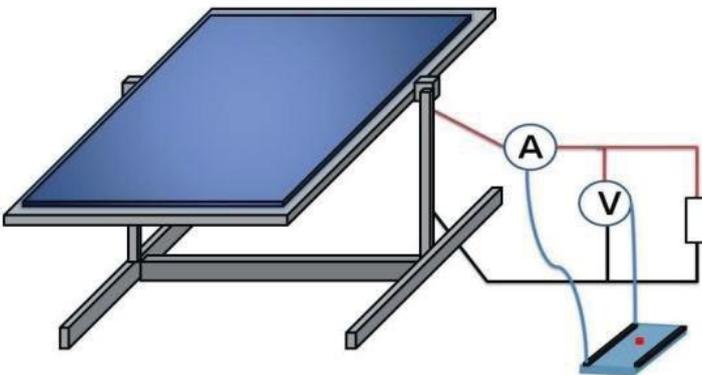
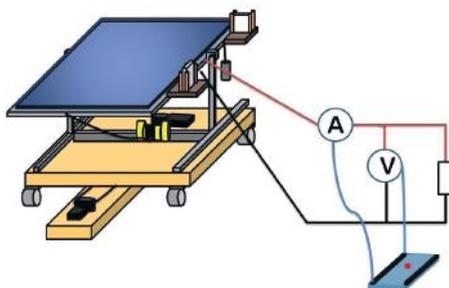


Figura 10 – Conexão elétrica entre o aquisitor de dados e a placa Automática



Fonte: Próprios autores, 2018.

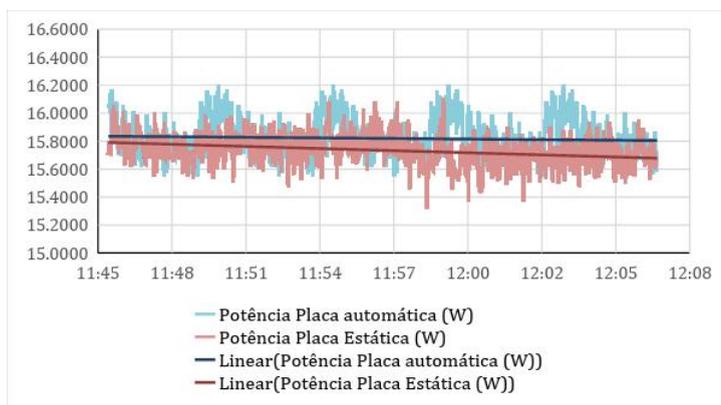
A equação do sensor de corrente e a equação do sensor de tensão, ambas do 1º grau, constituem a base do aquisitor de dados. Através delas, é possível a realização da leitura das variáveis correspondentes de forma correta. A partir destas leituras, a programação proporciona o cálculo da potência e de energia. As grandezas calculadas podem ser visualizadas via interface/computador, em tempo real, como indicado no fluxograma contido no APÊNDICE D.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados apresentados a seguir são referentes ao dia 26/07/2018, que apresentou as seguintes características: durante a manhã o tempo ficou levemente nublado e durante a tarde bem ensolarado, com temperatura máxima de 29°C e mínima de 16°C.

A Figura 11 apresenta a curva de potência em função do tempo no período de 11h46 até 11h59, a curva azul representa os dados de Energia gerada pela placa automatizada e a curva em vermelho representa a Energia gerada pelo módulo em regime estático.

Figura 11 – Potência x Tempo - Módulos Automático e Estático (11h46 às 11h59)



Fonte: Próprios autores, 2018.

Os resultados nesse período já eram esperados devido ao fato de ambos os painéis se encontravam na mesma angulação, já que é esta a posição onde o módulo estático está posicionado para trabalhar em sua máxima potência durante este período do dia, por isso, previu-se que haveria desempenhos semelhantes entre os dois painéis geradores.

Os valores de energia gerados no período foram de 13,9 kJ para a placa automática e 13,8 kJ para a placa estática, tendo sido a placa automática melhor do que a outra em aproximadamente 0,72%.

Na Figura 12 é exibido o mesmo gráfico, entretanto o período das amostras é de 13h48 às 14h19 do mesmo dia da aquisição.

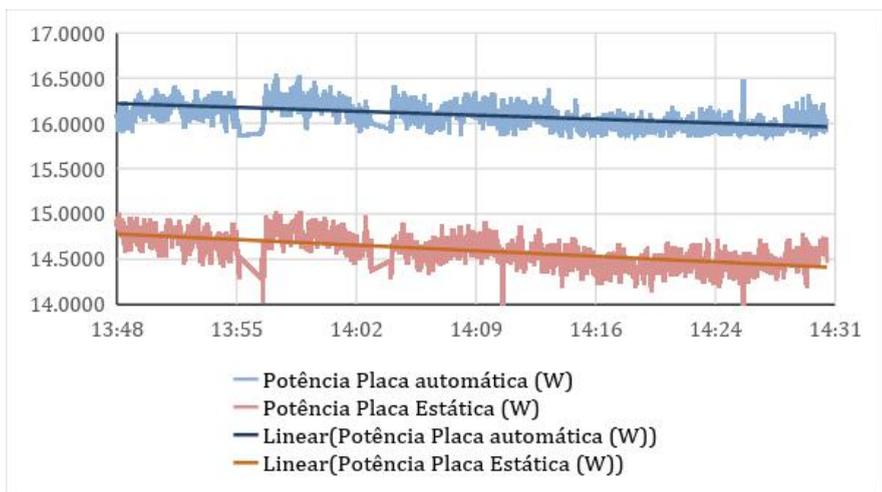
Neste período de tempo, a irradiação luminosa variou de acordo com a modificação da posição solar, consequentemente o módulo estático teve seu desempenho reduzido e o módulo automático pôde acompanhar proporcionalmente as variações, mantendo uma geração média, chegando a uma performance superior à do outro painel.

Nestes 31 minutos de monitoramento indicados pelo gráfico, o comportamento do módulo automático correspondeu a uma geração de potência que suprimiu a do painel estático em cerca de 10,42%, sendo gerados 28,6 kJ pelo módulo automático e 25,9 kJ pelo módulo estático.

5 CONCLUSÃO

Tendo sido realizados os experimentos correspondentes à aquisição e conforme a análise prévia, pôde-se observar que os módulos automatizados obtiveram melhores resultados e uma performance superior aos painéis que não receberam automatização.

Figura 12 – Potência x Tempo - Módulos Automático e Estático (13h48 às 14h 26)



Fonte: Próprios autores, 2018.

Verificou-se também que a maior diferença entre os módulos estático e automático ocorre em momentos do dia em que a variação solar em função do tempo é maior, neste caso, no fim de tarde e no começo da manhã.

Também é importante ponderar que a placa estática apresentou estes resultados devido à angulação ao qual foi disposta, pois em situação real, o módulo é disposto com inclinação da média anual do local (23°), ou seja, o protótipo pode apresentar resultados superiores comparados a instalações reais.

Ao final do projeto, conclui-se que é possível se valer da automação para a elevar o desempenho de módulos solares fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS

DE FARIA, H.; TRIGOSO, F. B. M.; CAVALCANTI, J. A. M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 469-475, 2016.

KRENZINGER, A.; RADIASOL. **Programa para a determinação da radiação solar sob superfícies com diferentes ângulos de inclinação**. Porto Alegre: Laboratório de Energia Solar, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1998.

MAHELA, O. P.; SHAIK, A. G. Comprehensive overview of grid interfaced solar photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, p. 316-332, 2017.

MARINI, J. A. et al. Sistematização do dimensionamento técnico e econômico de sistemas fotovoltaicos isolados por meio de programa computacional, **Engenharia Agrícola**, Jaboticabal, v. 25, n. 1, p. 67-75, jan./abr. 2005.

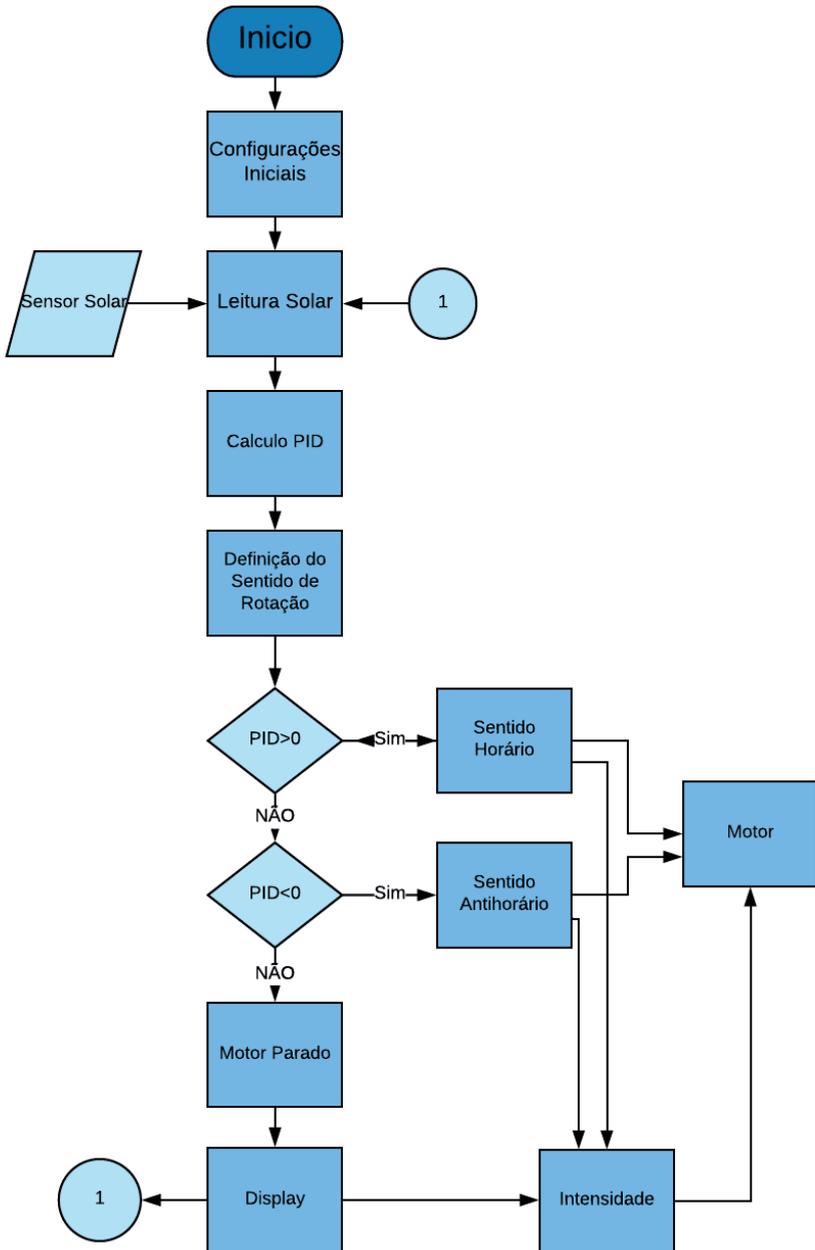
PACHECO, M. A. C. **Simulação e projeto de células solares com poços quânticos de GaAs/AlGaAs auxiliado por algoritmos genéticos**. 2009. 82 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL, 2014.

TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. Matriz energética brasileira: uma prospectiva. **Novos estudos - CEBRAP**, n. 79, p. 47-69, 2007.

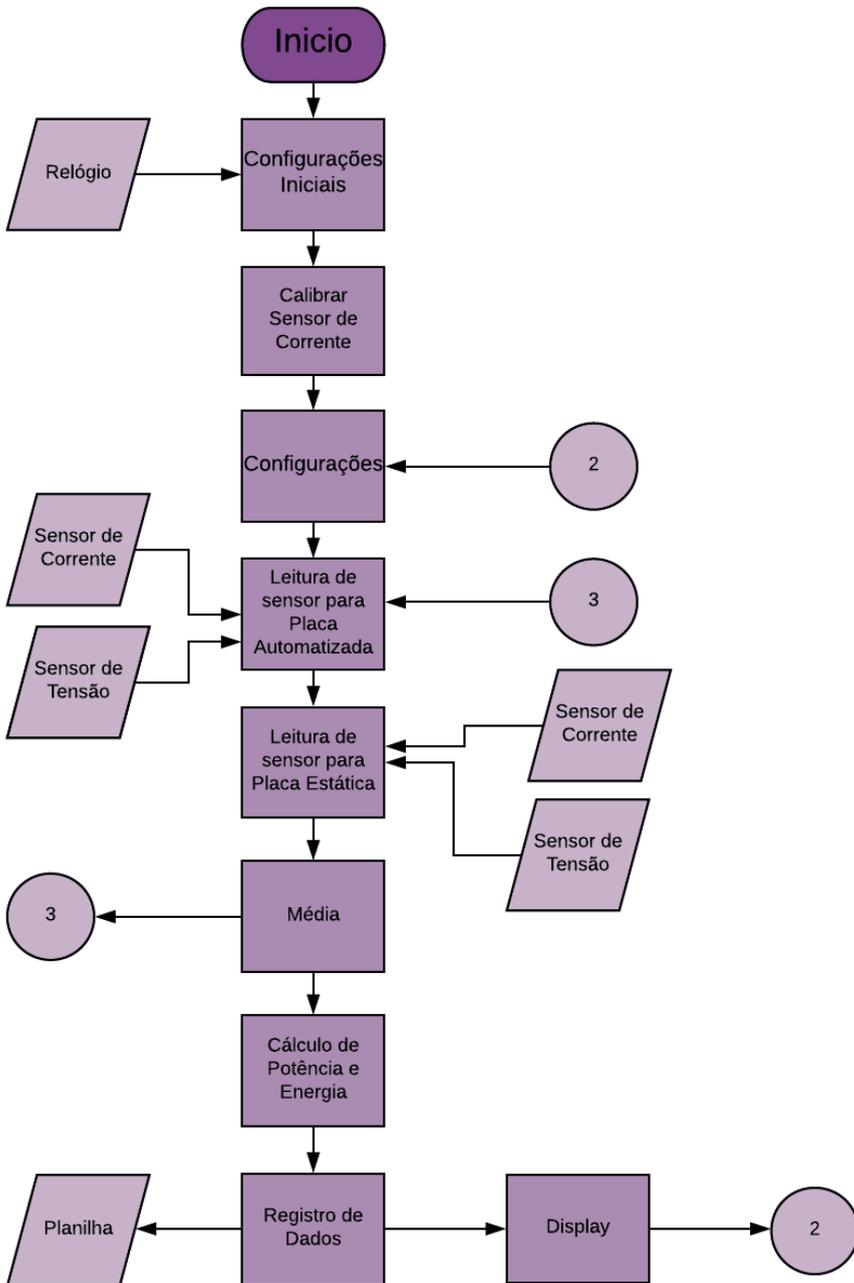
APÊNDICE A

Fluxograma principal (Placa automatizada)



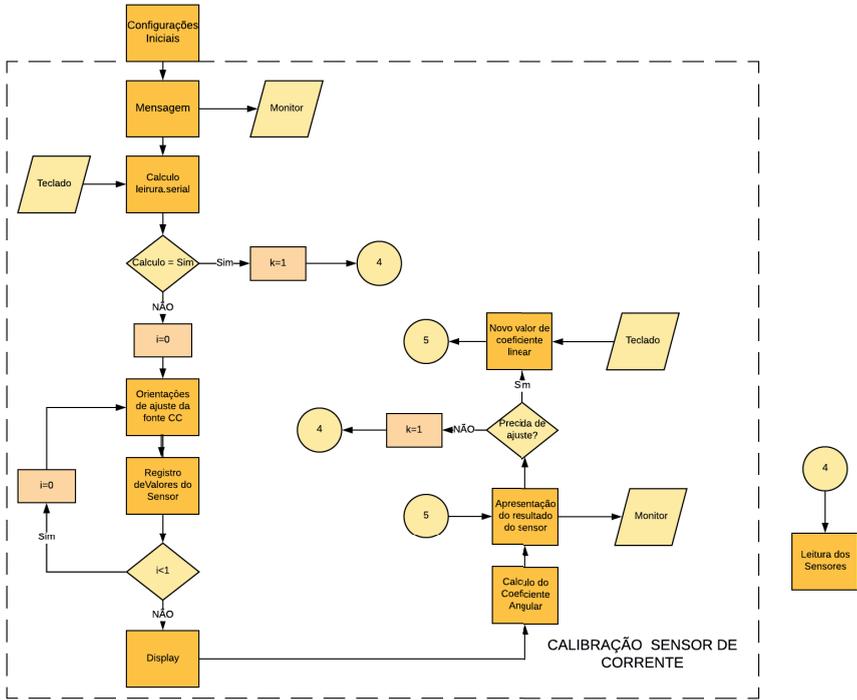
APÊNDICE B

Aquisição de dados



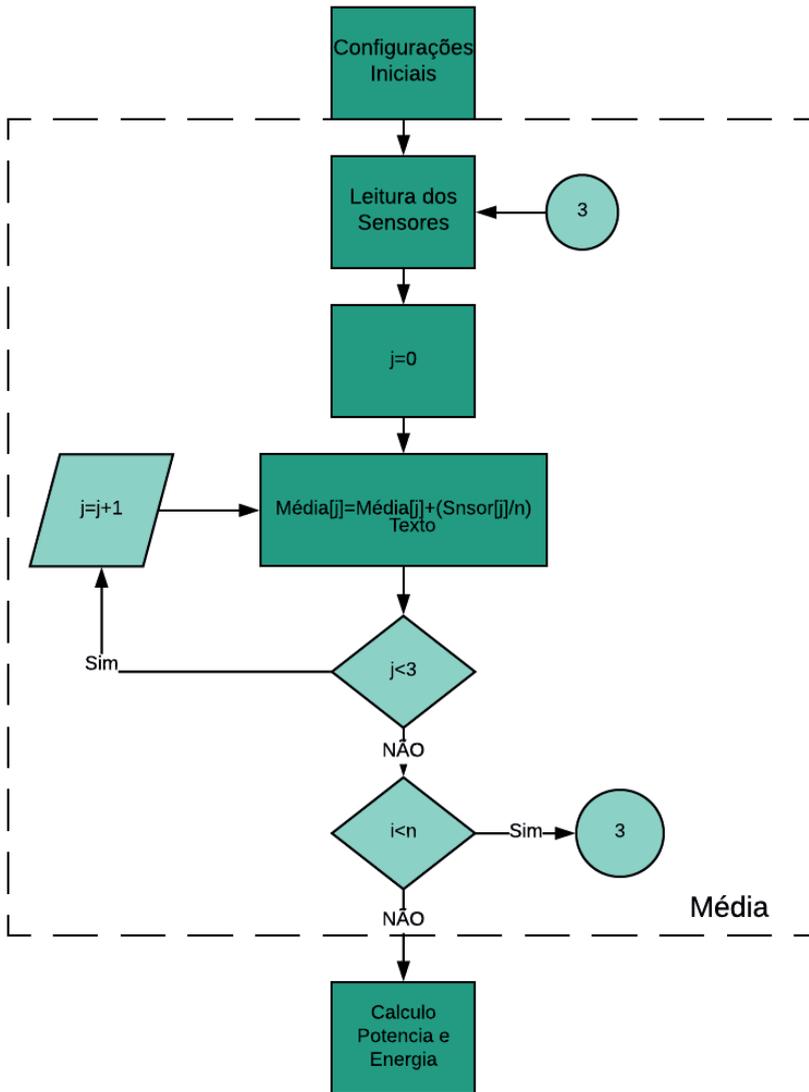
APÊNDICE C

Calibração do sensor de corrente



APÊNDICE D

Média



CAPÍTULO 17

ESTUDO SOBRE AS AÇÕES DO VENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM COBERTURAS DE EDIFICAÇÕES

Luiz Guilherme Gonzaga Borba Ferreira

José Luis Domingos

Aylton José Alves

1 INTRODUÇÃO

Na Engenharia Civil exige-se que as estruturas sejam funcionais, econômicas e sobretudo seguras. As coberturas das edificações têm grande influência na identidade arquitetônica de uma edificação e sua estrutura deve ser projetada e construída de modo a atender, além dos requisitos arquitetônicos, de segurança e funcionalidade.

Danos e acidentes causados pelo vento em edificações e outras estruturas é um fato presente desde o surgimento da vida humana na terra. Métodos de tentativa e erro fizeram parte do desenvolvimento de técnicas construtivas e da determinação da forma geométrica de coberturas, as quais usualmente sofriam a maioria dos danos devidos ao vento. O objetivo principal da solução de problemas da engenharia estrutural é garantir uma configuração equilibrada do sistema submetidos aos carregamentos, de modo a satisfazer os requisitos de deformações, resistência e equilíbrio estrutural.

O século dezenove é um importante período devido a introdução do aço e concreto armado como materiais de construção e o início do uso de métodos de análise de tensões em projetos de estruturas. O século vinte é, também, de grande importância, especialmente na sua segunda metade, com o desenvolvimento de métodos computacionais de análise estrutural. Normas de cargas de vento surgiram na segunda metade do Século XX, conseguindo ampla aceitação e geralmente passaram a ser o único instrumento dos engenheiros para o cálculo de cargas de vento em estruturas (HOLMES, 2015).

BLESSMANN 2009, apresenta diversos ensaios realizados por pesquisadores ao longo dos anos, os quais possuem uma característica em comum que é o fato de que coberturas, seja de qualquer forma geométrica, sofrem predominantemente pressões de sucção. Portanto, este é um fator que merece bastante atenção para telhados com a presença de painéis fotovoltaicos, já que estes também serão exigidos com forças atuando no sentido de baixo para cima.

Apesar de as normas serem baseadas em extensivas pesquisas, ainda existem lacunas técnicas quanto as ações do vento em coberturas com a presença de painéis fotovoltaicos e até mesmo para sistemas de suporte e fixação de painéis fotovoltaicos.

A determinação de velocidades de vento é um passo crítico no processo de cálculo e projeto de cargas de vento para estruturas, assim como é a

parte mais incerta no processo de determinação das cargas atuantes em uma estrutura. O escoamento do vento em edificações e estruturas é um complexo problema da mecânica dos fluidos, envolvendo uma grande faixa de escala de turbulências, variando entre grandes estruturas até pequenas estruturas e/ou elementos imersos ao fluido em movimento.

Técnicas da dinâmica dos fluidos computacional aplicadas na engenharia de vento têm sido desenvolvidas a alguns anos. Resultado disso é que as técnicas mais comuns da dinâmica dos fluidos computacional são capazes de entregar resultados relativamente precisos quanto a pressões exercidas pelo vento em edificações (HOLMES, 2015).

Em um período recente houve um grande crescimento na implementação computacional de métodos numéricos para a resolução de problemas de estruturas, como por exemplo, os softwares baseados no Método dos Elementos Finitos (MEF).

Neste contexto, devido ao grande aumento da utilização de energias renováveis, sobretudo energia solar fotovoltaica, é acrescentada às coberturas mais um elemento que exigirá mais de sua estrutura e que o vento atuará diretamente.

Existem diversas formas de instalações fotovoltaicas, o tipo mais comum são aquelas instalações em coberturas das edificações. A presença de painéis fotovoltaicos nas coberturas pode alterar e intensificar as ações do vento.

É de suma importância que a estrutura da cobertura seja capaz de suportar as instalações assim como a própria instalação fotovoltaica seja fixada de forma segura para que não ocorra acidentes vinculados ao deslocamento dos painéis fotovoltaicos.

Vale destacar que na literatura atual existe uma lacuna de trabalhos que tratam deste assunto, em especial no Brasil.

1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral dessa pesquisa se trata da análise da ação do vento em estruturas de cobertura com a presença de painéis fotovoltaicos através da modelagem em softwares baseados no Método dos Elementos Finitos a fim de verificar o escoamento do vento em estruturas com esta característica.

1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos desta pesquisa são explicitados abaixo:

- Desenvolver uma modelagem computacional do escoamento do ar que possibilite verificar as ações do vento em coberturas planas e coberturas inclinadas com a presença de painéis fotovoltaicos;
- Verificação dos principais fatores geométricos e de condições de escoamento que influenciam nas pressões exercidas em instalações fotovoltaicas;
- Análise de tensões e deformações em suportes de fixação de painéis fotovol-

taicos no caso de instalações em coberturas planas;

- Sugerir boas práticas de instalação das estruturas de suporte e fixação dos painéis fotovoltaicos nas coberturas.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A aerodinâmica é a área da ciência que tem como principal foco o estudo de fluidos em movimento ou corpos em movimento imersos à um fluido. Portanto, o objeto de estudo são os fluidos, os quais são definidos como líquidos, gases e o próprio ar que é composto por gases.

Em várias situações práticas a aerodinâmica está envolvida, como por exemplo na determinação de forças e momentos em corpos em movimento em um fluido, principalmente situações que envolvem o ar, o qual é objeto de estudo em várias áreas da engenharia, como na aeronáutica, veículos, ações do vento em edificações, dentre outras várias situações em que a otimização aerodinâmica é fundamental para garantir melhor situação para determinado sistema.

Existem três grandezas que são frequentemente usadas quando se trata de estudos envolvendo o movimento de fluidos, as quais são: Pressão, Velocidade do Fluxo e Densidade do fluido. Todos os conceitos das grandezas fundamentais serão explorados, conforme (ANDERSON, Jr. J. D, 2007).

A pressão é definida como a força normal, por unidade de área exercida na superfície do corpo, devido a mudança de momento das moléculas de gás que impactam essa superfície.

Portanto, a pressão em determinado ponto pode ser expressada como:

$$p = \lim_{dA \rightarrow 0} \left(\frac{dF}{dA} \right), \quad (2.1)$$

onde,

- p é a pressão representada pelo limite de força por unidade de área;
- A é a área da superfície do corpo;
- F é a força exercida na superfície;

A densidade, outra importante variável aerodinâmica, é definida como massa por unidade de volume. Essa é uma propriedade que pode variar de ponto a ponto no fluido e é representada matematicamente como:

$$\rho = \lim_{dv \rightarrow 0} \left(\frac{dm}{dv} \right), \quad (2.2)$$

onde,

- ρ é a densidade representada pelo limite de massa por unidade de volume;
- m é a massa do fluido dentro de determinado volume;
- v é o volume do fluido.

O conceito de velocidade de um fluido deve ser visto de forma diferente da velocidade de um corpo sólido, considerando que para o corpo sólido todas suas partes se movem simultaneamente com a mesma velocidade. Já com o fluido, por se tratar de uma substância “mole”, isto é, as moléculas possuem uma força intramolecular menor de forma a permitir maior deformação, uma parte pode estar se movendo com velocidade diferente de outra parte.

Em estudos do fluxo de fluidos ao longo de determinado corpo é possível notar a ocorrência de atrito entre o fluido e o corpo. Este atrito exerce uma força tangencial à superfície do corpo, gerando uma força por unidade de área chamada de Tensão de Cisalhamento (τ), que pode ser definida como:

$$\tau = \lim_{dA \rightarrow 0} \left(\frac{dF_f}{dA} \right), \quad (2.3)$$

onde,

- τ é a tensão de cisalhamento;
- F_f é a força devido ao atrito;

Independente do caso prático, seja na determinação de forças aerodinâmicas em um carro de corrida em movimento, em um edifício ou qualquer corpo imerso a um fluido em movimento, as forças aerodinâmicas e momentos, são devidas a apenas duas fontes básicas: a Distribuição de Pressão e a Distribuição de Tensão de Cisalhamento ao longo da superfície do corpo.

Existem algumas grandezas ainda mais importantes que as próprias forças aerodinâmicas e o momento, as quais são grandezas adimensionais chamados de coeficientes de força. Para que se possa apresentar e calcular os coeficientes de força é necessário apresentar previamente a chamada pressão dinâmica (q), que é uma grandeza calculada em função da densidade do fluido (ρ) e da velocidade do fluxo (V). Assim a pressão dinâmica é definida como:

$$q = \frac{1}{2} \rho V^2, \quad (2.4)$$

Um dos coeficientes de maior importância é o coeficiente de arrasto (C_D), o qual inclusive é destacado na ABNT NBR 6123 – Forças Devidas ao Vento em Edificações, onde é usado como componente no cálculo da força global na direção do vento e ainda, não só para o caso de forças do vento em edifi-

cações, o coeficiente de arrasto (C_D) é usado em todas as áreas da aerodinâmica.

O coeficiente de arrasto é definido como:

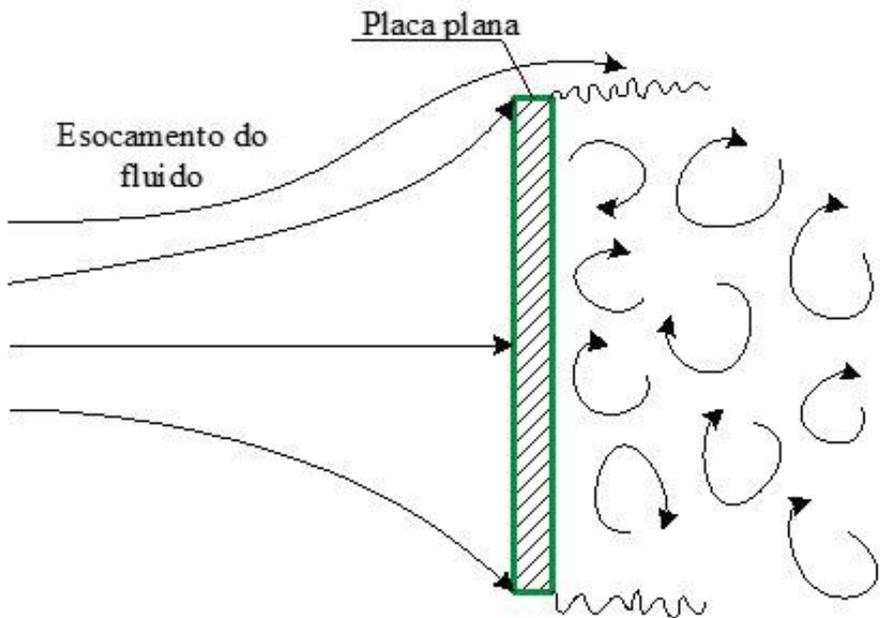
$$C_D = \frac{D}{q_\infty A} \quad (2.5)$$

onde A é a área da seção transversal do corpo inserido ao fluido e q_∞ é a pressão do ar atmosférico.

O coeficiente de arrasto (C_D) depende diretamente da geometria do corpo imerso ao fluido em movimento e, portanto, existem geometrias que geram maior ou menor arrasto. A melhor geometria, do ponto de vista aerodinâmico, que gera um menor arrasto é a geometria em forma de “gota d’água” assumindo um valor de arrasto tipicamente em torno de 0,12. (ANDERSON, 2007)

A geometria em forma de placa plana resulta no maior coeficiente de arrasto, ficando em um valor tipicamente de 2,0, em casos em que placa se encontra perpendicular ao escoamento do fluido. A Figura 1 apresenta uma placa plana perpendicularmente ao fluxo, sendo possível observar as linhas de fluxo e os efeitos do fluxo reverso, evidenciando o maior arrasto nesta configuração (ANDERSON, 2007).

Figura 1 – Placa plana perpendicular ao escoamento

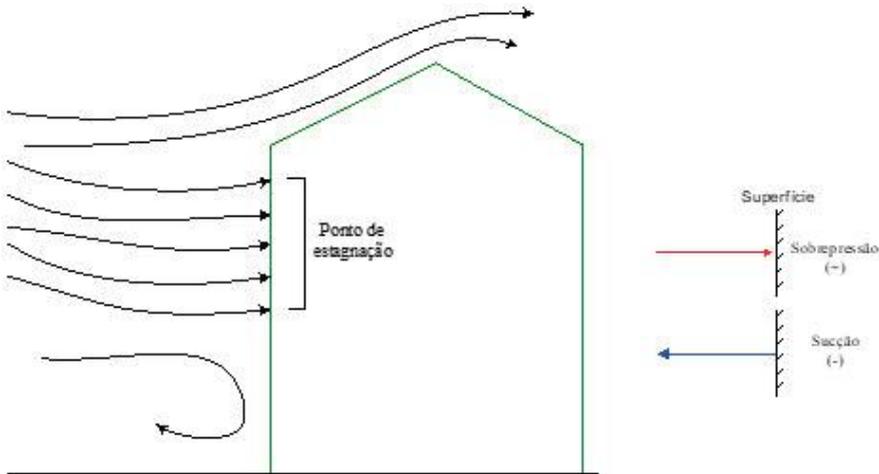


Fonte: Próprios autores, 2018.

2.1 AÇÕES DO VENTO EM ESTRUTURAS

Para a determinação da pressão estática do vento, em um ponto da superfície de um corpo, não se mede a pressão absoluta, mas sim a diferença de pressão estática na região de barlavento e sotavento do corpo, ou seja, é medida a variação de pressão, o qual é chamado de pressão efetiva externa. A região de barlavento é aquela do lado que sopra o vento e a região de sotavento é o lado oposto do barlavento. Uma edificação há uma variação no coeficiente de pressão externa ao longo da mesma. Assim, algumas regiões sofrem sobrepressões e outras sucções, Figura 2 (BLESSMAN, 2011).

Figura 2 - Linhas de Escoamento em uma Edificação



Fonte: Próprios autores, 2018.

A Figura 2 demonstra as diferentes formas que o escoamento de um fluido atua em uma edificação. Na região dos pontos de estagnação, ponto em que a velocidade do fluido é nula, é onde há o maior valor possível da pressão positiva (sobrepressão), o coeficiente de pressão externa assume valor +1. Na região inferior observa-se a recirculação do escoamento, em que a superfície sofre tanto sobrepressão quanto sucção. Neste ponto o coeficiente de pressão fica entre zero e 1. Já na região da cobertura ocorrem predominantemente pressões de sucção, as quais assumem valor entre +1 zero e -1.

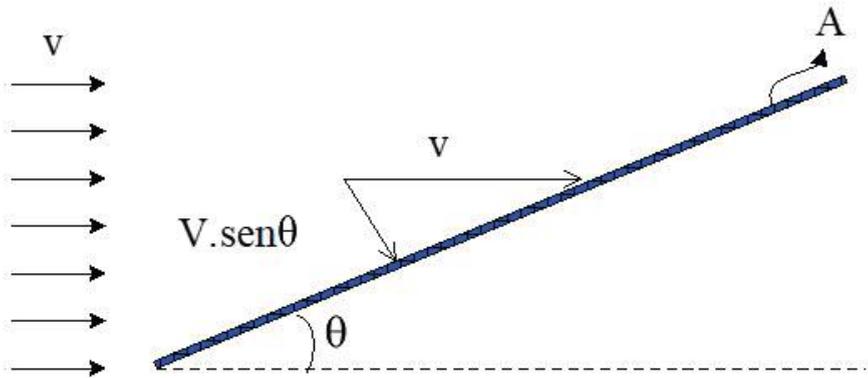
2.2 PLACAS INCLINADAS EM RELAÇÃO AO ESCOAMENTO DO VENTO

Como instalações fotovoltaicas usualmente estão posicionadas oblíquas ao fluxo, sobretudo quando instaladas em coberturas planas, este item automaticamente se torna o de maior interesse ao longo deste estudo.

Ao considerar uma placa oblíqua ao escoamento aparentemente é possí-

vel determinar as forças atuantes na placa utilizando do conceito de decomposição vetorial, conforme a Figura 3 representa. Onde V é a velocidade do vento e A é a área da superfície da placa em questão.

Figura 3 – Decomposição vetorial da força do vento



Fonte: Próprios autores, 2018.

Pela Segunda Lei de Newton, a componente vetorial $V.sen\theta$ multiplicada pela massa temos a força resultante exercida pelo vento. Assim, é possível determinar a pressão exercida pelo vento nessa superfície, visto que, por definição a pressão é determinada pela equação 2.1.

A expressão 2.6 é chamada de fórmula de Newton, a qual determina o valor da pressão em uma placa isolada e oblíqua ao escoamento. Essa expressão leva o nome do famoso físico, pois Newton estudou a resistência apresentada por corpos cônicos, esféricos e cilíndricos, através da determinação da força exercida pelas partículas de um fluido nestes corpos. Assim, utilizando do mesmo processo do experimento de Newton chegou nesta expressão.

$$p_{\alpha} = p.sen^2\theta, \quad (2.6)$$

em que θ é a inclinação da placa.

Porém, assim como a decomposição vetorial a formulação de newton não oferece resultados suficientes quando se trata de estudo de fluidos em movimento sobre um corpo, pois deste modo considera-se apenas o que acontece à barlavento do corpo, sem considerar os fenômenos aerodinâmicos, como a separação do fluxo, turbilhonamento e sucção a sotavento.

Segundo BLESSMAN 2011, as formulações de antigamente proporcionam o cálculo de pressões para um ângulo qualquer. A realidade se apresenta completamente diferente, visto que para telhados com ângulo em torno de 30° há sucções em toda a superfície do mesmo, mesmo na água à barlavento, assim como para telhados com ângulos acima de 30° também aparecem sucções. Lembrando que a magnitude e a forma em que essas pressões aparecem depen-

dem de fatores como local da edificação, rugosidade do terreno, obstáculos e altura da edificação.

Contudo, é importante destacar que a distribuição de pressões em um telhado não é uniforme, podendo inclusive ocorrer sobrepressões e sucções em diferentes regiões da cobertura. O mesmo acontece para placas. Todo o comportamento do campo aerodinâmico é alterado conforme a forma do objeto e de sua posição em relação ao fluxo. Portanto cada caso deve ser tratado em particular.

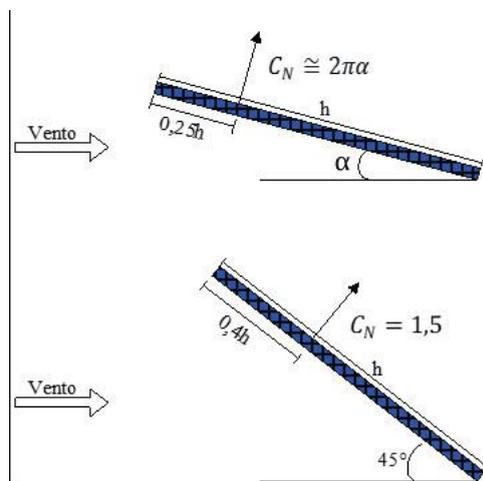
Alguns ensaios em laboratório realizados por Eiffel em 1918 são clássicos referentes às placas oblíquas em meio ao escoamento do ar. Com base nos referidos ensaios, Eiffel constatou um maior esforço em placas oblíquas em relação às placas perpendiculares ao fluxo. Tal constatação se justifica pelo fato de placas posicionadas obliquamente a um ângulo de até 40° ao escoamento do vento possuírem o mesmo comportamento aerodinâmico que asas de avião, resultando na presença de fortes sucções na superfície a sotavento.

Segundo BLESSMAN 2011, de acordo com os ensaios de Eiffel pode-se concluir que não é possível obter resultados que se adaptem a todos os casos através de uma única modelagem matemática.

Muros de pequena espessura e edificações de pequena profundidade são incluídos no mesmo conceito das placas, assim como os telhados de uma água são estudados como as placas oblíquas.

HOLMES 2015, mostra um caso de uma placa plana bidimensional a um ângulo de ataque oblíquo, α , em relação ao escoamento, onde a força resultante permanece normal à superfície da placa, ou seja, não é mais uma força de arrasto na direção do vento. Destaca ainda que existe uma componente tangencial, que é a força de atrito na superfície da placa, porém esta não é significativa em comparação à força normal para ângulos de ataque maiores que 10 graus. A Figura 4 representa o que foi mencionado.

Figura 4 – Coeficientes de força normal para placa inclinada



Fonte: Próprios autores, 2018.

Conforme apresentado na Figura 2.4 o coeficiente de força normal na placa bidimensional inclinada para ângulos de ataque menores que 10° é calculado conforme a equação 3.6.

$$C_N \cong 2\pi\alpha, \quad (2.7)$$

onde α deve estar medido em radianos.

A representação na Figura 3.4 ainda demonstra a localização da força normal na placa inclinada, ficando entre $0,25h$ e $0,4h$, em que h é a altura da placa e essa localização é chamada de “centro de pressão”. Tanto a equação 3.6 quando a determinação do posicionamento do centro de pressão tem sua origem na teoria usada na engenharia aeronáutica. [HOLMES, 2015]

Conforme o ângulo de ataque aumenta, o coeficiente de força normal aumenta progressivamente em direção ao caso de placas perpendiculares ao fluxo, em que o centro de pressão fica localizado exatamente na metade da placa ($0,5h$).

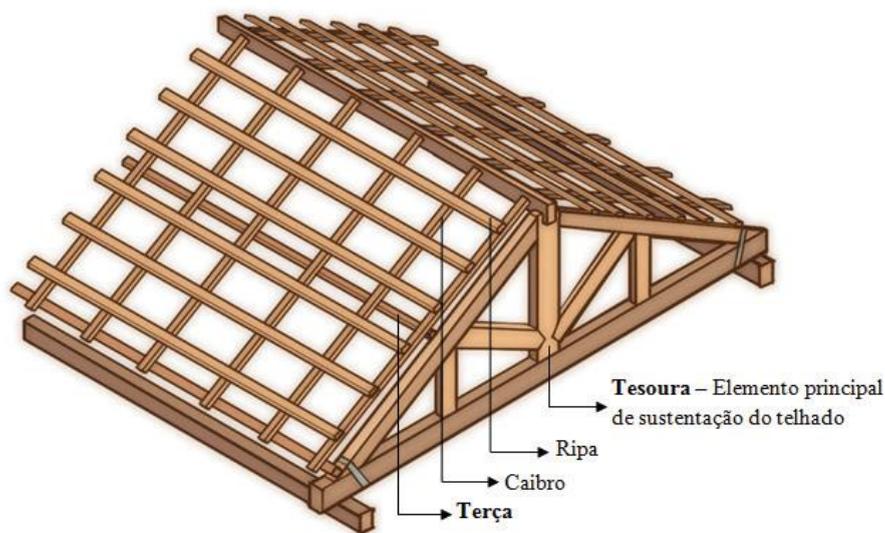
Segundo HOLMES 2015, o coeficiente de força normal para um ângulo de ataque de 45° é cerca de 1,5, com o centro de pressão localizado a $0,4h$ a partir da borda superior, conforme mostrado na Figura 3.4. Assim, para valores correspondentes ao ângulo de ataque, α , igual a 30 graus é cerca de $C_N = 1,2$ e centro de pressão em $0,38h$.

2.3 AÇÃO DO VENTO EM TELHADOS E INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Para cada tipo de cobertura existe um comportamento aerodinâmico diferente e, conseqüentemente, ações de pressões diferentes. Ao comparar as cúpulas com cobertura a duas ou mais águas a separação do fluxo é um fator que, claramente, as diferencia. Nas cúpulas ocorre a separação do fluxo em função do raio de curvatura da cobertura e quanto menor for o raio o ponto de separação será mais próximo à região a barlavento. Para telhados angulosos, a separação do fluxo sempre ocorre nas arestas, independente da velocidade do vento.

No Brasil, as edificações residenciais em sua grande maioria, possuem coberturas composta por águas, seja a uma, duas ou mais águas. Tradicionalmente os telhados seguem características dos telhados coloniais portugueses, com telhas cerâmicas apoiadas em estruturas de madeira serrada, apesar do crescimento da utilização de estruturas metálicas nas coberturas. A Figura 5 representa os componentes tradicionais para uma cobertura de telhas cerâmicas.

Figura 5 – Madeiramento tradicional para telhas cerâmicas



Fonte: Disponível em: <<http://www.casaseimoveis.com/dicas/telhados-de-madeira>>.

Acesso em: 10 nov. 2018.

A estrutura principal ou de apoio é constituída geralmente por tesouras, oitões, pontaletes, vigas ou lajes tendo a função de receber e distribuir adequadamente as cargas do telhado ao restante do edifício. A estrutura secundária, quando utilizada, é chamada de “trama” a qual é composta por terças, caibros e ripas.

A Figura 8 representa o madeiramento tradicional para telhas cerâmicas, o que é mais comum no Brasil, onde os telhados, predominantemente, seguem as características dos telhados coloniais portugueses com telhas cerâmicas apoiadas em estruturas de madeira serrada.

No caso da estrutura em madeira serrada a estrutura principal é a tesoura, sendo a estrutura secundária as terças, caibros e ripas. Dentre os elementos da estrutura secundárias o elemento que possui maior resistência são as terças.

A determinação dos esforços do vento é de extrema importância em um projeto estrutural, sobretudo em coberturas, as quais sofrem grandes pressões devidas ao vento. A principal solicitação a uma cobertura são as pressões de sucção, evidenciando a necessidade de projetá-la suficientemente resistente para evitar que ocorra o colapso estrutural.

Geralmente, painéis fotovoltaicos são fixados nas coberturas das edificações. Devido ao aumento do uso da energia fotovoltaica, cada vez mais os telhados receberão essas instalações. Portanto, haverá mais uma sobrecarga nas coberturas.

É bem verdade que painéis fotovoltaicos não são demasiadamente pesados, ficando entre 12 kg/m^2 e 24 kg/m^2 , o que provavelmente não será uma preocupação caso o telhado tenha sido projetado adequadamente. Contudo, a ação do vento em coberturas com painéis fotovoltaicos merece uma atenção

especial quanto as ações do vento.

Empresas do setor fotovoltaico proporcionam uma série de soluções de fixadores de painéis fotovoltaicos que se adaptam a alguns tipos de telhas. As instalações fotovoltaicas são geralmente fixadas na estrutura de sustentação do telhado, nas próprias telhas ou em estruturas de perfis metálicos montadas sobre as coberturas de edifícios. Além de poderem ser posicionados em diferentes inclinações, conforme projeto do sistema.

As Figuras 6, 7 e 8 demonstram algumas instalações fotovoltaicas em coberturas.

Figura 6 – Instalação de Painéis Fotovoltaicos no IFG – Campus Goiânia



Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 7 – Usina solar fotovoltaica na Embaixada da Itália, Brasília/DF



Fonte: Próprios autores, 2018.

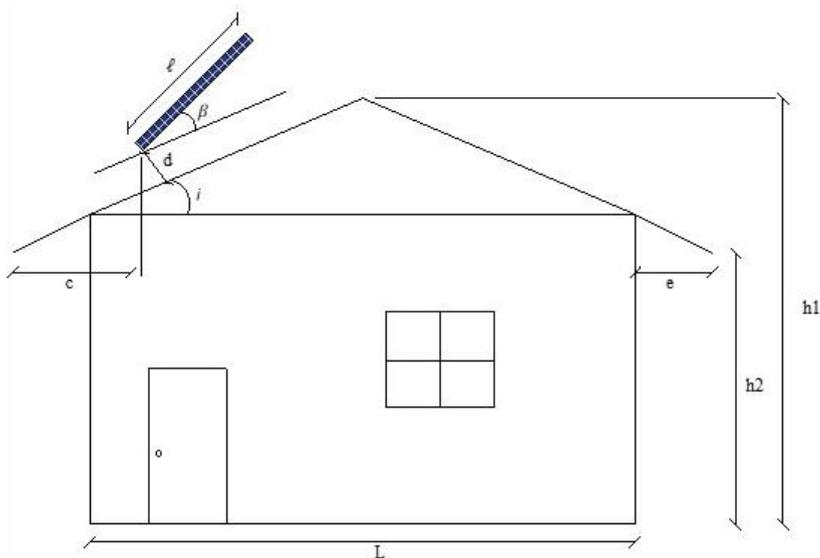
Figura 8 – Instalação fotovoltaica em cobertura plana de um prédio comercial, Brasília/DF



Fonte: Próprios autores, 2018.

HOLMES 2015 menciona algumas variáveis geométricas que são significantes na determinação das cargas de vento em painéis solares instalados em uma cobertura inclinada, conforme Figura 9.

Figura 9 – Variáveis que influenciam no carregamento de vento em painéis solares



Fonte: Próprios autores, 2018.

Onde:

- β é a inclinação do painel solar em relação à cobertura;
- d é a distância entre o painel solar e a cobertura;
- ℓ é o comprimento do painel solar;
- i é a inclinação do telhado;
- c é a distância da aresta de início do beiral até o painel solar;
- e é o comprimento do beiral;
- $h1$ é a altura da cumeeira da cobertura até o solo;
- $h2$ é a altura do solo até o beiral;
- L é a largura da edificação.

2.4 ABNT NBR 6123 – FORÇAS DEVIDAS AO VENTO EM EDIFICAÇÕES

O objetivo desta norma é determinar condições imprescindíveis na consideração das forças devidas ao vento para efeito de cálculo de edificações. Todos os procedimentos da norma têm como referência edificações com formas comuns, não sendo aplicada para edificações de formas, dimensões ou localização com características peculiares.

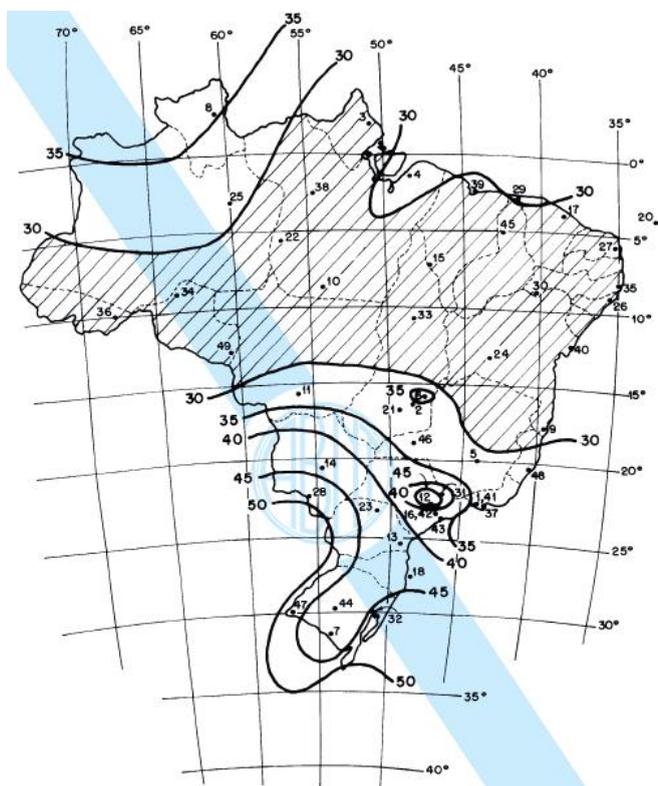
Em seu texto introdutório destaca, ainda, que resultados experimentais obtidos em túnel de vento podem ser utilizados em substituição aos coeficientes constantes nesta norma.

A Parte 4 – Procedimento para o cálculo das forças devidas ao vento nas edificações apresenta fórmulas para a determinação das forças estáticas e dinâmicas devido ao vento, sendo que para os efeitos dinâmicos os procedimentos são de acordo com o Anexo I da mesma.

As forças estáticas são determinadas tendo como base a velocidade básica do vento, fator topográfico, fator de rugosidade do terreno e um fator estatístico, pelos quais é realizado o cálculo da pressão dinâmica.

A velocidade básica do vento é de acordo com cada região jurisdicionada por esta norma, que neste caso é todo o território brasileiro, ou seja, cada região do Brasil possui uma velocidade básica de vento, conforme mostra a Figura 10.

Figura 10 – Isopletas da velocidade básica do vento



Fonte: ABNT NBR 6123 – Forças devidas ao vento em edificações.

Cada curva representada na figura acima representa uma velocidade básica do vento, em metros por segundo (m/s), a ser considerada na região compreendida pela curva. Por exemplo, no estado de Goiás a velocidade básica do vento é de 35 m/s.

Por definição da norma, a velocidade básica do vento é a velocidade básica de uma rajada de 3 segundos, excedida em média uma vez a cada 50 anos em um ponto a 10 metros acima do terreno em um capo aberto e limpo.

3 METODOLOGIA

Devido ao caráter específico deste trabalho e a ausência de normatização para ações do vento em instalações fotovoltaicas simulações computacionais são necessárias para realizar este estudo.

A modelagem computacional é realizada utilizando softwares baseados no Método dos Elementos Finitos (*Finite Element Method – FEM*). É utilizado o software COMSOL Multiphysics versão 5.2 para a modelagem geométrica das estruturas e simulação do escoamento do ar em seu módulo da Dinâmica Computacional dos Fluidos (*Computational Fluid Dynamics – CFD*).

Os parâmetros característicos de vento são obtidos conforme preconiza a norma brasileira ABNT NBR 6123/1988, além de considerar condições de vento adversas, as quais extrapolam as velocidades prescritas pela norma.

No módulo CFD do software COMSOL Multiphysics é utilizada a interface κ - ϵ a qual é usada para simular escoamentos de alto número de Reynolds. Essa interface física é adequada para escoamentos incompressíveis e escoamentos compressíveis com baixo número de Mach, tipicamente menores que 0,3.

As equações que governam o Escoamento Turbulento na interface κ - ϵ são as equações de Navier-Stokes para a conservação do momento e a equação da continuidade para a conservação da massa.

As equações de Navier-Stokes são desenvolvidas por Navier, Poisson, Saint-Venant e Stokes entre 1827 e 1845. Estas equações governam o movimento dos fluidos, sendo derivadas dos princípios da conservação da massa, conservação da energia e conservação do momento. Isso significa que estas equações se vinculam basicamente na relação de distribuição de velocidade e pressão partindo de hipóteses de interação fluido estrutura.

No caso de fluidos newtonianos compressíveis a equação é representada por:

$$\rho \left(\frac{\partial V}{\partial t} + V \cdot \nabla V \right) = -\nabla p + \nabla + \nabla \cdot \left(\mu (\nabla V + (V)^T) - \frac{2}{3} \cdot V (\nabla \cdot V) I \right) + F, \quad (3.1)$$

onde,

- μ é a viscosidade dinâmica do fluido.

Estas equações são todas resolvidas junto com a equação da continuidade, representada por:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho V) = 0 \quad (3.2)$$

Resolvendo estas equações para condições de contorno particulares, prevê a velocidade do fluido e sua pressão exercida em um dado corpo.

No campo da fluidodinâmica, os diferentes regimes de escoamento são caracterizados usando números adimensionais, como por exemplo o número de Reynolds e o número de Mach (*Mach number*).

O número de Mach é representado pela relação entre a velocidade do fluido e a velocidade do som. Esta relação define a compressibilidade do escoamento.

São realizadas simulações do escoamento do vento em instalações fotovoltaicas em diversas situações, são elas: em coberturas planas, coberturas inclinadas e em solo, todas com o objetivo de verificar o comportamento do escoamento e as pressões exercidas nos painéis fotovoltaicos, possibilitando

identificar quais variáveis mais influenciam nas pressões exercidas nos painéis fotovoltaicos.

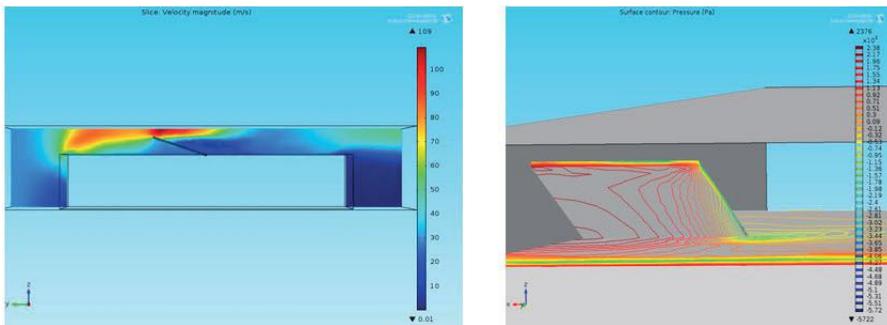
No caso de instalações fotovoltaicas em coberturas planas, geralmente os painéis fotovoltaicos são instalados sobre suportes fabricados em alumínio, de modo a garantir a inclinação requerida no projeto da usina fotovoltaica. Portanto, como um dos objetivos deste trabalho é verificar o comportamento estrutural dos suportes dos painéis fotovoltaicos, simulações deste comportamento são realizadas.

Para a análise estrutural dos suportes e pontos de fixação do sistema fotovoltaico simulações são realizadas utilizando o software Solidworks. Os parâmetros estruturais utilizados são condizentes com o que é aplicado na prática da fabricação dos suportes para painéis fotovoltaicos em coberturas planas, os quais são fabricados em alumínio ou aço galvanizado. Todos os materiais utilizados na modelagem são considerados isotrópicos.

3 RESULTADOS

Ao simular a ação do vento em painéis fotovoltaicos instalados em cobertura plana, a pior situação observada é aquela em que o vento atinge o painel a 180 graus, isto é, quando o vento atinge a parte de trás do painel, conforme a Figura 11, onde demonstra também a distribuição de pressão no painel.

Figura 11 – Escoamento do vento a 180 graus e a 35 m/s

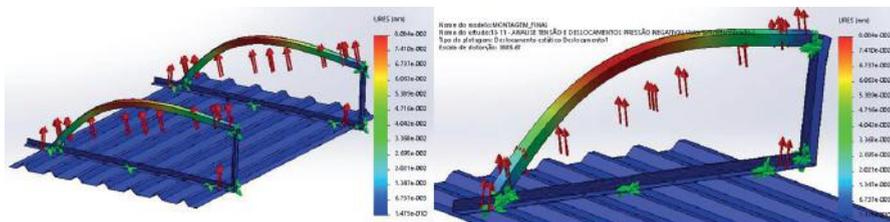


Fonte: Próprios autores, 2018.

A pressão exercida pelo vento nesta situação foi de $1,96 \times 10^3$ Pa atuando no sentido de baixo para cima. Considerando 2 painéis de 2 m^2 , essa pressão é equivalente a uma força de 400 kgf atuando em cada painel no sentido de arrancá-los do seu ponto de fixação.

Deste modo, essa pressão foi aplicada em um suporte para painéis fotovoltaicos em coberturas planas e verificado seu comportamento estrutural, conforme a Figura 12 demonstra. Considerando que cada painel está fixo aos suportes por 4 grampos, como usualmente, a força atuante em cada grampo é equivalente a 100 kgf.

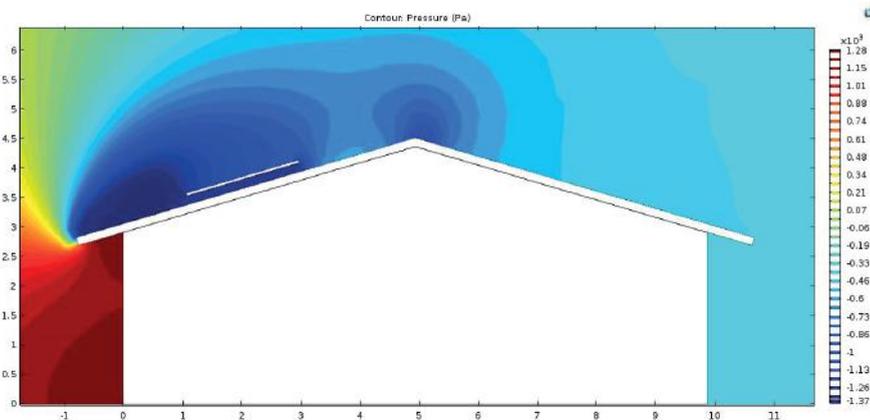
Figura 12 – Comportamento estrutural dos suportes



Fonte: Próprios autores, 2018.

Para instalações em coberturas inclinadas também foi simulada a ação do vento em instalações fotovoltaicas. A Figura 13 demonstra o comportamento do vento a 0° e a 35 m/s. No painel atua uma pressão de -0,6 kPa, que significa uma força de -122,4 kgf atuando no sentido de arrancar o painel de seu ponto de fixação.

Figura 13 – Escoamento do vento em cobertura inclinada com painel fotovoltaico



Fonte: Próprios autores, 2018.

4 CONCLUSÃO

Os resultados demonstram que a instalação fotovoltaica é atingida com velocidades de vento bem maiores que a velocidade básica de escoamento do vento, este ganho de velocidade ocorre após o contato do vento com a borda da cobertura da edificação. Na situação de vento a 180° , o vento se concentra na parte debaixo da instalação fotovoltaica, agindo no sentido de arrancar os painéis de sua fixação.

O comportamento aerodinâmico observado nas simulações permite concluir que as instalações fotovoltaicas tem grande potencial de alterar as solicitações de carga nas coberturas das edificações. É necessário que o sistema fotovoltaico seja bem montado utilizando suportes de fixação adequados e feitos de materiais de qualidade, garantindo maior segurança contra ações do vento.

É importante destacar que ainda existem lacunas técnicas em normas quanto requisitos e especificações necessárias para realizar a montagem e fixação de painéis fotovoltaicos nas coberturas das edificações. Deste modo, este trabalho visa contribuir para as melhores práticas de instalação dos sistemas fotovoltaicos em coberturas.

Vale destacar, ainda, que os resultados demonstram que as instalações fotovoltaicas alteram a característica do escoamento do vento devido a presença de painéis fotovoltaicos nas coberturas.

Dessa forma, algumas recomendações são prestadas de modo a garantir a segurança, eficiência e, também, para evitar o aparecimento de patologias nas edificações, são elas:

- Os suportes de fixação devem ser sempre ancorados na estrutura principal do telhado, ou seja, evitar realizar a fixação em caibros e ripas de cobertura em estrutura de madeira;
- Evitar grandes inclinações dos painéis fotovoltaicos, quanto maior a inclinação maior será a pressão exercida nos mesmos e conseqüentemente essa pressão será transferida para o ponto de fixação;
- No caso de instalações em telhas trapezoidais metálicas e/ou telhas onduladas, sempre fixar os suportes na alta da telha, dessa forma serão evitadas o acúmulo de água e goteiras;
- No caso de instalações em telhas de cerâmica não é recomendável realizar a perfuração de telhas, pois a longo prazo podem aparecer goteiras;
- Utilize sempre estruturas de suportes adequadas ao telhado e sobretudo protegidas contra corrosão por umidade;

REFERÊNCIAS

ANDERSON, J. J. D. **Fundamentals of Aerodynamics**. 5. ed. College Park: University of Maryland, 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Forças devidas ao vento em edificações**. Rio de Janeiro, 1988. NBR 6123.

BLESSMANN, J. **Ação do Vento em Telhados**. 2. ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS. 2009.

_____. **Aerodinâmica das Construções**. 3. ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS. 2011.

HOLMES, J. D. **Wind Loading of Structures**. 3. ed. CRC Press Taylor & Francis Group. 2015.

CAPÍTULO 18

SISTEMA INTELIGENTE BASEADO EM INTERNET DAS COISAS PARA MONITORAMENTO E COLETA DE DADOS EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS: A INTERAÇÃO DE UM EMBARCADO COM UM *CHATBOT*

Victor Lunarti Valadão
Willian Martins Leão

1. INTRODUÇÃO

A maioria das informações relevantes, para a quantificação da geração de energia elétrica através das placas fotovoltaicas, são obtidas através da obtenção da corrente e tensão produzida pela mesma. Porém a eficiência da geração é influenciada pela irradiação solar que incide na placa e a temperatura da mesma. Os distúrbios dessas variáveis são produtos de condições climáticas e o posicionamento da placa (local e apontamento). A maioria dos fabricantes de placas fotovoltaicas apenas consideram condições normais de temperatura e iluminação para a estipulação do desempenho das mesmas. Em aplicações reais, as placas fotovoltaicas quase sempre estão em condições não normais de operação (MEEKHUN et al., 2008).

Atualmente, o monitoramento da mesma é tido como crucial para a otimização da performance do sistema fotovoltaico (FREEMAN, 2016). A supervisão da constante geração de energia em de painéis fotovoltaicos irá permitir uma real constatação do desempenho do sistema considerando todos os distúrbios possíveis. Assim, é possível analisar esses dados e utilizar com maior eficiência o sistema fotovoltaico em questão, prevendo possíveis manutenções, gerenciando a distribuição da energia gerada e até mesmo otimizando o arranjo das placas fotovoltaicas (STIFTER; KATHAN, 2010).

A maioria dos sistemas de monitoramento só medem os valores totais da geração de um determinado grupo de placas fotovoltaicas, mas para que se tenha um melhor estudo sobre elas é preciso medi-las separadamente (KANG; KANG; CHOI, 2013). Para isso, esse trabalho propõe a elaboração de um medidor que tenha comunicação sem fio *Wi-Fi* acoplado a cada placa fotovoltaica.

Todos os medidores estarão em uma mesma rede enviando as informações coletadas para um servidor, isso implica em uma maior robustez para o sistema já que a perda de comunicação por um painel não interromperá todo sistema de comunicação. Uma vez armazenadas as informações em um banco de dados, isto resultará em um *big data*, para futuras utilizações em pesquisas.

Além disso, a utilização da proposta Internet das Coisas, torna possível o sistema de monitoramento possuir alta adaptabilidade, já que a adição de novos instrumentos de medida é de simples implementação. Um sistema de monitoramento tem de ser escalável e fácil de usar (SMART et al., 2016). Também é tido que a utilização da transmissão de dados sem fios e a robustez que o sistema

agregará fazem com que a proposta do trabalho esteja bem situada no conceito de *IoT* (SMART et al., 2016).

A utilização de *softwares* para conversação se apresenta como uma melhoria para o acesso a informação, deixando aplicações web e mobile menos confusas. A necessidade de não ter que instalar novos aplicativos ou entrar em um site é bem conveniente e possível. Porém o primeiro e maior desafio desses *softwares* é lidar com *Natural Language Processor* (NLP) (RAHMAN; AL MAMUN; ISLAM, 2017), no campo da Interação Homem Máquina (IHM) o objetivo é sempre estabelecer conexões instintivas e é assim que o *Chatbot* se demonstra importante em atendimentos a humanos. Trabalhar com NLP é um aspecto do desenvolvimento desses *softwares*, aprender a sintaxe humana através de *Machine Learning* é onde se encontra a evolução desse processo (RANOLIYA; RAGHUWANSHI; SINGH, 2017). Existem algumas maneiras simples de programar esses *chatbots* e alguns deles são: Chatfuel, ManyChat e Motion.ai. Agora, para quem demanda por mais recursos, há empresas de renome que produziram material nesta área como: o Google Api.ai, o Facebook Wit.ai, o Microsoft LUIS, o Amazon Lex e a IBM Watson. Em resumo, o *Chatbot* representa uma interface interativa que não só conecta usuário, mas também sistemas e funcionalidades (CHOI; HAMANAKA; MATSUI, 2017).

2. PROJETO

O objetivo desse trabalho é a elaboração de um sistema embarcado que meça a geração de energia elétrica de cada painel fotovoltaico. Além disso, essa estrutura possibilitará que a informação obtida seja difundida em tempo real via comunicação sem fio (*broadcast*) para o armazenamento em um servidor dedicado e para usuários (professores ou alunos).

O projeto também conta com um *Chatbot* termo originado da junção de *Bot*, diminutivo de *Robot*, e *Chat* que se traduz em conversar. Em outras palavras, consiste em uma aplicação de determinado *software* para simular conversas humanas repetidas vezes, da mesma forma que faria um robô. O Bot será capaz não apenas exibir informações colhidas pelo embarcado, como também inserir novos parâmetros, como condições climáticas e outros pontos dignos de serem observados quando se trata da geração do painel fotovoltaico a qual o embarcado esteja instalado. Esses novos parâmetros podem tanto ser adquiridos de serviços de informação disponíveis na internet ou por adição pelo próprio usuário.

A utilização do módulo ESP8266 *NodeMCU*, que basicamente é um microprocessador com *Wi-Fi* embutido, é justificada pelo o mesmo apresentar uma significativa evolução ao movimento *IoT* devido ao seu baixo custo e alta gama de aplicações, o qual pode ser gravado com a *IDE* (*Integrated Development Environment*) do Arduino.o que corresponde uma grande vantagem já que o mesmo já é uma ferramenta consolidada.

Para a tecnologia de informação, foi definido que a utilização da ferramenta *MySQL*, um sistema de gerenciamento de banco de dados, permitirá agregar diversas possíveis expansões ao funcionamento do aparelho, como a

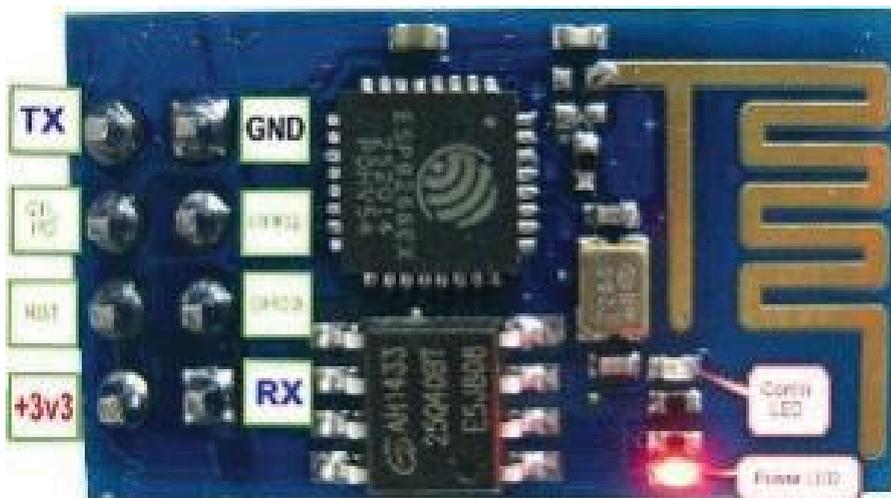
comunicação com um *website* para exibição dos dados armazenados e também a fácil introdução de novas variáveis a serem armazenadas pelo medidor.

Esse projeto prevê a medição das grandezas de corrente e tensão, para o conhecimento da potência ativa gerada pelo painel. Dessa maneira, podemos armazenar e observar os principais aspectos da geração de um painel fotovoltaico. Portanto, os seguintes elementos serão constituintes do projeto: o chip ESP8266 NodeMCU, o Circuito Integrado (CI) MCP3208, o sensor de corrente ACS712, o gerenciador de banco de dados MySQL, o CI *Real Time Clock* DS3231 e o *chatBot*.

2.1. Chip ESP8266 e o Circuito Integrado MCP3208

O ESP8266 é um chip SoC (*system on a chip*) revolucionário quando se trata de embarcados, seu baixo custo e capacidade de comunicação *Wi-Fi* faz com que diversas aplicações se tornem mais simples e economicamente viáveis. Por ser um chip bastante completo, requer a adição de poucos componentes.

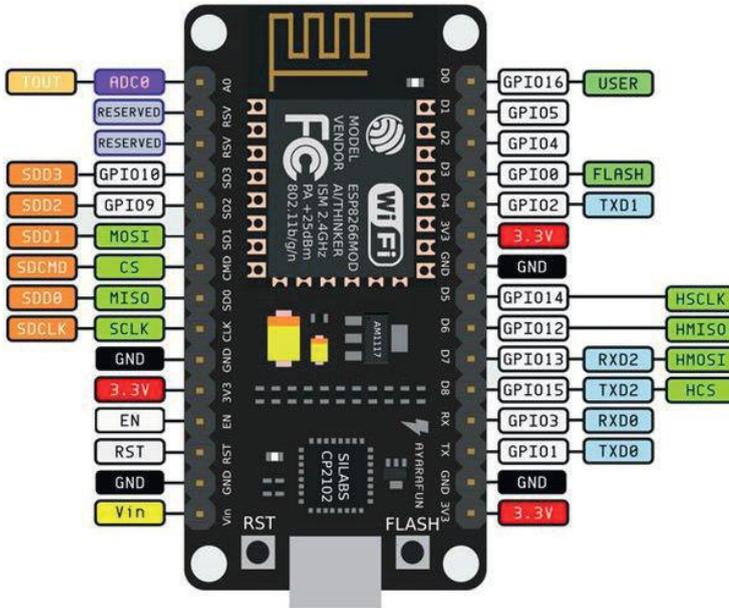
Figura 1 - ESP8266.



Fonte: Google Images.

Para facilitar o uso desse *chip*, vários fabricantes criaram módulos e placas de desenvolvimento. Essas placas variam em tamanho, número de pinos ou tipo de conexão com computadores. A placa de desenvolvimento a ser utilizada neste trabalho é a *NodeMCU*, os motivos que levaram a esta escolha foram: facilidade durante o processo de gravação e a regulação dos níveis de tensão já que o nível lógico do ESP8266 é 3,3V, o que se faz necessário a adequação de sinais para a comunicação com outros circuitos de diferentes níveis lógicos, como *Arduino* e seus *shields*. Outro empecilho encontrado foi a existência de apenas uma porta analógica ADC como pode ser visto a seguir nas conexões da placa do *NodeMCU*, ilustrada na Figura 2.

Figura 2 - NodeMCU

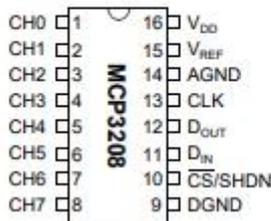


Fonte: NodeMCU Devkit.

O projeto utiliza dois sensores analógicos, a medição de corrente e tensão, logo para este caso foi necessário a utilização de um CI chamado MCP3208 o qual é um conversor ADC de 10 bits e 8 canais, com comunicação *Serial Peripheral Interface* SPI. Conferindo assim a adição de 8 entradas analógicas ao projeto. A seguir podemos visualizar a encapsulação e as características do mesmo:

Figura 3 - MCP3208

PDIP, SOIC



Fonte: Datasheet MCP3208

Tabela 1 – Função dos Pinos do CI MCP3208

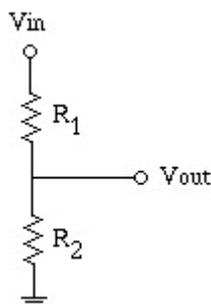
Nome	Função
Vdd	+2.7V – 5.5V Fonte de Alimentação
Vref	Tensão de Referência máx. 5V
DGND	Terra Digital
AGND	Terra Analógico
CH0-CH7	Entradas Analógicas
CLK	Serial Clock
Din	Entrada Serial Dados
Dout	Saída Serial Dados
CS/SHDN	Chip Select/Shutdown

Fonte: Datasheet MCP3208

2.2. Medidas de tensão e corrente

Para a medição da tensão produzida pelo painel fotovoltaico utiliza-se um circuito divisor de tensão, que converte valores de tensão de 0 a 100 volts para a faixa de 0 a 5 volts. Para a aplicação é recomendado que R2 tenha o valor de 100k ohms para atender as limitações da entrada analógica.

Figura 4 – Circuito divisor de tensão



Fonte: Próprios autores, 2018.

Onde:

V_{out} – Ligado ao ADC

V_{in} – Tensão da Placa Fotovoltaica

Agora, para medir a corrente produzida pelo painel fotovoltaico é necessário a utilização de um CI baseado em Efeito Hall para medições de corrente, denominado ACS712. Ambas as medidas são realizadas através da média de 1.000 amostragens feitas em laço de repetição.

2.3. Gerenciador de banco de dados *MySQL*

O banco de dados é gerenciado pela ferramenta *MySQL* que utiliza a linguagem *SQL (Structured Query Language)* para suas operações. Atualmente ele se encontra como uma das ferramentas mais utilizadas em todo mundo em sua área de aplicação.

Para a utilização do banco de dados *MySQL* será utilizado o *XAMPP*, um software que consiste em um servidor de determinados serviços como: *Apache, MySQL, PHP* e *Perl*. O mesmo é um grande facilitador para a criação de servidores web local para fins de teste.

2.4. Shield Real Time Clock DS3231

O último eletrônico adotado é o *RTC DS3231*, um CI capaz de fornecer informações de data e hora para fins de backup em redundância. O mesmo possui pilha independente a fim de melhorar a confiabilidade das informações.

2.5. Estratégias e Fluxograma

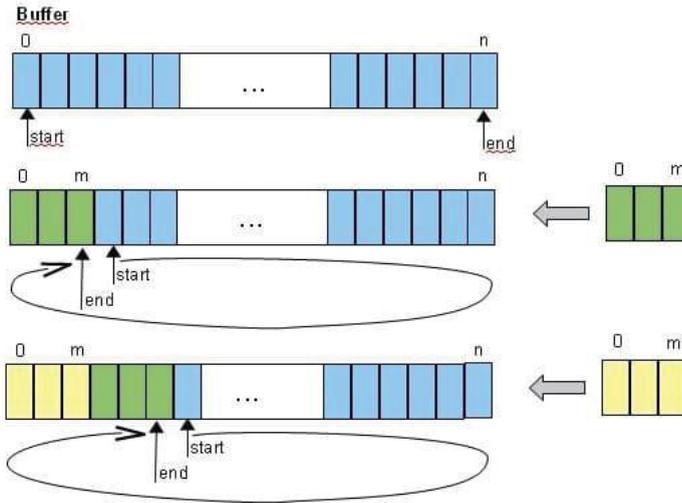
O código desenvolvido possui um sistema de armazenamento de médias em *buffer* circular, com o propósito de diminuir as perdas de informações que a transmissão de dados que o método escolhido possui, devido a possíveis falhas de conexão à rede sem fio. A partir do fluxograma definido, na figura 9, o módulo *ESP8266 NodeMcu* envia requisições *HTTP* que é interpretado de uma página *PHP*, realizando comandos *SQL* na rede *Wi-Fi*, para o que servidor armazene os dados no banco de dados *MySQL*. Os pacotes de dados que são inseridos nesse *buffer* serão ordenados pela ordem chegada, de forma que a retirada é feita nessa mesma ordem.

Durante o algoritmo foi utilizado a ferramenta de interrupções por *timer*, para assegurar intervalos fixos de amostragem. O *timer* para realização de médias de amostragens foram definidos com o intervalo de 1 minuto, ou seja, a cada 1 minuto o medidor realiza a média de cerca de 8 a 10 amostragens realizadas enquanto o *timer* não se ativou, este intervalo é mínimo valor de tempo em que o processador consegue realizar os comandos exigidos em períodos fixos, obtido de maneira empírica, a necessidade destes períodos fixos é um requisito matemático para o cálculo das médias por tempo. Estas amostragens foram obtidas através da média de 1.000 medições. Sendo assim a cada 1 minuto, o medidor teve a capacidade de realizar de 8.000 a 10.000 medições para cada variável, no caso, corrente e tensão. No total, de 16.000 a 20.000 medições em um intervalo de 1 minuto.

Sobre a utilização do *buffer* circular, sua vantagem está no ponto em que virtualmente não ocorre *overflow* (estouro) da área de dados reservada para depositar as variáveis, pois caso se encontre o fim da área de dados, ele automaticamente aponta para o começo dessa mesma área e sobrescreve o conteúdo mais antigo.

A figura a seguir demonstra como funciona de forma intuitiva a lógica do *buffer* circular utilizado.

Figura 5 – Buffer Circular



Fonte: www.embarcados.com.br

2.6. Chatbot

Por fim, temos a elaboração de um *chatbot* utilizando a ferramenta *Api.ai*, desenvolvida pelo Google. Esta ferramenta apresenta grandes facilidades para a construção de um *chatbot*, utiliza Inteligência Artificial para reconhecimento dos diálogos, possui integrações prontas com *softwares* como *Whatsapp*, *Telegram* e a possibilidade da integração com outros. O *software* escolhido para a interação do *chatbot* foi o *Telegram*, pelo motivo do mesmo disponibilizar servidor gratuito para o *Bot* desenvolvido. Para o projeto resta então a integração com o banco de dados, a qual foi desenvolvida utilizando *PHP*. A seguir podemos ver a ferramenta *Api.ai*:

Figura 6 – Console *Api.ai*



Fonte: *Api.ai*

A ferramenta demonstrada foi desenvolvida a partir do conceito de NLP, ou seja, maneiras naturais de expressão linguística. Ele nos dá a opção de Intents que pode ser traduzido como Intenções para o usuário treinar a inteligência com expressões que o Chatbot deve receber e poder interpretá-las, disparando as ações como respostas ou ativando recursos como outros softwares de terceiros ou do próprio usuário, Fullfilment é a opção em que se configura a integração a códigos através do método POST do protocolo HTTP. Entitities onde cadastramos os parâmetros a se utilizar e também treinarmos sinônimos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

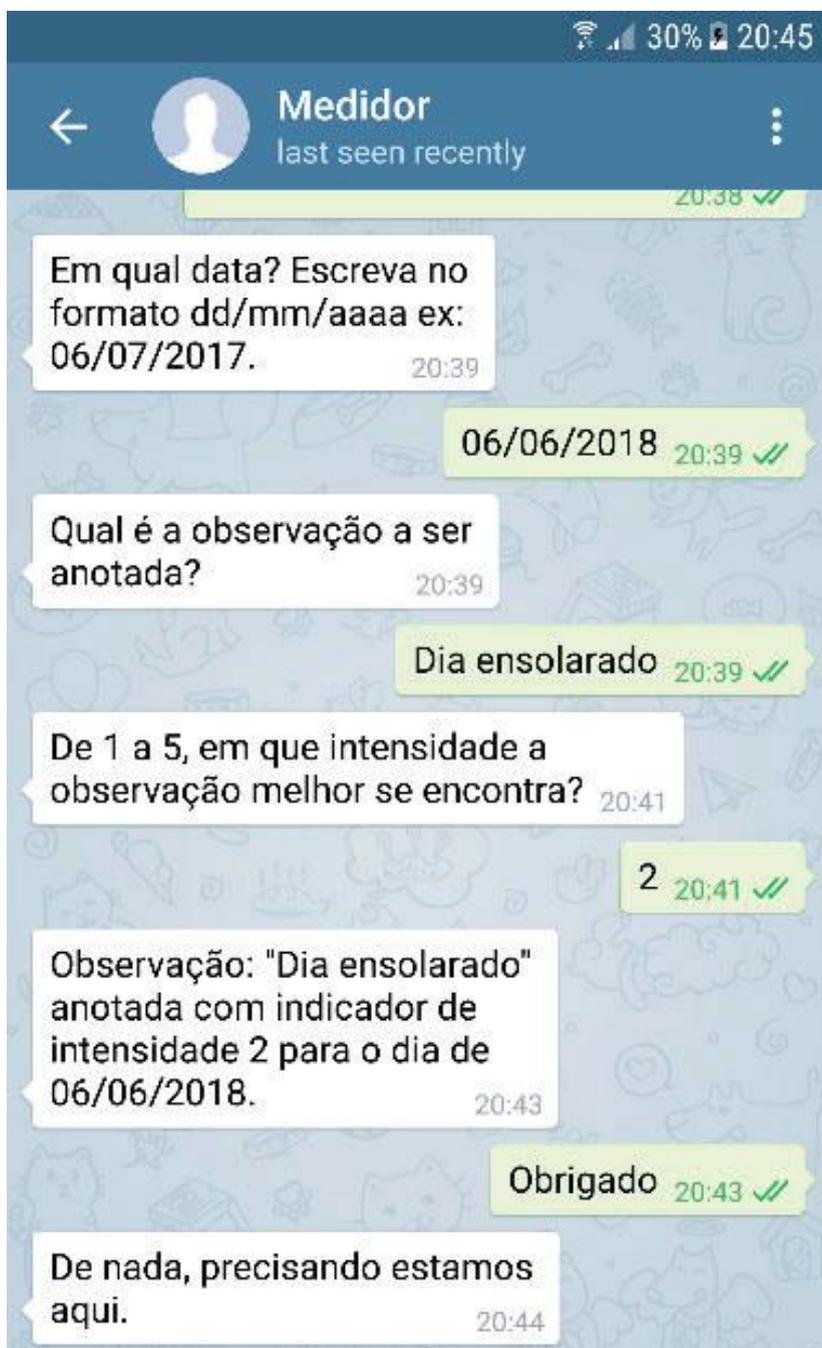
Os códigos desenvolvidos e diagramas desenvolvidos para o embarcado podem ser encontrados no seguinte endereço: <https://github.com/lunarti/medidoriotpibiti>. O projeto se encontra em fase de prototipagem e o próximo objeto é a alimentação do sistema desenvolvido com dados reais obtidos pela sua implementação. Como previamente estabelecido pelo projeto temos a seguir uma prévia do funcionamento do *Chatbot no Telegram*.

Figura 7 – Funcionamento Telegram Bot



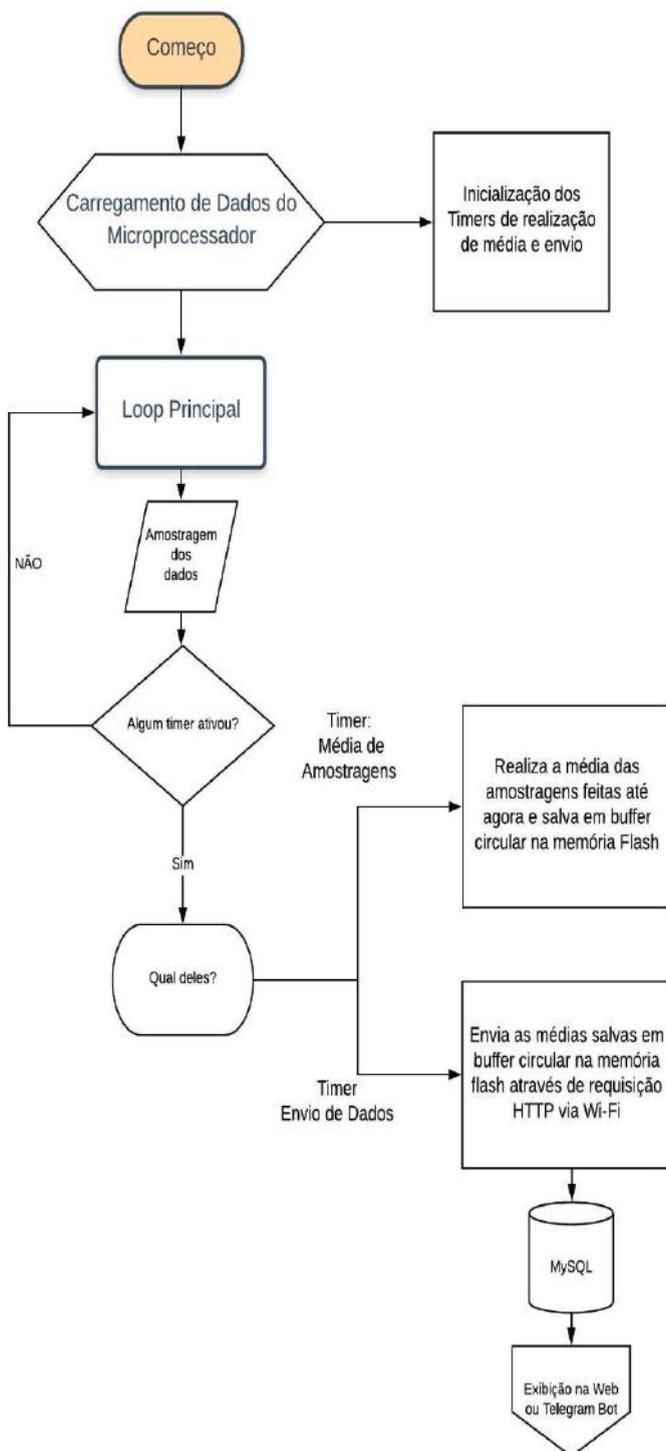
Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 8 – Funcionamento Telegram Chatbot



Fonte: Próprios autores, 2018.

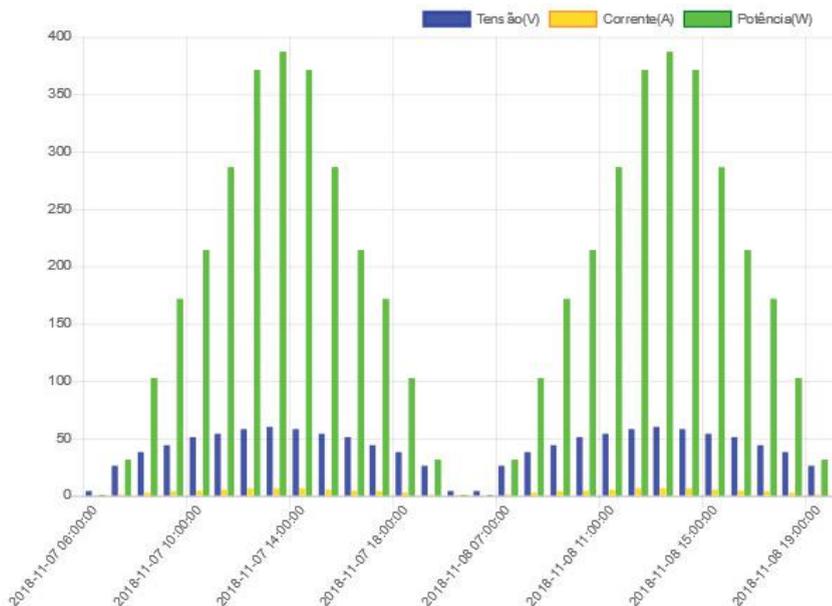
Figura 9 – Fluxograma do Embarcado



Fonte: Próprios autores, 2018.

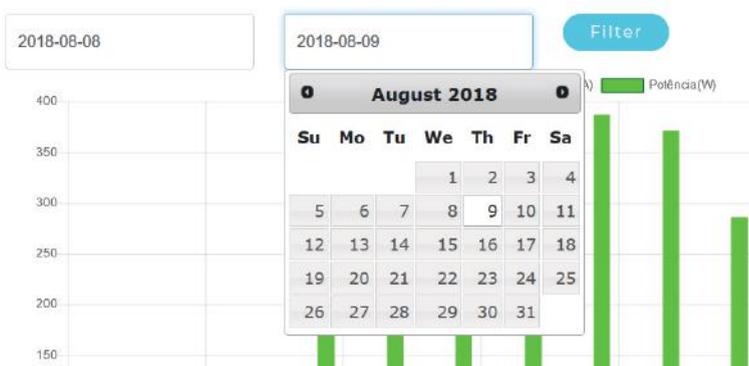
Para a exibição em website foi desenvolvido páginas *PHP* que utilizam os recursos de *HTML* e *JavaScript*. Os gráficos a serem desenhados por tal aplicação, possuem em seu eixo X os valores de data, e em seu eixo Y, os valores que as variáveis a serem exibidas atingem. A seguir, podemos conferir as funcionalidades disponíveis para este tipo de consulta:

Figura 10 – Exibição Web Grandezas x Tempo



Fonte: www.nupsol.eco.br/page19.php

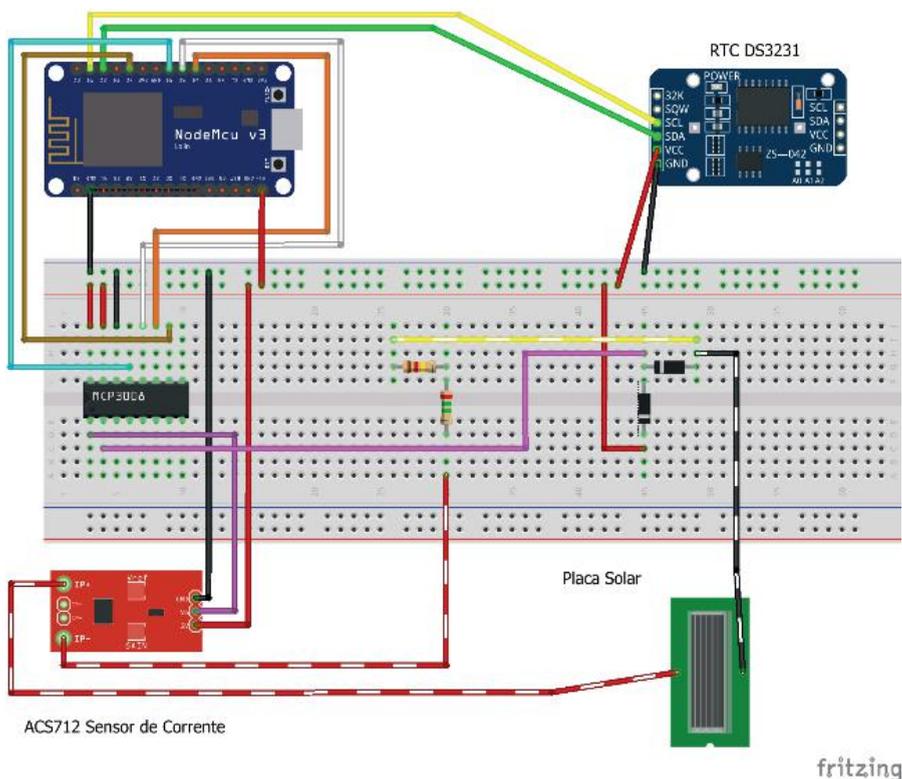
Figura 11 – Exibição Web Seleção do Intervalo de Tempo



Fonte: www.nupsol.eco.br/page19.php

A página desenvolvida pode ser acessada através do endereço: <http://nupsol.eco.br/page19.php>

Figura 12 – Esquemático de Ligações Elétricas



Fonte: Fritzing.

A necessidade de medir a grandeza de tensão elétrica exige a intrusão do sistema embarcado na placa fotovoltaica, o que faz o eletrônico desenvolvido suscetível a resultados inesperados como sobretensão.

A alimentação do sistema atualmente é feita pela entrada micro USB da placa NodeMCU, o pino Vref do CI MCP3208 que é o ADC utilizado, se encontra conectado ao Pino Vin que seria a alimentação da placa NodeMCU, isso faz com que seja necessário a utilização de um regulador de tensão a fim de garantir este valor referencial de maneira a melhorar a precisão dos dados medidos, porém a utilização do regulador não é obrigatória para o funcionamento do embarcado.

4. CONCLUSÃO

O medidor desenvolvido possui uma certa flexibilidade para adições de novas ferramentas devido a utilização de ferramentas de fonte aberta ou de elevada integração, tais como: a medição de novas grandezas; visualização e análise dos dados obtidos; acesso local e remoto via Internet.

A utilização do chip ESP8266 apresentaram dificuldades quanto a sua gravação e adequação, chegando assim na utilização da placa de desenvolvi-

mento NodeMcu que apresenta grandes facilidades para a utilização do chip. Outra grande barreira foi a necessidade do aprendizado de novas linguagens de programação para o desenvolvimento das páginas web e o *Chatbot*, que apresenta elevado grau de complexidade em seu conceito e desenvolvimento. Porém o *Chatbot* confere ao trabalho desenvolvido interessantes funções na construção de big datas relevantes, como adição de novos parâmetros ao banco de dados como: comentários sobre clima, situações imprevistas, e análises feitas pelos usuários a fim de se utilizar para o treinamento de códigos de inteligência artificial, etc.

REFERÊNCIAS

- CHOI, H.; HAMANAKA, T.; MATSUI, K. Design and implementation of interactive product manual system using chatbot and sensed data. In: _____. **Consumer Electronics (GCCE), 2017 IEEE 6th Global Conference on. IEEE, 2017.** p. 1-5.
- FREEMAN, J. et al. Using measured plane-of-array data directly in photovoltaic modeling: Methodology and validation. In: _____. **Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2016 IEEE 43rd. IEEE, 2016.** p. 2653-2656.
- FRITZING. **Version 0.9.3b. [S.l.]**. Friends-of-Fritzing Foundation, 2016. Disponível em: <<http://fritzing.org/home/>>. Acesso em: 11 nov. 2018.
- KANG, M.; KANG, H.; CHOI, E. Monitoring technology available for measuring multiple-photovoltaic panel arrays. In: _____. **TENCON Spring Conference. IEEE, 2013.** p. 460-464.
- MEEKHUN, D. et al. An automated and economic system for measuring of the current-voltage characteristics of photovoltaic cells and modules. In: _____. **Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on. IEEE, 2008.** p. 144-148.
- RAHMAN, A. M.; AL MAMUN, A.; ISLAM, A. Programming challenges of chatbot: Current and future prospective. In: _____. **Humanitarian Technology Conference (R10-HTC), 2017 IEEE Region 10. IEEE, 2017.** p. 75-78.
- RANOLIYA, B. R.; RAGHUWANSHI, N.; SINGH, S. Chatbot for university related FAQs. In: _____. **Advances in Computing, Communications and Informatics (ICACCI), 2017 International Conference on. IEEE, 2017.** p. 1525-1530.
- SMART, G. et al. Energy harvesting for the Internet-of-Things: Measurements and probability models. In: _____. **Telecommunications (ICT), 2016 23rd International Conference on. IEEE, 2016.** p. 1-6.

STIFTER, M.; KATHAN, J. Sun Power City—Innovative measures to increase the demand coverage with photovoltaics. In: _____. **Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES.** IEEE, 2010. p. 1-6.

CAPÍTULO 19

ANÁLISE TEÓRICA DO GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

Jéssica Pereira Takatsuka
Marcos Antônio Arantes De Freitas
Ghunter Paulo Viajante
Eric Nery Chaves
Olívio Carlos Nascimento Souto
Sergio Batista Da Silva
Marcelo Escobar De Oliveira
Luis Gustavo Wesz Da Silva

1 INTRODUÇÃO

A busca por fontes de energia limpa, ou menos poluentes, é uma das questões chaves da atual civilização. Desastres ambientais, emissões de gases efeito estufa e a poluição em geral, estão relacionados com a geração de energia baseada em combustíveis fósseis. Dessa forma as fontes renováveis de energia são um meio importante de atender a esse desenvolvimento sustentável (RAIMUNDO, 2015).

A energia eólica está dentre as principais fontes renováveis de energia e a maioria dos estudos indicam valores consideráveis para o potencial eólico brasileiro, principalmente nos estados do Nordeste. Contudo, a participação da energia eólica na matriz energética brasileira ainda é pequena.

Os incentivos vigentes para o setor elétrico brasileiro tendem a despertar o interesse de empreendedores do setor, como por exemplo, o Programa PROINFA, outro incentivo se trata da possibilidade de complementaridade entre a geração das hidrelétricas e a geração eólica, visto que o maior potencial eólico, na região Nordeste ocorre nos períodos de menor disponibilidade hídrica (SUPERINTENDÊNCIA DE ESTUDOS E INFORMAÇÕES HIDROLÓGICAS, 2002).

Apesar das inúmeras vantagens da energia eólica é importante destacar que se trata de uma fonte intermitente, dependendo de condições naturais, o que muitas vezes dificulta o atendimento da demanda.

Seu funcionamento se dá pela movimentação das massas de ar que rotacionam as pás do aero gerador que tem seu eixo acoplado à um gerador elétrico, convertendo dessa forma energia cinética dos eventos em energia elétrica (RAIMUNDO, 2015).

Um dos desafios da geração eólica é atingir a máxima transferência de energia a partir do vento, conforme a sua variação de velocidade, controlando a velocidade do rotor da turbina. Isto pode ser realizado com conversores eletrônicos de potência que aplicam no gerador tensões que possibilitam a conexão à rede elétrica (ENERGIA EÓLICA: TIPOS DE GERADORES E CONVER-

SORES USADOS ATUALMENTE, 2014).

O gerador que vem se destacando no campo de aplicação da geração eólica e tem se tornado uma máquina competitiva frente aos gerados síncronos, é a máquina de indução. Isso porque esse tipo de máquina, reúne várias vantagens elétricas quando empregada nos rotores de turbinas eólicas, além da simplicidade mecânica e sua robustez (PINTO, 2014).

Historicamente, as primeiras turbinas empregas na energia eólica foram desenvolvidas para trabalhar com velocidade fixa, neste caso o gerador é conectado diretamente à rede com um transformador sem utilizar conversor; um sistema simples e barato, porém não permite a máxima extração de potência eólica (ABAD; IWANSKI, 2014). Afim de resolver essa questão, foram desenvolvidas novas tecnologias para o funcionamento do sistema à velocidade variável. Segundo (ABAD; IWANSKI, 2014), a configuração que mais obteve sucesso foi o Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA) com um conversor back-to-back, permitindo a variação da velocidade da turbina em até 60% e tornando possível atingir o MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Desta forma, o estudo do funcionamento dessa máquina é importante para compreender o funcionamento desse sistema para geração de energia eólica, e isso é o que se propõe neste trabalho. O princípio de funcionamento do sistema de controle PWM dos conversores permite impor uma forma de onda alternada senoidal com frequência, amplitude e fase ajustáveis, aos terminais de corrente alternada dos conversores. O que reduz o componente harmônico na entrada e na saída do sistema (OLIVEIRA, 2009).

2 ASPECTOS INTRODUTÓRIOS DO GIDA

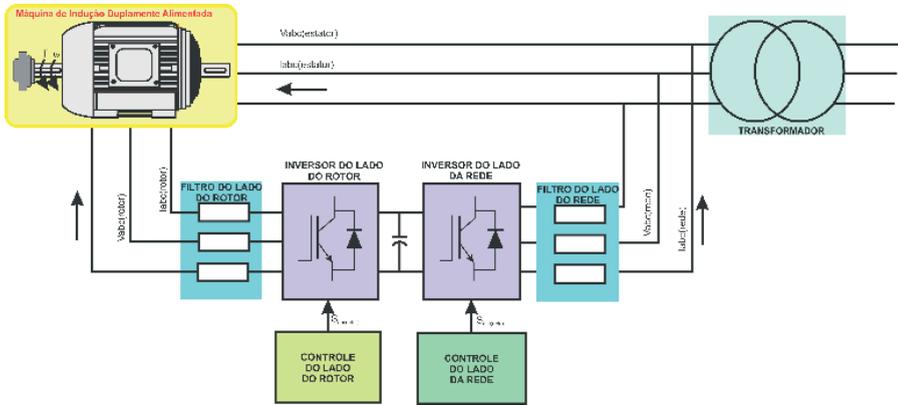
O termo GIDA, do inglês DFIG, se aplica à um gerador em que tanto o estator quanto o enrolamento do rotor são alimentados, permitindo o funcionamento da máquina tanto no estado subsíncrono quanto o supersíncrono (PINTO, 2014).

O estator é alimentado por tensão trifásica diretamente da rede em amplitude e frequência constante, o rotor também é alimentado por tensões trifásicas que assumem amplitude e frequência diferente em regime constante a fim de atingir diferentes condições de operação da máquina (ABAD; IWANSKI, 2014).

O emprego do conversor back-to-back juntamente com o controle apropriado é responsável pela imposição das tensões alternadas requeridas pelo rotor para controlar a operação geral da máquina (ABAD; IWANSKI, 2014).

O conversor interligado ao gerador controla a velocidade do rotor e a potência reativa injetada ou consumida pelo gerador através do estator, já o conversor interligado à rede controla a tensão no barramento CC e a potência ativa que o rotor troca com a rede (OLIVEIRA, 2009).

Figura 1 – Configuração Geral de uma Máquina de Indução



Fonte: Duplamente Alimentada (ABAD; IWANSKI, 2014).

O princípio de funcionamento do sistema de controle PWM dos conversores permite impor uma forma de onda alternada senoidal com frequência, amplitude e fase ajustáveis, aos terminais de corrente alternada dos conversores. O que reduz o componente harmônico na entrada e na saída do sistema (OLIVEIRA, 2009).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Inicialmente foi feito um estudo e levantamento bibliográfico dos princípios básicos de funcionamento das máquinas de indução duplamente alimentadas, operando como gerador, investigando as aplicações, tendências, vantagens e desvantagens de sua utilização.

Foi desenvolvido ainda, um estudo do aproveitamento da energia eólica utilizando máquinas elétricas, especificamente as máquinas de indução de rotor bobinado operando como geradores.

Um estudo e construção de um modelo matemático que represente a turbina eólica, incluindo o acoplamento mecânico. O que precedeu a construção de um modelo matemático que represente com fidelidade o funcionamento do Gerador de Indução Duplamente alimentado. Com isso foi possível a implementação no Matlab™/Simulink® do modelo matemático da turbina eólica.

4 MODELAGEM MATEMÁTICA

A modelagem geral descrita a seguir apresenta as equações elétricas e mecânicas, características da máquina de indução com rotor bobinado.

4.1 Equações elétricas

$$V_{ds} = R_S i_{ds} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} - \omega_s \lambda_{qs} \quad (1)$$

$$V_{qs} = R_S i_{qs} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} + \omega_s \lambda_{ds} \quad (2)$$

$$V_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\lambda_{dr}}{dt} - s\omega_s \lambda_{qr} \quad (3)$$

$$V_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\lambda_{qr}}{dt} + s\omega_s \lambda_{dr} \quad (4)$$

$$\lambda_{ds} = L_S i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (5)$$

$$\lambda_{qs} = L_S i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (6)$$

$$\lambda_{dr} = L_m i_{ds} + L_r i_{dr} \quad (7)$$

$$\lambda_{qr} = L_m i_{qs} + L_r i_{qr} \quad (8)$$

4.2 Equações mecânicas

$$T_e = \frac{3}{2} p (\lambda_{ds} i_{qs} - \lambda_{qs} i_{ds}) \quad (9)$$

$$T_e - T_L = J \frac{d\omega}{dt} + B\omega_r \quad (10)$$

$$\omega_r = \frac{d\theta}{dt} \quad (11)$$

As relações básicas entre a velocidade mecânica do eixo e a velocidade elétrica do rotor depende do número de pares de polos da máquina, conforme a equação 12.

$$\omega_m = p \cdot \omega_r \quad (12)$$

Os enrolamentos do estator são conectados diretamente à rede e por isso, ω_s é constante, ou seja, frequência fixa; no entanto ω_r depende da velocidade elétrica, o que leva às relações dos três modos de operação da máquina:

$$w_r < w_s \Rightarrow w_{sr} > 0 \Rightarrow s > 0 \Rightarrow \text{Sub-síncrona}$$

$$w_r > w_s \Rightarrow w_{sr} < 0 \Rightarrow s < 0 \Rightarrow \text{Super-síncrona}$$

$$w_r = w_s \Rightarrow w_{sr} = 0 \Rightarrow s = 0 \Rightarrow \text{Síncrona}$$

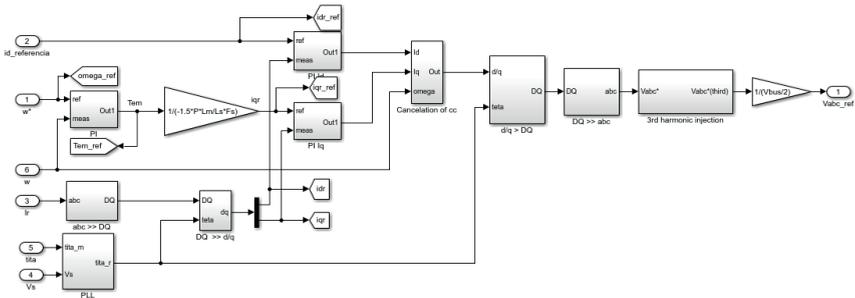
Onde:

$$s = \frac{w_s - w_r}{w_s} = \frac{w_{sr}}{w_s} \quad (13)$$

Desta forma, é possível verificar que quando o GIDA se encontra com velocidade super-síncrona a potência será fornecida à rede pelo rotor através dos conversores e pelo estator. Deste modo ($Protor > 0$) indica o fornecimento de potência. Quando o GIDA encontra-se na velocidade sub-síncrona ($s > 0$) o fluxo da potência será da rede para o rotor. Desta forma ($Protor < 0$) indica que o rotor está absorvendo potência da rede. Em ambos os casos (velocidade super-síncrona e sub-síncronas) o estator fornece potência à rede (PINTO, 2014).

A figura 2 mostra o diagrama de controle para emprego das técnicas apresentadas na figura para controle das correntes rotóricas.

Figura 2 – Diagrama implementado no Simulink



Fonte: Próprios autores, 2018.

Para o controle do fluxo das potências ativa e reativa foi implementado um esquema de controle conforme diagrama de blocos mostrado na figura 3.

Esse diagrama emprega as transformações de coordenadas de abc para $\alpha\beta$. Para efetuar essa transformação é empregada a Transformada de Clark, conforme equação matricial a seguir.

$$\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (14)$$

Para o controle PI das correntes do rotor as grandezas que estão nas coordenadas $\alpha\beta$ deverão ser transformadas para o referencial dq empregando a Transformada de Park, conforme equação matricial apresentada na sequência.

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \text{sen}(\theta) \\ -\text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} \quad (15)$$

Também foram empregadas as transformadas inversa de $\alpha\beta$ para dq, conforme equação matricial apresentada na equação (15).

$$\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\text{sen}(\theta) \\ \text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix} \quad (16)$$

Ainda foi empregada a transformada de $\alpha\beta$ para o referencial abc, da forma:

$$\begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} \quad (17)$$

De acordo com (ABAD; IWANSKI, 2014), tanto o fluxo do estator quanto ω_r devem ser estimados para a implementação do controlador. Considerando que o controle deve ser implementado nas coordenadas dq, destaca-se ainda que o processo de transformação dq para $\alpha\beta$ e $\alpha\beta$ para dq necessita do ângulo θ_s , que deve ser estimado.

É possível obter o ângulo do vetor espacial das tensões estatóricas e subtrair-lo de 90° e a partir deste ângulo estimado obter θ_s .

Para obtenção de θ_s é usado um Phase-locked loop (PLL) que é usado também para efetuar a sincronia da tensão do estator, fornecendo robustez à estimativa.

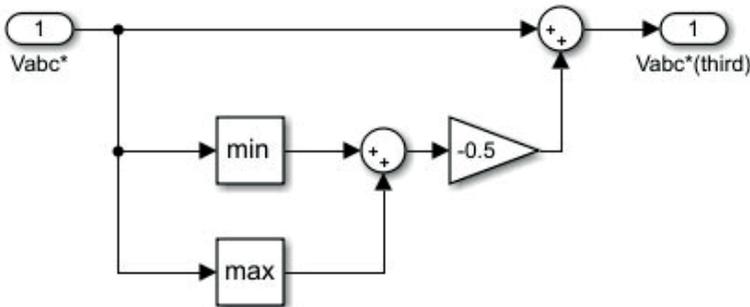
Destaca-se ainda que no diagrama de controle apresentado na figura 3, as correntes do rotor são referenciadas ao lado do estator (ABAD; IWANSKI,

eixo direto e em quadratura, escorregamento, entre outras.

A simulação realizada é bastante dinâmica. A máquina simulada foi submetida a diversas condições de operação, quais sejam: 1) Operação com velocidade subsíncrona, 2) Operação com velocidade síncrona, 3) Operação na velocidade supersíncrona e 4) Operação com imposição de Torque mecânico negativo, 5) Imposição de afundamento, elevação e distorção na tensão da rede trifásica da rede.

Na implementação da técnica de modulação foi empregada a modulação por largura de pulso, tradicionalmente chamada de PWM, com a injeção de um terceiro harmônico na sua construção. De acordo com (ABAD; IWANSKI, 2014), a adição do terceiro harmônico ao sinal de referência, permite um aumento significativo na tensão de saída, sem perda na qualidade deste sinal. A figura 4 mostra o procedimento computacional para o cálculo dos sinais de referência.

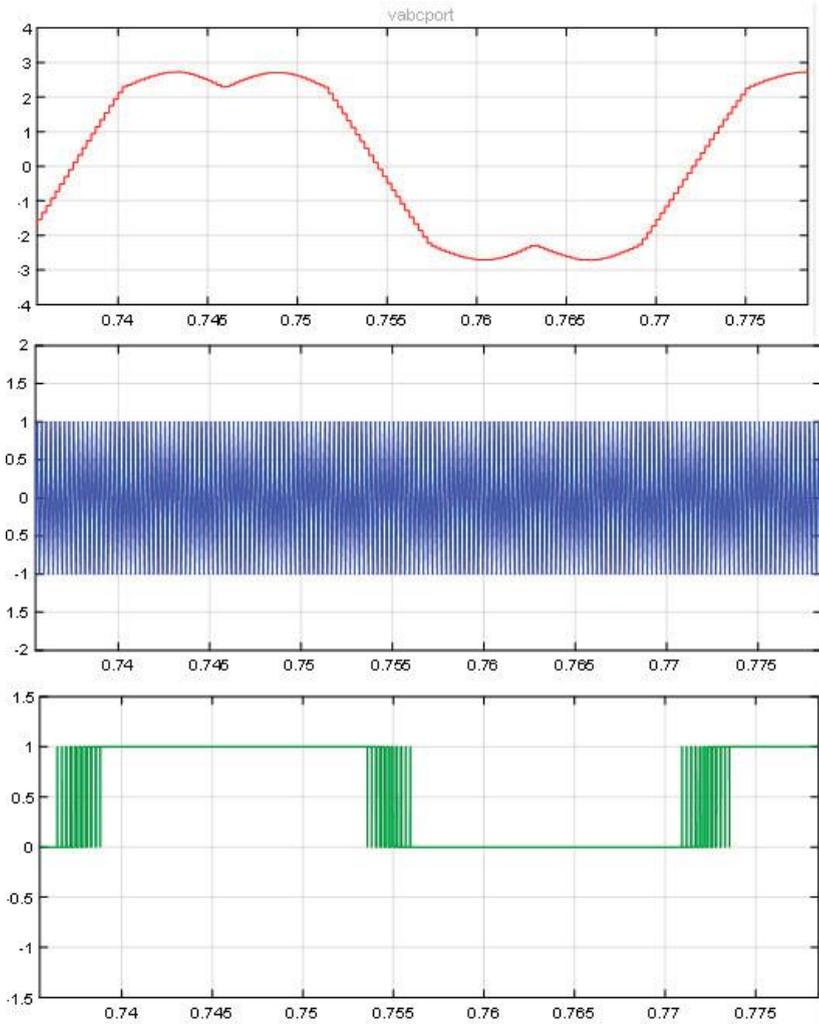
Figura 4 – Diagrama de simulação implementado para injeção de terceiro harmônico



Fonte: Próprios autores, 2018.

A figura 5 mostra o sinal da tensão de referência para uma das fases (superior), a onda portadora triangular, que será comparada com esse sinal de referência (centro) e o pulso que acionará o “gatilho” de uma das chaves semicondutoras (inferior) (BOSE, B.K, 2002).

Figura 5 – Sinal de referência (superior), onda portadora triangular (centro) e pulsos de disparo (inferior)



Fonte: Próprios autores, 2018.

Para o controle das correntes de eixo direto e em quadratura (i_{dr} e i_{dq}), bem como para o controle da velocidade rotórica, foram empregados controladores do tipo proporcional + integral (PI). A figura 7a mostra a velocidade de referência (em vermelho) bem como a velocidade medida no eixo do rotor (em preto). Devido à ação do controlador PI essas velocidades são praticamente idênticas, atestando a sintonia dos ganhos do controlador PI implementado.

Nesta figura destaca-se ainda três momentos onde as velocidades subsíncrona, síncrona e supersíncrona foram impostas. Do tempo $t = 0$ seg. até o tempo $t = 3$ seg. a máquina opera com velocidade 10% abaixo do sincronismo, equivalente a 169.6460 rad/s. No período compreendido entre 3 seg. a 4,2 seg. foi imposta a velocidade síncrona, equivalente a 188.4956. Após o tempo $t = 4,2$

segundos a máquina opera numa velocidade 10% acima da velocidade síncrona, equivalente a 207.3451 rad/s. Na figura 7b é mostrado o torque eletromagnético da máquina, bem como o torque de referência.

Os sinais de torque da máquina e de referência são praticamente idênticos, tanto é que a distinção dos dois sinais é praticamente impossível. É importante notar nos sinais de Torque que, sempre que há uma alteração na velocidade existe também uma mudança no nível dessa grandeza. A figura 7c mostra a corrente de rotor de eixo em quadratura (i_{rq}) e o respectivo sinal de referência (i_{rq}^*). Novamente, a ação do controlador PI mantém os sinais de referência e medido nos enrolamentos do rotor praticamente idênticos. Como a corrente i_{rq} é reproduzida na saída do controlador de torque, observa-se uma semelhança muito grande entre os sinais de torque e de i_{rq} . A corrente de rotor de eixo direto (i_{rd}), bem como o respectivo sinal de referência, é mostrado na figura 7e. O valor imposto a esta corrente é nulo, indicando que não há a circulação de potência reativa (ABAD; IWANSKI, 2014).

A figura 7f mostra as correntes trifásicas (i_{sa} , i_{sb} e i_{sc}) medidas no estator da máquina. Essas correntes possuem frequência de 60Hz, são defasadas adequadamente uma da outra de 120° e sua amplitude varia sempre que há a imposição de um novo valor de velocidade. As figuras 7g e 7h mostram as tensões do rotor de eixo direto e em quadratura (v_{rd} e v_{rq}), respectivamente. A tensão de eixo direto surge apenas no processo de partida da máquina e, posteriormente, é mantida nula durante quase toda a simulação. As correntes do rotor (i_{rd} , i_{rb} e i_{rc}) são mostradas na figura 7i. Essas correntes têm frequências que variam de acordo com a velocidade imposta ao rotor. Um aspecto interessante observado nestes sinais de corrente é que, no período compreendido entre $t = 3$ segundos até $t = 4,2$ segundos, as correntes rotóricas são contínuas. Nesse período a máquina opera na região síncrona e o valor das correntes do rotor é de quase 700A. A figura 8 mostra um “zoom” dos resultados apresentados na figura 7.

A figura 9 mostra o torque mecânico da turbina, acoplada ao eixo do gerador. Inicialmente esse torque é nulo, mas após o período compreendido entre 2 e 5,2 segundos aplica-se um torque mecânico positivo e igual a 25% do torque nominal da máquina. Após esse tempo o GIDA passa a operar na geração, com a imposição de um torque negativo e igual 25% do nominal.

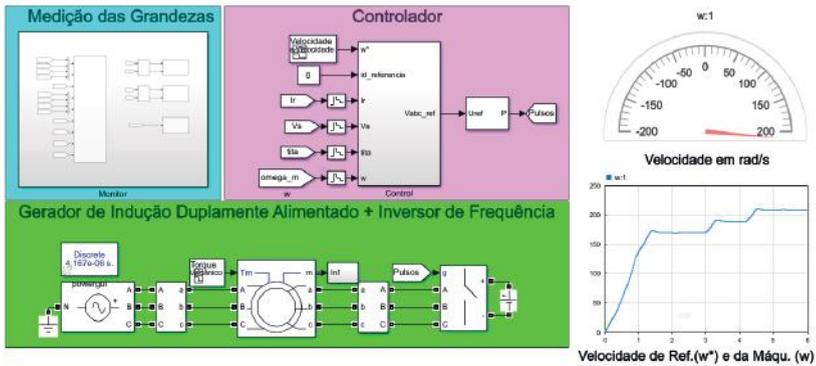
A figura 10 mostra a corrente para a fase “a” do estator (superior) bem como a Análise de Fourier aplicada a esse sinal (inferior). A partir da Análise de Fourier, verifica-se a presença da componente fundamental e, em menor intensidade, harmônicos provenientes do chaveamento a partir do inversor de frequência PWM. Como esperado a taxa de distorção harmônica (THD) é baixa e apresenta valor de 2.06%. Esse valor atesta a qualidade do conversor empregado e da técnica de chaveamento do inversor. Com o intuito de verificar a sintonia dos controladores foram feitos testes computacionais quando o estator é alimentado por tensões que variam sua amplitude, trabalhando com valores acima e abaixo do seu valor nominal. Os resultados oriundos desses testes são mostrados na figura 11. No tempo $t = 2$ segundos a fonte de alimentação trifásica é programada, de forma que alimente a máquina com 80% do valor

nominal. No tempo $t = 3,7$ segundos foi aplicada uma elevação na tensão de alimentação.

Nesse momento o gerador é alimentado com uma tensão 20% acima do valor nominal. Observa-se que, o controlador responde bem, mesmo frente ao afundamento e elevação na tensão da rede. Adicionalmente, foram feitos testes computacionais quando há uma distorção harmônica no sinal de tensão oriundo da rede. Estes testes podem ser programados na fonte de alimentação, cujos procedimentos são mostrados na figura 12. No teste implementado foi injetado 20% de terceiro harmônico e 15% de quinto harmônico. Conforme constatado, estas distorções pouco influenciam nos resultados. A figura 13 mostra a Análise do Fourier no sinal de tensão da fase “a” do estator. O gráfico de barras mostra a presença do 3° e 5° harmônicos, pronunciados nas frequências de 180 Hz e 300 Hz, respectivamente.

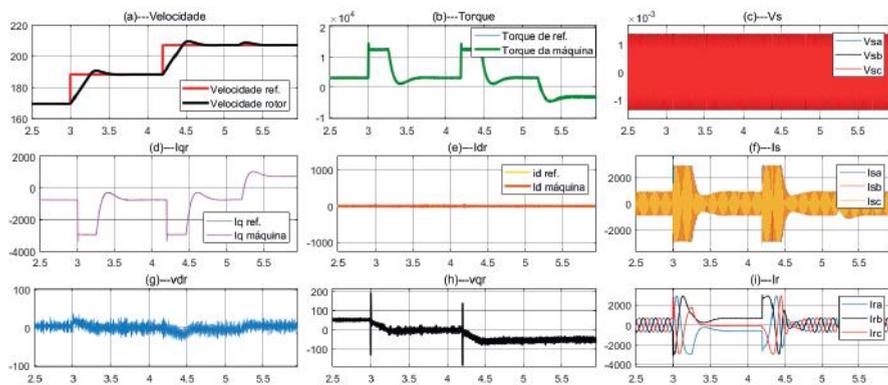
Os resultados obtidos considerando as distorções no sinal de tensão são mostrados na figura 14. Mais uma vez observa-se a eficácia do controlador, agora frente às distorções harmônicas. Por fim a figura 15 mostra o sinal de tensão imposta à fase “a” do enrolamento do rotor. Observa-se que essa grandeza é “pulsada”, pois, é construída a partir de um inversor PWM. Estes valores de tensão são adequadamente injetados aos enrolamentos do rotor visando garantir os sinais de referência (Velocidade, correntes de rotor de eixos dq, etc.) provenientes dos controladores.

Figura 6 – Simulação Máquina de Indução Duplamente Alimentada



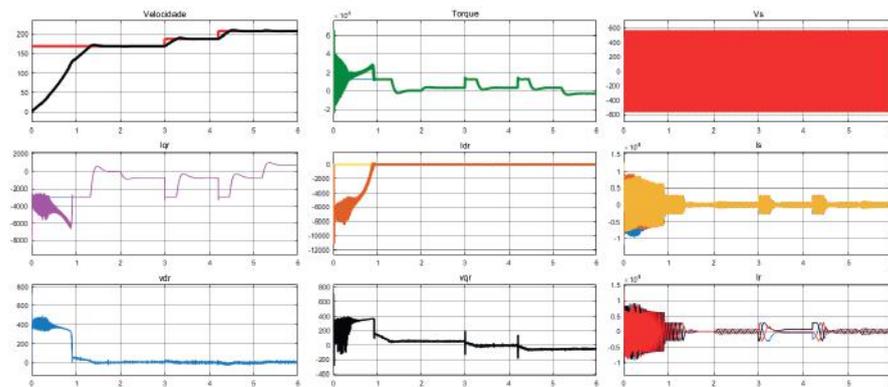
Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 7 – Resultados de simulação do GIDA com conversor conectado do lado do rotor



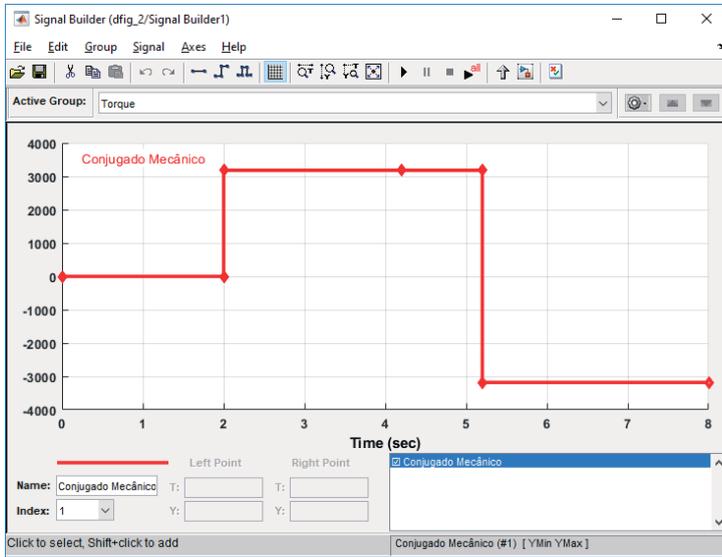
Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 8 – Zoom da figura 7



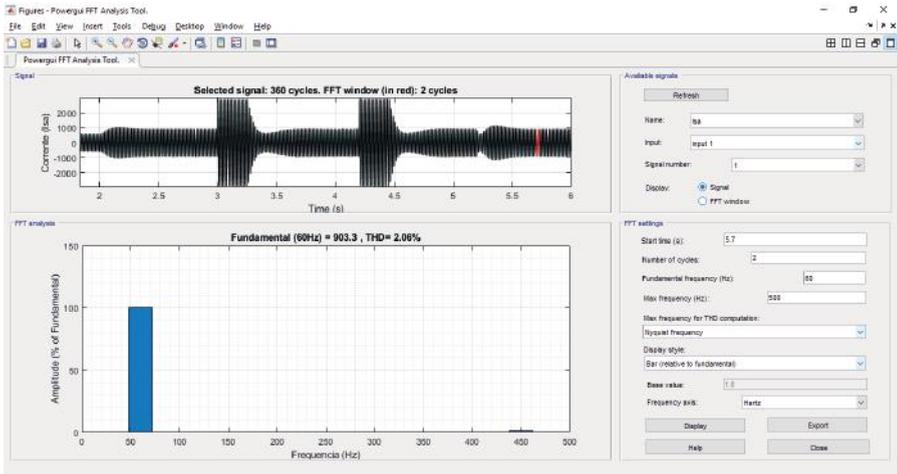
Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 9 – Torque mecânico da turbina



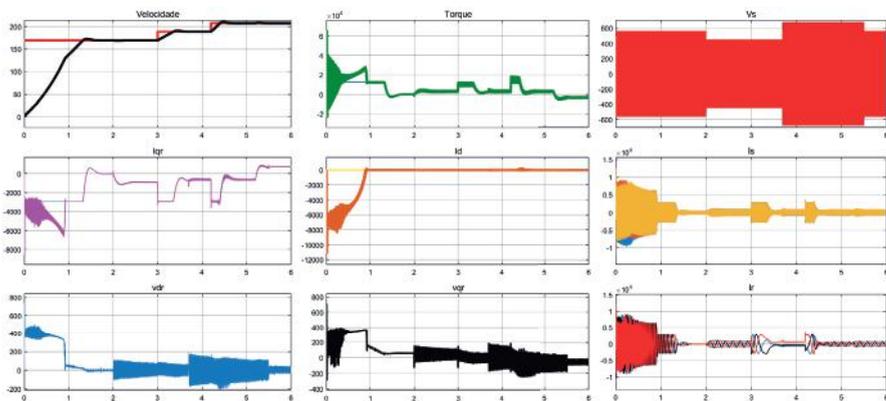
Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 10 – Análise de Fourier aplicado à corrente da fase “a” do estator



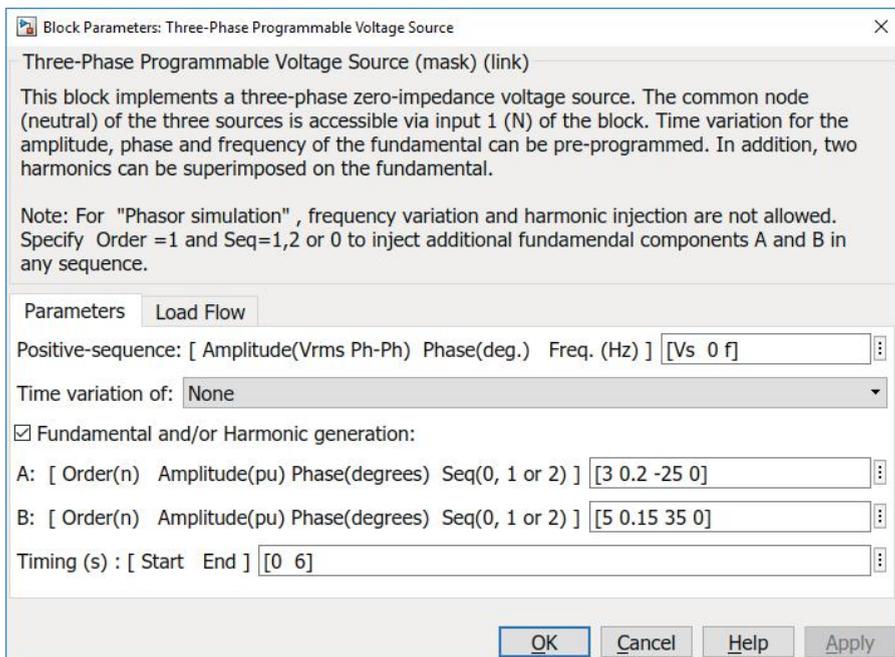
Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 11 – Testes para afundamento e elevação na tensão da rede



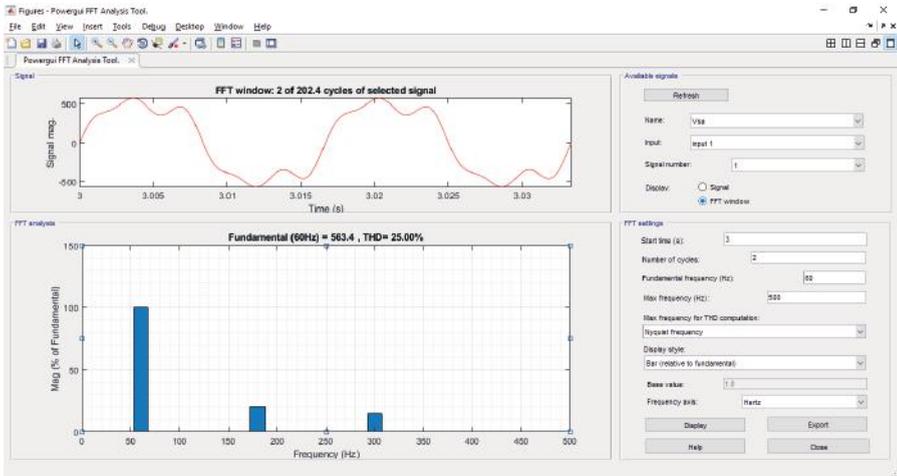
Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 12 – Tela da fonte programada (20% de 3° harm. e 15% de 5° harm.)



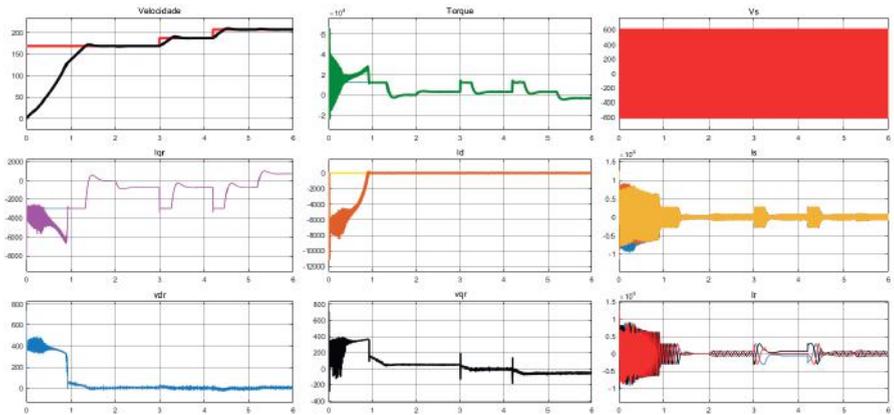
Fonte: Próprios autores, 2018.

Figura 13 – Análise de Fourier na tensão da rede



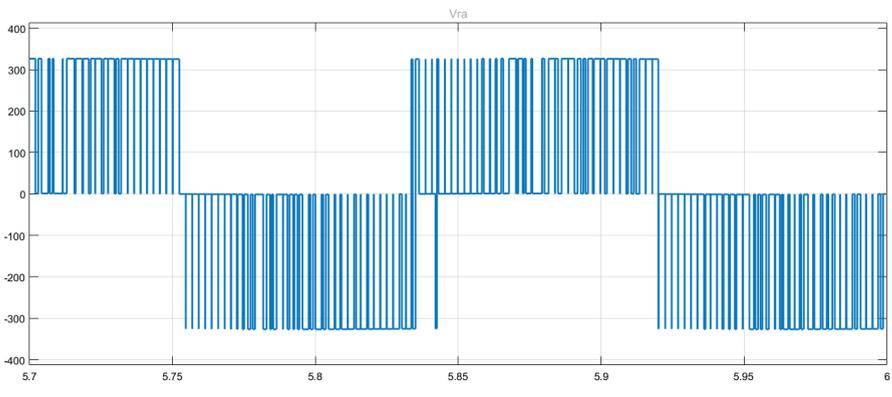
Fonte:Próprios autores, 2018.

Figura 14 – Testes considerando distorção harmônica no sinal da tensão da rede



Fonte:Próprios autores, 2018.

Figura 15 – Tensão PWM imposta ao enrolamento do rotor



Fonte: Próprios autores, 2018.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma estratégia de controle para o Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA). A proposta emprega um inversor de frequência PWM conectado do lado do rotor. A modelagem matemática da máquina foi construída e os controles da velocidade e corrente de rotor da máquina foram implementados a partir de controladores PI utilizando o Matlab™/Simulink®. Para tanto, foi empregada a biblioteca SimPowerSystems. As simulações realizadas consideram a velocidade da máquina sobre três aspectos, quais sejam: Velocidade Subsíncrona, Velocidade Síncrona e Velocidade Supersíncrona. As simulações realizadas permitiram verificar a eficácia do sistema, que mostrou-se robusto e apresentou respostas rápidas e estáveis em diversas condições de operação, fornecendo subsídios para progredir no tema.

Também foram feitos testes computacionais quando a tensão de alimentação do estator sofre afundamentos e elevações em seu valor. Nesses testes, num primeiro momento a tensão de alimentação sofre uma redução de 20% no seu valor nominal. Posteriormente essa tensão é acrescida em 20% do seu valor nominal. Nos dois esquemas o controle responde satisfatoriamente.

Outro teste empregado é a aplicação de distorções harmônicas nos sinais da tensão da rede. Nesses testes, foi acrescido aos sinais de tensão, 20% de terceiro harmônico e 15% de quinto harmônico. Mais uma vez o controlador respondeu satisfatoriamente e de forma eficiente.

AGRADECIMENTOS

Este artigo é obra de um Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) do programa de pós-graduação em Fontes Renováveis de Energia, desenvolvido no âmbito do Instituto Federal de Goiás-Câmpus Itumbiara. Assim, os autores agradecem ao IFG pelo apoio, oferecendo suas instalações, corpo docente e apoio bibliográfico para realização do trabalho.

REFERÊNCIAS

- ABAD, G.; IWANSKI, G. Properties and Control of a Doubly Fed Induction Machine. In: ABU-RUB, H.; MALINOWSKI, M.; AL-HADDAD, K. **Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications**. Chennai: John Wiley & Sons, cap. 10. p. 270-317. 2014.
- BOSE, B. K. **Modern Power Electronics and AC Drives**, Prentice-Hall. 2002
- Energia eólica**: tipos de geradores e conversores usados atualmente. São Paulo: Universidade Federal do ABC, v. 1, 2014. Disponível em: <<http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/artigo-do-espaco-do-IEEE-maio-2014.pdf>>. Acesso em: 26 nov. 2017.
- HE Y.; HU, J.; XU, L. **Operation Control of Grid Connected Doubly Fed Induction Generator**. China: Electric Power Press, 2012.
- IWANSKI, G.; KOCZARA, W. DFIG based power generation system with UPS function for variable speed applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 55, n. 8, p. 3047-3054, 2008.
- MORREN, J. et al. **Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control**. IEEE Transactions on Power Systems, 12 (1), 433–434. 2006
- OLIVEIRA, R. G. **Contribuição ao Controle de um Sistema de Geração a Velocidade Variável Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado**, Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.
- PHAN, V. T.; LEE, H. H. **Performance enhancement of stand-alone DFIG systems with control of rotor and load side converters using resonant controllers**. IEEE Transactions on Industry Applications, 48 (1), 199–210. 2012.
- PINTO, M. O. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro: LTC, 2014. 360 p.
- RAIMUNDO, D. R.; SANTOS, I. F. S. Estudo de Um Projeto para Geração de Energia Eólica no Brasil: Viabilidade Econômica e Emissões Evitadas. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, Itajubá, p. 65-75, out. 2015.
- S. J. CHAPMAN, **Electric Machinery Fundamentals**. New York: McGraw-Hill, 2005.
- SUL, K. **Control of Electric Machine Drive Systems**. John Wiley & Sons, Inc, 2011.

SUPERINTENDÊNCIA DE ESTUDOS E INFORMAÇÕES HIDROLÓGICAS (BRASIL). AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL (Org). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília: Omm, 2002. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2017.

WU, B. et al. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. John Wiley & Sons, Inc, 2011.

APÊNDICE

Tabela 1 - Parâmetros do GIDA

Características do GIDA	Valores
Potência nominal	2 MW
Tensão nominal do estator	690 V
Tensão nominal do rotor	2 kV
Frequência nominal do estator	60 Hz
Resistência do estator	2,6 mΩ
Resistência do rotor	2,9 mΩ
Indutância de dispersão do estator	0,087 mH
Indutância de dispersão do rotor	0,087mH
Indutância própria do estator	2,6 mH
Indutância própria do rotor	2,6 mH
Indutância de magnetização	2,5 mH
Número de pares de pólos	2
Momento de inércia	127 kg·m ²
Coefficiente de atrito viscoso	1e-3 N.s/m ²

Fonte: (ABAD; IWANSKI, 2014).

CAPÍTULO 20

ASPECTOS FUNDAMENTAIS ACERCA DA PRODUÇÃO DE VAPOR NO SETOR SUCROENERGÉTICO E A COOGERAÇÃO DE ENERGIA

Valdecy Inácio Da Costa Neto

1. INTRODUÇÃO

O Setor sucroenergético tem se tornado uma das atividades eficientes na produção de açúcar e etanol para os mercados interno e externo. Esta indústria se caracterizou por sua baixa eficiência energética, consumindo grande parte do bagaço produzido como combustível nos seus sistemas de cogeração, para atender às necessidades de energia do seu próprio processo. Devido a necessidade, um novo cenário surge, com a possibilidade de venda de excedentes de eletricidade à rede, ou também, a utilização do bagaço com matéria-prima para outros processos, motivando muitas as usinas a investirem em sistemas de cogeração mais eficientes, assim como numa maior integração energética dos processos (NOGUEIRA, 2008).

A preocupação com a racionalidade energética em sistemas de produção de energia vem crescendo, e essa preocupação aumenta cada vez mais com o crescimento da industrialização e da população no país. Deve-se ressaltar que a geração de energia predominante no Brasil é a partir das usinas hidrelétricas, as quais necessitam cada vez mais de investimentos para suprir a necessidade no futuro. Em busca de novas fontes de energias renováveis, a cogeração a partir do bagaço de cana pode ser uma complementação para o setor elétrico. Segundo Oliveira (2007) o processo de cogeração de energia no setor sucroenergético consiste em aproveitar o vapor produzido (energia térmica) pela queima do bagaço em caldeiras, para movimentar os equipamentos da própria unidade industrial e simultaneamente acionar conjuntos turbinas e geradores de energia elétrica.

É importante destacar que a eficiência térmica e consumo de vapor, vêm acelerando a modernização das caldeiras no setor sucroenergético, e para fazer frente a esta modernização faz-se necessário cada vez mais, o aprimoramento técnico, pessoas qualificadas. Sendo assim o artigo contribuirá para o desenvolvimento de pesquisa e forma de transmitir conhecimento sobre produção de vapor.

O tema do artigo está dentro da área de conhecimento da Engenharia de operações e processos da produção, no qual refere-se aos projetos, operação e melhorias dos sistemas que criam e entregam os produtos e serviços primários da empresa. Sendo que a produção de vapor está relacionada com a área de produção e sistema de utilidades.

Sendo o objetivo geral do artigo é descrever o processo de produção de vapor no setor sucroenergético e suas utilizações no processo produtivo. Sendo

os objetivos específicos:

- Verificar o processo de produção de vapor vegetal (V1), escape e vivo (alta pressão);
- Identificar as perdas de vapor no processo de produção;
- Apresentar o processo de cogeração de energia realizado no setor sucroenergético.

2. CALDEIRA

As Caldeiras (Figura 01) são os equipamentos geradores de vapor de alta pressão, cuja aplicação tem sido ampla nas usinas produtora de açúcar e etanol, podendo operar com pressões acima da pressão atmosférica, sendo na grande parte das aplicações industriais e nas aplicações para a produção de energia elétrica (MACEDO, 2007).

Figura 01 – Caldeira de Alta pressão



Fonte: SILVA, 2008

As caldeiras podem ser classificadas segundo diversos critérios. Seguindo uma classificação mais genérica, as caldeiras se classificam em Fogotubular (flamotubulares) e as Aquatubulares.

No modelo fogotubular, os gases da combustão passam por dentro de tubos e a água da caldeira passa por fora dos tubos, ou seja, o lado de dentro fica em contato com os gases de combustão e o lado de fora fica em contato

com a água. O vapor é gerado pelo calor transferido dos gases quentes da combustão, através das paredes metálicas dos tubos, para a água que fica circulando entre estes tubos. Embora as caldeiras fogotubulares sejam simples, apresentam problemas construtivos e de competitividade econômica, suas aplicações são restritas aos casos em que se necessitam de vazões e pressões altas no processo de produção. Por esta razão estas caldeiras não são usadas em usinas de açúcar e etanol (ALTAFINI, 2003).

Nos modelos aquatubulares, o processo de produção de vapor é o contrário do modelo fogotubular, a água é convertida em vapor dentro dos tubos, sendo que os gases quentes passam em volta dos tubos. Estas caldeiras permitem produzir uma grande quantidade de vapor e grandes pressões de trabalho, apresentando uma construção mais complexa. O vapor produzido pode passar também em uma serpentina e receber mais calor, ou seja, aumentar a energia carregada por ele. Esta serpentina é chamada de superaquecedor e o vapor sair da serpentina é chamado de vapor superaquecido ou vapor vivo (CAMARGO, 1990).

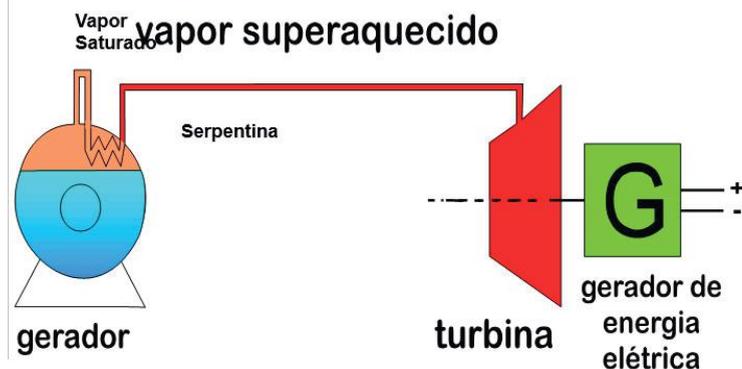
Segundo Macedo (2007) os geradores de vapor (caldeira) são classificados em relação a sua pressão de trabalho: baixa pressão: até 10 kgf/cm²; média pressão: de 11 a 40 kgf/cm²; alta pressão: maior que 40 kgf/cm², sendo uma classificação arbitrária, porém representativa da faixa de utilização de vapor na indústria.

As classificações das caldeiras em função da pressão de trabalho, também são descritas na NR-13, norma regulamentadora da ABNT, que classifica: Categoria A, caldeira com pressão maior ou igual a 19,98 kgf/cm², Categoria C, pressão da caldeira é igual ou inferior a 5,99 kgf/cm², e Categoria B são todas as caldeiras que não se enquadram nas categorias anteriores (ALTAFINI, 2003).

Grandes caldeiras utilizadas no setor sucroenergético, as quais são utilizadas tanto para geração própria de energia quanto para processos de cogeração, estão limitadas a pressões da ordem de 21 kgf/cm² a 100 kgf/cm². Existem caldeiras de maiores pressões, representando um número reduzido de unidades, em comparação com milhares de caldeiras em operação (NOGUEIRA, 2008).

O vapor produzido na caldeira pode ser de dois tipos: saturado, ou seja, aquele obtido diretamente da vaporização da água no estado líquido. Este tipo de vapor é usado para aquecimento, uma vez que ele se condensa com facilidade e cede calor nessa operação, já o vapor superaquecido, constituindo um vapor seco, é obtido através do aquecimento do vapor saturado. Este tipo de vapor é usado para geração de trabalho mecânico em turbinas (Figura 02) (PAYNE, 1989).

Geração de Energia



Fonte: Fonte: SILVA, 2008

2.1 IMPORTÂNCIA DO TRATAMENTO DE ÁGUA DE CALDEIRA

Independentemente de sua utilização, a qualidade do vapor nas operações industriais é fundamental, sendo dependente de um correto dimensionamento das linhas de distribuição, purgadores, válvulas, acessórios e, principalmente, de uma boa qualidade da água utilizada para gerar este vapor (RICHTER, 2009).

A qualidade da água empregada em caldeiras de média e alta pressão requer alto grau de pureza para evitar mecanismos de incrustações, perda de eficiência térmica e danos mecânicos recorrentes as turbinas e demais equipamento do circuito de geração de vapor (PAYNE, 1989).

A purificação e o abrandamento da água podem ser realizados por métodos diferentes, dependendo da finalidade a que se destina. Abrandamento é o termo que se aplica aos processos que removem ou reduzem a dureza da água. Purificação refere-se usualmente à remoção da matéria orgânica e de microorganismos da água (OLIVEIRA, 2007).

Devido à importância das caldeiras para a operação das indústrias que necessitam de vapor, deve-se procurar evitar a possibilidade de produtos corrosivos no sistema de geração de vapor. Por isso o tratamento de água para uso em caldeiras tem como principais finalidades evitar corrosão e incrustações na caldeira e produzir vapor de máxima pureza. As incrustações nas tubulações das caldeiras poderão acarretar problemas de extrema gravidade (RICHTER, 2009).

O tratamento de água da caldeira, com relação ao equipamento, pode ser externo ou interno. Tratamento externo (ou pré-tratamento) vai tratar a água antes de ela entrar propriamente na caldeira, impedindo que os contaminantes

alcancem o interior do equipamento. Nas caldeiras de baixas pressões o pré-tratamento é opcional e torna-se indispensável para caldeiras de altas pressões de trabalho. Com o pré-tratamento pode-se citar, o processo de clarificação da água (floculação, decantação, filtração), o abrandamento, o sistema de osmose reversa, entre outros processos (OLIVEIRA, 2007).

2.2 A UTILIZAÇÃO DE ÁGUA EM VAPOR

A água é um dos constituintes mais importantes do nosso planeta, ocupando aproximadamente 75% da superfície da terra e é o constituinte inorgânico mais abundante na matéria viva, atingindo aproximadamente dois terços do corpo humano e atingindo até 98% em certos animais aquáticos, legumes, frutas e verduras (LIBÂNIO, 2005).

O que a água tem de tão especial? Por que a água é usada como agente de aquecimento? Além de estar sempre à disposição, a água é usada para resfriamento e aquecimento porque tem uma propriedade especial. Isso pode parecer estranho, mas a água pode reter bastante calor. Uma determinada quantidade de água pode absorver uma grande quantidade de energia calorífica comparada a outros líquidos. Isso significa que a água é um agente de resfriamento e aquecimento efetivo em termos de custo. Pode absorver bastante calor e não é preciso de muita coisa para fazer o resfriamento ou o aquecimento de que se necessita comparado a outros líquidos (TRATAMENTO... 1990).

A água em forma de vapor é um poderoso agente de aquecimento, também por uma outra propriedade única: ela tem um ponto de ebulição relativamente alto comparado a outros líquidos, apresentando energia tremenda por quilograma (CAMARGO, 1990).

2.3 REAPROVEITAMENTO DE ÁGUA DE CONDENSADO

É preciso muita energia para elevar a temperatura da água à temperatura ambiente à ebulição, quando que se transforma em vapor na caldeira. Depois que o vapor executou seu trabalho nas turbinas da fábrica ou processos industriais, ele transfere calor e volta à fase líquida. Isto é Chamado condensado do vapor escape, muito utilizado no setor sucroenergético (CAMARGO, 1990).

Nem toda a energia utilizada na geração de vapor é perdida quando o condensado é formado. A maioria das linhas de retorno de condensado continua relativamente quente, na faixa de 65 a 110°C. Seria necessário energia adicional para reaquecer este condensado até a ebulição, mas não tanto quanto é preciso para aquecer a água de reposição, mais fria, até a ebulição. Isto significa que se pode economizar energia ou combustível usando-se o máximo possível de condensado na caldeira (PAYNE, 1989).

Outro aspecto importante do condensado é seu uso como uma fonte de água de alimentação. O condensado é normalmente retornado ao desaerador, onde se mistura com a água de reposição tratada, tornando-se água de alimentação para a caldeira (MOTTA, 1980).

Se o condensado não fosse retornado, tendo sido descartado, seria necessária água de reposição adicional para substituí-lo. Isto significaria custo adicional para preparação de água tratada para uso na caldeira, além do custo básico da água. Em algumas áreas do país existem usinas que possuem reservas de água de reposição muito limitadas e necessitam retornar o condensado para continuar operando. O condensado é normalmente considerado como o vapor que se condensou para formar água pura (PAYNE, 1989).

2.4 SUBDIVISÕES DE UM SISTEMA DE VAPOR

GERAÇÃO DE VAPOR: Caldeiras, coletores, sistemas de alimentação, tratamento e estocagem de água e combustível, descargas, controle ambiental, etc.

DISTRIBUIÇÃO DE VAPOR: Tubulações de distribuição em geral, sistema de drenagem de rede e válvulas e acessórios de segurança e controle.

UTILIZAÇÃO DO VAPOR: Equipamentos consumidores de vapor para aquecimento e Turbo equipamentos ou turbo geradores de energia elétrica.

RETORNO DE CONDENSADO: Rede de retorno de condensado, desaeradores e tratamento químico (PAYNE, 1989).

2.5 TIPOS DE VAPOR PRODUZIDO NO SETOR SUCROENERGÉTICO

Hoje as usinas trabalham com os seguintes vapores no processo industrial: Vapor de alta pressão, Vapor escape e Vapor Vegetal. Os usos do vapor de alta pressão para produção e do vapor Escape/Vegetal para o processo tornam uma indústria altamente eficaz na utilização de energia (Térmica, Mecânica e Elétrica), conforme a Tabela 01. A usina de cana é auto suficiente em energia, pois obtêm a potência e calor necessários pela queima de seu próprio combustível.

Tabela 01 – Tipos de vapor

Tipo de Vapor:	Onde é Gerado:	Pressão média de trabalho;	Onde é utilizado:
Alta pressão	Caldeira	21 a 65 kgf/cm ²	Turbinas (cogeração); Complemento ao vapor escape;
Escape	Turbina de contrapressão	1,0 a 2,5 Kgf/cm ²	Evaporação; Aquecedores do Caldo; Tacho de Cozimento; Aquecimento de água (Deserador); Complemento ao vapor vegetal (Por meio de válvulas rebaixadoras).
Vegetal	Evaporação	0,3 a 0,9 kgf/cm ²	Aparelhos de Destilação; Aquecedores do Caldo.

Fonte: Elaborada pelo autor

2.6 COGERAÇÃO

A preocupação com a racionalidade energética em sistemas de produção de energia está presente há séculos. O fator econômico fez com que a preocupação com a contenção de recursos energéticos só ganhasse força a partir da década de 1970, quando ocorreram duas grandes crises internacionais de abastecimento de petróleo, a primeira em 1973 e a segunda em 1979. No advento da segunda crise, houve a intensificação, neste momento também no Brasil, de ações que buscavam a racionalização energética, que naquele momento se expressavam ainda num estágio inicial, mas necessário, da conservação de energia, podendo ser traduzida por um conjunto de práticas que buscavam a diminuição dos desperdícios no consumo e busca de novas fontes de energias renováveis (NOGUEIRA, 2008).

Na busca de fontes alternativas de combustíveis, a agroindústria de cana-de-açúcar ganhou força para a produção do bioetanol, sendo que além dele, produz uma gama crescente de outros produtos de uso final e matérias-primas intermediárias, que ampliam seu significado econômico e permitem agregar valor ao processo com um todo. Entre esses produtos destacam-se nos últimos anos a geração de energia elétrica, produzida em sistemas de co-geração há décadas e cuja produção está sendo incrementada, visando à geração de excedentes para a rede pública, com crescente importância na oferta de eletricidade no país (CAMARGO, 1990).

No processamento industrial da cana, são necessários três tipos de energia: energia térmica para os processos de aquecimento e concentração, energia mecânica nas moendas e demais sistemas de acionamento direto, como bombas e ventiladores de grande porte, bem como energia elétrica para acionamentos diversos, tais como bombeamento, sistemas de controle e iluminação, entre outros fins. Para atender a essas demandas energéticas, desenvolve-se, nas usinas de bioetanol, a produção simultânea de diferentes formas de energia com base em um único combustível, o bagaço. Tal tecnologia é denominada cogeração e representa um diferencial importante da cana em relação às outras matérias-primas usadas para a fabricação de bioetanol, que necessitam de aporte energético externo para o processo industrial (PAYNE, 1989).

Segundo OLIVEIRA (2007), o conceito de cogeração significa a produção simultânea e sequencial de duas ou mais formas de energia – calor - de processo e potência mecânica e/ou elétrica, a partir da energia disponibilizada por um ou mais combustíveis.

A aplicação da cogeração é convencional de duas formas, em função da sequência relativa da geração de energia eletromecânica para a térmica: existe o modelo de topping e bottoming, descritos a seguir:

- A) Topping: da energia disponibilizada pelo combustível, o primeiro aproveitamento se dá para a geração de energia eletromecânica (altas temperaturas), e em seguida para o aproveitamento de calor útil.
- B) Bottoming: a energia disponibilizada pelo combustível, o primeiro aprovei-

tamento se dá para o aproveitamento de calor útil a elevadas temperaturas, e em seguida para a geração de energia eletromecânica (SILVA, 2008).

No setor sucroenergético utiliza o processo de cogeração Topping, aproveitando primeiro a energia térmica para transformar em energia mecânica/elétrica e a sobra de energia térmica para o processo. Já os sistemas de cogeração do tipo bottoming são de utilização restrita, uma vez que o calor rejeitado pelos processos industriais se encontra em níveis de temperatura geralmente insuficientes para o seu emprego na produção de energia eletromecânica. Alguns processos industriais (siderúrgicas, fornos cerâmicos, cimenteiras, refinarias de petróleo) operam em altas temperaturas, entre 1000-1200°C. Após o processo, os gases de exaustão ainda encontram-se a temperaturas elevadas (500~600°C). Ao invés de descartá-los diretamente na atmosfera, este calor residual pode ser direcionado a um trocador de calor, para produção de vapor que alimentará uma turbina a vapor. Desta forma, a energia contida no combustível pode ser mais bem aproveitada, com o uso inicial em uma carga térmica e na sequência a produção de eletricidade num ciclo do tipo bottoming (CAMARGO, 1990).

2.7 GERAÇÃO DE ENERGIA

Nesta etapa do processo é gerada energia mecânica, térmica e elétrica para utilização no processo de fabricação, e se houve eletricidade excedente, esta é destinada à venda. Esta geração de energia se dá num processo de cogeração utilizando o bagaço de cana-de-açúcar (DOMINGUES, 2009).

O bagaço é queimado em uma caldeira que gera vapor, que é expandido em uma turbina, que transforma parte da energia contida no vapor em energia mecânica e esta convertida em energia elétrica no gerador acoplado à turbina a vapor. O vapor que deixa o escape da turbina é utilizado como energia térmica para o processo, que após o uso é condensado e retorna para a caldeira (CAMARGO, 1990).

- Caldeira: A maioria das usinas gera pressão na faixa de 22 kgf/cm², a uma temperatura de 300°C. Esta condição de vapor leva à usina auto suficiência energética e possibilita a geração de energia elétrica. A grande demanda por excedentes de energia elétrica tem levado as usinas a optarem pela geração de vapor em alta pressão (em torno de 65 kgf/cm²) e temperatura (entre 480 e 515°C), havendo estudos para se implantar caldeiras com pressão superior (até 90 a 105 kgf/cm²) (MACEDO, 2007).

- Turbogenerador: é um gerador de energia elétrica acionado por uma turbina. A turbina a vapor é uma máquina que converte a energia contida no vapor em energia mecânica, enquanto o gerador converte energia mecânica em energia elétrica. A parcela da energia do vapor não convertida em energia mecânica deixa a turbina na forma de energia térmica (vapor de escape), que é utilizado no processo industrial onde necessita de fonte de calor (PAYNE, 1989).

- Turbinas: Há dois modelos de turbinas, conforme figura 03 e 04: Turbinas de condensação e turbinas de contrapressão. Denomina-se turbina de

contrapressão quando a pressão do vapor de escape da turbina é superior do que a pressão atmosférica, sendo utilizada para processos que desejam reaproveitar o vapor de escape no processo. Quando se deseja produzir apenas energia elétrica, o vapor de escape é condensado e retorna para a caldeira e, neste caso, a pressão de escape é inferior à pressão atmosférica, sendo denominado turbina de condensação (NOGUEIRA, 2008).

Figura 03 – Modelo de turbina



Fonte: SILVA, 2008.

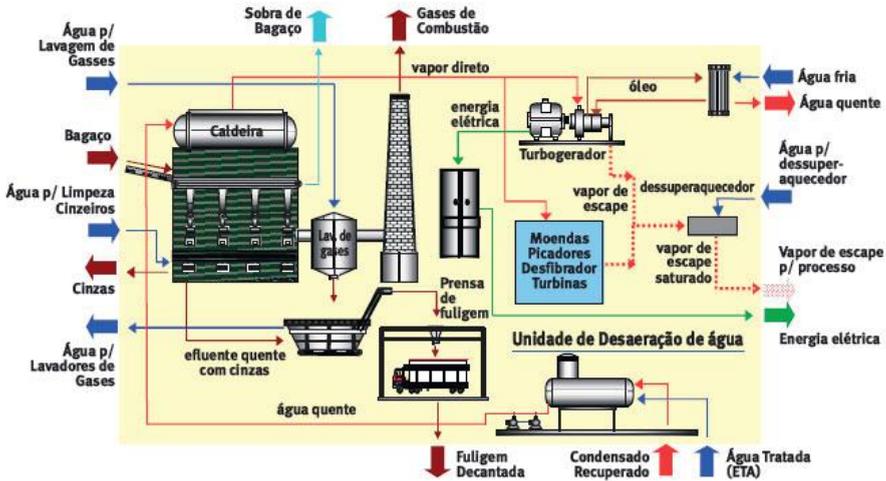
Figura 04 – Turbina (Aberta)



Fonte: SILVA, 2008.

Na Figura 05 é apresentado o fluxograma das operações de geração de energia, caldeiras e turbogeradores. Nestas operações, após o recebimento do bagaço e combustão na fornalha, há o aquecimento da água de caldeira, formando vapores de média e alta pressão (21 a 100 kgf/cm²) que gerarão força para movimentar os equipamentos de grande potência (turbinas da moenda, picadores, desfibradores, etc.) e para impulsionar turbogeradores, cuja energia elétrica é destinada ao consumo da usina e o excedente para comercialização (DOMINGUES, 2009).

Figura 05 – Fluxograma de geração de vapor



Fonte: NOGUEIRA, 2008.

2.8 GERAÇÃO DE VAPOR VEGETAL

O Vapor vegetal é gerado no processo de evaporação de água do caldo no processo de fabricação de açúcar, sendo esse vapor utilizado no tachos de cozimento e no processo de destilação do etanol (PAYNE, 1989).

Figura 07 – Tubulação sem isolamento térmico



Fonte: SILVA, 2008.

Figura 08 – Isolamento térmico pisoteado



Fonte: SILVA, 2008.

Figura 09 – Vazamentos de vapor em tubulações e equipamentos



Fonte: SILVA, 2008.

É importante destacar que as principais formas de se reduzir as perdas em um gerador de vapor, são:

- Evitar vazamento de vapor nas tubulações;
- Verificar Isolamento térmico da caldeira;
- Verificar purgadores;
- Evitar dar descarga de água do balão em excesso;
- Verificar a troca térmica nos pré aquecedores e economizadores.

3. CONCLUSÃO

Nos últimos anos o setor sucroenergético vêm crescendo economicamente no Brasil, cada vez mais as usinas investem fortemente em seus equipamentos a fim de aumentar produtividade e qualidade dos seus produtos fabricados. Com o aumento da produção, faz com que o setor invista na área de geração de vapor, melhorando a eficiência térmica da produção de vapor e energia.

Através de uma revisão bibliográfica sobre produção de vapor e o processo, foi possível constatar a importância do processo de produção de vapor para uma usina de açúcar e álcool, e que deve evitar o mínimo de perda de vapor, para aumentar o rendimento e consequentemente cogear mais energia elétrica (Excedente).

REFERÊNCIAS

ALTAFINI, C. R. **Caldeiras**. Caxias do Sul, 2002. 36 p. Apostila apresentada ao Curso de Engenharia Mecânica.

CAMARGO, C. A. (Coord.). **Conservação de Energia na Indústria do açúcar e do álcool**. São Paulo: Instituto de pesquisas tecnológicas, 1990. 796 p.

DOMINGUES, A. F. (Coord.). **Manual de conservação e reuso de água na agroindústria sucroenergética**. Brasília: ANA, 2009. 292p.

LIBÂNIO, M. **Fundamentos de qualidade e tratamento de água**. Campinas: Átomo, 2005. 444 p.

MACEDO, J. A. B. **Águas e Águas**. 3. ed. Belo Horizonte: CRQ-MG, 2007. 1027 p.

NOGUEIRA, L. A. H. **Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável**. Rio de Janeiro: BNDES, 2008. 314 p.

OLIVEIRA, M. A. **Tratamento de Águas Industriais**. Goianésia, 2007. 114 p. Apostila apresentada no módulo 2 do Curso Técnico de Açúcar e Álcool.

PAYNE, J. H. **Operações unitárias na produção de açúcar de cana**. Tradução Zarelon. São Paulo: Nobel, 1989. 235 p.

SILVA, J. W. P. **Produção de energia elétrica de resíduos e distribuição de vapor**. Uberaba, 2008. 129p. Apostila apresentada no módulo 5 do curso de Pós-Graduação em Geração de Energia.

Esperamos que esse livro contribua para o debate político e filosófico sobre a educação. Afirmamos que caso seja infringido qualquer direito autoral, imediatamente, retiraremos a obra da internet. Reafirmamos que é vedada a comercialização deste produto.

Formato 15,5 x 23cm

1ª Edição Outubro de 2019

Navegando Publicações



www.editoranavegando.com
editoranavegando@gmail.com
Uberlândia – MG
Brasil



FAPEG
Fundação de Amparo à Pesquisa
do Estado de Goiás