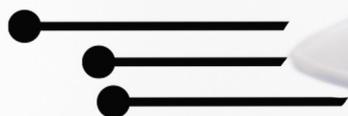


Luís Fernando Paulista Cotian
(Organizador)

Engenharias, Ciência e Tecnologia 3



Luís Fernando Paulista Cotian
(Organizador)

Engenharias, Ciência e Tecnologia

3

Atena Editora
2019

2019 by Atena Editora

Copyright © da Atena Editora

Editora Chefe: Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Diagramação e Edição de Arte: Geraldo Alves e Lorena Prestes

Revisão: Os autores

Conselho Editorial

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

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

E57 Engenharias, ciência e tecnologia 3 [recurso eletrônico] / Organizador
Luís Fernando Paulista Cotian. – Ponta Grossa (PR): Atena
Editora, 2019. – (Engenharias, Ciência e Tecnologia; v. 3)

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: World Wide Web

Inclui bibliografia.

ISBN 978-85-7247-086-5

DOI 10.22533/at.ed.865193101

1. Ciência. 2. Engenharia. 3. Inovações tecnológicas.
4. Tecnologia. I. Cotian, Luís Fernando Paulista. II. Série.

CDD 658.5

Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422

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

2019

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

www.atenaeditora.com.br

APRESENTAÇÃO

A obra “Engenharia, Ciência e Tecnologia” aborda uma série de livros de publicação da Atena Editora. O volume III apresenta, em seus 11 capítulos, conhecimentos relacionados a Gestão Energética relacionadas à engenharia de produção nas áreas de Gestão de Recursos Naturais e Produção mais Limpa e Ecoeficiência.

A área temática de Gestão Energética trata de temas relevantes para a geração, manutenção e gerenciamento de assuntos relacionados à energia elétrica. As análises e aplicações de novos estudos proporciona que estudantes utilizem conhecimentos tanto teóricos quanto tácitos na área acadêmica ou no desempenho da função em alguma empresa.

Para atender os requisitos do mercado as organizações precisam levar em consideração a área de Gestão Energética, sejam eles do mercado ou do próprio ambiente interno, tornando-a mais competitiva e seguindo a legislação vigente.

Aos autores dos capítulos, ficam registrados os agradecimentos do Organizador e da Atena Editora, pela dedicação e empenho sem limites que tornaram realidade esta obra, que retrata os recentes avanços científicos do tema.

Por fim, espero que esta obra venha a corroborar no desenvolvimento de novos conhecimentos de Gestão Energética e auxilie os estudantes e pesquisadores na imersão em novas reflexões acerca dos tópicos relevantes na área de engenharia de produção.

Boa leitura!

Luís Fernando Paulista Cotian

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE ALTA CONCENTRAÇÃO NO NORDESTE BRASILEIRO	
<i>Hugo Tavares Vieira Gouveia</i> <i>Luiz Fernando Almeida Fontenele</i> <i>Rodrigo Guido Araújo</i>	
DOI 10.22533/at.ed.8651931011	
CAPÍTULO 2	19
CONFLITO ENTRE ENERGIA ASSEGURADA E HIDROGRAMA AMBIENTAL: O RIO SÃO FRANCISCO ESTÁ MORRENDO?	
<i>Paulo Roberto Ferreira de Moura Bastos</i> <i>Mônica Silveira</i>	
DOI 10.22533/at.ed.8651931012	
CAPÍTULO 3	35
DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA AUTOMATIZADO DE MONITORAÇÃO CONTÍNUA POR ANÁLISE DE IMAGEM DO ESTADO DE CHAVES DE CIRCUITOS ALIMENTADORES EM SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO	
<i>Lourival Lippmann Junior</i> <i>Bruno Marchesi</i> <i>Rafael Wagner</i> <i>Amanda Canestraro de Almeida</i> <i>Vanderlei Zarnicinski</i> <i>Bogdan Tomoyuki Nassu</i>	
DOI 10.22533/at.ed.8651931013	
CAPÍTULO 4	54
DESENVOLVIMENTO DE UM PROTÓTIPO DE PILHA A COMBUSTÍVEL DE ÓXIDO SÓLIDO COM POTÊNCIA DE GERAÇÃO DE 1 KW	
<i>Gabriel Leonardo Tacchi Nascimento</i> <i>Jacqueline Amanda Figueiredo dos Santos</i> <i>Rubens Moreira Almeida</i> <i>Tulio Matencio</i> <i>Rosana Zacarias Domingues</i>	
DOI 10.22533/at.ed.8651931014	
CAPÍTULO 5	73
EQUIPAMENTO COM RECONHECIMENTO DINÂMICO DE IMAGEM PARA AVALIAÇÃO DE MEDIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA EM CAMPO	
<i>Fernanda Soares Giannini</i> <i>Ronaldo Borges Franco</i> <i>Joel Machado Campos Filho</i> <i>Ricardo Toshinori Yoshioka</i> <i>Jean Marcos Andery Baracat</i> <i>José Eduardo Bertuzzo</i>	
DOI 10.22533/at.ed.8651931015	

CAPÍTULO 6	87
GERENCIAMENTO ENERGÉTICO PARA MICRORREDES: DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO PILOTO	
<i>Victor Maryama</i>	
<i>Vitor Seger Zeni</i>	
<i>Frederico Viveiros Jordan</i>	
<i>Cesare Quinteiro Pica</i>	
<i>Erlon Cristian Finardi</i>	
<i>Gabriel Aurélio de Oliveira</i>	
DOI 10.22533/at.ed.8651931016	
CAPÍTULO 7	107
INJEÇÃO MÁXIMA DE MW POR GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ALIMENTADOR PRIMÁRIO	
<i>Henrique Mesquita Tonhá</i>	
<i>Romário Pereira Marinho</i>	
<i>Antônio César Baleeiro Alves</i>	
<i>Luis Gustavo Wesz da Silva</i>	
DOI 10.22533/at.ed.8651931017	
CAPÍTULO 8	123
SISTEMA DE GESTÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO O ENERGYPLUS: UMA APLICAÇÃO VOLTADA AOS EDIFÍCIOS INTELIGENTES	
<i>Abraão Gualbeto Nazário</i>	
<i>Raimundo Celeste Ghizoni Teive</i>	
<i>João Zico Oliveira</i>	
DOI 10.22533/at.ed.8651931018	
CAPÍTULO 9	137
VIBRATIONAL ENERGY HARVESTING TO ELECTRIC TRANSDUCTION IN A HIGH EFFICIENCY ELECTRIC VEHICLE	
<i>Jólio Ribeiro Maia Neto</i>	
<i>Ícaro Lofego Mota</i>	
<i>João Alexandrino Bemfica Neto</i>	
<i>Douglas da Costa Ferreira</i>	
<i>Fábio Roberto Chavarette</i>	
DOI 10.22533/at.ed.8651931019	
CAPÍTULO 10	141
MAPEAMENTO DA GOVERNANÇA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO BRASIL	
<i>Tássia Fonseca Latorraca</i>	
<i>Raquel Naves Blumenschein</i>	
<i>Maria Vitória Ferrari</i>	
DOI 10.22533/at.ed.86519310110	
CAPÍTULO 11.....	157
OTIMIZAÇÃO DA ABSORÇÃO DE ENERGIA SOLAR COM O USO DE PLACAS FOTOVOLTAICAS E REFLETORES MÓVEIS	
<i>Cynthia Beatriz Scheffer Dutra</i>	
<i>Jean Paulo Rodrigues</i>	
<i>Paulo César Sedor</i>	
DOI 10.22533/at.ed.86519310111	
SOBRE O ORGANIZADOR	167

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE ALTA CONCENTRAÇÃO NO NORDESTE BRASILEIRO

Hugo Tavares Vieira Gouveia

PETROBRAS/Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES)

Rio de Janeiro – RJ

Luiz Fernando Almeida Fontenele

PETROBRAS/Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES)

Rio de Janeiro – RJ

Rodrigo Guido Araújo

PETROBRAS/Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES)

Rio de Janeiro – RJ

RESUMO: Em um projeto de P&D ANEEL da Petrobras, foi instalado um Sistema Fotovoltaico de Alta Concentração (HCPV – do inglês, *High Concentration Photovoltaics*), de potência nominal de 30,24 kWp, no Centro de Tecnologias do Gás e Energias Renováveis (CTGAS-ER), localizado em Natal/RN. O presente artigo trata das perspectivas de desempenho do referido sistema HCPV através de simulações computacionais, as quais fornecem insumos para o conhecimento adequado sobre o funcionamento da tecnologia fotovoltaica de alta concentração, sobretudo em regiões tropicais. São abordados também o contexto histórico da energia fotovoltaica com concentração e o detalhamento da tecnologia envolvida.

PALAVRAS-CHAVE: células de múltiplas junções, energia fotovoltaica de alta concentração, rastreamento em dois eixos.

ABSTRACT: In an ANEEL R&D project of Petrobras, a 30.24 kWp High Concentration Photovoltaics (HCPV) was installed at the Center for Gas Technologies and Renewable Energies (CTGAS-ER), located in Natal/RN. This article deals with the performance perspectives of the HCPV system through computational simulations, which provide inputs for adequate knowledge about the operation of HCPV technology, especially in tropical regions. The historical context of the HCPV and detailing of the technology involved are approached.

KEYWORDS: multijunction cells, high concentration photovoltaics, two-axis tracking.

1 | INTRODUÇÃO

O projeto de P&D ANEEL PD-0553-0010/2010, intitulado de “Energia fotovoltaica concentrada”, consistiu na implantação de um Sistema Fotovoltaico de Alta Concentração (HCPV – do inglês, *High Concentration Photovoltaics*) composto por três rastreadores idênticos de potência nominal de 10,08 kWp, o que totaliza 30,24 kWp. O sistema está instalado no Centro de Tecnologias do Gás e Energias

Renováveis (CTGAS-ER), localizado no município de Natal/RN.

É abordado inicialmente o contexto da energia fotovoltaica com concentração, seguido do detalhamento da tecnologia envolvida. Posteriormente, por simulações computacionais, são mostradas as perspectivas de desempenho do referido sistema. São apresentados resultados experimentais, que apontam que a geração anual média esperada é de aproximadamente 43,5 MWh, com a um fator de capacidade anual de 16,4 %.

Apesar de a estimativa da geração anual de energia não ser elevada, esse projeto de P&D se mostra importante para gerar informações sobre o funcionamento da tecnologia HCPV, agregar conhecimento técnico sobre suas características construtivas e operacionais, além de estimular a avaliação do desempenho do sistema HCPV para outras localidades do Brasil.

2 | TECNOLOGIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE ALTA CONCENTRAÇÃO (HCPV)

A tecnologia HCPV é uma alternativa à dos módulos planos convencionais e utiliza elementos ópticos, que aumentam a densidade de potência luminosa incidente nas células fotovoltaicas, cuja área é menor que a superfície de captação, conforme mostrado na figura 2.1 (a) (LUQUE; HEGEDUS, 2011). Isso permite que uma menor área de células produza a mesma quantidade de energia que um sistema convencional. Assim, com o aumento da irradiância solar incidente na célula, é possível obter elevadas correntes elétricas com células de pequenas dimensões (PINHO; GALDINO, 2014).

O objetivo de se combinar células fotovoltaicas com sistemas de concentração é reduzir significativamente o custo da energia produzida, uma vez que parte da área do material fotovoltaico é substituída por um material óptico, que é mais barato (MCEVOY, MARKVART e CASTAÑER, 2012). Isso tende a diminuir o custo global do sistema à medida que o fator de concentração aumenta, conforme pode ser observado na figura 2.1 (b) (SAYIGH, 2012).

O fator de concentração atinge centenas de vezes até o ponto em que o custo de fabricação da célula fotovoltaica passa a ser menos significativo no custo global do sistema fotovoltaico. O emprego de concentração tem sido mais recentemente uma das únicas maneiras de se aceitar, na esfera comercial, a nova geração de células fotovoltaicas, pois ao mesmo tempo em que elas são muito eficientes, elas têm um custo bastante elevado (MARKVART; CASTAÑER, 2003). Entretanto, é necessário utilizar rastreador solar com precisão adequada ao fator de concentração (SAYIGH, 2012).

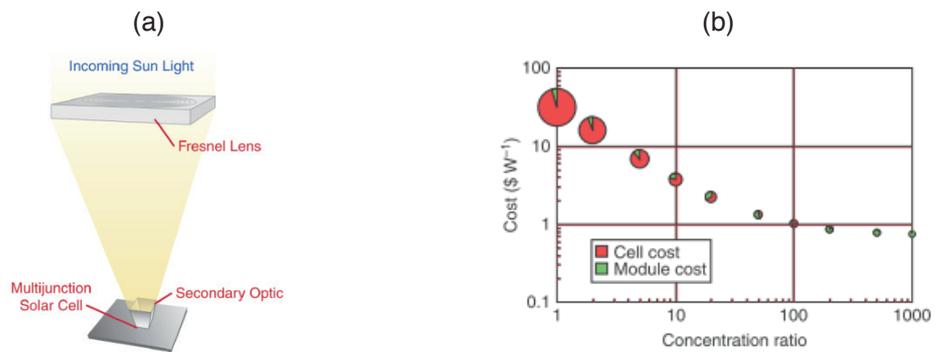


Figura 2.1 – (a) Princípio da concentração fotovoltaica e (b) custo estimado de um sistema fotovoltaico concentrado em função do fator de concentração.

Fonte: (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2010) e (SAYIGH, 2012)

Um sistema HCPV é composto por célula fotovoltaica especial de pequena área, elemento óptico e rastreador capaz de concentrar e redirecionar os raios solares para a célula, conforme mostrado na figura 2.2. O sistema de controle também é parte essencial desse sistema, e são utilizados inversores para converter a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada.

O elemento óptico pode ser uma lente, um espelho ou uma combinação de ambos. A célula deve ser projetada para o nível de irradiância que será recebido no foco do elemento óptico e deve ser também ligada termicamente a um dissipador de calor para remover a energia não convertida em eletricidade.

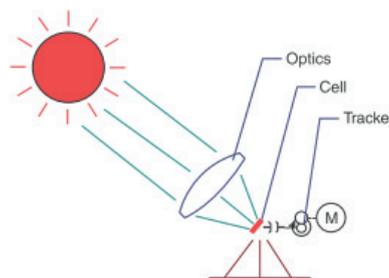


Figura 2.2 – Configuração básica de um sistema fotovoltaico de alta concentração.

Fonte: (SAYIGH, 2012).

Os sistemas com concentração, exceto aqueles que possuem grandes ângulos de aceitação, aproveitam somente a radiação direta e, portanto, não são capazes de coletar a radiação difusa. Essa desvantagem, porém, é compensada pela orientação contínua do coletor em direção ao Sol.

Os concentradores podem ser de acordo com o concentrador óptico utilizado, o número de eixos no quais ocorre o movimento e o mecanismo responsável pelo movimento do rastreador (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

3 | RASTREAMENTO EM DOIS EIXOS

Em sistemas fotovoltaicos de alta concentração, os módulos devem ser mantidos direcionados ao Sol, uma vez que o princípio de concentração está fundamentado na captação da radiação direta solar. Pelo limitado ângulo de aceitação dos concentradores, somente os raios solares compreendidos em um dado ângulo sólido conseguem atingir as células (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Para operação satisfatória, o concentrador é montado em estrutura mecânica, que orienta os módulos ao Sol, variando sua posição ao longo do dia (MCEVOY, MARKVART e CASTAÑER, 2012). Essa estrutura móvel pode ser mais cara que a de sistemas fixos convencionais (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Dependendo do ângulo de aceitação do elemento óptico e da tecnologia do módulo fotovoltaico, a precisão do sistema de rastreamento pode ser ajustada. Para um fator de concentração de até 2,5 vezes não há necessidade de rastreamento. Para sistemas com médias concentrações, de até 40 vezes, o rastreador pode ser de um eixo alinhado à direção norte-sul, como o mostrado na figura 2.3 (a), pois, em geral, a tecnologia do elemento óptico empregado é do tipo foco linear (SAYIGH, 2012). Sistemas de alta concentração empregam um rastreador de dois eixos, como o mostrado na figura 2.3 (b). Como, geralmente, esses sistemas utilizam lentes do tipo ponto-foco é exigida uma elevada precisão de rastreamento de forma que o módulo esteja constantemente apontado em direção ao Sol, focando a luz solar diretamente na célula. Do ponto de vista mecânico esse tipo de rastreamento é mais complexo que o de um eixo.

Segundo (LUQUE; HEGEDUS, 2011), os rastreadores de dois eixos podem ser classificados como pedestal, mesa girante e rolo basculante. O primeiro, mostrado na figura 2.4, consiste em um pedestal central que suporta os módulos em uma estrutura plana, sendo o mais comumente utilizado.



Figura 2.3 – Rastreamento em (a) um eixo e (b) dois eixos.

Fonte: (SAYIGH, 2012).

O rastreamento é feito por uma caixa de engrenagens, que movimenta o painel em torno do eixo vertical e do horizontal, com controles de azimute e de elevação,

respectivamente. Tem instalação simples, pois necessita apenas uma fundação preenchida com concreto em torno do tubo vertical. Entretanto, os esforços mecânicos produzidos pelo vento são transferidos para o motor central na forma de torque elevado, o que requer engrenagens de maior porte.

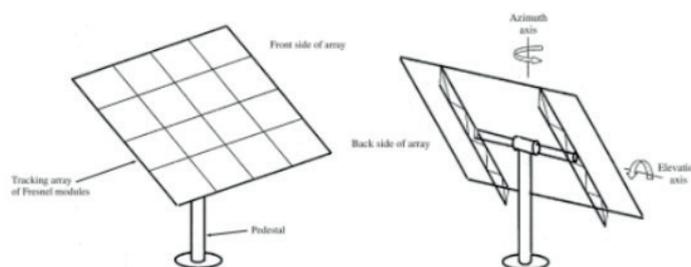


Figura 2.4 – Rastreador em dois eixos do tipo pedestal.

Fonte: (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

O do tipo mesa girante, teoricamente, requer menos aço do que o do tipo pedestal, pois possui vários pontos de suportação, de forma que as barras de aço possam ser mais finas e leves. Os esforços mecânicos oriundos da ação do vento são menores nos elementos motores e, portanto, os componentes mecânicos utilizados podem ser de menor porte. Como desvantagem apresenta uma instalação mais complexa e demanda uma grande e bem construída fundação horizontal. Pode ser observado na figura 2.5 (a).

O do tipo rolo basculante, visto na figura 2.5 (b), apresenta vantagem de esforços mecânicos reduzidos nos elementos motores devido à ação do vento. Por outro lado, há mais rolamentos e ligações mecânicas e são necessárias várias fundações que precisam estar alinhadas, o que dificulta a instalação.

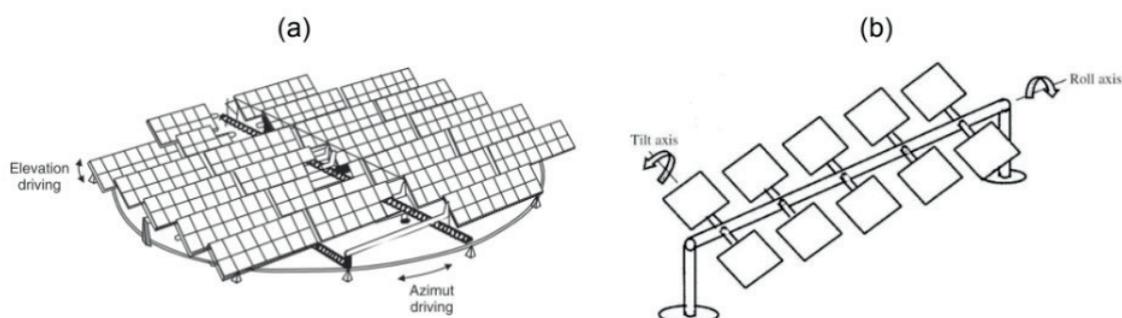


Figura 2.5 – Rastreador em dois eixos do tipo (a) mesa girante e (b) rolo basculante.

Fonte: (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

O uso de rastreamento é considerado uma desvantagem por alguns empreiteiros, pois tem um custo de aquisição mais elevado, reduz a confiabilidade do sistema pela adição de partes móveis e limita o campo de aplicação, pois não pode ser instalado em telhados. Os dois primeiros aspectos podem ser minimizados com a experiência de construção e montagem e um melhor controle de qualidade (MCEVOY, MARKVART e

CASTAÑER, 2012).

Quanto ao controle do sistema de rastreamento, na referência (LUQUE; HEGEDUS, 2011) são listadas algumas estratégias para que a estrutura mecânica móvel siga o Sol a cada momento do dia, mantendo o rastreador perpendicular aos raios solares com uma determinada precisão.

Os rastreadores passivos não utilizam motores para a orientação do painel fotovoltaico. Em geral, são constituídos por dois cilindros metálicos pintados de preto que ficam localizados nas extremidades do painel. Quando o painel não está normal aos raios solares, os cilindros ficam em diferentes temperaturas, uma vez que um deles capta mais energia que o outro, o que produz uma força hidráulica que corrige a orientação do painel até que os cilindros atinjam o equilíbrio térmico. Esse método é proposto para sistemas de baixa concentração, na ordem de 10 vezes.

Já os ativos utilizam motores para orientação do painel fotovoltaico. Alguns possuem um sistema de controle baseado na posição teórica do Sol de acordo com equações astronômicas e de tempo, sendo feito em malha aberta. Requerem um preciso sinal de relógio como entrada do sistema de controle para que a posição do painel seja ajustada de acordo com a posição estimada do Sol (MCEVOY, MARKVART e CASTAÑER, 2012).

Os ativos podem também ser baseados na detecção direta da posição do Sol. Nesse caso, é feito em malha fechada, empregando sensores de luz, que geram um sinal nulo quando diretamente posicionados em direção ao Sol e um sinal de erro proporcional no caso de desorientação. Um circuito servomecânico aciona o motor para corrigir a orientação do painel continuamente ou por passos discretos (MARKVART; CASTAÑER, 2003).

O uso de apenas um método de controle pode gerar erros de posicionamento. Nos sistemas que utilizam malha aberta, o posicionamento incorreto e uma instalação mal feita podem reduzir a precisão do rastreamento. Para os de malha fechada, pode haver desorientação do painel quando o sensor de luz estiver sombreado durante a operação. Com o intuito de minimizar erros, alguns sistemas atuais empregam um controle híbrido, que utilizam algoritmos baseados no movimento aparente do Sol e sensores de luz (SAYIGH, 2012).

Com a finalidade de aprimorar o rastreamento do Sol e reduzir custos eliminando componentes caros de ambos os métodos, é recomendado utilizar a saída elétrica do sistema fotovoltaico concentrado como realimentação do sistema de controle. Assim a unidade de controle passa a ser um sistema adaptativo, capaz de aprender o caminho solar, modificar valores das variáveis do circuito de controle e corrigir erros (MARKVART; CASTAÑER, 2003).

3.1 Células de Múltiplas Junções

Os custos e as eficiências relacionadas aos módulos fotovoltaicos têm sido duas

barreiras para o desenvolvimento do mercado fotovoltaico mundial. Geralmente, há uma relação direta entre o aumento da eficiência e do custo de uma célula fotovoltaica. Dessa forma, o aumento no custo de fabricação das células devido ao emprego de materiais mais caros pode levar a um custo por unidade de potência não muito diferente ao das tecnologias convencionais, se a eficiência aumentar na mesma proporção do custo (SAYIGH, 2012).

No que diz respeito à operação de células fotovoltaicas sob concentração dos raios solares, podem ser listadas duas principais vantagens. Uma delas é que a concentração permite que células menores produzam a mesma quantidade de energia que um sistema convencional, sendo aceitável ter um maior custo de produção do que as células convencionais. A outra é que a concentração está diretamente relacionada à eficiência da célula, tendendo a ser maior quanto maior for o fator de concentração (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Para o aproveitamento dessas vantagens, entretanto, alguns obstáculos devem ser superados, como a necessidade de rastreamento com uso de concentradores e a refrigeração das células, uma vez que o aumento da temperatura diminui a tensão de circuito aberto e, conseqüentemente, a potência de saída. Na figura 2.6 pode ser observado um exemplo de concentração óptica dos raios solares em células fotovoltaicas de elevada eficiência.

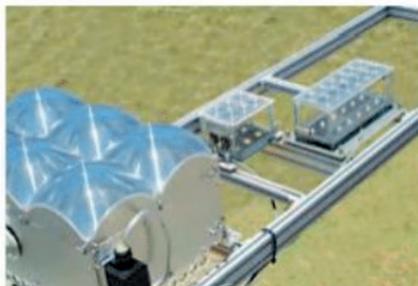


Figura 2.6 – Concentração da luz solar em células de alta eficiência.

Fonte: (HÄBERLIN, 2012).

Na figura 2.7, é mostrada a evolução da eficiência das células ao longo de três décadas, podendo ser verificado o aumento na eficiência de uma célula de junção simples de GaAs de 22 % em 1980 para uma célula de tripla junção com concentração de 42,5 % em 2010 (SAYIGH, 2012).

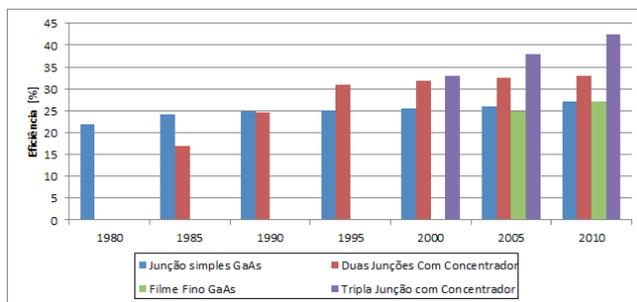


Figura 2.7 – Influência do número de junções na eficiência de uma célula fotovoltaica.

Fonte: Adaptado de (SAYIGH, 2012).

No modelo de funcionamento de células convencionais, fótons com energia maior que a banda proibida tem o seu excesso de energia perdido na forma de calor, enquanto fótons com energia menor que a banda proibida não são absorvidos e, portanto, toda sua energia é desperdiçada (LUQUE; HEGEDUS, 2011). Essa é uma das limitações fundamentais para o aumento da eficiência das células fotovoltaicas convencionais de junção simples e um obstáculo significativo para o seu desenvolvimento.

O conceito para se alcançar elevadas eficiências está fundamentado no empilhamento de diferentes tipos de materiais, geralmente elementos das famílias 3A e 5A da tabela periódica, formando uma célula fotovoltaica de múltiplas junções com alguns micrômetros de espessura. Cada junção está disposta de tal forma que a subcélula superior possui uma banda de energia maior que a da imediatamente inferior, como exemplificado na figura 2.8. Sendo assim, cada subcélula absorve o espectro da luz solar mais próximo à sua banda de energia, convertendo fótons de diferentes energias em energia elétrica (MCEVOY, MARKVART e CASTAÑER, 2012).

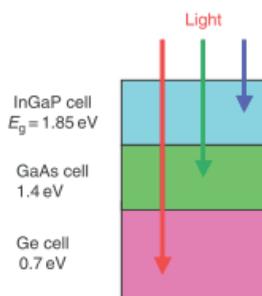


Figura 2.8 – Esquema de uma célula fotovoltaica de múltipla junção.

Fonte: (SAYIGH, 2012).

Os fótons com maiores energias são absorvidos nas camadas superiores. Os que possuem energia menor que a da banda de energia das camadas superiores atravessam o material semiconductor e podem ser absorvidos pelas camadas inferiores. Assim, a radiação solar é dividida em diversas regiões espectrais, sendo cada uma delas convertida em energia elétrica por uma célula que possui banda de energia correspondente a essa região. Isso permite um eficiente aproveitamento do espectro

solar, além de reduzir as perdas térmicas. Na figura 2.9 é mostrada uma comparação entre o aproveitamento do espectro solar por uma célula de junção única de silício e por uma de múltiplas junções.

As células de múltiplas junções têm potencial de atingir mais de 50 % de eficiência, e, portanto, podem ser consideradas promissoras para aplicações espaciais e terrestres, devido à sua maior resposta espectral quando comparadas às células tradicionais, conforme observado na figura 2.9. Inicialmente, foram propostas por Jackson, em 1953, e por Wolf, em 1960, atingindo eficiências maiores do que 40 % desde o ano de 2006 (SAYIGH, 2012).

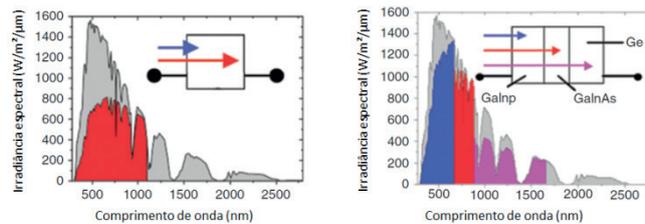


Figura 2.9 – Comparação de resposta espectral de uma célula de silício convencional e uma de múltiplas junções.

Fonte: (SAYIGH, 2012).

Baseado na resposta espectral, o limite teórico de eficiência para células de silício é de 31 %, enquanto células de múltiplas junções podem alcançar 86% de eficiência, o que permite a redução do tamanho da célula para cerca de 1 cm² ou até mesmo 1 mm², como pode ser observado na figura 2.10 (SAYIGH, 2012).

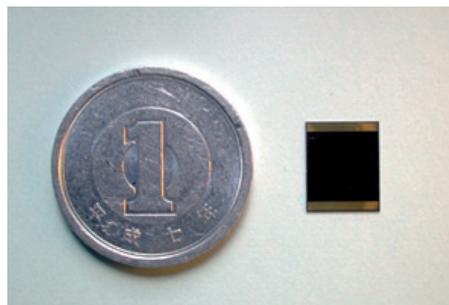


Figura 2.10 – Comparação de tamanho entre uma moeda e uma célula fotovoltaica de múltiplas junções.

Fonte: (DAIDO STEEL, 2014).

Em aplicações com concentração, recomenda-se o uso de células de alta eficiência. Esses sistemas possuem fator de concentração de mais de 350, podendo chegar ordem de 1.000 em alguns casos (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

3.2 Lentes

O projeto de elementos ópticos que atendam aos requisitos exigidos pelos sistemas fotovoltaicos de alta concentração é considerado um ponto fundamental para o desenvolvimento e estabelecimento da tecnologia. Tradicionalmente, as lentes de Fresnel têm sido as mais utilizadas em diversas aplicações no mundo, seja pelo custo reduzido, pela facilidade de projeto ou pela simplicidade de fabricação (SAYIGH, 2012).

As lentes concentradoras, fundamentadas nos princípios físicos da refração, possuem uma característica chamada de ângulo de aceitação, que se refere ao ângulo de tolerância em que a lente ainda consegue captar os raios solares e concentrá-los em uma determinada região. Fisicamente, o ângulo de aceitação e a concentração são grandezas opostas. Para melhorar o ângulo de aceitação de um sistema com concentração, sugere-se utilizar um elemento secundário, como um vidro ou um prisma, os quais proporcionam uma melhor captação e distribuição da luz na célula (SAYIGH, 2012).

O fator de concentração é definido como a razão geométrica entre a área da lente primária e da área ativa da célula fotovoltaica, que é a região projetada para ser iluminada. Outra medida de concentração é a intensidade de concentração solar ou sóis, definida como a razão entre a irradiância média focada na área ativa da célula e 1.000 W/m^2 (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

A lente de Fresnel utilizada em sistemas fotovoltaicos concentrados é um dispositivo coletor refrativo com uma baixa razão entre a distância focal e o diâmetro da lente. O conceito dessa lente consiste em projetar a forma da lente convexa convencional, recortando uma lente plano-convexa em determinadas regiões, criando elementos descontínuos, de forma a se obter um perfil delgado, cuja seção transversal pode ser observada na figura 2.11. Assim, a lente de Fresnel utiliza menos material que a lente convexa convencional, a qual tende a ser mais espessa e pesada (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

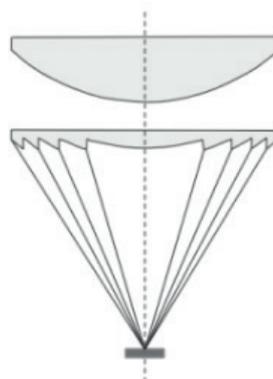


Figura 2.11 – Comparação entre uma lente plano-convexa e uma de Fresnel.

Fonte: (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Segundo (LUQUE; HEGEDUS, 2011), as lentes de Fresnel podem ser classificadas como ponto-foco e foco linear. As do primeiro tipo têm simetria circular em relação ao seu eixo, concentrando a luz em um ponto focal. Assim, deve ser utilizada uma lente para cada célula. Podem ser planas ou em forma de cúpula, como mostrado na figura 2.12.

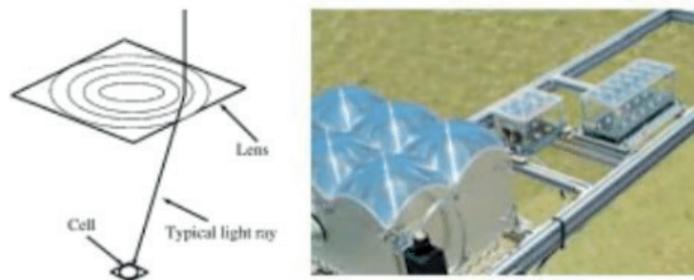


Figura 2.12 – Lente do tipo ponto-foco plana e em forma de cúpula.

Fonte: (LUQUE; HEGEDUS, 2011) e (HÄBERLIN, 2012).

Já as lentes do tipo foco linear possuem uma seção transversal constante ao longo do eixo, concentrando a luz em uma série de células. Podem ter formatos planos ou curvos, conforme mostrado na figura 2.13.

Uma alternativa ao emprego de lentes é o uso de espelhos, que são baseados nos princípios físicos da reflexão. Como é de conhecimento, uma superfície reflexiva em forma de parábola concentra todo raio luminoso paralelo ao seu eixo no ponto focal da parábola. Assim como as lentes, as parábolas têm as configurações ponto-foco, quando o espelho é formado pela rotação de uma parábola em torno do seu eixo criando um paraboloide, e foco linear, quando o espelho é formado pela translação perpendicular da parábola em relação ao seu eixo, formando um cilindro parabólico, conforme pode ser observado na figura 2.14. Os cilindros parabólicos concentram os raios solares em uma série de células fotovoltaicas, ao passo em que os paraboloides são empregados individualmente para cada célula (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

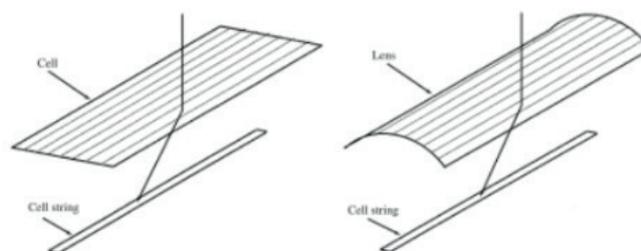


Figura 2.13 – Lente do tipo foco linear plana e curva.

Fonte: (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

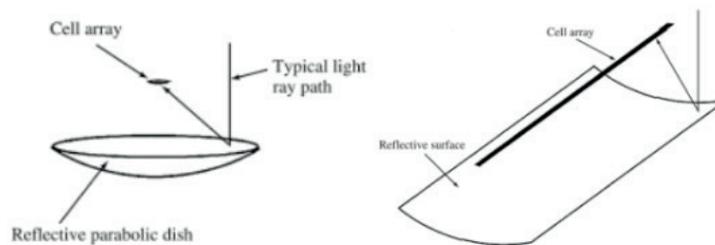


Figura 2.14 – Configurações de concentradores reflexivos em forma de parabolóide e de cilindro parabólico.

Fonte: (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

PERSPECTIVAS DE DESEMPENHO DO SISTEMA HCPV DO CTGAS-ER

Conforme visto na seção 2, os sistemas fotovoltaicos de alta concentração baseiam-se no princípio de concentração da radiação solar em células fotovoltaicas de alta eficiência por meio de dispositivos ópticos. Esses sistemas são formados basicamente por quatro elementos: módulos fotovoltaicos de alta concentração, estrutura de rastreamento em dois eixos, conversor CC/CA (inversor) e sistema de aquisição de dados e controle.

Por questões de simplificação, daqui em diante, será utilizada a seguinte terminologia:

- Gerador HCPV: conjunto formado pela estrutura mecânica de suporte e rastreamento em dois eixos, módulos fotovoltaicos de alta concentração e inversor;

Sistema fotovoltaico HCPV: conjunto de geradores HCPV e sistema de aquisição de dados e controle.

O foco principal do projeto de P&D mencionado é avaliar tecnicamente o desempenho dos geradores HCPV. Será apresentada uma visão geral do local de instalação do sistema, seus equipamentos e também uma simulação com a perspectiva de desempenho dos geradores HCPV instalados no CTGAS-ER.

3.1 Dados de Localização e Acesso

O sistema HCPV encontra-se no estacionamento frontal do prédio administrativo do CTGAS-ER, em Natal/RN, conforme visto na figura 3.1, nas coordenadas são $-5,82^{\circ}\text{S}$ e $-35,23^{\circ}\text{O}$.



Figura 3.1 – Vista geral do estacionamento frontal do CTGAS-ER.

Fonte: Elaboração própria.

3.2 Equipamentos dos Geradores HCPV do CTGAS-ER

O sistema fotovoltaico está interconectado à rede elétrica interna do CTGAS-ER em baixa tensão. É composto por três geradores HCPV idênticos, cada um deles com potência nominal instalada de 10,08 kWp nas condições padronizadas de teste (*Standard Test Conditions* – STC).

3.2.1 Estruturas de rastreamento em dois eixos

As estruturas de rastreamento são do tipo pedestal com movimento em dois eixos. O sistema de controle é do tipo híbrido, que posiciona o painel de forma a manter a incidência dos raios solares normais ao plano dos módulos, independentemente do local de instalação. O azimute de atuação é de 360 °, o ângulo de atuação do eixo secundário varia entre 0 ° e 90 °, e a precisão do rastreamento é de 0,05°. Por ser montado num estacionamento, requisitou-se uma cota mínima entre o painel e o solo de 4 m, como visto na figura 3.2.

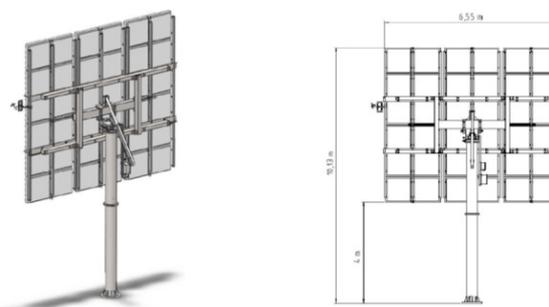


Figura 3.2 – Estruturas de rastreamento em dois eixos.

Fonte: (BSQ SOLAR, 2014).

3.2.2 Módulos HCPV

Em cada rastreador, são utilizados 36 módulos HCPV, como o da figura 3.3, de 280 Wp, eficiência de 28 %, área quadrada de 1 m², fator de concentração de 820 e refrigeração passiva. A potência de cada rastreador é de 10,08 kWp e, portanto, o sistema HCPV do CTGAS-ER tem 30,24 kWp.



Figura 3.3 – Módulo HCPV de 280 Wp.

Fonte: (DAIDO STEEL, 2014).

3.2.3 Inversores

Cada inversor trifásico, visto na figura 3.4, possui tensão nominal de saída de 380 V, frequência nominal de 60 Hz, sem transformador interno, grau de proteção IP 65, eficiência máxima de 98,1 %, distorção harmônica total de correntes menor do que 3 %, fator de potência ajustável entre 0,8 capacitivo e 0,8 indutivo, e também dois seguidores do ponto de máxima potência (MPPT).



Figura 3.4 - Inversor de 10 kW.

Fonte: (SMA, 2014).

3.3 Estação Meteorológica

Para fins científicos, instalou-se uma estação meteorológica, como a mostrada na figura 3.5, a qual realiza medições em 1 Hz das irradiâncias global e difusa no plano horizontal, direta normal e de onda longa; velocidade e direção do vento, temperatura, umidade relativa, pressão atmosférica e precipitação.



Figura 3.5 – Estação meteorológica.

Fonte: Elaboração própria.

4 | SIMULAÇÃO DOS GERADORES HCPV DO CTGAS-ER

Nas simulações dos geradores HCPV utilizou-se a plataforma de simulação PVsyst V6.19 (PVSYST, 2014). As séries fotovoltaicas possuem 6 módulos, resultando num

total de 6 séries por rastreador, cujo esquema de ligação ao inversor é apresentado na figura 4.1 (a). Os geradores HCPV, vistos na figura 4.1 (b), estão dispostos linearmente e afastados 30 m entre si. Não foram consideradas restrições de perdas elétricas por sombreamento de objetos próximos, sendo a linha de horizonte considerada livre de obstáculos.

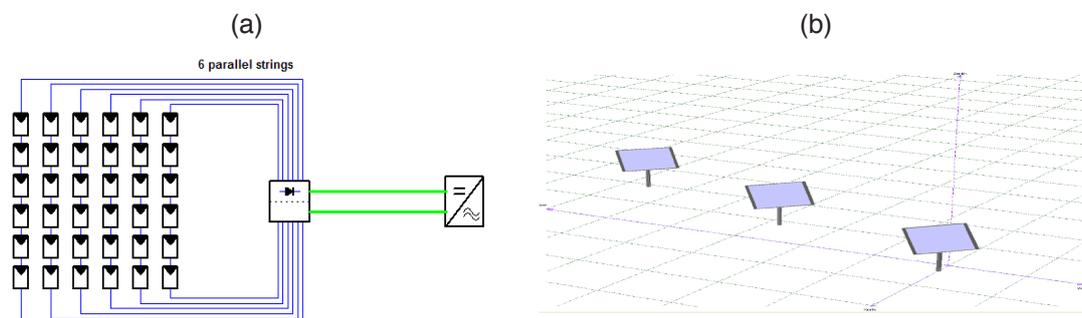


Figura 4.1 – Configuração do arranjo: (a) elétrica e (b) física.

Fonte: (PVSYST, 2014).

4.1 Séries de irradiação e temperatura ambiente de Natal/RN

A série de irradiação global horizontal foi obtida da rede SONDA (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS), e foi integralizada em intervalos horários para ser utilizada no *software*. O período escolhido foi de maio de 2011 a abril de 2012. Por suspeita de falta de manutenção do dispositivo de sombreamento do piranômetro, optou-se pela geração automática da série de difusa com o Pvsyst, pela correlação de Erbs (ERBS, KLEIN e DUFFIE, 1982).

Mês	Global [kWh/m ²]	Difusa [kWh/m ²]	Temperatura [°C]
Janeiro	201,1	76,01	27,10
Fevereiro	179,0	69,30	27,15
Março	199,2	64,13	26,80
Abril	181,0	62,04	26,30
Maio	136,0	66,74	25,70
Junho	129,2	60,56	24,85
Julho	141,9	65,81	24,25
Agosto	172,7	61,15	24,30
Setembro	196,9	63,24	25,15
Outubro	208,6	68,40	26,10
Novembro	205,5	66,99	26,40
Dezembro	212,5	68,52	26,90
Anual	2.163,6	792,89	25,92

Tabela 4.1 – Irradiações e temperatura ambiente para Natal/RN.

Fonte: (PVSYST, 2014).

A série horária de temperatura ambiente foi obtida através de metodologia

desenvolvida pela Petrobras, utilizando os valores médios, mínimos e máximos, das Normais Climatológicas do Brasil 1961-1960, do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) (INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA). Os valores médios mensais para as séries são apresentados na tabela 4.1.

5 | RESULTADOS

Na figura 4.2 é apresentado um esquema para um rastreador, indicando os pontos em que são calculadas as energias apresentadas na tabela 4.2.

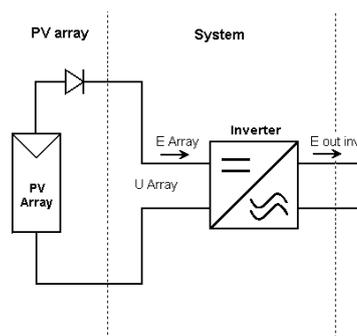


Figura 4.2 - Esquema do gerador HCPV.

Fonte: (PVSYST, 2014).

Mês	Global Incidente [kWh/m ²]	Direta Incidente [kWh/m ²]	Energia Painéis [kWh]	Energia Inversores [kWh]	FC [%]
Janeiro	251,4	161,5	4.908	3.863	17,2
Fevereiro	215,6	136,8	4.155	3.263	16,1
Março	249,3	173,3	5.266	4.132	18,4
Abril	231,7	157,1	4.775	3.765	17,3
Mai	171,9	96,9	2.943	2.325	10,3
Junho	171,7	101,5	3.083	2.445	11,2
Julho	187,3	111,3	3.381	2.693	12,0
Agosto	226,8	153,4	4.661	3.710	16,5
Setembro	249,3	172,3	5.237	4.167	19,1
Outubro	260,9	178,6	5.428	4.290	19,1
Novembro	265,5	182,4	5.543	4.382	20,1
Dezembro	273,2	188,1	5.717	4.497	20,0
Anual	2.754,6	1.813,2	55.097	43.532	16,4

Tabela 4.2 – Valores médios mensais da energia gerada pelos geradores HCPV.

Fonte: (PVSYST, 2014).

Observa-se na tabela 4.2 que a produção anual de energia estimada é de aproximadamente 43,5 MWh, tendo probabilidade acumulada de ocorrência de 75 %. O fator de capacidade anual médio correspondente é de 16,4 %. Trata-se de um valor baixo quando comparado com os fatores de capacidade de geradores

HCPV instalados em outras localidades, cujos valores, segundo (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2013), são da ordem de 25 % a 28 %. Cabe aqui uma observação importante: embora o recurso solar da cidade de Natal/RN seja muito bom, aproximadamente 34 % da energia solar que incide no plano dos módulos (com o rastreamento em dois eixos) não pode ser concentrada pois é composta de irradiação difusa. No período de abril a julho, os valores do fator de capacidade são afetados drasticamente pela perda de geração por excesso de nebulosidade (aumento da irradiação difusa).

6 | CONCLUSÕES

Os sistemas fotovoltaicos de alta concentração são uma alternativa aos sistemas convencionais para produção de energia elétrica. Empregam elementos ópticos para captar e concentrar os raios solares em células de múltiplas junções de altas eficiências, utilizando menos material fotovoltaico para produzir uma mesma quantidade de energia que os convencionais.

Um dos principais objetivos dessa tecnologia é a redução do custo da energia produzida, pois parte da área que seria referente às células é substituída pelo material óptico, que tem um custo inferior. Entretanto, para que esse sistema opere satisfatoriamente, é necessário utilizar um rastreamento em dois eixos de forma a manter os módulos constantemente perpendiculares aos raios solares, uma vez que essa é uma exigência dos elementos ópticos utilizados para que a concentração ocorra no foco, onde as células estão localizadas.

Assim, é de fundamental importância o conhecimento do recurso solar do local onde o sistema HCPV será instalado, pois há basicamente o aproveitamento da componente direta da irradiação solar. Nesse âmbito, os instrumentos de medição, como piranômetro e pireliômetro desempenham uma função essencial no levantamento dos dados solarimétricos e, juntamente com o conhecimento técnico adquirido sobre essa tecnologia, podem auxiliar na identificação de oportunidades de investimento na área de energias renováveis.

O projeto de P&D proposto consistiu na instalação de um sistema HCPV de 30,24 kWp, que usa células de múltiplas junções de alta eficiência. O sistema está ligado à rede elétrica interna do CTGAS-ER, em Natal/RN.

Com o objetivo de avaliar tecnicamente o desempenho dos geradores HCPV realizaram-se previamente simulações computacionais com a finalidade de se estimar a produção anual de energia do sistema HCPV instalado.

Como resultado de simulação, estima-se que a geração anual média é de 43,5 MWh, correspondendo a um fator de capacidade anual de 16,4 %. A máxima geração mensal estimada foi de 4.497 kWh em dezembro, com um fator de capacidade de 20,0 %, e a mínima de 2.325 kWh em maio, com um fator de capacidade de 10,3 %. São dois os principais motivos para o baixo fator de capacidade em relação àquele

esperado para essa tecnologia, ambos relacionados ao recurso solar: o primeiro deles é inerente ao insumo energético, a radiação solar, que possui variação cíclica diária; o segundo está relacionado ao fato de que embora a cidade de Natal/RN apresente bons níveis de radiação anual, a fração da radiação solar que pode ser concentrada (a radiação direta) para o local escolhido é de apenas 65 % pois há muita nebulosidade e, conseqüentemente, bastante radiação difusa (que não pode ser concentrada).

Apesar de a estimativa da geração anual de energia não ser elevada, esse projeto de P&D se mostra importante para gerar informações no que diz respeito ao funcionamento da tecnologia HCPV, agregar conhecimento técnico sobre suas características construtivas e operacionais, além de estimular a avaliação do desempenho do sistema HCPV para outras localidades do Brasil.

REFERÊNCIAS

BSQ SOLAR. BSQ Solar, 2014. Disponível em: <<http://www.bsqsolar.com/>>.

DAIDO STEEL. Daido Steel, 2014. Disponível em: <<http://www.daido.co.jp/>>.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Concentrating photovoltaics: an emerging competitor for the utility energy market.** Palo Alto: EPRI, 2010.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Renewable Energy Technology Guide: 2012.** 1023993. Palo Alto: EPRI, 2013.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly - Average Global Radiation. **Solar Energy**, v. 28, p. 293 - 302, 1982.

HÄBERLIN, H. **Photovoltaics: system design and practice.** Chichester: John Wiley & Sons, 2012.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. INMET. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br>>.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. INPE. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br>>.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering.** Chichester: John Wiley & Sons, 2011.

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications.** Oxford: Elsevier, 2003.

MCEVOY, A.; MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications.** Waltham: Elsevier, 2012.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.

PVSYST. PVsyst Photovoltaic Software, 2014. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/>>.

SAYIGH, A. **Comprehensive renewable energy.** Oxford: Elsevier, 2012.

SMA. SMA Solar Technology, 2014. Disponível em: <<http://www.sma.de/>>.

CONFLITO ENTRE ENERGIA ASSEGURADA E HIDROGRAMA AMBIENTAL: O RIO SÃO FRANCISCO ESTÁ MORRENDO?

Paulo Roberto Ferreira de Moura Bastos

Universidade Federal da Bahia, Departamento de
Eng. Elétrica Salvador - Bahia

Mônica Silveira

Instituto Federal da Bahia, Departamento de
Ensino Simões Filho - Bahia

RESUMO: Em 2016 apresentamos um artigo no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos no qual foram analisadas as vazões afluentes e incrementais no Rio São Francisco, em Sobradinho, durante o período 1931~2013, sendo confirmada que é grave a situação hídrica do rio. Lá tratamos do conflito entre energia assegurada e hidrograma ambiental, o ciclo hídrico anual que seria melhor para a fauna e a população ribeirinha, tendo sido inclusive proposta a adoção de um hidrograma ambiental alternativo conforme a caracterização hídrica do ano (úmido, normal, muito seco etc) e a situação do reservatório. Aqui, reproduzimos parte do referido artigo, retomamos a discussão da caracterização hídrica, e ampliamos a análise das vazões recentes, concluindo que o rio São Francisco está morrendo. Para salvá-lo, é preciso uma política imediata de revitalização das nascentes e da mata ciliar, maior fiscalização, e imposição de limites rigorosos à expansão agrícola. Deve haver incentivos governamentais, redefinição das diretrizes

empresariais e ampla discussão do problema, a qual deve ser liderada pela Agência Nacional de Águas.

PALAVRAS-CHAVE: Bacia do São Francisco, Energia assegurada, Hidrograma ambiental, Caracterização hídrica, Usina de Sobradinho.

ABSTRACT: In 2016 we present an article in the Brazilian Symposium on Electrical Systems in which the inflow and incremental flows were analyzed in the São Francisco River, in Sobradinho, during the period 1931 - 2013, confirming that the water situation of the river is serious. There we dealt with the conflict between assured energy and environmental hydrograph, the annual water cycle that would be better for the fauna and the riverine population, and it was even proposed to adopt an alternative environmental hydrograph according to the water characterization of the year (wet, normal, very dry etc.) and the reservoir situation. Here we reproduce part of the aforementioned article, retake the discussion of water characterization, and broaden the analysis of recent flows, concluding that the São Francisco River is dying. To save it, it is necessary an immediate policy of revitalization of the springs and the ciliary forest, greater fiscalization, and the imposition of strict limits to the agricultural expansion. There should be government incentives, redefinition of business guidelines, and wide discussion of the

problem, which should be led by the National Water Agency.

KEYWORDS: San Francisco Basin, Ensured Energy, Environmental Hydrograph, Water Characterization, Sobradinho Plant.

1 | INTRODUÇÃO

Atualmente a energia elétrica está incorporada na vida da maioria dos cidadãos, havendo inclusive uma forte relação entre seu consumo e desenvolvimento econômico e social. As várias fontes de energia usadas na produção da eletricidade são em geral separadas em renováveis e não renováveis, destacando-se dentre estas o carvão mineral, petróleo, gás natural e nuclear, que juntas representam cerca de 80% da geração elétrica no mundo (EPE, 2014).

No Brasil atual, as fontes renováveis hidráulica e eólica têm maior participação na geração da energia, mas começa a haver maior contribuição da energia solar. Na matriz energética geral a participação da biomassa é significativa devido ao uso do etanol e do bagaço de cana. Há dez anos, quando era maior a disponibilidade hídrica especialmente nas regiões Nordeste e Sudeste a participação da energia hidráulica na produção de energia elétrica superava 80%.

As fontes eólica, solar e hidráulica a fio d'água (sem reservatório de regularização), mesmo intermitentes, são importantes para o sistema elétrico e para a diversificação da matriz. Entretanto, não se constituem em energia assegurada ou de reserva. Dentre as renováveis, apenas a biomassa pode ser estocada, e a hidráulica, que possibilita manter determinado valor de vazão turbinada mesmo nos períodos secos quando associada a reservatórios, são provedoras de energia assegurada. Exemplo disso é a Usina Hidrelétrica de Sobradinho (UHES) no rio São Francisco, que foi concebida com um grande volume de acumulação de água, suficiente para enfrentar dois períodos secos consecutivos (reservatório plurianual).

Aqui examinamos o conflito existente entre a energia assegurada e a implantação de um hidrograma ambiental no Rio São Francisco (FERREIRA, 2014; MEDEIROS et al, 2010; BRANBILLA, 2015). Iniciamos analisando o histórico das vazões afluente e incremental no reservatório de Sobradinho, e a correlação entre ambas. As vazões afluentes são consideradas naturais, correspondendo às incrementais em Sobradinho acrescidas das vazões naturais dos reservatórios de Três Marias e Queimado. Concluímos que é grave a crise hídrica vivida na Bacia do Rio São Francisco, com redução, nos anos recentes, tanto das médias das vazões como dos seus desvios padrão.

Ao tratarmos do conflito entre a energia assegurada e o hidrograma ambiental destacamos a importância desta energia para o sistema elétrico, discutimos as justificativas do hidrograma trazendo novas possibilidades sócio-econômicas para as populações ribeirinhas diferentes da pesca artesanal e da pequena lavoura, além

do que mostramos alternativas para caracterização do ciclo anual hídrico em muito úmido, úmido, normal, seco e muito seco. Propomos um novo hidrograma ambiental sujeito a restrições, a se regulamentar futuramente.

Por fim destacamos questões recentes quanto a vazão afluente e a defluente, a situação dos reservatórios da bacia, e apresentamos as considerações finais.

2 | ANÁLISE DAS VAZÕES AFLUENTES E INCREMENTAIS EM SOBRADINHO

Tomamos os dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) relativos aos anos de 1931 até 2013 (ONS, 2015) e fizemos as análises estatísticas para as séries correspondentes à vazão afluente (QA) e à vazão incremental (QI) em Sobradinho. Com as médias mensais, obtivemos os valores médios, mínimo, máximo e desvio padrão em m^3/s para as vazões médias mensais QA e QI, para o período 1931~2013, mostrados na Tabela 1.

Tipo de vazão	Média	Mínima	Máxima	Desvio Padrão
Vazões Afluentes (QA)	2.642	506	15.676	1.947
Vazões Incrementais (QI)	1.898	366	12.592	1.424

Análise das vazões mensais em Sobradinho (m^3/s).

Tanto em QA quanto em QI, os máximos ocorreram em março de 1979, enquanto que em setembro de 2002 foram registrados os valores mínimos (Tabela 1). Para as afluentes, este mesmo mínimo voltou a se repetir em outubro de 2003.

Na análise a seguir, o período 1931~2013 foi desmembrado visando melhor examinar a hipótese de redução das vazões nos últimos anos, especialmente as secas consecutivas após o ano 2000, e identificar problemas associados, bem como distinguir a época anterior à construção da Usina Hidrelétrica de Sobradinho (UHES). Tomar só dez ou quinze anos seria trabalhar com séries estatisticamente pouco representativas. Assim, optamos por definir como período recente os 1984 a 2013 (últimos 30 anos), e outro composto pelos anos 1931~1983 (53 anos, dos quais 49 anteriores ao reservatório).

A construção de Sobradinho começou em 1973, iniciando a operação em novembro/1979 (BASTOS e SILVEIRA, 2016). A UHES não influencia as vazões afluentes e incrementais no local, porém o uso consuntivo da água tem forte influência, devido à forte expansão agrícola da região do Cerrado no Oeste da Bahia desde a década de 1980.

Os dados relativos à primeira série envolvendo o período 1931~1983 têm as vazões afluentes identificadas como QA_S1 (série 1); para a série que compreende o período recente, 1984~2013, as vazões afluentes são tratadas como QA_S2 (série 2). Analogamente as vazões incrementais têm uma simbologia similar: QI_S1 do primeiro período, e QI_S2 da série recente.

A Tabela 2 apresenta, na segunda coluna, as vazões mensais afluentes (QA) nos seus valores médio, mínimo e desvio padrão (σ) para os dois períodos mencionados, e na 4ª coluna tais valores para as vazões mensais incrementais (QI). Nas 3ª e 5ª colunas mostramos tais valores em percentual, sendo que os valores do primeiro período (S1), são tomados como 100% para facilitar a análise. Vemos que as QA mensais apresentam uma queda na média de 19,8% nos anos recentes, pois o valor médio de QA_S1 era 2.845 m³/s e caiu para 2.282 m³/s. Na QA mínima a redução percentual foi maior.

Se examinarmos dados mais novos da vazão afluente, de maio/16 a abril/18, há seis registros de médias mensais inferiores a 400 m³/s e mínimos históricos: a QA de 302 m³/s, em outubro/17, e de 294 m³/s, em novembro/15 (ANA, 2015).

Observando os dados da 4ª e 5ª colunas da Tabela 2 relativos às QI em Sobradinho, percebemos que, nos anos recentes (série S2), os valores médios, mínimo e desvio padrão também são menores, com redução percentual ainda maior. Conclui-se que, nos anos da série S2, tanto QA quanto QI registram valores médios e mínimos bem menores comparados ao período S1, sendo nas vazões incrementais os maiores decréscimos, inclusive no desvio padrão.

Indicador	Afluentes (QA)		Incrementais (QI)	
	(m³/s)	(%)	(m³/s)	(%)
Média_S1	2.845	100,0	2.079	100,0
Média_S2	2.282	80,2	1.579	76,0
Mínima_S1	645	100,0	474	100,0
Mínima_S2	506	78,4	366	77,2
σ _S1	2.032	100,0	1.501	100,0
σ _S2	1.732	85,3	1.215	81,0

Vazões afluentes e incrementais médias e máximas examinadas como séries de períodos distintos.

Os resultados da análise dos dados nestes dois períodos para as QA ocorridas nos meses mais secos (julho a outubro) estão na Tabela 3: além das médias das QA e desvio padrão (σ), indicamos o número de ocorrências de QA (Ocor.QA) acima de 1.300 m³/s em número absoluto e em probabilidade (Pb.QA).

Indicador	Julho	Agosto	Setembro	Outubro
Média_S1	1.432	1.236	1.085	1.229
Média_S2	1.059	924	864	951
σ _S1	406,9	328,7	295,8	347,1
σ _S2	208,7	191,9	219,4	330,9
Ocor.QA>1.300_S1	28	19	11	21
Ocor.QA>1.300_S2	4	0	1	6
Pb.QA>1.300_S1	0,528	0,358	0,208	0,396
Pb.QA>1.300_S2	0,133	0,000	0,033	0,200

Indicadores de QA nos meses mais secos (m³/s), e número de vezes que a vazão supera 1.300 m³/s.

De modo semelhante aos dados globais, as médias e os desvios padrão das QA mensais da série recente (S2), são bem menores, por exemplo, a QA média mensal de agosto que é de 1.236 m³/s para S1, cai a 924 m³/s na série S2. Em julho, a redução no desvio padrão vai a quase 50%.

Ainda na Tabela 3 estão indicadas as ocorrências de QA mensal superiores ao valor de 1.300 m³/s, que é a de afluente mínima regulamentada para condição normal (ANA, 2015). Em agosto ocorreram 19 QA médias maiores que tal valor na Série S1, daí a probabilidade de 0,358. Entretanto, nos anos recentes (S2) em nenhum dos meses de agosto a referência foi ultrapassada, logo probabilidade zero. Assim, por exemplo, nos meses de setembro do período 1931~83 aconteceram 11 ocorrências de QA média mensal superior a 1.300 m³/s, e isto corresponde a uma probabilidade de 0,208, entretanto nos últimos trinta anos, S2, só há uma ocorrência logo probabilidade de 0,033. Enfim, nos quatro meses analisados, a crise hídrica se acentua nestes meses secos dos anos recentes.

Para as vazões incrementais (QI), separamos as séries históricas também conforme estes dois períodos e os resultados estão na Tabela4. Tomamos 934 m³/s como referência para contabilizar o número de vezes que é ultrapassado, pois corresponde a proporção entre as médias incrementais e afluente de longo termo (Tabela1), aplicados sobre o limite das QA de 1.300 m³/s.

Vemos na Tabela 4, que as médias de QI dos meses mais secos no período S1 são bem superiores àquelas do período S2: a média de julho (S1) excede 1.000 m³/s, porém nos anos recentes (S2) fica em 749 m³/s e nos meses secos (agosto e setembro) as médias de S2 estão abaixo de 700 m³/s. Quanto aos desvios padrão, em todos os meses secos da série S2 os valores são bem inferiores ao período S1. As ocorrências de QI superiores a 934 m³/s também são raras, com maior probabilidade em outubro no período S2 (0,200). Esta situação é muito crítica nestes quatro meses secos. Isto é semelhante ao ocorrido para as vazões afluentes, e confirma a hipótese de que o São Francisco atravessa uma fase extremamente crítica em termos de disponibilidade hídrica.

Indicador	Julho	Agosto	Setembro	Outubro
Média_S1	1.083	948	829	913
Média_S2	749	678	640	701
σ _S1	303,5	250,4	231,8	272,8
σ _S2	154,0	137,9	162,6	247,7
Ocor.QA>934_S1	32	22	12	21
Ocor.QA>934_S2	4	1	2	6
Pb.QA>934_S1	0,604	0,415	0,226	0,396
Pb.QA>934_S2	0,133	0,033	0,067	0,200

Indicadores de QI nos meses mais secos (m³/s), e número de vezes que a vazão supera 934 m³/s.

Por fim, para atestar esta situação foram ainda traçadas as curvas de permanência

para a série histórica total (1931~13) e para os últimos trinta anos, conforme gráfico da Figura 1, onde percebemos que para todas as frequências os valores de QA da série S2 são sempre inferiores aos da série histórica completa.

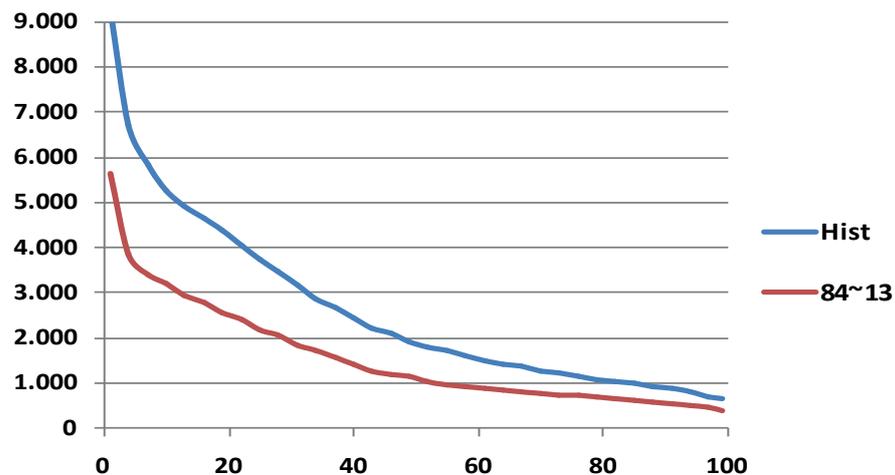


Figura 1 - Curva de permanência das vazões mensais (em azul para a série histórica e em vermelho, últimos 30 anos, 1984~13).

Analizamos as correlações entre as médias mensais de QA e QI em Sobradinho, compreendendo os períodos desmembrados S1 e S2. Em artigo já citado, há gráficos para os dois períodos cujos índices de correlação superaram 0,94 e os valores da serie S1 superam os do período S2, tanto nas médias mensais de QA quanto as de QI (BASTOS e SILVEIRA, 2016).

3 I CONFLITO ENTRE ENERGIA ASSEGURADA E HIDROGRAMA AMBIENTAL

Com a crise hídrica atual no país, a participação das fontes renováveis na geração de eletricidade diminuiu para um valor em torno de 70% em 2013 (EPE, 2014), tendo caído a contribuição hidráulica e aumentado as do gás natural e eólica. Em vista da necessidade do mercado e da crise hídrica, as usinas termétricas têm sido despachadas, com maiores custos da energia elétrica, os quais estão sendo repassados aos consumidores com a regulamentação das bandeiras tarifárias. Por outro lado, as usinas construídas mais recentemente na região amazônica tiveram seus projetos revistos passando a ser a fio d'água, com menores reservatórios e menos energia assegurada.

Nesse contexto, há que se entender da necessidade de energia assegurada no sistema elétrico não apenas em função da segurança no suprimento, mas também devido ao controle requerido da frequência. Isto significa, que a potência suprida no sistema elétrico a todo o momento deva satisfazer a expressão:

$$\sum_{i=1}^n PG_i = \sum_{j=1}^m PD_j + \sum_{k=1}^t PERDAS_k \quad \text{Equação 1}$$

Onde: PG_i é a potência em kW gerada na usina i; PD_j é a potência demandada na

unidade consumidora j ; $PERDA_k$ é a potência elétrica relativa a perda no componente k , todas estas grandezas na mesma unidade.

Assim, caso se opere o sistema elétrico e as 9 horas de um dia útil entre uma nova carga de porte médio, a Equação 1 estaria em desequilíbrio e alguma das usinas geradoras deveria aumentar a potência para evitar queda da frequência. Por outro lado, se o sistema tem grande participação de fontes como eólica e solar, tal controle ficaria dificultado, pois quando uma maior potência é exigida, a central solar embora solicitada a aumentar sua potência despachada poderia reduzi-la, bastando que houvesse naquele instante o sombreamento nas placas solares.

A energia assegurada é característica das usinas cujo combustível ou fonte primária pode ser armazenada como as nucleares, as hidrelétricas com reservatório, além das usinas a carvão, gás, derivados do petróleo e biomassa. Dentre as renováveis eólica, solar e hidrelétricas a fio d' água, só esta última tem pequena capacidade de armazenamento de modo que a geração aconteça quando necessário. No Brasil, com predominância da geração da energia elétrica da fonte hidráulica, a energia assegurada está associada a um risco de 5% de não suprimento do mercado (ANEEL, 2005).

Ao se construir um reservatório, seja ele com finalidade de abastecimento d' água, irrigação ou geração de energia, se deseja regularizar vazões, através do armazenamento da água, estocando no período úmido uma parcela da vazão afluente e liberando um valor menor. A UHE de Sobradinho foi projetada para regularizar vazões por dois anos secos consecutivos (reservatório plurianual) com efeitos e ganhos na geração das usinas a jusante.

A experiência de ensino nos mostrou que os alunos dimensionam bem as necessidades a estocar quando o estudo de caso se refere a uma empresa cujo faturamento é sazonal, mas seus proprietários têm despesas fixas mensais; isto requer guardar parte da receita do período de “alta estação” para enfrentar o período de “baixa estação”, onde se fatura menos e fica difícil pagar as despesas. Com tal analogia se introduz naturalmente os conceitos de “período crítico”, “vazão regularizada” (as despesas constantes) e volume útil de reservatórios.

O hidrograma ambiental (HA) tem sido uma reivindicação dos estudiosos da área objetivando restaurar os ciclos de maior e menor vazão do rio relativos aos períodos úmidos e secos, dentro do ciclo hídrico, não se seguindo a vazão mínima definida pelo órgão regulador. Os estudos pró-implantação do HA apresentam justificativas hidrológicas, ambientais e sócio-econômicas. Segundo Brambilla (2015) a implantação do HA ganhou relevância na África do Sul após problemas de abastecimento humano nos anos 1990 e na Austrália no início do século XXI. Nos Estados Unidos da América só há ações pontuais em alguns rios e na União Europeia se prevê apenas “que os rios se encontrem em bom estado sob o ponto de vista ecológico e de qualidade da água”, sem sugerir implantar HA.

Dentre aqueles que defendem o HA as justificativas ambientais são que “as alterações nos regimes fluviais contribuíram para a extinção de espécies nativas e

para a invasão por espécies exóticas”, como Craig (2000) citado em Collischonn et al (2005). Outros afirmam que a liberação apenas de uma vazão regularizada tem como consequência a diminuição da biodiversidade (FERREIRA, 2014; MEDEIROS et al, 2010; CBHSF - COMITÊ DA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO, 2004). Pena que muitos estudos, em especial no Brasil, apenas citem os prejuízos, sem comprovar com maior aprofundamento, identificando e listando as espécies ditas prejudicadas. Apenas em Santos (2009) encontramos um trabalho com pesquisa de campo e exame de amostras que conclui por uma menor diversidade de peixes em lagoas marginais do baixo São Francisco (SF) quando comparadas a outras do rio das Velhas e médio SF. Porém, Santos (2009) realizou amostras nas várias lagoas em meses e anos distintos (desde 2005 a 2008), tomou o mês de junho no baixo SF como típico do período de cheia (mas a seca é de maio a novembro), e embora constate que as três lagoas do baixo SF têm águas com condutividade e temperaturas mais altas, com índice de oxigênio menor, e com maior quantidade de biomassa, não examina ou considera estes fatores como contribuintes à menor diversidade de peixes encontrada.

No aspecto sócio-econômico, há afirmações de que “o comprometimento de lagoas marginais à jusante traz prejuízos à agricultura e à pesca artesanal” (MEDEIROS et al, 2010; CBHSF - COMITÊ DA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO, 2014). Este argumento nos parece tendencioso ao omitir que os reservatórios permitem a agricultura irrigada e a aquicultura, além do que deveriam quantificar as áreas atingidas destas lagoas marginais e valorar economicamente os ditos prejuízos à pesca artesanal. Também as comunidades ribeirinhas podem implantar outras atividades produtivas ou se adaptar a novas atividades como o turismo, como acontece em Paulo Afonso e Xingó. Dentre as novas atividades há ainda a criação em cativeiro de peixes, camarões e outras espécies que podem resultar em maior valor agregado.

Há colocações como “o grande entrave para a conservação dos rios no país é a demanda por energia elétrica” feita por Agostinho e outros (2007), citada por Santos (2009, p.110). Com tais argumentos, os especialistas ambientais execram os reservatórios das hidrelétricas, mas se calam em relação aos reservatórios que regularizam vazões para consumo humano e irrigação. Cruel nestas citações é a omissão quanto ao uso consutivo da água, que é mais nocivo ambientalmente, pois a água retirada nem sempre é devolvida à mesma bacia ou na mesma quantidade, porém no caso das usinas hidrelétricas (UHE) a devolução da água é integral, isenta de contaminação e realizada apenas poucos metros a jusante.

Para a UHE de Sobradinho, os dois primeiros hidrogramas ambientais propostos estão nos estudos da denominada “Rede Ecovazão”: um para o ano caracterizado como normal e outro para ano seco (MEDEIROS et al, 2010). Em ambos, a vazão defluente é maior nos meses de dezembro a abril, sendo vistos na Figura 2, onde indicamos ainda as vazões mínimas definidas pela Agência Nacional de Água (ANA), que é 1.300 m³/s para todos os meses (ANA, 2015).

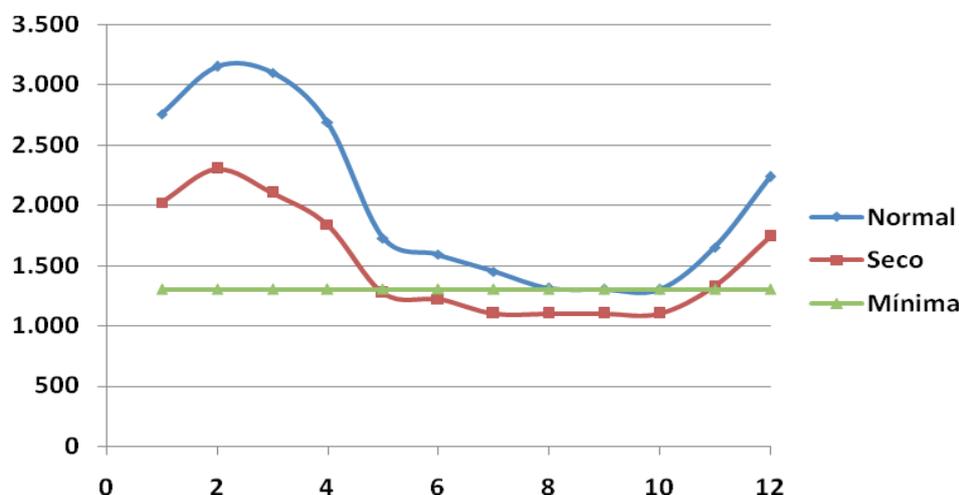


Figura 2. Hidrogramas ambientais para anos normal e seco, e vazão mínima normal regulamentada para Sobradinho.

A Tabela 5 mostra as vazões defluentes mensais (m³/s) para estes hidrogramas ambientais; o HA proposto para os anos normais tem uma vazão média de 2.020 m³/s, e para anos secos de 1.518 m³/s.

Hidrol./Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Hid.Normal	2.754	3.150	3.097	2.685	1.727	1.588
Ano Seco	2.200	2.300	2.100	1.837	1.271	1.218
Hidrol./Ano	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Hid.Normal	1.448	1.309	1.300	1.300	1.647	2.234
Ano Seco	1.100	1.100	1.100	1.100	1.331	1.740

Vazões defluentes (m³/s) para os hidrogramas normal e de ano seco em Sobradinho.

A classificação dos ciclos hidrológicos de um rio ou das vazões em determinado posto fluviométrico como “ano muito seco”, normal, “úmido” etc, não tem sido muito pesquisada.

Identificamos o estudo de Genz e Luz (2007), que propõe um método para considerar a variabilidade hidrológica e faz uma aplicação relativa ao Posto Fluviométrico de Traipu (49660000) localizado no baixo curso do Rio São Francisco, cerca de 450 km a jusante da UHE de Sobradinho e 65 km a montante da cidade de Penedo. Tais autores propõem o método denominado “condição hídrica da bacia hidrográfica” (CHid), com base na vazão média anual de longo termo e no desvio padrão associado à série das vazões médias anuais do período considerado. Genz e Luz (2007) consideram a variabilidade das vazões anuais em torno da vazão média de longo termo (Q_{mLT}), tomando a “anomalia” que em climatologia é definida como:

$$\text{Anomalia} = (Q - Q_{mLT})/\sigma \quad \text{Equação 2}$$

Onde Q_{mLT} já foi definida, e: Q é a vazão média anual de determinado posto fluviométrico em análise; σ é o desvio padrão da série das vazões médias anuais no

posto fluviométrico, no período analisado.

Assim, tais autores tipificam os anos em “muito seco”, por exemplo, tendo uma vazão afluente média QA inferior ao valor médio de longo termo menos um e meio desvio padrão, e as demais classificações, conforme visto na Tabela 6.

Q (vazão média anual)	Limite	Característica hídrica do ano
$Q > Q_{mLT} + 1,5 \sigma$	Anomalia $> 1,5$	Muito Úmida
$Q_{mLT} + 0,5 \sigma < Q < Q_{mLT} + 1,5 \sigma$	$0,5 < \text{Anomalia} < 1,5$	Úmida
$Q_{mLT} - 0,5 \sigma < Q < Q_{mLT} + 0,5 \sigma$	$-0,5 < \text{Anomalia} < 0,5$	Normal
$Q_{mLT} - 1,5 \sigma < Q < Q_{mLT} - 0,5 \sigma$	$-1,5 < \text{Anomalia} < -0,5$	Seca
$Q < Q_{mLT} - 1,5 \sigma$	Anomalia $< -1,5$	Muito Seca

Caracterização hídrica.

Entendemos que os intervalos tomados (um desvio padrão) foram pequenos. Se tal método fosse aplicado a uma série de muitos anos as vazões anuais acompanhariam uma distribuição de Gauss, e a probabilidade de anos “normais” seria de apenas 38,3%, de anos “secos” ou “úmidos” de 24,2% e de anos “muito secos” ou “muito úmidos” de 6,9%. O ideal seria aplicar tal classificação a vários outros postos fluviométricos inclusive de outras bacias, bem como alterar o intervalo considerado. Por exemplo, caso se mude o intervalo para 1,2 desvios padrão, a vazão relativa a anos “normais” seria $Q_{mLT} \pm 0,6\sigma$ e corresponderia a uma probabilidade de 45,1%, daí a chance de anos secos ou úmidos seria 23,8%, e a probabilidade para anos muito secos ou muito úmidos seria de 3,6%. Enfim, ao tomar outro intervalo, teríamos uma classificação que entendemos como aceitável, pois os anos ditos normais teriam probabilidade esperada em torno de 50%.

Mostraremos agora que a classificação hídrica dos ciclos anuais poderia considerar a variabilidade a partir da curva de permanência das vazões médias dos ciclos. Podemos traçar a curva de permanência da série das vazões médias anuais no posto estudado e estabelecer os limites para a característica hídrica do ano conforme a vazão média do ciclo anual, sendo:

- Muito Úmido – maior ou igual a vazão relativa a $Q_{7,5\%}$;
- Úmido – maior ou igual a $Q_{25\%}$ e inferior a vazão correspondente a $Q_{7,5\%}$;
- Normal – maior ou igual a $Q_{75\%}$ e inferior a vazão correspondente a $Q_{25\%}$;
- Seco – maior ou igual a $Q_{92,5\%}$ e inferior a vazão correspondente a $Q_{75\%}$;
- Muito Seco – vazão média anual seja inferior a vazão relativa a $Q_{92,5\%}$.

De modo a melhor exemplificar, utilizamos a série histórica desde outubro de 1938 a setembro de 1977, sendo que para cada ano são consideradas as vazões médias mensais desde outubro do ano anterior até setembro do ano considerado. As vazões médias anuais calculadas são mostradas na Tabela 7.

Ano	Média (m³/s)	Ano	Média (m³/s)	Ano	Média (m³/s)
1939	2.451,00	1952	2808,70	1965	3.180,30
1940	2.340,30	1953	2.022,60	1966	3.192,10
1941	2.774,30	1954	1.954,40	1967	2.536,20
1942	2.505,40	1955	1.757,20	1968	3.001,30
1943	3.922,10	1956	2.280,30	1969	2.191,30
1944	3.043,60	1957	3.963,90	1970	2.905,30
1945	4.436,30	1958	2.556,90	1971	1.485,00
1946	4.137,70	1959	1.988,50	1972	2.519,20
1947	3.432,50	1960	2.842,70	1973	2.516,80
1948	3.108,30	1961	3.099,30	1974	2.778,80
1949	4.735,90	1962	2.237,80	1975	2.056,30
1950	2.667,30	1963	2.397,30	1976	1.544,10
1951	2.782,80	1964	2.275,10	1977	2.436,80

Série histórica de vazões médias entre 1939 e 1977 em Sobradinho.

Obtemos a curva de permanência mostrada na Figura 3, na qual já estão destacados os limites visando a definição da característica hídrica. Deste modo, para o trecho do Rio São Francisco em Sobradinho, considerando a série histórica mostrada na Tabela 7, classificamos como anos “Muito Úmidos” aqueles com média superior ou igual a 4.116,8 m³/s, portanto apenas 1949 e 1945.

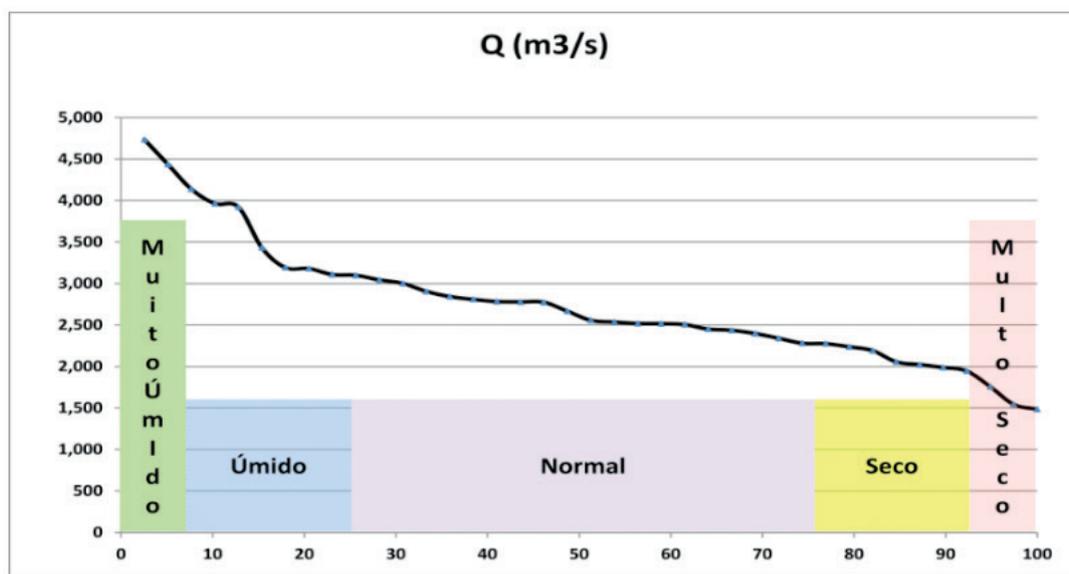


Figura 3. Curva de permanência.

Prosseguindo, são “Úmidos” aqueles com média desde 3.101,5 m³/s até 4.116,8 m³/s, ou seja, 1943, 1946, 1947, 1948, 1957, 1965 e 1966; são “anos Secos” 1953, 1954, 1959, 1962, 1964, 1959 e 1975, cujas vazões médias estão entre $Q_{75\%}$ e $Q_{92,5\%}$, e anos “Muito Secos” os de 1955, 1971 e 1976, cujas médias são inferiores a $Q_{92,5\%}$ (1.930,4m³/s).

Analisemos a mesma série história, realizando a classificação conforme o

método proposto por Genz e Luz (2007), mantido o critério de um desvio padrão, para permitir correlação com os resultados por eles obtidos relativos ao Posto fluviométrico de Traipu. Para a série de dados da Tabela 7 em Sobradinho a média anual é 2.739,9 m³/s e o desvio padrão (σ) é 741,2 m³/s. Logo, a caracterização hídrica tem os limites mostrados na Tabela 8; nesta colocamos ainda a quantidade de anos relativo a cada tipificação bem como quais os anos correspondentes.

Característica hídrica do ano	Limites com intervalo de um desvio padrão (m ³ /s)	Quant. de anos	Quais os anos
Muito Úmida	$Q > 3.851,7$	5	1943, 1945, 1946, 1949 e 1957
Úmida	$3.110,5 < Q < 3.851,7$	3	1947, 1965 e 1966
Normal	$2.369,3 < Q < 3.110,5$	19	Demais anos
Seca	$1.628,1 < Q < 2.369,3$	10	1940, 1953, 1954, 1955, 1956, 1959, 1962, 1964, 1969 e 1975
Muito Seca	$Q < 1.628,1$	2	1971 e 1976

Caracterização hídrica do Rio São Francisco em Sobradinho.

Nos estudos de Genz e Luz (2007) os resultados para o Posto Traipu (média anual de 2.912,5 m³/s e o desvio padrão de 840,7 m³/s), não mostraram nenhum ano com característica muito seca, e foram encontrados 12 “secos” (1953, 1954, 1955, 1956, 1959, 1962, 1964, 1969, 1971, 1975, 1976 e 1977); em relação aos nossos resultados para Sobradinho (ver Tabela 8), 1940 foi ano seco, 1971 e 1976 foram muito secos, e 1977 foi normal. Comparando-se os anos ditos “muito úmidos” os resultados são os mesmos cinco anos, e com característica “úmida” tais autores encontraram quatro anos, os três por nós apresentados na Tabela 8 além de 1948, que consideramos normal embora com uma média anual de vazão já próxima ao limite inferior do ano úmido. Deste modo, podemos concluir é que há uma boa aderência dos dados dos dois postos, o que era esperado, pois entre Sobradinho e Traipu o rio não recebe contribuições com distintos períodos seco ou úmido.

Isto posto, voltemos ao atendimento do hidrograma ambiental em Sobradinho. Tomando-se a série histórica total são 82 anos o primeiro se inicia em outubro/31 e vai até setembro/32, e assim por diante até o último em setembro/13, a média de longo termo é 2.634 m³/s e o desvio padrão 764 m³/s. Usando o método proposto por Genz e Luz (2007) vê-se que há dois anos “muito secos” (um deles em S1) e 23 anos “secos” (doze deles em S2). Seria difícil satisfazer o HA para anos secos em duas oportunidades e para anos normais em 18 ciclos hídricos (12 no período S2). Logo, concluímos que seria difícil atender o HA proposto para Sobradinho, em especial focando-se os anos da série S2 (1984~2013).

O conflito entre energia assegurada e hidrograma ambiental deve ser solucionado quando da liberação das licenças ambientais das usinas, pois tentar implementá-lo após a construção e já com a usina em operação implica em desconsiderar que a finalidade do reservatório é regularizar vazões, permitindo dispor de energia assegurada na

forma de água armazenada.

Também, iniciar o hidrograma no primeiro mês do período úmido é deplecionar antecipadamente o reservatório, e em lugar de acumular água se estaria propositadamente liberando-a em excesso comprometendo a operação do reservatório nos meses secos seguintes, isto é, não se garantiria as vazões defluentes mínimas e a usina se tornaria a fio d' água.

Assim, propor um HA com médias ousadas de vazão e iniciando no primeiro mês úmido é descartar a energia assegurada o que conduziria a buscá-la oriunda de outras fontes, requerendo implantar usina nuclear ou construir termelétricas a gás ou carvão. Para a UHE de Sobradinho verifica-se que esta compensação seria da ordem de 1.937,7 MW médios (FERREIRA, 2014).

Com tais argumentos e tendo sempre em mente que um grande risco nas HE é a incerteza quanto ao enchimento futuro do reservatório, há a sugestão apresentada em Ferreira (2014): deslocar o início do hidrograma em 3 ou 4 meses, por exemplo em abril ou maio, visando acumular água até o final do período úmido.

4 | NOVOS HIDROGRAMAS AMBIENTAIS E SITUAÇÃO ATUAL

O ONS considera reservatórios equivalentes nos estudos regionais, e no Nordeste compõem o equivalente Sobradinho, Itaparica e Três Marias, tendo o primeiro a contribuição mais significativa. Historicamente a depleção na UHES nos meses secos era da ordem de 45%, mas nestes últimos com maior disponibilidade das eólicas e uso das termelétricas tem sido possível vencer o período seco deplecionando-o em torno de 22,5%. Em 2015, a situação dos reservatórios das regiões Nordeste e Sudeste/Cento-Oeste era crítica e foi aliviada com as chuvas do final de março e de abril. O reservatório equivalente do Nordeste estava com 27,4% em 26.04.15 e chegou a 30.11.15 com cerca de 5%, porém a UHE de Sobradinho atingiu o recorde de 1,1% (BRASÍLIA, 2015).

É fato que a última vez que o reservatório de Sobradinho ultrapassou o volume útil de 90% foi em 2009. Analisando-se os 24 meses bem recentes, desde maio/16 a abril/18, a vazão média afluyente é 763,9 m³/s (corresponde a apenas 37% da vazão regularizada de projeto, 2.060 m³/s), a mínima 306 m³/s e a máxima 1.838 m³/s. Cabe destacar que de maio a outubro de 2016 e também de 2017, em todos estes meses a QA foi menor que 500 m³/s. A Figura 4 com dados do ONS (2018) ilustra o percentual do volume útil durante os referidos 24 meses.

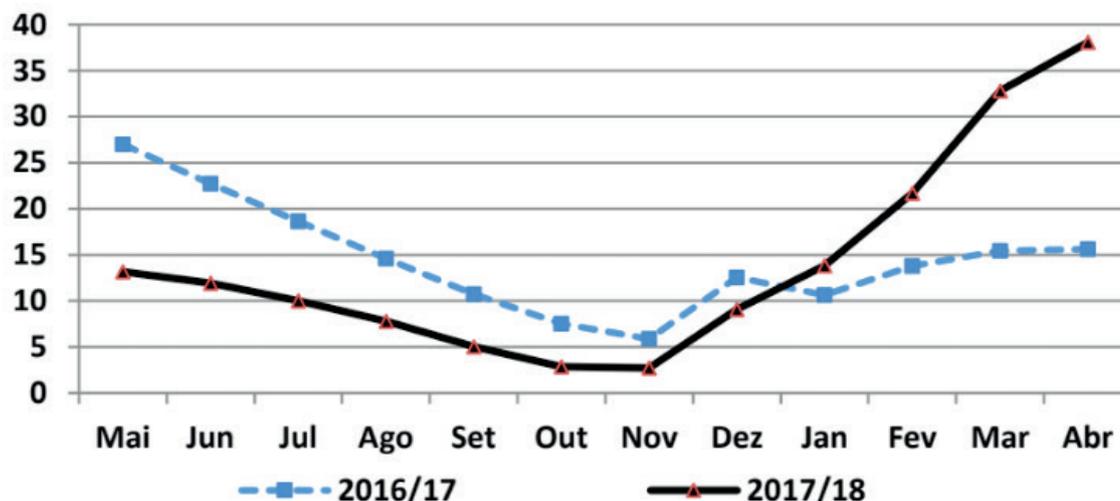


Figura 4. Volume útil do reservatório de Sobradinho (%) no período maio/16 a abril/18.

Com QA média menor que $770 \text{ m}^3/\text{s}$, a UHE Sobradinho perde sua função de regularizar vazões para si e para as usinas a jusante e se não opera exatamente a fio d' água é porque a ANA permitiu vazões defluentes excepcionais de até $550 \text{ m}^3/\text{s}$. Além disto, sua capacidade tem estado superociosa: há seis máquinas de 175MW e o engolimento nominal de cada uma delas é de $715 \text{ m}^3/\text{s}$!

Por outro lado, aplicar o hidrograma ambiental para anos secos não é tão crítico. Assim, apresentamos (BASTOS e SILVEIRA, 2016) uma proposição envolvendo a implantação do hidrograma deslocado no tempo, iniciando em maio como sugerido em FERREIRA, (2014), desde que atendidos simultaneamente aos critérios: (a) o reservatório equivalente do Nordeste estivesse acima de 40% ao fim do período úmido (abril); e (b) a classificação da condição hídrica da bacia nos dois últimos anos apresentasse ao menos um destes anos com situação normal, ou úmida ou muito úmida.

Em Bastos e Silveira (2016) havia também uma proposta para atendimento do hidrograma normal com outras condicionantes, por exemplo, desde que o reservatório equivalente do Nordeste estivesse acima de 60% ao fim do período úmido, mas na verdade eram proposições iniciais para discussão no Comitê da BHSF e entre especialistas da ANA. Porém, como os valores das QA caem ano após ano, concluímos que o rio São Francisco está realmente morrendo, logo tratar do conflito ou do hidrograma ambiental é algo secundário neste momento.

5 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

Após análise da série histórica de vazões afluentes e incremental em Sobradinho, concluímos que a situação do rio São Francisco é crítica, visto que as vazões, tanto a média quanto o desvio padrão, estão diminuindo nas décadas recentes. As QA em Sobradinho nos últimos dois anos tem média de apenas $763,9 \text{ m}^3/\text{s}$, logo a verdade é

que o rio São Francisco está morrendo.

Verifica-se que tanto Sobradinho como Três Marias não conseguem acumular nem 50% do volume útil. Devemos continuar a discussão da classificação dos anos conforme o ciclo hidrológico, do hidrograma ambiental e seu conflito com a energia assegurada, porém é urgente a união de esforços governamentais, empresarias e de toda a sociedade visando a revitalização do rio São Francisco.

Logo, é imperioso que a ANA fiscalize efetivamente as outorgas e proíba novos bombeamentos para irrigação e que estados e municípios discutam e definam novos limites para a expansão agrícola e para a retirada de água para irrigação, não apenas na região do cerrado, mas também no alto São Francisco.

A ANEEL deve retirar de forma progressiva o subsídio ao produtor rural irrigante que no Nordeste tem descontos de até 90% no preço da energia elétrica.

Deve-se buscar ações conjuntas de governo, empresários e sociedade civil objetivando revitalizar as nascentes e recompor a mata ciliar: propomos que nos próximos dez anos se utilize 75% dos recursos hoje destinados pelo setor elétrico para P&D e eficiência energética à recomposição da vegetação e mata ciliar.

Ações das prefeituras municipais visando a redução do material orgânico lançado nas águas do rio São Francisco e seus afluentes, e dos órgãos ambientais para reduzir desmatamento e incentivar o replantio de vegetação nativa, como forma de controlar o assoreamento dos rios.

Enfim, secretarias de governo, o Comitê da Bacia e a comunidade acadêmica devem fomentar a discussão do problema e buscar soluções integradas.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Águas (ANA). **Boletim de Monitoramento Dos Reservatórios do Rio São Francisco**. 2015. Disponível em <http://arquivos.ana.gov.br/saladesituacao/BoletinsMensais/SaoFrancisco/Boletim_Monitoramento_Reservatorios_SF_2015_12.pdf> Acesso em 11/11/2015.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Energia Assegurada**, Cadernos Temáticos 3, 2005.

BASTOS, Paulo.R. F.M. e SILVEIRA, Mônica. **Rio São Francisco: análise das vazões e conflitos energia assegurada versus hidrograma ambiental**. 2016. VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, SBSE, Natal, maio de 2016.

BRANBILLA, M. **Análise de cenários de operação de reservatórios considerando o hidrograma ambiental: estudo no baixo curso do rio São Francisco**. 2015. Universidade Federal da Bahia, Salvador. Projeto de Dissertação de Mestrado em Meio Ambiente, Águas e Saneamento.

CBHSF - COMITÊ DA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO. **Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (PBHSF), 2004-2013**, Resumo Executivo, 2004.

COLLISCHONN W., Agra S. G., Freitas, G. K., Priante, G. R., Tassi, R. Souza, C. F. **Em busca do hidrograma ecológico**. In: XVI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, João Pessoa, novembro de 2005.

Empresa de Planejamento Energético (EPE). Ministério das Minas e Energia. **Balço Energético Nacional**. 2014. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 11/11/2015.

FERREIRA, T. V. B. **Hidrogramas ambientais para o baixo curso do rio São Francisco: Avaliação de impactos sobre a geração hidrelétrica**. 2014. Universidade Federal de Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil, 288 p., abril de 2014.

GENZ, F., e da Luz, L. D. **Metodologia para considerar a variabilidade hidrológica na definição do regime natural de vazões no baixo curso do rio São Francisco**. In: XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2007.

MEDEIROS, Y. D. P.; PINTO, I. M.; STIFELMAN, G. M.; FARIA, A. S. F.; PELLI, J. C. S.; RODRIGUES, R. F.; SILVA, E. R.; COSTA, T.; BOCCACIO, O. M. X.; SILVA, E. B. G. Projeto 3.1 - Participação Social no Processo de Alocação de Água, no Baixo Curso do Rio São Francisco. In: **Estudo do regime de vazão ecológica para o Baixo curso do rio São Francisco: Uma abordagem multicriterial**. Universidade Federal da Bahia, 2010.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Série de vazões naturais médias mensais 1931-2013, em “série histórica de vazões”**, disponível em <http://www.ons.org.br/operacao/vazoes_naturais.aspx>. Acesso em 11/11/2015.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Histórico da operação, dados hidrológicos**. Disponível em <[http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados hidrológicos volumes.aspx](http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrológicos_volumes.aspx)>. Acesso em 27/11/18.

SANTOS, M. L. **Avaliação de alterações em comunidades de peixes e na pesca do baixo curso do rio São Francisco (Brasil) em função de barramentos**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Lavras, 2009.

DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA AUTOMATIZADO DE MONITORAÇÃO CONTÍNUA POR ANÁLISE DE IMAGEM DO ESTADO DE CHAVES DE CIRCUITOS ALIMENTADORES EM SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

Lourival Lippmann Junior

Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento –
LACTEC
Curitiba – PR

Bruno Marchesi

Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento –
LACTEC
Curitiba – PR

Rafael Wagner

Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento –
LACTEC
Curitiba – PR

Amanda Canestraro de Almeida

Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento –
LACTEC
Curitiba – PR

Vanderlei Zarnicinski

Companhia Paranaense de Energia – COPEL
Curitiba – PR

Bogdan Tomoyuki Nassu

Universidade Tecnológica Federal do Paraná –
UTFPR
Curitiba – PR

RESUMO: A implantação contínua dos processos de automação de subestações de distribuição tem propiciado a melhoria sensível dos índices de qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica para os consumidores, ao mesmo tempo em que reduz

os custos operacionais das concessionárias de distribuição. Mesmo assim, na maioria das subestações ainda existem chaves de operação manual nas saídas dos troncos alimentadores, normalmente operando na faixa de tensão de 13,8 kV. A operação manual está sujeita a erro humano, talvez provocado por condições adversas tais como: chuva, iluminação precária, ou até mesmo estresse do operador. Este trabalho apresenta a aplicação de um método baseado na captura de imagens remota e reconhecimento de padrões, viabilizando ao centro de operação a certificação em tempo real do estado das chaves de operação manual de maneira automatizada através de câmeras posicionadas estrategicamente na subestação. PALAVRAS-CHAVE: Automação; Swarm Intelligence; Visão computacional.

ABSTRACT: The continuous improvement in the automation processes for power distribution substations has played a major role in the enhancement of quality indexes, while reducing the companies operational costs. Even though, in most of the substations there still are switches that are wholly manual operated in the feeders output circuits, mainly for regulated voltages of 13.8kV. Manual operations are subject to a large number of errors, mainly because of weather conditions, low visibility or even psychological states. This paper presents the application of

pattern recognition via a remotely and automated multi-camera based image capture and recognition system, giving to the Operations Center the current state of switches in real-time.

KEYWORDS: Automation; Swarm Intelligence; Computer Vision.

1 | INTRODUÇÃO

Apesar de a maioria das subestações de transmissão e distribuição de energia elétrica em nosso país apresentarem um elevado grau de automatização, dispensando a necessidade de operadores locais, existem ainda chaves de operação manuais que necessitam operação humana no local.

Ao término de cada intervenção humana existe o risco de o estado das chaves que direcionam os blocos de energia para os circuitos alimentadores não estarem de acordo com o programado, risco que os operadores dos centros de distribuição remotos devem considerar.

Os procedimentos, normas e protocolos operacionais visam garantir que, ao término da intervenção, as chaves devam estar nas posições de acordo com a orientação dos centros de operação e/ou despacho de ordens de serviço. Ocorre, porém, que, sob condições de emergência, onde diversos serviços devem ser realizados no mais curto espaço de tempo, normalmente em condições atmosféricas adversas, somado ao estresse dos técnicos eletricitas, podem ocorrer erros operacionais. Tais erros só costumam ser determinados posteriormente devido à observação de mau funcionamento, ou até mesmo em casos extremos devido à reclamação de clientes consumidores.

Em outras ocasiões também é comum a quebra de componentes das chaves, falhando na abertura ou fechamento indevido, pelas mais diversas razões que provocam a alteração abrupta e inesperada no seu funcionamento.

Independentemente do motivo que provocou a mudança no estado de uma chave, quanto antes esta informação estiver disponibilizada ao centro de operação, mais rapidamente poderão ser tomadas as medidas corretivas, visando reduzir ao máximo o tempo de indisponibilidade do fornecimento de energia para o consumidor.

Este projeto de P&D teve como objetivo empregar as técnicas mais avançadas de captura e processamento de imagens para determinar remotamente o estado de todas as chaves nas subestações não atendidas por operador próprio e que estejam sujeitas à operação manual.

2 | DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA

2.1 Abordagem para reconhecimento do estado de chaves a partir de imagens

A análise automática de imagens em ambientes abertos e descontrolados costuma ser desafiadora, por conta de aspectos tais como variações de iluminação, chuva, neblina e a presença de elementos indesejáveis (animais, vegetação, etc.). No caso específico do reconhecimento do estado de chaves, existem ainda outros desafios adicionais. O ambiente de uma subestação possui um grande número de estruturas agrupadas em espaços pequenos, resultando em imagens com muitos objetos próximos e sobrepostos. Além disso, as chaves a serem identificadas não têm muitas características que as distingam dos arredores – elas não possuem uma cor especial, o seu formato é relativamente simples, e mesmo chaves de um mesmo tipo mas de diferentes modelos apresentam grande variação de aspecto entre si. A Figura 1 mostra um exemplo do tipo de ambiente que pode ser encontrado na prática.



Figura 1. Ambiente de uma subestação

Dados os desafios mencionados acima, uma abordagem que se baseasse na localização completamente automática das chaves, sem qualquer informação adicional, estaria sujeita a um grande número de problemas, impedindo a sua utilização na prática. Uma estratégia que poderia ser empregada seria adicionar às chaves elementos que as destacassem de outros equipamentos e estruturas, como etiquetas ou marcadores contendo cores ou padrões específicos. Entretanto, este tipo de estratégia levanta preocupações a respeito da instalação e manutenção, já que os identificadores das chaves precisariam se manter visíveis, sem exigir trocas ou limpezas frequentes. Diante disso, optou-se por uma estratégia não invasiva.

A abordagem proposta combina o processamento de imagens com informações dadas ao sistema sobre as chaves presentes em uma subestação específica. Estas informações são fornecidas apenas durante a instalação do sistema, e não exigem quaisquer alterações nas chaves propriamente ditas. Além disso, o sistema utiliza

técnicas de aprendizado de máquinas para produzir modelos computacionais a partir de chaves cujo estado é conhecido, combinando estes modelos e as informações dadas durante a instalação para reconhecer o estado das chaves em uma imagem de entrada. Os modelos são baseados no formato das chaves, que produz certos padrões de contraste, principalmente ao longo de uma barra alongada e reta. O diagrama da Figura 2 ilustra os elementos da abordagem completa, que serão discutidos nas próximas seções.



Figura 2. Visão geral da abordagem para reconhecimento do estado de chaves.

2.2 Instalação do Sistema

O responsável pela instalação do sistema deve fornecer certas informações para que o algoritmo de processamento de imagens saiba onde estão e como são as chaves cujo estado deve ser monitorado posteriormente. O diagrama da Figura 3 mostra os passos que devem ser seguidos durante a instalação.

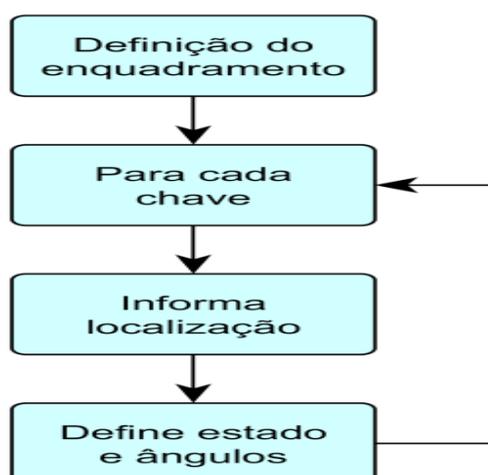


Figura 3. Passos durante a instalação do sistema.

Em primeiro lugar, o responsável pela instalação do sistema deve definir enquadramentos que mostrem grupos de chaves ocupando grande parte da imagem, como mostra a Figura 4. Este tipo de enquadramento pode ser obtido usando câmeras

com controle de apontamento (PTZ – pan, tilt & zoom). O sistema deve ser capaz de memorizar o enquadramento para cada grupo de chaves, e reproduzi-lo durante a operação. Este tipo de função já está disponível em algumas câmeras disponíveis comercialmente, portanto não será descrito em detalhes aqui.



Figura 4. Enquadramento de um grupo de 6 chaves.

Tendo definidos os enquadramentos, cada chave deve ser associada a certos dados, todos informados manualmente, via software, pelo responsável pela instalação do sistema:

- Identificador da chave no sistema.
- 2 segmentos de reta sobre as laterais da chave.
- 1 ponto central para rotação.
- Estado atual da chave.
- Ângulos para chave aberta / fechada.

O identificador da chave é usado somente para a comunicação posterior de resultados. Os dois segmentos de reta e o ponto central para rotação de uma chave indicam a localização da chave na imagem, como mostra a Figura 5.



Figura 5. Segmentos de reta e ponto central para rotação de uma chave.

Tendo definida a localização da chave na imagem, o responsável pela instalação do sistema informa o estado atual da chave (aberta ou fechada). Com base nos dados já fornecidos, o sistema computa o ângulo do corpo da chave na imagem quando ela está no estado atual. O usuário então informa ao sistema como seria o aspecto aproximado da chave no outro estado. Isto é feito rotacionando o corpo da chave ao redor do ponto central para rotação, como exemplificado na Figura 6. O ângulo desta rotação também é armazenado.



Figura 6. Definindo o aspecto aproximado da chave em um estado diferente do atual. Neste caso, a chave está atualmente fechada.

O procedimento acima deve ser repetido para cada chave. Deve-se ressaltar que ele é realizado uma única vez, durante a instalação do sistema, ou se houver alterações na posição das câmeras dentro da subestação.

2.3 Aprendizado de Máquinas

Antes de entrar em operação, o sistema precisa ser “treinado” por algoritmos de aprendizado de máquinas. O objetivo deste passo é que o sistema generalize, a partir de exemplos, uma descrição para o aspecto das chaves que estão sendo monitoradas. Os algoritmos recebem como entradas as informações fornecidas durante a instalação do sistema, além de um conjunto de imagens de exemplo, capturadas automaticamente. Como saída, são produzidos modelos computacionais que descrevem as chaves. O diagrama da Figura 7 mostra os passos da fase de aprendizado de máquinas.

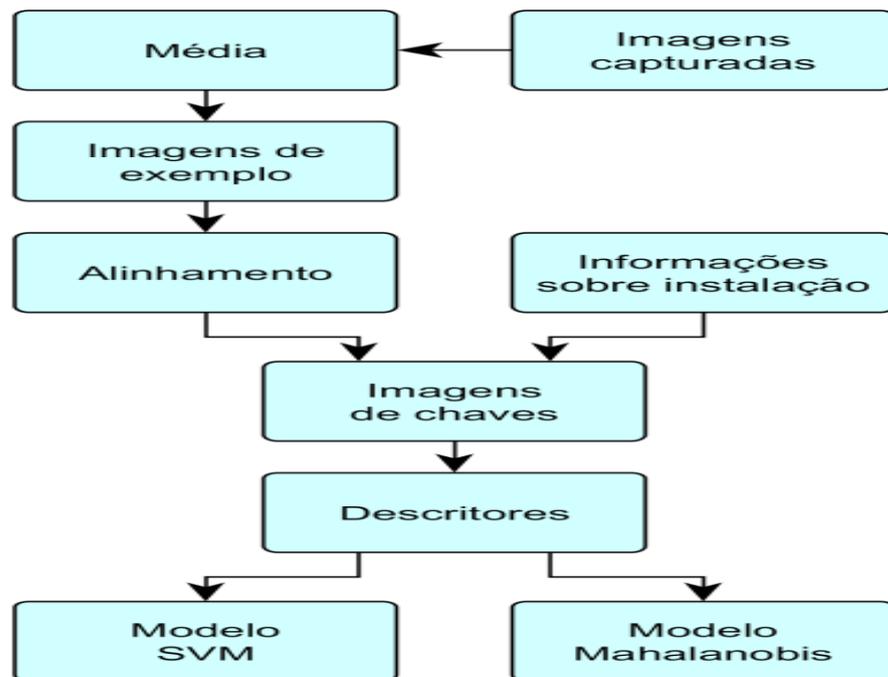


Figura 7. Passos para o treinamento de modelos computacionais.

As imagens usadas durante o treinamento são simplesmente imagens capturadas pelo sistema. É essencial que estas imagens mostrem diversas chaves diferentes – do contrário, os algoritmos podem ser levados a descrever objetos ao redor e ao fundo de uma chave particular como sendo parte da chave. Também é importante que as imagens mostrem chaves sob diferentes condições de iluminação e clima. De forma geral, o ideal é que as imagens de exemplo sejam representativas das possíveis variações de aspecto e posicionamento que podem ser encontradas na prática.

Para redução de ruídos, especialmente em condições de baixa iluminação, cada imagem de exemplo é gerada como a média de várias capturas consecutivas (100, nos nossos testes), realizadas em um curto intervalo de tempo. Além de reduzir ruídos, isto faz com que objetos que se movem entre uma captura e outra apareçam de forma tênue nas imagens de exemplo. Isso ajuda a isolar as chaves, que permanecem imóveis, de outros elementos no seu entorno, como chuva e vegetação que balança ao vento. A Figura 8 ilustra a diferença entre uma captura única e a média de 100 capturas.

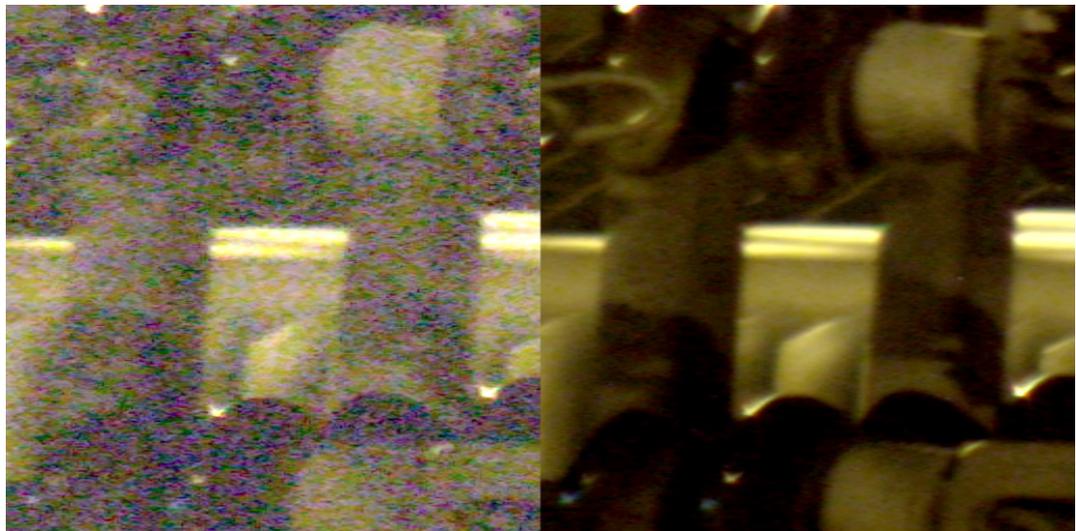


Figura 8. Captura única (esquerda) e média de 100 capturas (direita), realizadas sob baixa iluminação. O contraste foi ampliado igualmente para ambas as imagens, para permitir a comparação do nível de ruído.

Reproduzir precisamente os enquadramentos definidos durante a instalação do sistema requer o uso de equipamentos de alta precisão e alto custo. Equipamentos de custo menor são capazes de reproduzir enquadramentos apenas de forma aproximada. Esta imprecisão faz com que a localização de cada chave nas imagens varie, prejudicando a qualidade dos resultados produzidos pelo sistema. Para combater esta limitação, cada imagem de exemplo é alinhada a uma referência antes de ser usada. A imagem de referência é uma imagem obtida durante a instalação do sistema, descrita na seção anterior.

Para o alinhamento das imagens, foi utilizado um algoritmo de registro de imagens baseado na correlação de fase (STONE). Este algoritmo utiliza a transformada rápida de Fourier bidimensional (GONZALEZ), e se baseia no fato de que imagens que diferem somente por um fator de translação produzem espectros com magnitude semelhante (idêntica, no caso de deslocamentos circulares), mas com diferenças relativas de fase. Em casos reais, as imagens de exemplo e a referência para o alinhamento podem diferir em outros aspectos além da translação, em especial, iluminação e ajustes de foco. Mesmo assim, o conteúdo das cenas é parecido o suficiente para que o algoritmo de correlação de fase funcione. Para ilustrar a redução nas variações de enquadramento obtidas com o uso do algoritmo de alinhamento, a Figura 9 mostra a média de um conjunto de 200 imagens de exemplo, capturadas sob diferentes iluminações, computada antes e depois do alinhamento.



Figura 9 – Média de 200 imagens de exemplo, obtida antes (esquerda) e depois (direita) do alinhamento. A figura mostra que o algoritmo de alinhamento é capaz de reduzir consideravelmente as variações de enquadramento causadas por limitações dos equipamentos utilizados.

Após o alinhamento, as imagens de exemplo são rotacionadas e recortadas, com base nas localizações e nos ângulos de rotação fornecidos durante a instalação do sistema. Para cada chave em cada imagem de exemplo, é produzida uma imagem contendo o corpo da chave centralizado e mostrado na posição horizontal. A Figura 10 mostra alguns exemplos de imagens produzidas seguindo este procedimento.

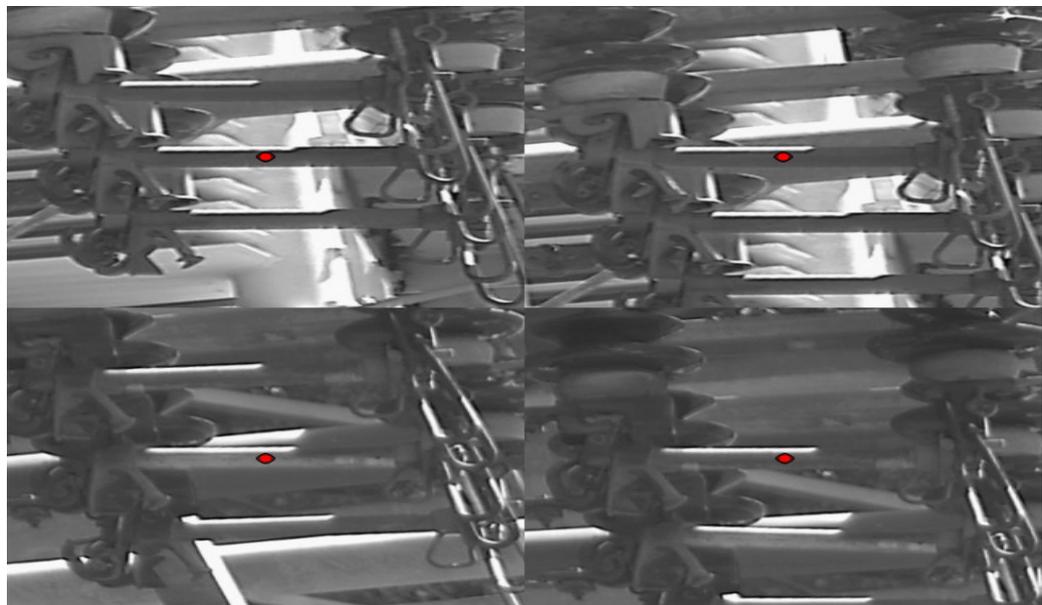


Figura 10 – Quatro imagens redimensionadas, rotacionadas e recortadas, mostrando chaves com o corpo centralizado e na posição horizontal. Os pontos destacados indicam o centro de cada uma das imagens.

Para cada imagem contendo uma chave, é computado um descritor. Como todas as imagens são rotacionadas e recortadas para mostrar uma chave centralizada e na horizontal, esperam-se encontrar certos padrões de contraste em comum entre as imagens, especialmente, nas laterais dos corpos das chaves. O objetivo do treinamento

é identificar padrões que se repetem entre várias imagens, separando aqueles gerados pelo aspecto das chaves daqueles gerados por objetos ao fundo, sombras, etc.

Para computar os descritores, foi utilizada uma versão modificada do algoritmo SIFT (Scale Invariant Feature Transform) (LOWE). Esta versão modificada particiona a imagem dada em um grid, contendo 12x12 sub-regiões. Para cada sub-região, é criado um histograma de orientações dos gradientes (GONZALEZ), que codifica a intensidade e a direção do contraste naquela sub-região. O histograma para cada sub-região possui 8 faixas de valores, referentes a orientações em passos de 22,50, no intervalo [00,1800). Os gradientes são ajustados de forma que variações de claro para escuro e de escuro para claro produzam a mesma orientação (ou seja, uma borda com um determinado ângulo produzirá o mesmo gradiente, independente do corpo da chave ser mais claro ou mais escuro que o fundo). Os descritores são normalizados, para atenuar diferenças causadas por variações globais de iluminação. Ao final do procedimento, para cada imagem terá sido gerado um vetor contendo $12 \times 12 \times 8 = 1152$ valores, obtido concatenando-se os valores de todos os histogramas. A Figura 11 mostra um exemplo de descritor para uma imagem.

Os descritores gerados são então fornecidos como exemplos de treinamento para dois algoritmos de aprendizado de máquinas. O primeiro algoritmo gera uma SVM (Support Vector Machine) (CORTES), um classificador largamente utilizado para reconhecimento de imagens. A SVM é capaz de identificar se um descritor dado é ou não similar aos descritores observados durante o treinamento – ou seja, se ele foi computado de uma imagem contendo uma chave centralizada e na horizontal. Para isso, a SVM exige também exemplos negativos, que foram fornecidos em quantidade igual aos exemplos positivos, com descritores computados a partir de regiões aleatórias da imagem.

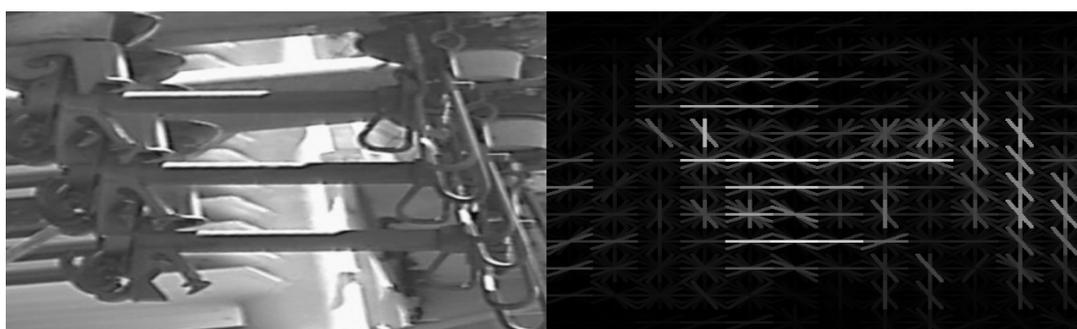


Figura 11. Descritor computado para uma imagem. O descritor contém 1152 valores, que descrevem a direção e a intensidade do contraste em 12x12 sub-regiões, com cada região sendo associada a um histograma de orientações de gradientes com 8 faixas.

O segundo algoritmo de aprendizado de máquinas produz um descritor médio e uma matriz de covariância (BRADSKI) a partir dos descritores dados como exemplos de treinamento. O descritor médio é um vetor contendo 1152 valores, com a média dos valores dos descritores dados como entrada. A matriz de covariância é uma matriz contendo $1152 \times 1152 = 1.327.104$ valores, que codifica a dispersão dos valores ao redor

da média. De forma intuitiva, o descritor médio e a matriz de covariância descrevem uma distribuição Gaussiana com 1152 dimensões. Este modelo computacional pode ser usado em conjunto com a distância de Mahalanobis (MAHALANOBIS)(BRADSKI), uma generalização multidimensional do conceito de medir a distância de uma amostra (ou seja, um descritor) até o centro de uma distribuição (o descritor médio) em função de um número de desvios-padrão. Assim como a SVM, este modelo computacional permite identificar se um descritor dado é ou não similar aos descritores observados durante o treinamento.

Os dois modelos computacionais foram treinados de forma a identificar imagens contendo chaves que aparecem centralizadas e na horizontal, distinguindo estas imagens de outras. Uma abordagem alternativa seria tentar discriminar entre a aparência de chaves abertas e fechadas. Entretanto, em testes iniciais, observou-se que a grande variação de ângulos de inclinação com os quais as chaves podem surgir nas imagens prejudica severamente a capacidade de generalização dos algoritmos de aprendizado de máquinas. Mais que isso, dependendo da posição da câmera, uma chave fechada pode produzir um descritor bastante semelhante àquele produzido por uma outra chave aberta. Desta forma, optou-se por modelos que identificam descritores com características mais restritas, mas com maior robustez.

O procedimento para treinamento do sistema é realizado em um estágio anterior à sua operação. Em um cenário ideal, ele será realizado uma única vez, em uma instalação de teste, com os modelos computacionais aprendidos podendo ser reaproveitados em instalações futuras. Entretanto, como discutido na seção de testes e resultados, até o momento foram realizados testes de campo considerando apenas uma localidade e um único modelo de chave. É possível que o treinamento precise ser repetido para cada nova instalação, ou para cada modelo de chave. Estas questões serão investigadas futuramente.

2.4 Reconhecimento dos Estados das Chaves

Durante a operação normal do sistema, ele deve identificar o estado das chaves da subestação com base nos modelos computacionais aprendidos durante o treinamento, assim como nas informações fornecidas durante a instalação. Os passos da operação são ilustrados no diagrama da Figura 12.

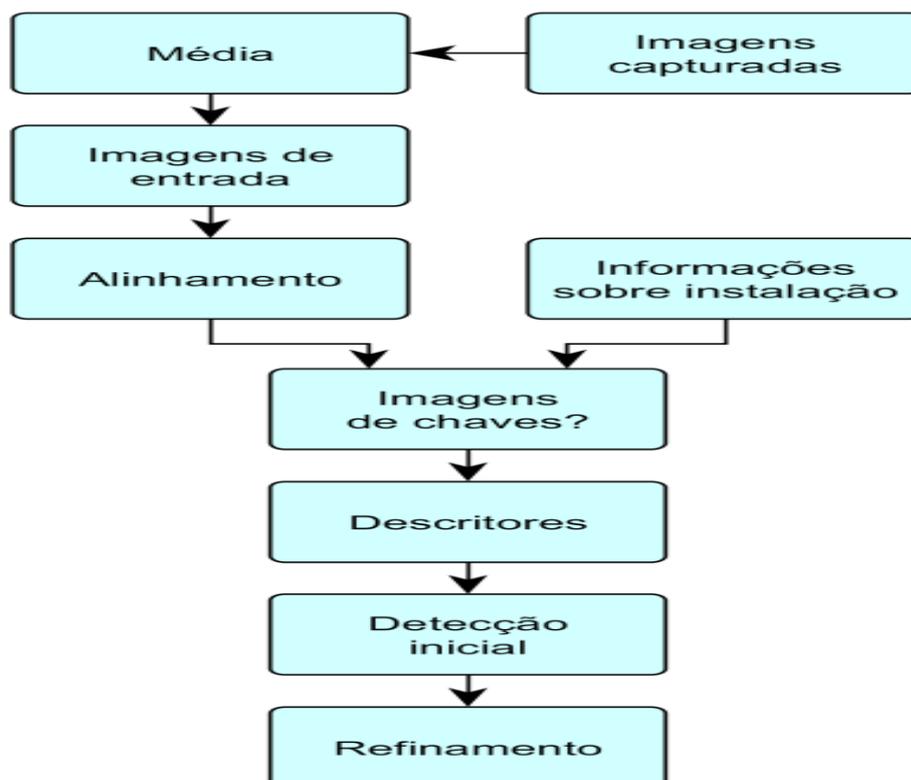


Figura 12. Passos para o reconhecimento do estado das chaves.

Os passos iniciais são semelhantes àqueles seguidos durante o treinamento, descrito na seção anterior. Para cada grupo de chaves, o sistema reproduz o enquadramento que havia sido informado durante a instalação. As imagens de entrada são produzidas como a média de várias capturas, para reduzir a presença de ruído e o impacto de objetos que se movem nas proximidades das chaves. Elas são alinhadas a uma imagem de referência, para reduzir o impacto da dificuldade de se reproduzir exatamente os mesmos enquadramentos.

Durante o treinamento, a localização de cada chave nas imagens de exemplo era conhecida. Entretanto, quando o sistema entra em operação, a localização não é conhecida – de fato, o objetivo do sistema é determiná-la. Para isso, são testados diversos ângulos de inclinação possíveis para cada chave. Para testar um ângulo de inclinação, é gerada uma imagem, que é rotacionada de acordo com o ângulo sendo testado, ao redor do ponto central para rotação, que foi informado durante a instalação do sistema, e permanece imóvel mesmo quando a chave muda de estado.

Em princípio, seria possível testar somente dois ângulos de inclinação para cada chave – referentes à chave fechada e aberta. Entretanto, na prática é necessário realizar mais testes, sob o risco de falhas causadas por detecções espúrias (“falsos positivos”). Desta forma, são testados dois conjuntos de ângulos de inclinação: um para ângulos próximos àquele que a chave tem quando está fechada, e outro para a ângulos próximos àquele que a chave tem quando está aberta. A Figura 13 mostra algumas imagens geradas seguindo este procedimento, com 3 imagens de cada

conjunto de chaves. Nos testes realizados, consideramos 7 ângulos de inclinação para cada conjunto, variando em passos de 10.

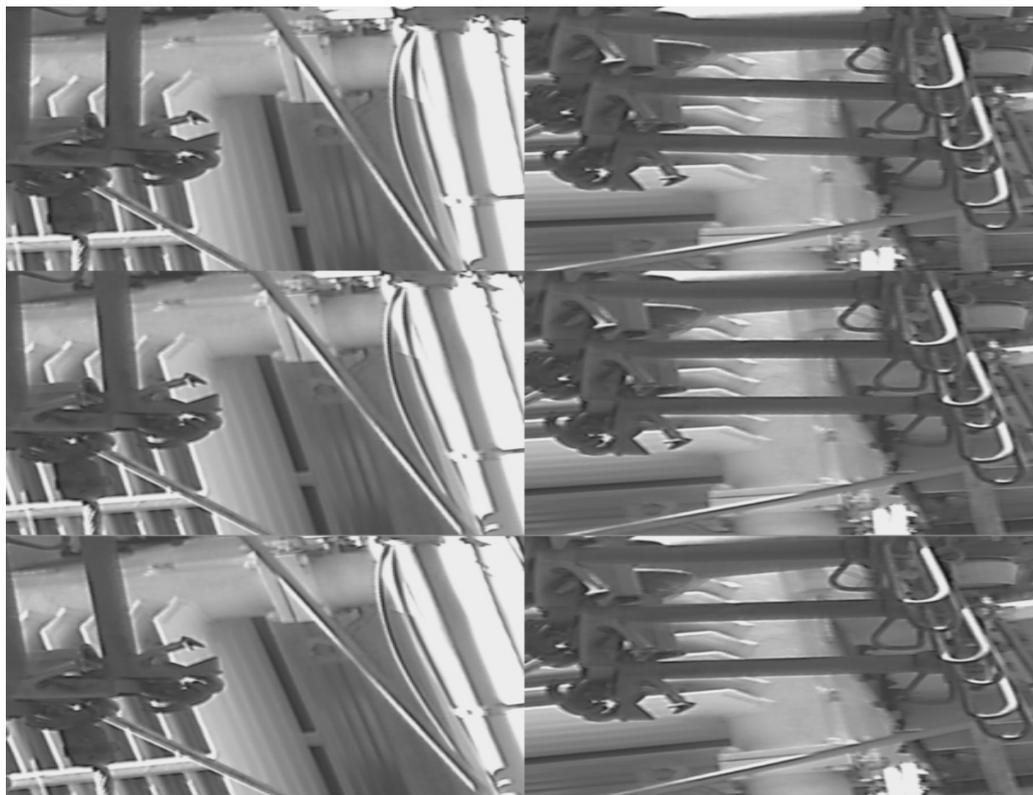


Figura 13. Imagens testadas durante o reconhecimento. São gerados conjuntos de imagens para o ângulo de inclinação que a chave teria se estivesse aberta (esquerda) e fechada (direita).

Para cada imagem de teste gerada, é computado um descritor, seguindo o mesmo procedimento adotado durante o treinamento. Os descritores então podem ser testados usando os modelos computacionais aprendidos durante o treinamento. Estes testes produzem uma pontuação para cada descritor, com as melhores pontuações sendo obtidas pelos descritores computados a partir de imagens semelhantes aos exemplos positivos usados no treinamento. Por exemplo, na Figura 13, mostrada anteriormente, as melhores pontuações seriam obtidas para os descritores computados do conjunto de imagens à direita. Isto indica que é mais provável que esta chave esteja fechada.

Como descrito na seção de testes e resultados, atualmente somente um dos modelos computacionais foi utilizado de cada vez – produzimos dois modelos apenas para realizar comparações. Futuramente, os resultados produzidos por múltiplos modelos, ou mesmo usando tipos diferentes de descritores, podem ser combinados para aumentar a robustez, caso um modelo ou tipo de descritor único se mostre incapaz de localizar uma chave em determinadas circunstâncias.

Dado que o treinamento tem como objetivo produzir modelos computacionais que generalizam propriedades referentes ao aspecto das imagens, os testes realizados com eles são capazes apenas de indicar o estado provável de cada chave: aberta ou fechada. Estes testes não indicam, entretanto, o ângulo de inclinação exato de cada

chave. Conhecer este ângulo é ser útil para detectar casos onde uma chave está “quase fechada”, por uma falha humana.

Quando identifica-se que uma chave está provavelmente fechada, o sistema segue para um passo de refinamento, que tenta indicar o ângulo de inclinação exato da chave. Neste passo, novamente são testados diversos ângulos de inclinação possíveis, com uma pontuação sendo calculada para cada posição. Nos nossos testes, o refinamento foi realizado considerando 13 inclinações, com passos de 0,50 no intervalo $[\theta-30, \theta+30]$, onde θ é o ângulo que a chave tem quando está fechada (dado fornecido durante a instalação do sistema).

Para determinar a pontuação para uma inclinação testada durante o refinamento, localizamos apenas os dois segmentos de reta nas laterais do corpo da chave. Para isso, para cada ângulo de inclinação α , computamos a magnitude dos gradientes cuja orientação está nos intervalos $[\alpha+80, \alpha+100]$ ou $[\alpha-80, \alpha-100]$. Escolhemos estes valores porque os gradientes sobre um segmento de reta em uma imagem possuem magnitude alta e orientação aproximadamente perpendicular ao ângulo da reta (GONZALEZ). Somamos então as magnitudes dos gradientes próximos aos dois segmentos de reta que estariam sobre a lateral da chave se ela estivesse com o ângulo de inclinação testado. A pontuação final é dada por esta soma. Quando a inclinação testada for próxima à inclinação real da chave, esta abordagem produzirá muitos gradientes com magnitude alta e orientação aproximadamente perpendicular sob os segmentos de reta nas laterais da chave, resultando em uma pontuação mais alta. A Figura 14 mostra a pontuação calculada para 3 inclinações.

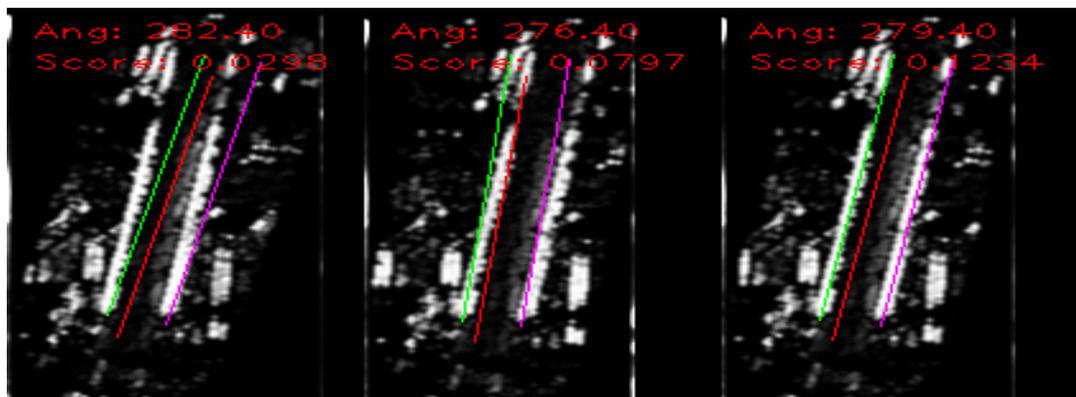


Figura 14 – Refinando resultados, localizando em torno de segmentos de retas gradientes com magnitude alta e orientação aproximadamente perpendicular a três possíveis inclinações. Neste exemplo, o terceiro caso, que tem os segmentos de reta melhor alinhados às laterais da chave, produzirá uma pontuação maior.

A posição com a maior pontuação é tomada como a provável posição da chave naquele instante. Para obter uma precisão maior do que seria possível apenas testando posições em passos discretos (por exemplo, de 0,50), é realizada uma interpolação dos resultados, encontrando-se o vértice de uma parábola ajustada ponto a ponto, junto das posições vizinhas. Com isso, tem-se o ângulo provável da chave em um dado instante de tempo. Este ângulo pode ser então comparado com o ângulo que a

chave teria se estivesse fechada, e pode-se determinar se ela está de fato fechada, ou se está apenas tocando no ponto de contato, mas sem encaixe completo.

3 | TESTES E RESULTADOS

Testes de campo iniciais já foram realizados com a abordagem proposta, com imagens capturadas na subestação dos Institutos Lactec, em Curitiba, PR. A implementação foi feita em um computador pessoal comum, usando a linguagem C++ e a biblioteca OpenCV (BRADSKI) para manipulação básica de imagens. Quanto às câmeras usadas, após extensa pesquisa no mercado, incluindo-se fornecedores internacionais, foi selecionado o modelo VIP E5220 Intelbrás que, além de apresentar resolução e qualidade de imagem adequadas às demandas deste projeto, tem mostrado excelentes características adicionais, como resolução e precisão do PTZ em décimo de grau angular. Uma unidade VIP E5220 foi instalada na SE Lactec, cuja visão panorâmica (abertura máxima) é apresentada na Figura 15. O ponto de instalação foi determinado com base no que se estima ser o pior caso a ser encontrado em campo, isto é, a maior distância linear e a maior angulação câmera-chave; considera também a necessidade da cota vertical de instalação ser superior ao plano das chaves, de modo a evitar que o sensor da câmera seja, a qualquer momento, apontado diretamente para o sol, com risco de dano ao seu sensor óptico. Além disto, após testes de captura durante à noite, identificou-se a necessidade de instalação de iluminadores. Assim, foram pesquisadas diferentes tecnologias de iluminadores, quais sejam: vapor de sódio (HST – *High Pressure Sodium Tubular*), infravermelho e LED, sendo que estes a LED com certificação de uso IP65 e potências de 50W e 100W mostraram-se com excelente relação custo/benefício, 7500 lumens de fluxo luminoso (para a de 100W) e 12 anos de vida útil para uma relação diária de 8 horas aceso e 16 horas apagado. Nesta etapa de testes, foram instalados dois iluminadores, que podem ser observados na Figura 15, de potências 100W (posição 1) e 50W (posição 2), de forma a se estabelecer que potência mínima seria suficiente, tendo sido selecionado o de 100W. A iluminação será setorial angular, motivo pelo qual não será requerido um iluminador para cada chave, reduzindo-se assim os custos de implantação do projeto.



Figura 15 – Visão panorâmica obtida a partir da câmera usada nos testes de campo iniciais, instalada na subestação dos institutos Lactec.

Para os testes, foram capturadas imagens usando dois enquadramentos diferentes, mostrando dois conjuntos de chaves, cada um contendo 9 chaves. As imagens foram obtidas em dois intervalos de tempo distintos, primeiro entre 01/07/2016 e 12/07/2016, e depois entre 16/08/2016 e 31/08/2016. Isto permitiu a aquisição de imagens em uma grande variedade de condições climáticas e níveis de iluminação. As imagens possuem resolução de 1920×1080 pixels, e são disponibilizadas pela câmera já comprimidas, no formato JPEG. As Figuras 16 e 17 mostram exemplos de imagens capturadas nos dois enquadramentos.



Figura 16 Enquadramento mostrando um conjunto de 9 chaves.



Figura 17 – Enquadramento mostrando um conjunto de 9 chaves. Note que este é um grupo de chaves diferentes daquele mostrado na Figura 16.

Para o treinamento, foram usadas 200 imagens de exemplo, todas com um mesmo enquadramento, mostrado na Figura 16. Cada imagem mostra 9 chaves, resultando em 1800 exemplos de treinamento.

Para os testes, foram usadas 1000 imagens de entrada, todas diferentes dos exemplos usados no treinamento, resultando em um total de 9000 imagens de 18 chaves diferentes. Destas, 9 chaves (4500 imagens) são mostradas com o mesmo enquadramento dos exemplos de treinamento (ver Figura 16), enquanto as outras 9 chaves (também 4500 imagens) são chaves diferentes daquelas observadas no treinamento (ver Figura 17). Este conjunto permite avaliar o desempenho da abordagem não somente para diferentes condições de iluminação e clima, mas também o poder de generalização dos modelos para chaves nunca observadas.

A Figura 18 mostra uma região de uma imagem, contendo 3 chaves, na qual a

detecção foi realizada.

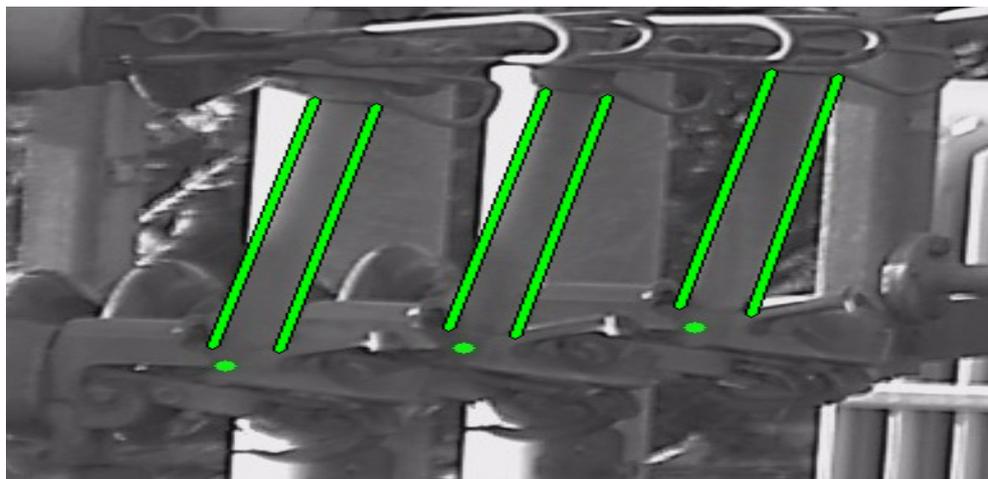


Figura 18 – Resultado da detecção para um conjunto de 3 chaves. A imagem foi recortada para facilitar a visualização, o enquadramento mostra 9 chaves.

A classificação inicial, considerando apenas chaves abertas e fechadas, se mostrou satisfatória neste cenário – nos 9000 casos de teste, não ocorreu nenhuma classificação incorreta, mesmo usando somente um dos modelos computacionais aprendidos (SVM ou descritor médio + matriz de correlação).

Nos exemplos usados não existiam chaves “quase fechadas”. Para avaliar o refinamento, foi medida a diferença entre os ângulos detectados e os ângulos reais das chaves nas imagens. Nestes casos, em 8,64% dos casos de teste o sistema indicou erroneamente que chaves fechadas estavam “quase fechadas”. Em mais de 99% destes casos, a diferença entre o ângulo medido e o ângulo real ficou abaixo de $2,94^\circ$. Dois motivos principais foram observados para estes erros. O primeiro motivo é a presença de sombras no corpo da chave, que gera retas com alto contraste que são confundidas com as laterais da chave. O segundo motivo são pequenas variações de enquadramento, que permanecem mesmo com o uso do algoritmo de alinhamento – como as chaves ocupam uma região pequena das imagens, mesmo variações de poucos pixels podem levar as diferenças em torno de 2° ou 3° entre o ângulo medido e o real.

Para reduzir os problemas causados por pequenas variações no alinhamento, foram realizados testes usando um enquadramento diferente, mostrando grupos de apenas 3 chaves, com um nível maior de zoom, exemplificado na Figura 19. Foram usadas 650 imagens, com um total de 1950 amostras, todas mostrando chaves fechadas. Nos testes realizados com estas imagens, o número de erros caiu para apenas 6 casos (0,31% do total), todos causados pela presença de sombras sobre o corpo da chave. Mesmo nestes casos, a diferença entre o ângulo medido e o ângulo real da chave foi inferior a $0,56^\circ$.

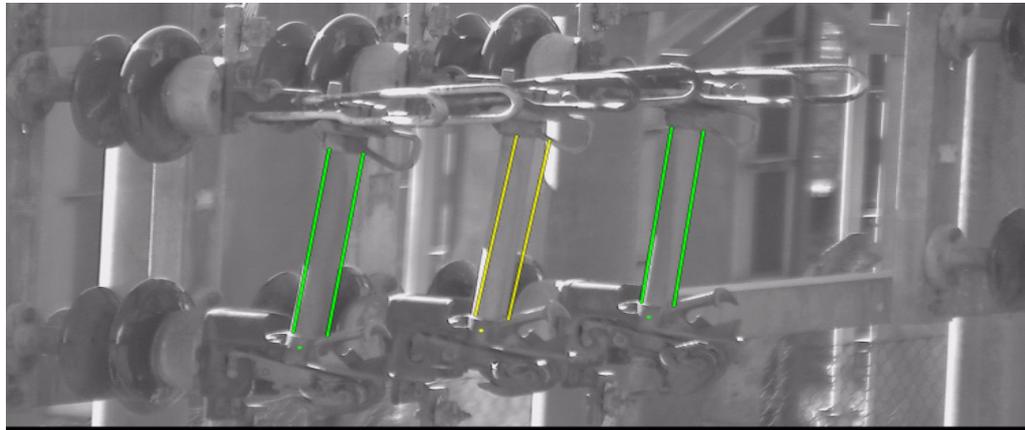


Figura 19. Enquadramento alternativo, com nível maior de zoom. A chave no centro teve o seu ângulo detectado com mais de 0.5° de erro, por causa de uma sombra com alto contraste no corpo da chave.

Os testes realizados com o enquadramento sugerem que resultados melhores podem ser obtidos simplesmente mostrando menos chaves por enquadramento. Esta decisão deve também levar em conta o aumento no número de imagens a se processar, e conseqüente aumento no uso de banda e no custo computacional.

Para os testes iniciais descritos nesta seção, foram capturadas imagens de chaves fusível, diferentes das chaves seccionadoras que são o alvo final do projeto. Esta escolha foi feita por conta da facilidade de acesso e da indisponibilidade de um ambiente preparado para capturar imagens de chaves seccionadoras. Mesmo assim, convém ressaltar que o ambiente ao redor das chaves observadas é o mesmo; que foi observada uma grande variedade de condições de iluminação; e que as chaves presentes nas imagens possuem várias características em comum com as chaves seccionadoras, como a existência de uma barra central e a presença de uma argola para manipulação por uma vara de manobra.

A princípio, a abordagem proposta pode funcionar para qualquer tipo de chave, desde que sejam fornecidos exemplos de treinamento adequados. Entretanto, é possível que ajustes sejam necessários. Para isso, serão realizados novos testes em outro ambiente. No comissionamento definitivo deste projeto, na Subestação Copel Parolin, em Curitiba, estão sendo instaladas seis câmeras no total, sendo quatro com PTZ, e duas fixas. Nesta subestação têm-se duas linhas horizontais formadas por 12 alimentadores, com 3 chaves de cada lado do barramento, totalizando, portanto, 72 chaves a serem monitoradas pelas câmeras PTZ. Além disso, serão monitoradas também as chaves gerais dos dois transformadores principais da SE, com uma câmera fixa para cada transformador. A Figura 20 ilustra o projeto de monitoração de 100% das chaves de operação manual na SE Parolin, na qual se observa: em primeiro plano, a linha de chaves manuais a serem observadas e monitoradas; nos setores 1 e 2 indicados estão as estruturas dos suportes e postes de sustentação para câmeras e iluminadores.

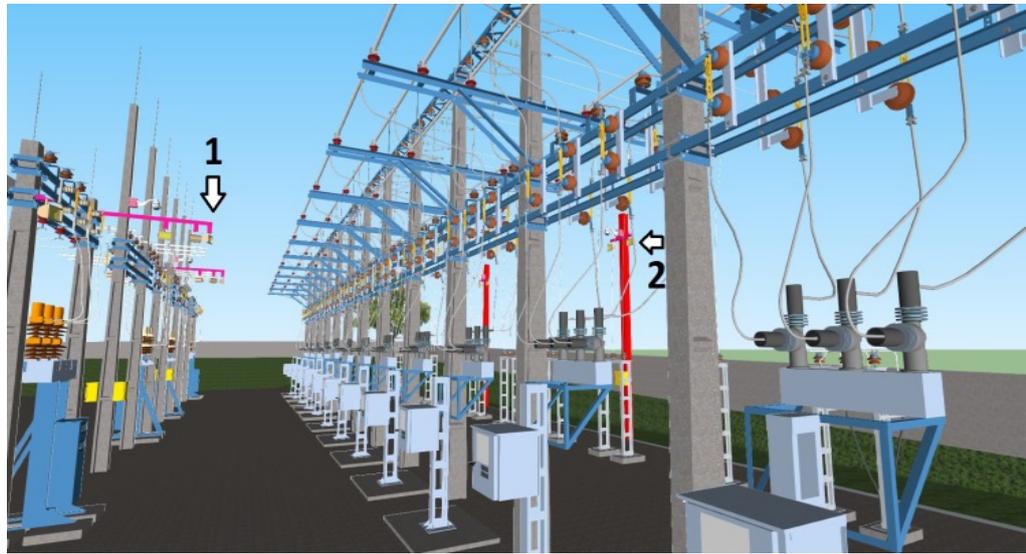


Figura 20 – Imagem geral do posicionamento 3D.

4 | CONCLUSÕES

O resultado prático obtido com mais de 9000 imagens capturadas sob condições adversas provou que é possível o reconhecimento do real estado (aberto ou fechado) de chaves de operação manual com taxa de erro inferior a 0,07%, desde que sejam implantados mecanismos de captura de imagem com iluminadores adequados e algoritmos de processamento de imagem como os desenvolvidos e avaliados neste projeto de P&D. O término da instalação da totalidade de câmeras e iluminadores na SE Parolin da COPEL está prevista para março/2017 e a redação do relatório final conclusivo deste projeto de P&D está previsto para outubro/2017.

REFERÊNCIAS

BRADSKI, G; KAEHLER, A. **Learning OpenCV: Computer Vision in C++ with the OpenCV Library**.

CORTES, C.; VAPNIK, V. **Support-vector networks**. Machine Learning, 20, 3, pp.273–297, 1995.

GONZALEZ, R. C.; WOODS, R. **Processamento Digital de Imagens**, 3a ed. Pearson, 2008.

LOWE, D. **Distinctive image features from scale-invariant keypoints**. International Journal of Computer Vision, 60, 2 (2004), pp. 91-110, 2004.

MAHALANOBIS, P. C. **On the generalised distance in statistics**. Proceedings of the National Institute of Sciences of India. 2 (1), pp.49–55, 1936.

STONE, H. **A Fast Direct Fourier-Based Algorithm for Subpixel Registration of Images**. IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, V. 39, No. 10, pp.2235-2242, Oct. 2001.

DESENVOLVIMENTO DE UM PROTÓTIPO DE PILHA A COMBUSTÍVEL DE ÓXIDO SÓLIDO COM POTÊNCIA DE GERAÇÃO DE 1 KW

Gabriel Leonardo Tacchi Nascimento

CEFET-MG - Centro Federal de Educação
Tecnológica de Minas Gerais
Belo Horizonte - MG

Jacqueline Amanda Figueiredo dos Santos

CEFET-MG - Centro Federal de Educação
Tecnológica de Minas Gerais
Belo Horizonte - MG

Rubens Moreira Almeida

UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais
Belo Horizonte - MG

Tulio Matencio

UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais
Belo Horizonte - MG

Rosana Zacarias Domingues

UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais
Belo Horizonte - MG

RESUMO: A busca por sistemas de geração de energia mais eficientes e menos poluentes tem despertado grande interesse nas empresas geradoras de energia e na comunidade acadêmica. Nesse contexto, as pilhas a combustível de óxido sólido apresentam características que as colocam como uma das principais alternativas de geração limpa de energia. Essas pilhas, quando alimentadas por hidrogênio, têm rendimento superior a 70 % e liberam água como único produto da reação. Este artigo relata o desenvolvimento do projeto

em que foram construídos dois protótipos de pilhas a combustível de óxido sólido. Os resultados indicam a possibilidade de se alcançar 1 KW de potência. Este resultado é inédito no Brasil.

PALAVRAS-CHAVE: Célula a combustível de óxido sólido, energia renovável, hidrogênio, PaCOS, SOFC.

ABSTRACT: The search for more efficient and less polluting energy generation systems has aroused great interest in energy generating companies and in the academic community. In this context, solid oxide fuel cells have characteristics that make them one of the main alternatives for clean energy generation. These cells, when fed by hydrogen, have yields higher than 70% and release water as the only product of the reaction. This article reports the development of the project in which two prototypes of solid oxide fuel cells were built. The results indicate the possibility of reaching the power of 1 KW. This result is unprecedented in Brazil.

KEYWORDS: Solid oxide fuel cell, renewable energy, hydrogen, PaCOS, SOFC.

1 | INTRODUÇÃO

As pesquisas relacionadas a pilhas a combustível têm sido intensificadas devido ao

aumento da demanda de energia e à necessidade de produção de forma mais eficiente e com menor impacto ambiental. Esse tipo de tecnologia tem se destacado por ser um método muito eficiente de produção de energia, com mínima ou nenhuma emissão de poluentes tóxicos e de ruídos.

As pilhas a combustível são dispositivos que realizam a conversão da energia química contida em um combustível, usualmente o hidrogênio, diretamente em energia elétrica. Diferentes tipos de pilhas a combustível têm sido desenvolvidos, sendo os principais apresentados na Tabela 1.

Tipo	Eletrólito	Temperatura de operação
Pilha a Combustível de Membrana Polimérica	Polímero	40 – 80°C
Pilha a Combustível Alcalina	Hidróxido de potássio	65 – 220°C
Pilha a Combustível de Ácido Fosfórico	Ácido fosfórico	205°C
Pilha a Combustível de Carbonato Fundido	Carbonato Fundido	650°C
Pilha a Combustível de Óxido Sólido	Cerâmica	600 – 1000°C

Tabela 1 - Principais tipos de Pilhas a Combustível

As Pilhas a Combustível de Óxido Sólido (PaCOS), que operam a altas temperaturas, apresentam algumas vantagens frente aos demais tipos de pilhas, como: elevada eficiência na produção de eletricidade, facilidade de gerenciamento do eletrólito sólido e possibilidade de reforma do combustível (conversão em gás de síntese H_2 e CO) no próprio corpo da célula. Dessa forma, várias fontes de hidrogênio podem ser utilizadas pela pilha a combustível, tais como: gasolina, gás natural, óleo diesel, gás de síntese, metanol, etanol, biodiesel, etc. O rendimento elétrico dessa pilha pode chegar, teoricamente, a acima de 70%. Este valor é muito superior aos obtidos pelas máquinas térmicas cujos rendimentos não chegam a 30%. Além disso, esse gerador não emite ruído.

As PaCOS são constituídas, fundamentalmente, por células unitárias compostas por dois eletrodos porosos, catodo e anodo, separados por um eletrólito denso de elevada condução iônica. Para obter-se uma potência elevada, é necessário fazer o empilhamento («stack») de células unitárias, ligando-as em série ou em paralelo através de interconectores. A Figura 1 apresenta a configuração de uma célula a combustível e uma unidade de uma pilha «stack».

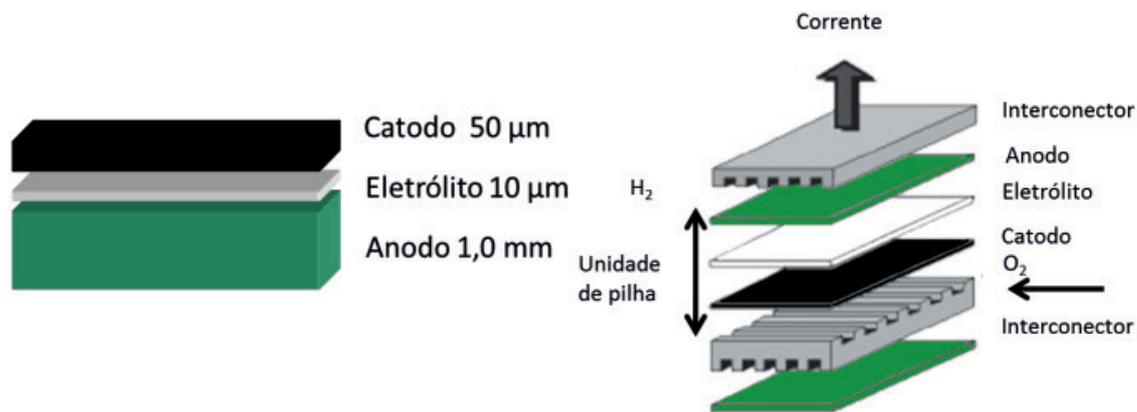


Figura 1 - Imagens ilustrativas de uma célula a combustível suportada pelo anodo (esquerda) e uma unidade básica de pilha (direita).

O objetivo principal do projeto foi o desenvolvimento de um protótipo de pilha a combustível de óxido sólido com potência de geração de 1 KW. Além disso, o projeto visou, entre outros, o desenvolvimento da tecnologia nacional para síntese, conformação e sinterização de sistemas cerâmicos destinados à elaboração dos materiais de anodo, catodo e eletrólito que serão empregados nas células unitárias das PaCOS e a formação de mão-de-obra especializada para desenvolvimento e fabricação deste tipo de pilhas no Brasil.

Para alcançar tais objetivos, empregou-se uma metodologia de *scale-up* em que o estudo de otimização foi feito inicialmente em células botões com 20 mm de diâmetro e aplicado, posteriormente, em células de 80 mm utilizadas no protótipo. O projeto gerou como produtos principais dois protótipos e a partir destes resultados observar a possibilidade de construção de uma pilha combustível de 1 KW. Os trabalhos foram executados em conjunto com a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), cujo interesse principal é de diversificar a sua matriz energética.

2 | DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA

A fim de desenvolver o protótipo, o projeto foi dividido em três etapas. A primeira visou otimizar a elaboração dos componentes isolados (anodo, eletrólito e catodo) e das células unitárias. Estudos de meia-células permitiram avaliar o desempenho de cada componente antes da confecção da célula unitária. Na segunda etapa foram feitos testes eletroquímicos em células botões com diâmetro de 20 mm, em seguida, foram fabricadas células com diâmetro de 80 mm a partir dos parâmetros otimizados das células botões. Na terceira etapa foram montados e testados os dois protótipos com potências diferentes. O resumos das atividades desenvolvidas são observados na Figura 2, onde se mostra a ordem dessas dentro das três etapas do projeto.

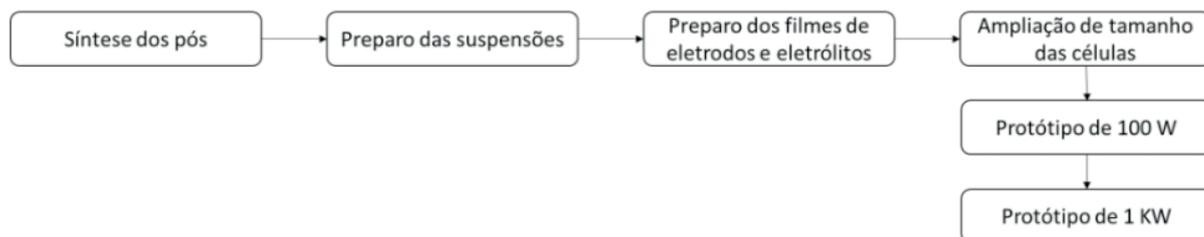


Figura 2 - Fluxograma das etapas do projeto.

2.1. Síntese dos pós

A maior parte dos pós utilizados na fabricação das células foram sintetizados no LaMPaC, a partir de precursores químicos comerciais. Com isso, o laboratório desenvolveu tecnologia própria para a síntese de pós cerâmicos. A Tabela 2 apresenta os constituintes químicos de cada um dos pós cerâmicos sintetizados, bem como, sua função na PaCOS.

Todos os pós sintetizados foram caracterizados por difração de raios X, espalhamento de luz dinâmico e isoterma de adsorção de gás nitrogênio.

Na difração de raios X foi utilizado um difratômetro de raios X da RIGAKU, modelo Geigerflex, radiação $\text{CoK}\alpha$, com tensão de 32,5 kV, corrente de 25 mA para o método de análise. Os resultados de difração foram analisados por comparação com os padrões de difração de Joint Committee of Powder Diffraction JCPDS.

Material	Abreviatura	Função
Céria dopada com gadolínio e zircônia dopada com ítria	CGO/YSZ	Precusores de eletrólito para PaCOs.
Óxido de níquel e óxido de zircônia dopada com ítria.	NiO/YSZ	Precusores de anodo para PaCOs.
Ferrita cobaltita de lantânio dopada com estrôncio	LSCF	Precusores de catodo para PaCOs.

Tabela 2 - Materiais cerâmicos desenvolvidos no projeto e sua função

A análise de Espalhamento de luz dinâmico baseou-se na suspensão do pó em etilenoglicol com auxílio de um ultrassom durante 5 minutos. Após esse tempo, cada suspensão permaneceu em repouso por 3 horas para sedimentação dos aglomerados. O sobrenadante foi então analisado em cubeta de vidro no aparelho Zetasizer 3000 (M/S Malvern Instruments Ltd, UK).

A análise de adsorção de gás nitrogênio foi realizada a 77K usando o analisador de adsorção Quantachrome Nova 2200. Antes das medidas de adsorção, as amostras foram desgaseificadas por 4 h a 393 K. Os dados foram tratados com o programa NovaWin V.10 1997–2007 Quantachrome Instruments Software (Boynton Beach, FL,

USA).

Através de tais análises foi possível determinar a estrutura cristalina, o tamanho médio das partículas e a área superficial de cada pó.

2.1 Preparo das suspensões de eletrólito e eletrodo

As suspensões de anodo, catodo e eletrólito são as precursoras dos filmes que compõem a célula a combustível. Elas foram preparadas a partir dos pós sintetizados, tendo sido caracterizadas por análise térmica e reologia.

A análise térmica visa o estudo do comportamento do material durante o processo de aquecimento, medindo a sua perda de massa em função da variação da temperatura. Essas informações são importantes na elaboração das rampas de temperatura do tratamento térmico dos filmes que serão fabricados. A Figura 3, mostra em caráter ilustrativo, uma análise térmica da suspensão de anodo de NiO/YSZ. Foi utilizado o aparelho da marca Shimadzu modelo DTG60.

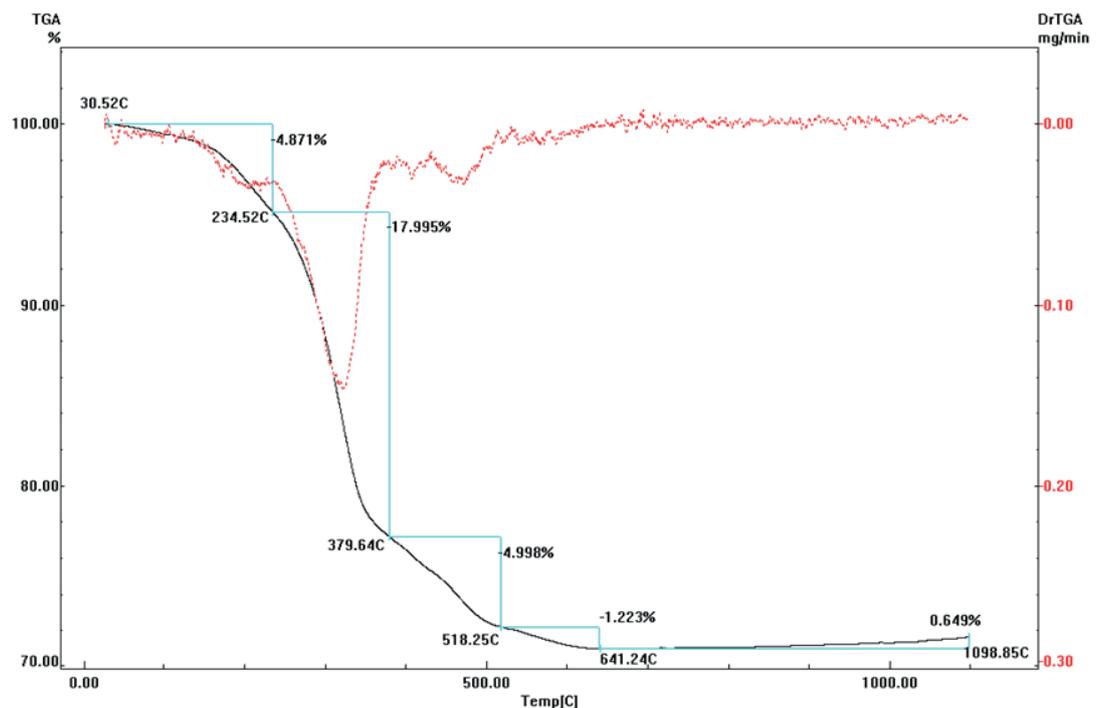


Figura 3 - Curvas TG, DTG e DTA para a suspensão de NiO/YSZ.

O comportamento reológico das suspensões indica o nível de floculação das partículas na solução. As medidas reológicas foram feitas no Reômetro Haake Rheostress 600 em modo de taxa controlada. Como exemplo, a Figura 4 mostra a análise reológica da suspensão de CGO.

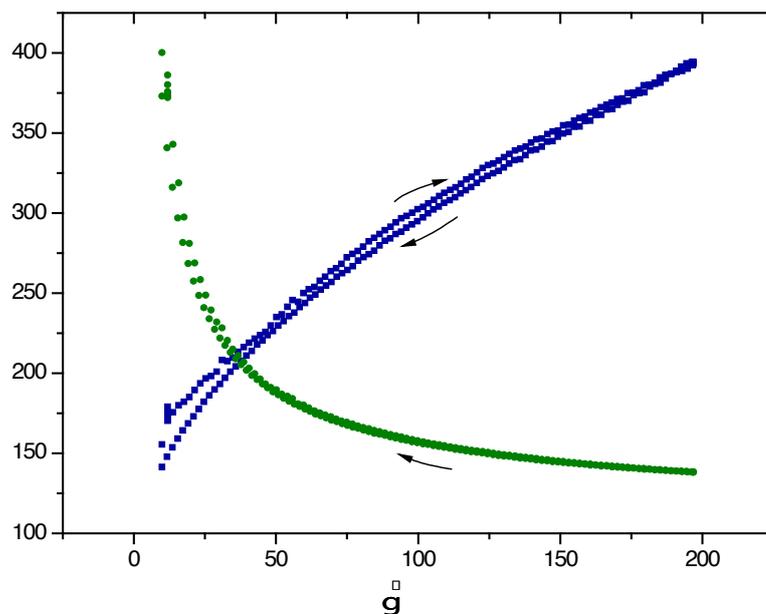


Figura 4 - Curvas de fluxo da suspensão produzida com 40 % de pó CGO.

Para a Figura 4, pode-se interpretar o gráfico de maneira que é indicada que a suspensão de CGO apresentou comportamento pseudoplástico, ou seja, viscosidade decresce com o aumento da taxa de cisalhamento. Esse comportamento favorece a deposição da suspensão. No caso da serigrafia, a passagem da suspensão através da tela é favorecida. Quanto ao comportamento ao longo do tempo, a suspensão apresentou-se levemente tixotrópica, isto é, a viscosidade diminui ligeiramente ao longo do tempo.

2.2 Preparo dos filmes de eletrólito e eletrodo

Foram utilizadas três técnicas de deposição, escolhidas de acordo com as características desejadas para cada filme. Os filmes de anodo foram preparados por colagem em fitas (*tape casting*), os de eletrólito por pincel e areografia e os de catodo por serigrafia.

Na técnica *tape casting*, a suspensão precursora do anodo é vertida em um compartimento do equipamento com uma saída móvel, chamada de *doctor blade*, cuja altura regulável determina a espessura do filme. Abaixo do *blade*, move-se uma esteira que faz o arraste da suspensão. O *doctor blade* foi ajustado para formar filmes de anodo com espessura de 1,0 mm. A Figura 5 mostra uma visão superior e lateral de parte do *Tape Casting* durante o processo.

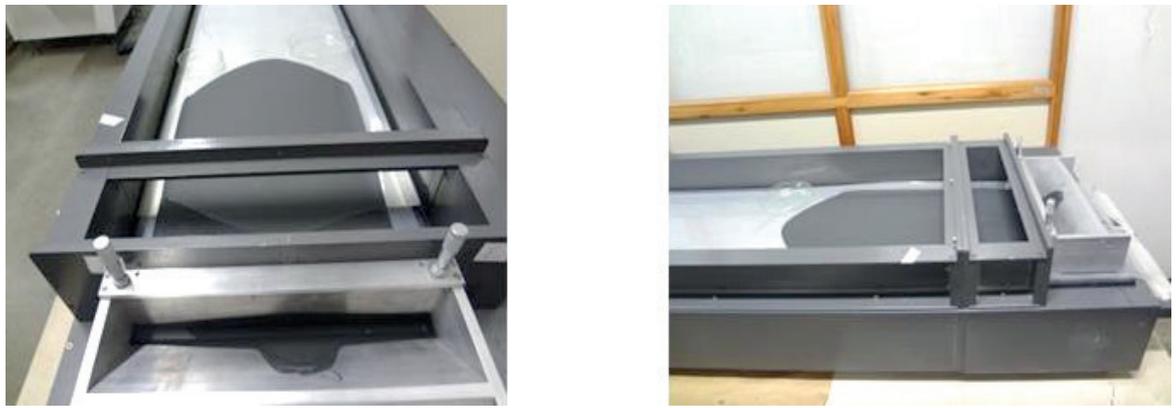


Figura 5 - Processo de colagem de fita de anodo: visão superior (esquerda) e lateral (direita) de parte do aparelho de Tape Casting durante a colagem da fita de anodo.

A deposição do filme de eletrólito de YSZ foi realizada por areografia sobre a pastilha de anodo usando um equipamento da marca Aeromax, modelo AE-10. Foram realizadas 3 deposições de filme. Após essas deposições foi realizado o tratamento térmico do filme e, posteriormente, os mesmos foram sinterizados a 1500 °C por 6h.

Os filmes de CGO foram elaborados por serigrafia em equipamento Screen printer semiautomática EKRA E1HYB com tela de 150 mesh. Os substratos utilizados foram os anodos de NiO/YSZ recobertos com os filmes de YSZ. Após a obtenção da espessura desejada, as amostras foram sinterizadas em forno.

Os filmes de LSCF foram elaborados, semelhantemente aos filmes de CGO, por serigrafia com tela de 275 mesh para o catodo funcional e 325 mesh para o catodo coletor. Os substratos utilizados foram os anodos de NiO/YSZ recobertos por filmes de YSZ e de CGO. Após a aplicação do número apropriado de camadas (4 para o catodo funcional e 18 para o catodo coletor) as amostras foram sinterizadas.

A principal técnica utilizada para a caracterização dos filmes das células foi a microscopia eletrônica de varredura (MEV). Por meio das imagens obtidas foi possível diferenciar cada filme, bem como, verificar suas estruturas. Tal análise permite, entre outros, o controle de camadas com características intermediárias entre o eletrodo e o eletrólito. Essas camadas, denominadas Camadas Funcionais (CF), proporcionam um gradiente de composição e de porosidade que evita incompatibilidades químicas e mecânicas entre materiais. A camada externa e porosa do eletrodo, responsável pelo contato eletroquímico com o circuito externo, é denominada Camada Coletora de Corrente, ou simplesmente Camada Coletora (CC). A Figura 6 apresenta a microestrutura de um catodo bicamada CF/CC.

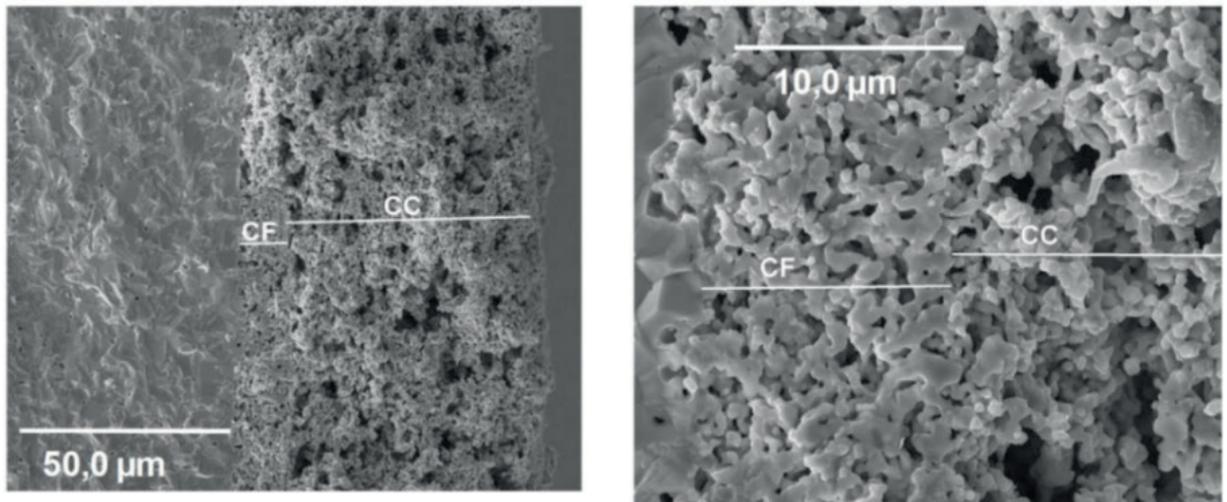


Figura 6 - Microestrutura de um catodo bicamada.

Foi possível obter eletrodos homogêneos, aderentes e com porosidade e espessura adequadas à posição relativa do eletrodo (catodo funcional ou coletor de corrente). Quanto ao catodo coletor, o formador de poros de grafite possibilitou a obtenção de uma estrutura porosa e com boa condutividade, sendo apropriada a utilização da composição $\text{La}_{0,6}\text{Sr}_{0,4}\text{Co}_{0,8}\text{Fe}_{0,2}\text{O}_{3-5}$. Já o catodo funcional mostrou-se eficiente quando preparado na forma do compósito de $\text{La}_{0,54}\text{Sr}_{0,44}\text{Co}_{0,2}\text{Fe}_{0,8}\text{O}_3/\text{Gd}_{0,2}\text{Ce}_{0,8}\text{O}_{2-6}$, utilizando-se pó de menor granulometria, quando comparado ao empregado para o catodo coletor e sendo o filme sinterizado em temperatura superior a do catodo coletor (1200 °C e 1140 °C respectivamente).

2.4. Célula completa de 20 e 80 mm

As células elaboradas pelo LaMPaC seguiram a estrutura apresentada na Figura 7, utilizando-se como suporte um anodo de óxido de níquel (NiO) com zircônia estabilizada com ítria (ZEI ou YSZ). Após a fita ter sofrido os tratamentos térmicos, foi depositado sobre ela um filme de ZEI por spray e outro filme de céria dopada com gadolínio (CGO) por serigrafia. Após as camadas dos eletrólitos terem sido densificadas por sinterização, depositaram-se filmes de ferrita cobaltita de lantânio dopada com estrôncio (LCSF) por serigrafia.

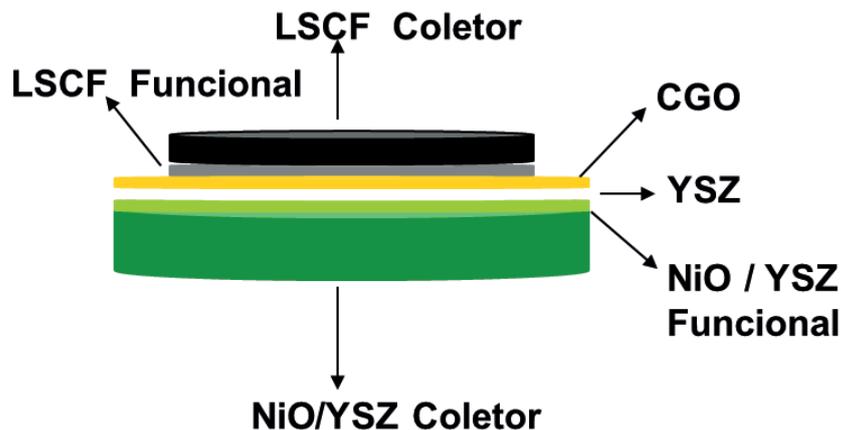


Figura 7 - Desenho das camadas que compõem a célula LaMPaC

A Figura 8 mostra uma imagem da seção transversal da célula LaMPaC obtida por microscopia eletrônica de varredura após as etapas de otimização. Nessa imagem, se observa a presença da bicamada de catodo, formada catodo funcional (CF) e pelo catodo coletor de corrente (CC).

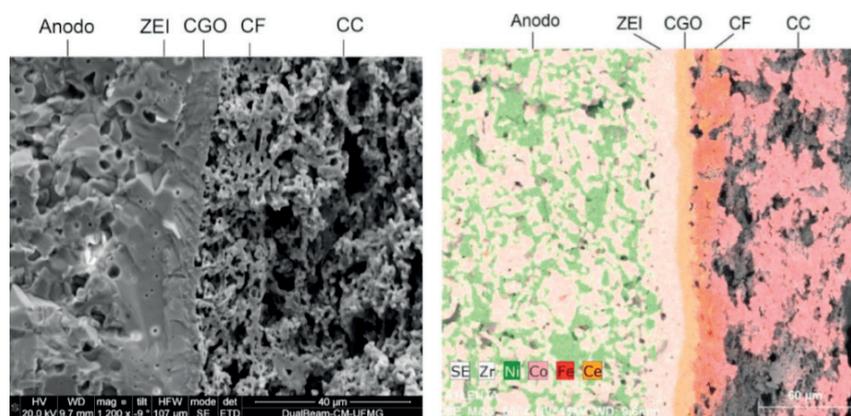


Figura 8 Imagem obtida por MEV da célula LaMPaC otimizada.

A medição eletroquímica das células botões, de 20 mm de diâmetro, utilizou o equipamento fabricado pela Norwegian Electro Ceramics SA, modelo Probostat. Ele é composto por uma coluna cerâmica e uma base que recebe a alimentação de gases e coleta a energia gerada. Utilizou-se também um potenciostato, um forno tubular e um sistema de controle de fluxo de gases.

Na Figura 9, observa-se o comportamento das medidas eletroquímicas realizadas para a célula LaMPaC otimizada com camadas funcionais, na qual se verificou uma densidade de potência máxima de 1055 mW/cm² a temperatura de 800°C.

Após a otimização dos componentes da célula botão, a próxima etapa foi a mudança no tamanho da célula de 20 para 80 mm. O aumento do tamanho do anodo foi o principal desafio a ser superado, visto que este é o suporte da célula. Para o desenvolvimento de anodos com maior área, foi necessário minimizar os defeitos das

fitas obtidas por colagem, no que se refere à redução do número de bolhas e trincas. Esse resultado foi alcançado pela desaeração da suspensão e controle da velocidade de evaporação do solvente. Novos estudos foram realizados a fim de impedir o empenamento das peças. Esse resultado foi alcançado mediante o uso, durante a sinterização, de peças cerâmicas compressoras com peso controlado. Na Figura 10 é ilustrada a diferença de tamanho entre as células de diferentes tamanhos.

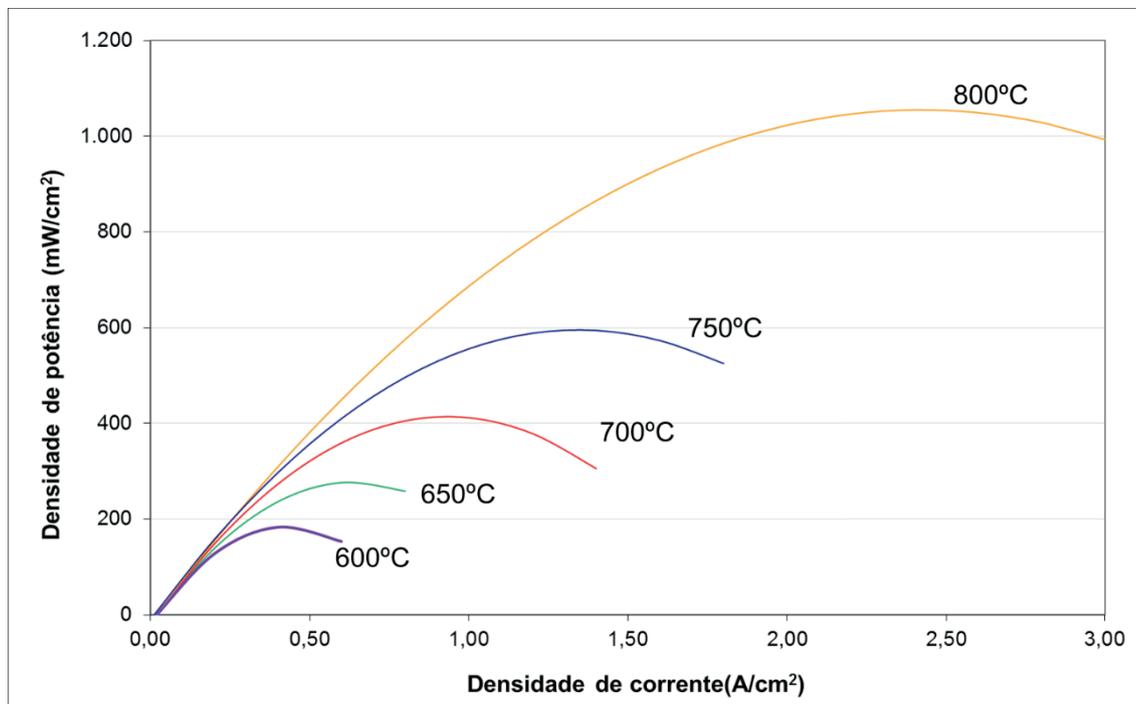


Figura 9 - Gráfico das medidas elétricas realizadas na célula com camadas funcionais nas temperaturas de 600, 650, 700, 750 e 800°C.

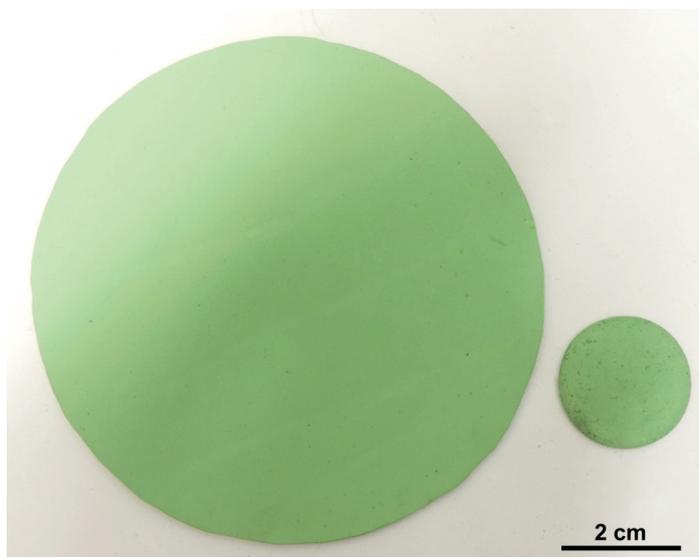


Figura 10 - Imagem dos anodos com áreas de catodo de 80 e 20 mm, respectivamente, obtidos por moldagem de fitas usados como suporte para as células a combustível.

2.5. Protótipo de 100 W

Através dos resultados ilustrados na Figura 9, foi-se calculado que para uma

potência de 100 W seriam necessárias três células com área catódica de 80 mm. Sendo assim, foi-se construído um protótipo, utilizando como interconectores aço do tipo Inconel, usinados sob desenho específico para otimizar a troca dos gases com as células. Cada célula foi selada em um suporte metálico e em seguida empilhada, gerando o protótipo de 100 W, como apresentado na Figura 11.

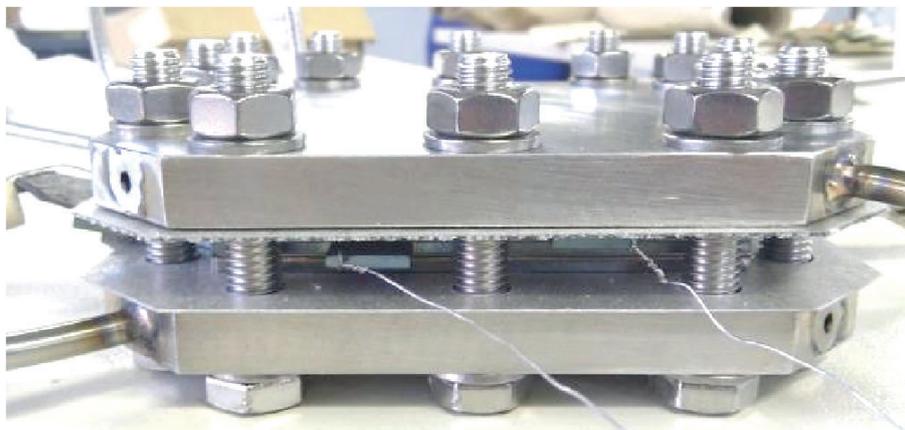


Figura 11 - Protótipo de 100 W montado

A montagem do protótipo foi realizada em 9 etapas, resumidas na Figura 12, detalhadas:

- Etapa 1: A base do protótipo é o suporte do empilhamento e possui as tubulações de entrada dos gases. Junto à base, se encaixam os parafusos para fechamento da pilha.
- Etapa 2: Em seguida, coloca-se a folha de mica, formatada à montagem do protótipo. Ela visa garantir a estanqueidade do sistema e prover o isolamento elétrico entre o interconector metálico do catodo e a base. Fixa-se a folha por meio de pinos-guia que mantém a montagem alinhada.
- Etapa 3: Coloca-se o interconector referente ao catodo. Ele possui a função de distribuir o oxigênio por igual na célula do protótipo, além de realizar o contato elétrico.
- Etapa 4: Novamente coloca-se uma folha de mica para garantir o isolamento elétrico entre o interconector e o suporte metálico, bem como, a estanqueidade do sistema.

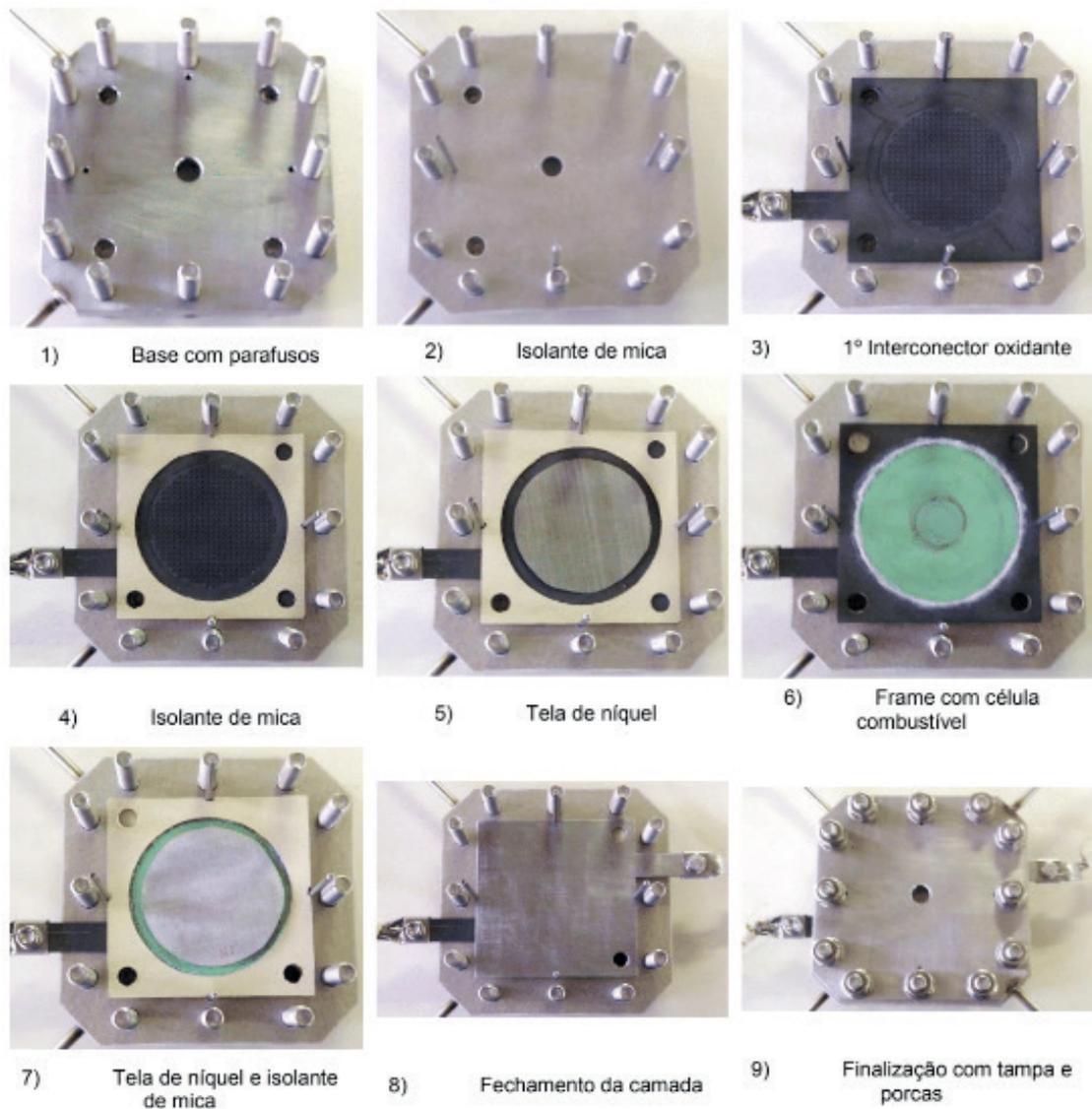


Figura 12 - Etapas da montagem do protótipo de 100 W.

- Etapa 5: Aplica-se a tela coletora de corrente, que realiza o contato elétrico entre catodo e interconector metálico. Ela deve possuir boa condutividade a altas temperaturas e resistência para operar em atmosferas oxidantes.
- Etapa 6: Instala-se o suporte metálico com a célula propriamente dita, já com o selante vítreo.
- Etapa 7: Em seguida, instala-se a mica e a tela coletora de corrente do anodo, preparando a camada para receber o interconector no qual passará o hidrogênio.
- Etapa 8: Repetem-se as etapas até empilhar três células. Coloca-se o interconector de fechamento do anodo, que possui apenas a face de passagem do hidrogênio. Coloca-se uma folha de mica para isolar o interconector final e a placa superior do protótipo e retiram-se os pinos-guia.
- Etapa 9 Coloca-se a placa superior do protótipo que possui a tubulação de

saída dos gases. O fechamento e compressão do protótipo são assegurados por 12 porcas.

Os testes elétricos do protótipo de 100 W foram divididos em duas partes, uma de aquisição dos dados e outra de tratamento dos dados. O sistema montado, foi composto por:

- Forno tubular vertical bipartido que atinge temperaturas de até 1000°C;
- Sistema de controle de fluxo de gases;
- Computador para coleta, controle e armazenamento de dados;
- Carga eletrônica de 1200 W modelo 8514 da marca Bk Precision;
- Sistema Agilent modelo 34980A para capturar as leituras de dados em multicanais.

Os testes elétricos iniciaram-se com aquecimento do sistema até atingir a temperatura de 800 °C. Em seguida, foi realizado o processo de redução do anodo de NiO para Ni. Esse processo consistiu na injeção controlada de hidrogênio no lado do anodo por 40 horas, de maneira a encontrar o melhor fluxo para o processo. A redução do anodo foi monitorada por medidas de potencial em circuito aberto. O processo foi considerado finalizado quando o valor do potencial de cada célula atingiu 1,1 V, totalizando 3,3 V.

Posteriormente, ao processo de redução, iniciou-se o acionamento do protótipo com a injeção de oxigênio no lado do catodo. Utilizou-se as vazões de 250 mL/min para o hidrogênio do lado do anodo e um fluxo de 500 mL/min de oxigênio para o lado do catodo. Para aquisição e posterior tratamento dos dados, variou-se a corrente elétrica em intervalos de 2,5 A até alcançar 40 A. No valor máximo de corrente o protótipo atingiu um pico de 115 W de potência, alcançando o objetivo desta etapa. A Figura 13 mostra o gráfico da potência gerada ao longo do tempo após a etapa de redução das células.

Após 50 horas de experimento o fluxo dos gases foi interrompido, o sistema foi desligado e iniciou-se o tratamento dos dados obtidos. A Figura 14 apresenta as imagens do protótipo antes do acionamento e depois do resfriamento do sistema.

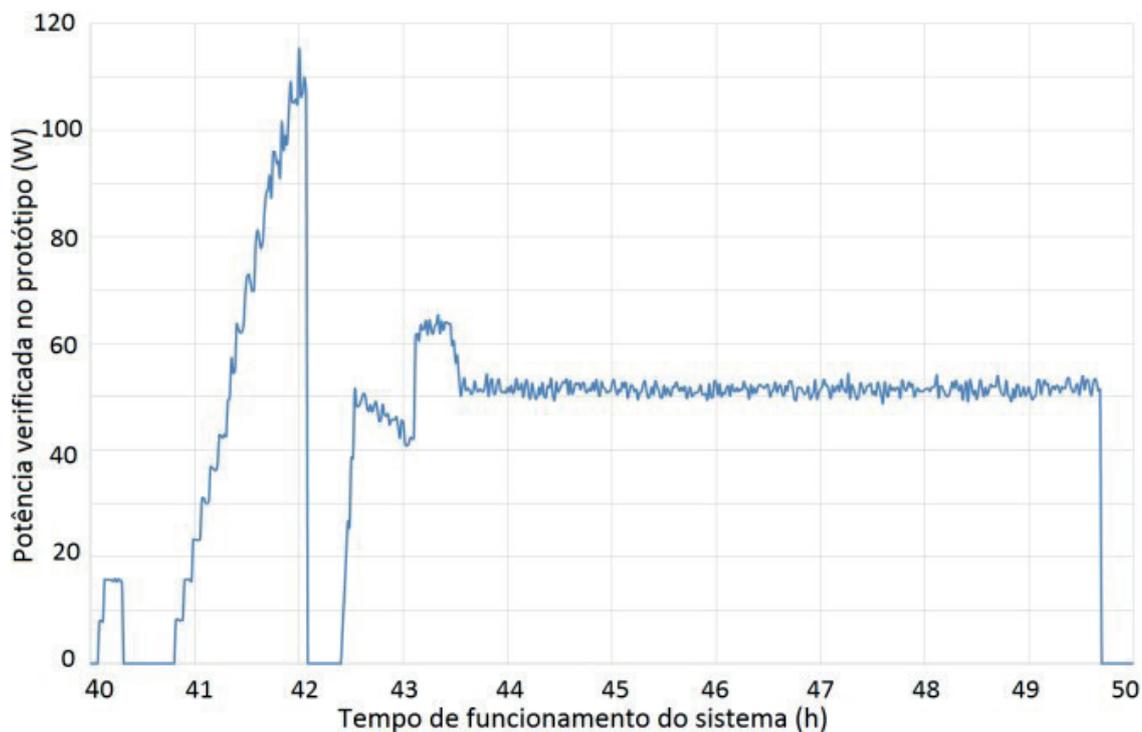


Figura 13 - Gráfico da potência verificada no protótipo, do início dos experimentos com a corrente até o término.



Figura 14 - Fotografias do protótipo de 100 W, antes (na esquerda) e após (na direita) o acionamento do sistema.

2.6. Protótipo de 1KW

Por razões de segurança, limitações no controle de temperatura e estanqueidade dos gases, foram montados apenas 2 dos 6 módulos necessários para gerar a potência de 1 kW. Os módulos, um contendo 3 células e outro com 2 células, foram montados em série. A montagem e os testes seguiram procedimento e especificação de células semelhantes aos adotados para o protótipo de 100 W.

Os testes de funcionalidade do protótipo foram realizados no LaMPaC. Inicialmente o protótipo foi aquecido a uma até 800 °C. Em seguida, iniciou-se o processo de redução lenta com a alimentação de hidrogênio a 150 mL/min por 5 horas no lado do anodo. Esse procedimento foi adotado para se evitar a quebra das células devido à retração que ocorre durante a redução eletroquímica do anodo.

A redução total do NiO a Ni foi alcançada com a injeção de uma mistura de hidrogênio e nitrogênio a uma vazão de 2,5 L/min por mais 5 horas. Então, o fluxo de nitrogênio diminuído gradativamente e o de hidrogênio aumentado até se alcançar uma vazão somente de hidrogênio. O processo de redução foi encerrado quando o potencial do protótipo atingiu 5,4 volts, após 10 horas de experimento. A Figura 15 apresenta a evolução do potencial de cada célula durante o processo de redução e acionamento do protótipo.

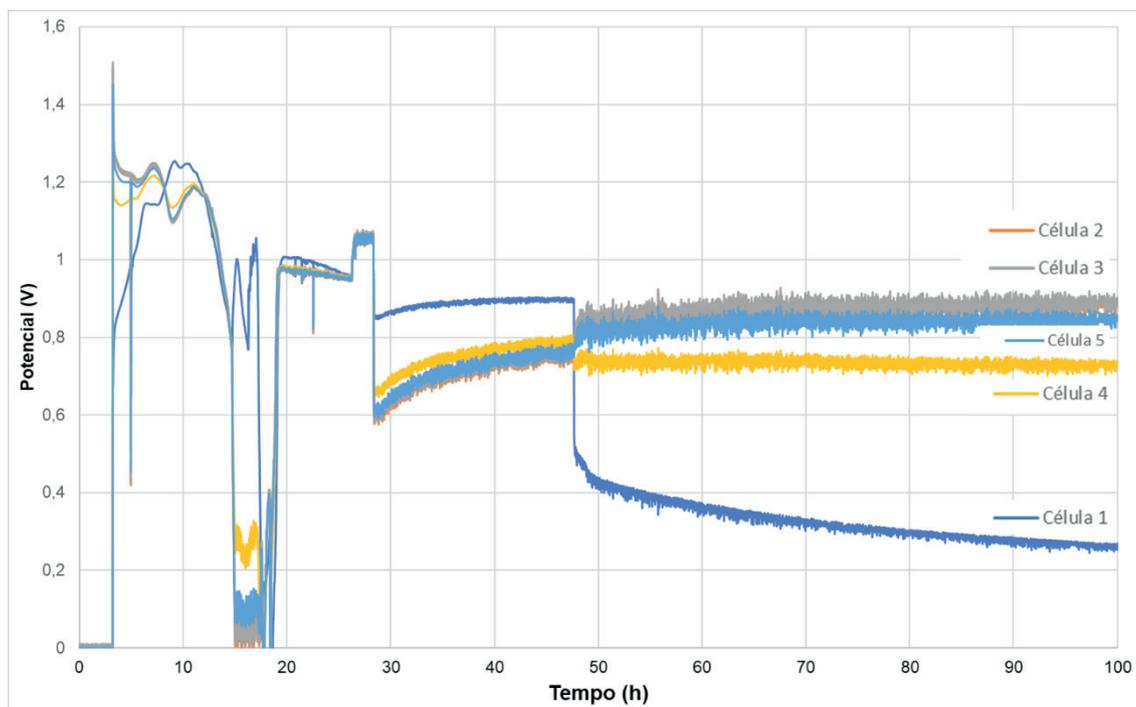


Figura 15 - Gráfico das medidas do diferencial de potencial em V em relação ao tempo, para cada célula do protótipo.

O valor experimental de 1,1 volts de potencial de circuito aberto alcançado por cada célula após o término da etapa de redução indica a completa redução das células e a estanqueidade do sistema. Ao fim do processo de redução, iniciou-se o acionamento do protótipo a 800 °C. Nessa fase, o catodo foi alimentado com oxigênio a um fluxo de 3,0 L/min e o anodo com hidrogênio a um fluxo de 1,0 L/min. A Figura 16 apresenta o potencial do protótipo durante seu processo de redução e de funcionamento. Após o acionamento do protótipo, próximo a 10 horas de experimento, o potencial diminuiu de 5,4 V para 3,0 V devido a perdas por polarização no anodo e no catodo. Em seguida, ocorre um aumento gradativo do potencial até 20 horas de experimento, quando o potencial atinge o valor máximo de 4,4 V. Logo após as 20 horas de experimento notou-se uma queda do potencial para 3,8 V.

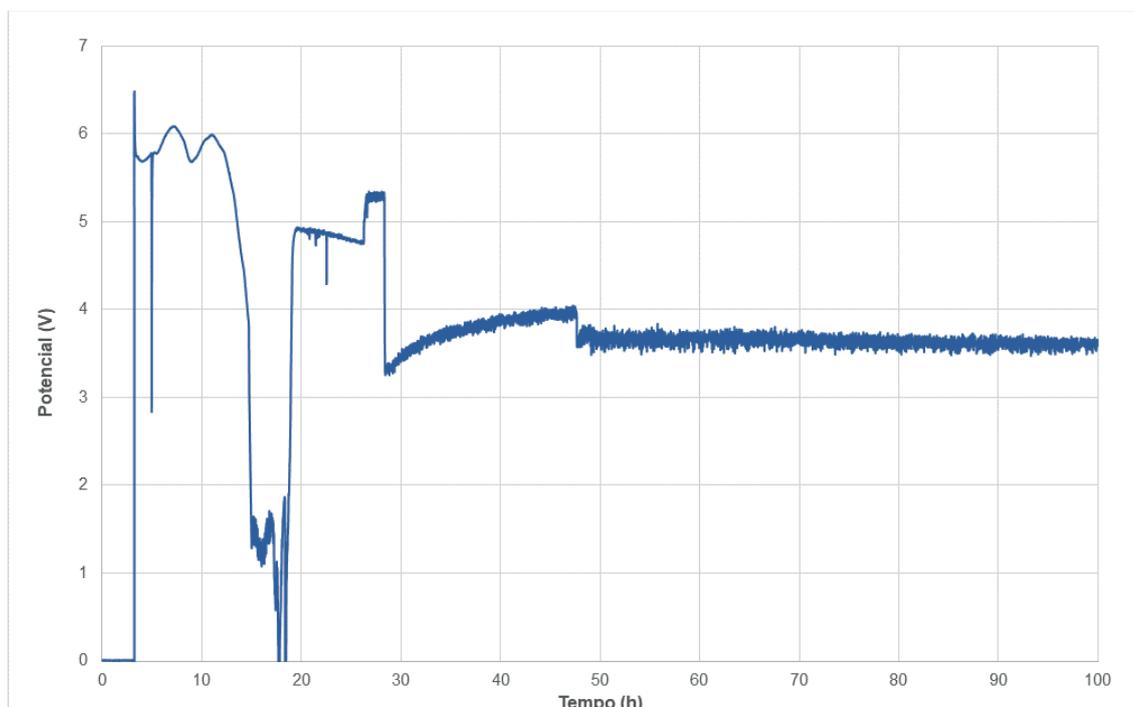


Figura 16 - Gráfico das medidas do diferencial de potencial em V, para o protótipo durante todo o tempo de funcionamento do mesmo.

Esta queda foi atribuída às perdas de rendimento das células 1 e 4. Durante o restante do experimento o potencial se manteve próximo a 3,8 V com ligeira queda após 80 horas de funcionamento. As perdas de rendimentos das células 1 e 4 podem estar relacionadas a vários fatores, dentre eles, a deterioração ou quebra das células, a falta de homogeneidade de temperatura dos gases ou reações paralelas entre os componentes das células. Por medidas de segurança, após 100 horas de funcionamento o protótipo foi desligado. Posteriormente, quando desmontada a pilha para inspeção verificou-se que a célula 1 possuía uma trinca. Já para a célula 4 verificou-se que se encontrava intacta.

Na Figura 17 observa-se a curva da potência gerada pelo protótipo, obtida pela multiplicação da diferença de potencial em volts, pela corrente medida em amperes. Imediatamente após o acionamento do protótipo, observou-se um aumento gradativo entre a vigésima oitava e a quadragésima sexta hora de experimento, até o valor máximo de 119 W. Em seguida, ocorreu uma diminuição da potência devido à queda de potencial das células 1 e 4. Entretanto, observa-se que a potência da célula estava crescente, portanto é esperado um adicional na potência caso não houvesse a trinca na célula 1.

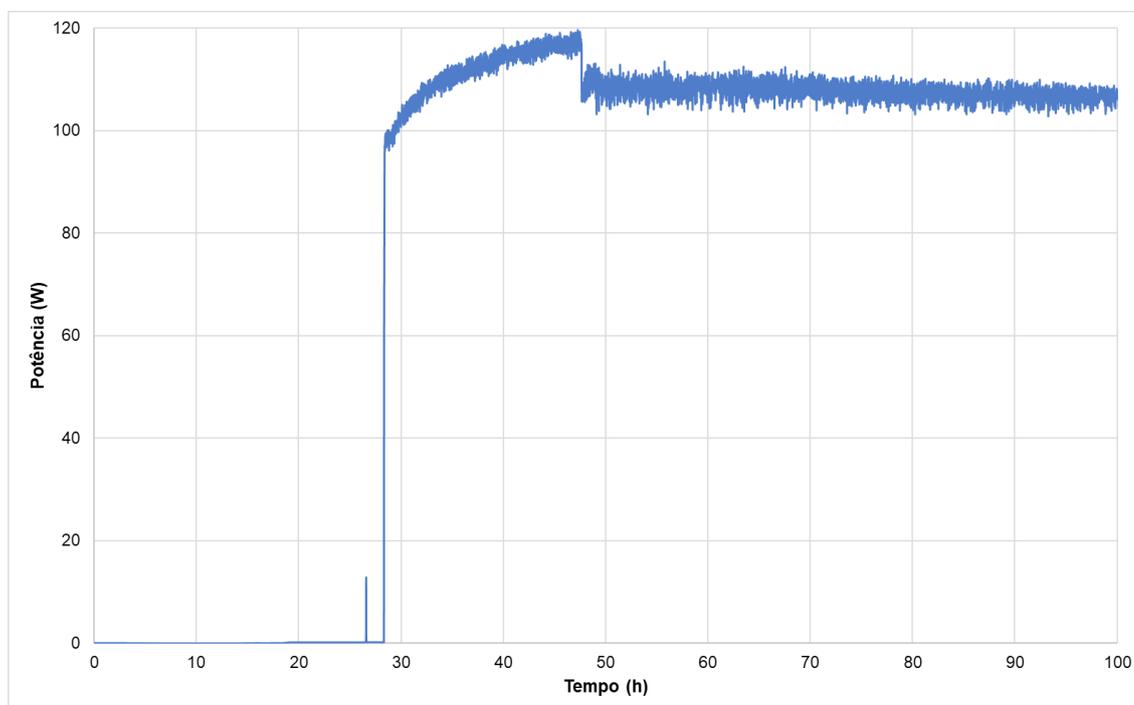


Figura 17 - Gráfico da evolução da potência em função do tempo

De acordo com os estudos feitos no LaMPaC, foi estimada uma potência de 165 W para um conjunto de 5 células com 80 mm de diâmetro. Dessa forma, a potência alcançada pelo protótipo está próxima ao valor esperado para uma pilha com cinco células. O sistema continuou funcionando por aproximadamente 100 horas.

3 | CONCLUSÃO

A pilha a combustível é uma das principais alternativas na busca de sistemas de geração de energia mais eficientes e com baixa emissão de poluentes. O desenvolvimento deste projeto permitiu a construção de dois protótipos de PaCOS com potências superiores a 100 W.

O protótipo de 100 W alcançou uma potência de pico de 115 W e o sistema se manteve estável por 50 horas com uma potência média de 50 W. O principal protótipo, formado por dois módulos contendo 2 e 3 células cada, funcionou plenamente por quase 20 horas, alcançando uma potência de 119 W. Embora o protótipo de 1 kW não tenha sido montado com todos os módulos calculados, a potência obtida foi muito próxima à estimada por meio dos estudos de otimização realizados em células botões.

Esses resultados comprovam a eficiência dos sistemas testados e validam a proposição de um sistema em série. Trata-se do primeiro protótipo nacional com empilhamento e potência gerada acima de 150 W, o que coloca o grupo LaMPaC como pioneiro na montagem e acionamento de pilhas do tipo óxido sólido no Brasil.

De posse desses resultados os próximos estágios a serem atingidos estão na utilização de etanol como combustível para as células, o que requer a elaboração

de novos anodos para PaCOS. Também, devem ser elaborados novos projetos de design e de fluxos térmicos e de gases que permitam o controle de temperatura e estanqueidade dos gases em protótipos de potências superiores.

4 | AGRADECIMENTOS

À Cemig pelo apoio técnico, nas pessoas de Alaíse J.V. Madureira² e Cláudio H. F. da Silva, e financeiro. Ao Centro de Microscopia da UFMG pela geração das imagens de microscopia. Ao CNPq, CAPES pelas bolsas para os alunos de pós-graduação que compõem a equipe do projeto.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, R. M. **Otimização de anodos para célula a combustível de óxido sólido fabricados por colagem de fitas**. Dissertação (Dissertação em Química) UFMG, Belo Horizonte, 2014.

CHU, S.; MAJUMDAR, A. **Opportunities and challenges for a sustainable energy future**. Nature, v. 488, n. 7411, p. 294-303, 2012.

DOMINGUES, R. Z, MATENCIO, T e ALMEIDA, R. M. **GT291 - Desenvolvimento de um protótipo de pilha a combustível de óxido sólido com potência de geração de 1 kW**. LaMPaC, Belo Horizonte, MG, Relatório Técnico. RT 09, Setembro. 2014.

FERNANDES, Antônio de Pádua Lima. **Desenvolvimento e caracterização eletroquímica de pilha a combustível de óxido sólido**. Tese (Tese em Química) UFMG, Belo Horizonte, 2016.

FERNANDES, Antônio de Pádua Lima. **Uso da técnica de serigrafia para deposição de filmes de catodo de Pilha a Combustível de Óxido Sólido**. Dissertação (Dissertação em Química) UFMG, Belo Horizonte, 2012.

GUO, K. W. **Green nanotechnology of trends in future energy: a review**. International Journal of Energy Research, v. 36, p. 1-17, 2012.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; SAFARI, A. **Comparative study of different fuel cell technologies**. Renewable & Sustainable Energy Reviews, v. 16, n. 1, p. 981-989, 2012.

PEREIRA, Gislaine de Castro Oliveira. **Preparação e Caracterização de anodo Ni/YSZ com aplicação em Pilhas a Combustível de Óxido Sólido**. Dissertação (Dissertação em Química) UFMG, Belo Horizonte, 2013.

SANTOS, J. A. F.. **Elaboração e caracterização de La_{1-x}Sr_xCo_yFe_{1-y}O_{3-d} para catodo de Pilhas a Combustível de Óxido Sólido**. Dissertação (Dissertação em Química) UFMG, Belo Horizonte, 2011.

SANTOS, J. A. F.. **Otimização da Microestrutura de Componentes de Pilhas a Combustível de Óxido Sólido a Temperaturas Intermediárias**. Tese (Tese em Química) UFMG, Belo Horizonte, 2014.

SILVA, C. H. F (Org.). **Alternativas Energéticas - Uma visão Cemig**. Cemig: Belo Horizonte, 2012, pp. 346-349. [Online] Disponível em <http://www.cemig.com.br>.

US Department of Energy. **Fuel cell Handbook**. US Department of Energy: West Virginia, 2004, pp. 1-34. [Online]. Disponível em <http://www.netl.doe.gov>.

WACHSMAN, E. D.; LEE, K. T. **Lowering the Temperature of Solid Oxide Fuel Cells**. Science, v. 334, n. 6058, p. 935-939, 2011.

EQUIPAMENTO COM RECONHECIMENTO DINÂMICO DE IMAGEM PARA AVALIAÇÃO DE MEDIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA EM CAMPO

Fernanda Soares Giannini
CPFL Energia, Campinas-SP

Ronaldo Borges Franco
CPFL Energia, Campinas-SP

Joel Machado Campos Filho
CPFL Energia, Campinas-SP

Ricardo Toshinori Yoshioka
Instituto de Pesquisas Eldorado, Campinas-SP

Jean Marcos Andery Baracat
Instituto de Pesquisas Eldorado, Campinas-SP

José Eduardo Bertuzzo
Instituto de Pesquisas Eldorado, Campinas-SP

RESUMO: Esse trabalho descreve sobre um equipamento inédito, utilizado no processo de avaliação de medidores de consumo de energia elétrica em campo. Com ele é possível avaliar os medidores eletromecânicos e eletrônicos sem a necessidade de desligar a unidade consumidora (UC). Os resultados são obtidos de forma automática e independente do operador. Ele é composto por uma Unidade de Reconhecimento Dinâmico de Imagem especialmente desenvolvida para capturar a marca do disco de medidores eletromecânicos ou o piscar do LED (*Light Emitting Diode*) de medidores eletrônicos e de um Módulo de Controle capaz de gerenciar toda operação do dispositivo. Possui Cargas Eletrônicas e possibilita o armazenamento de dados de entrada e também dos resultados

obtidos. Além disso, o equipamento poderá receber módulos adicionais, tais como 3G ou 4G, GPS, etc, que permitirão a conectividade para acesso a informações em tempo real, bem como o acompanhamento da movimentação da equipe.

PALAVRA-CHAVE: avaliação, medidor, não invasivo e reconhecimento de imagem

1 | INTRODUÇÃO

O monitoramento das condições de funcionamento dos medidores de energia elétrica pelas distribuidoras no campo, segundo Paranhos (2007) é cada vez mais importante para redução de perdas comerciais e combate a fraudes. Atualmente existem diversos equipamentos e processos que avaliam os medidores de energia elétrica, analógicos e digitais. Os medidores de energia estão mostrados na Figura 1(a) e 1(b) respectivamente, instalado em residências, lojas e empresas. Esses equipamentos de avaliação encontrados comercialmente apresentam carência em abarcar satisfatoriamente toda a operação de avaliação dos medidores. Normalmente são intrusivos, precisam desligar a UC para execução do processo de avaliação e necessitam inserir manualmente a carga

padrão para simular o consumo de energia, permitindo a avaliação do medidor. Além disto, dependem em alguns casos, de equipamentos adicionais, tais como voltímetros, amperímetros, cronômetros entre outros. Neste contexto, normalmente, dependem da ação do operador no sentido de identificar o início e o final do processo de avaliação, ou seja, precisa da análise visual da arca do disco em medidores eletromecânicos ou do piscar do LED em medidores eletrônicos. Alguns processos menos elaborados dependem até da realização de cálculos manuais pelo operador e da anotação dos dados obtidos em formulários de papel ou a inserção destes manualmente em PDA (Personal Digital Assistant). Há vários instrumentos que analisam os medidores de energia elétrica encontrados no mercado e outros em nível de pesquisa, como mostrada pelo Fermine (2009), mas que não realizam uma medição automatizada como se propõe este projeto. Um equipamento patenteado, “Unidade de verificação de medidores de energia elétrica em serviço”, apresentada pelo Wolaniuk (2009) mostra uma boa ideia do que há de melhor no mercado, não se comparando, porém ao equipamento objeto desse trabalho. O objetivo desse projeto foi o de contornar essas dificuldades nos processos atuais de avaliação de medidores no campo, reduzindo as possibilidades de interferência do operador nos resultados e tornando o processo mais preciso, seguro, eficiente e mais rápido. Este projeto da fase Cabeça de Série (CS1111 - *Desenvolvimento de Produto para Avaliação Automática e Não Invasiva de Medidores de Consumo de Energia Elétrica*) na fase final de execução e teve como base o modelo experimental obtido na fase anterior de Desenvolvimento Experimental (DE0011 – *Dispositivo Assertivo de Substituição de Medidores*), sendo que a empresa CPFL Energia é a entidade financiadora do projeto.



Figura 1. (a) Medidor Analógico e (b) Medidor Digital

2 | DESENVOLVIMENTO DO EQUIPAMENTO

O equipamento aqui descrito faz parte da evolução do projeto da fase de Desenvolvimento Experimental. Nesta fase de Cabeça de Série foram introduzidas, principalmente, as melhorias com relação às especificações e aos desenhos mecânicos do protótipo inicialmente projetado, visando uma produção em maior

escala. A principal característica deste equipamento é o fato dele ser não intrusivo, pois não exige o desligamento da unidade consumidora para realização da avaliação do medidor. Por causa disto e por não ser necessária a inserção manual de cargas padrão ou a realização de medidas e cálculos manuais para obtenção do resultado, o processo é mais rápido. Este equipamento permite, também, que o processo de avaliação seja mais preciso porque os parâmetros de medição são automaticamente coletados e o processo de detecção do início e do fim é independente do operador, tornando a precisão da medida dependente apenas das características do próprio equipamento, eliminando imprecisões externas. Ele é capaz de armazenar imagens e vídeos do processo de avaliação, possibilitando a verificação posterior da execução do trabalho e a avaliação das equipes executoras. A conectividade do equipamento permite utilizá-lo como memória de dados, inserindo nele, de forma digital, os relatórios das avaliações a serem realizadas e o armazenamento dos resultados através do preenchimento automático de formulários digitais, o que elimina a necessidade de preenchimento manual ou utilização de dispositivos acessórios de armazenamento, tais como *notepads* ou sistemas de coleta de dados. Através da adição de dispositivos opcionais, o equipamento permite a comunicação em tempo real, rastreamento da equipe de operação e integração dos processos anteriores (dados de UCs a serem avaliadas, rotas e etc) e posteriores (dados obtidos, imagens e etc.). O equipamento proposto pode agilizar, não só o momento da avaliação, mas também todo o processo de gerenciamento da avaliação de medidores no campo. Ele é mais seguro por não demandar o desligamento e religamento da UC, nem a inserção manual de cargas, minimizando os riscos de segurança para os operadores, pois reduz seu tempo de contato com a rede elétrica. O equipamento de medição é composto basicamente por dois módulos A e B conforme mostra a Figura 2.

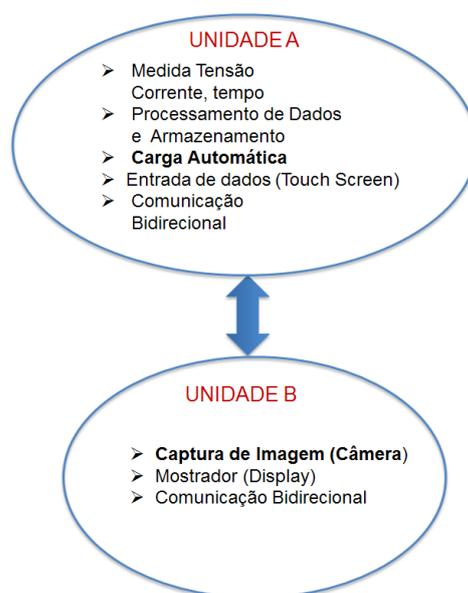


Figura 2. Descrição dos módulos A e B.

Descrição do Módulo A: o módulo A é a parte onde se concentra os elementos de medida da tensão, corrente e tempo, armazenamento e processamento de dados, carga automática e interface de comunicação bidirecional. A Figura 3 mostra a foto do desenho em perspectiva do módulo A.

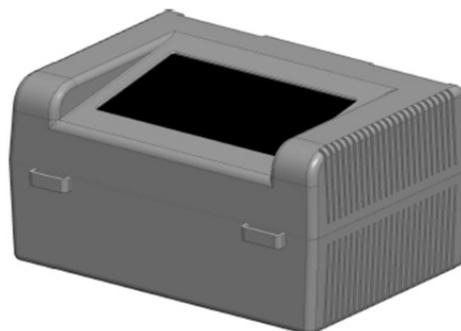


Figura 3. Desenho unidade do módulo A.

Esse módulo contém os terminais para transdutores de corrente e tensão, terminal para cabo de conexão com o módulo B, LEDs indicadores do estado do analisador, terminais para conexão de energia elétrica, terminais de alimentação externa, comutadores de alimentação externa e interna, carga eletrônica e ventiladores para resfriamento da carga. Possui também um mostrador com tela sensível ao toque que faz a interface com o operador, permitindo o envio de comandos e o recebimento de informações do processo. Possui, também, interface com outros computadores, redes ou dispositivos de armazenamento de dados (*pen drivers*, discos externos, *SD Cards*, etc). Há um módulo de armazenamento interno capaz de armazenar os dados prévios das avaliações a serem executadas e os dados coletados durante os processos de avaliação, tais como tensão, corrente, potência e energia, além das imagens coletadas por intervenção. A carga eletrônica automática interna, controlada pela unidade de medida e processamento, é capaz de se introduzir automaticamente no circuito elétrico do medidor sob avaliação sempre que a corrente elétrica aferida for menor que um valor pré-determinado e programado no equipamento. Essa carga se ajusta automaticamente, de modo a manter esse valor mínimo de corrente ao longo do período de medição.

Descrição do Módulo B: O módulo B é composto por um processador específico além de uma câmera de vídeo capaz de obter imagens e vídeos do processo e fazer o reconhecimento automático da marca do disco (ou piscar do LED) do medidor sob avaliação. Possui também um mostrador com tela sensível ao toque capaz de mostrar informações sobre o andamento da avaliação e receber comandos externos. Esse módulo possui também dispositivo mecânico que permite acoplá-lo ao medidor sob avaliação durante o processo de reconhecimento da marca do disco (ou piscar do LED). A Figura 4 mostra o desenho em perspectiva do módulo B. Esse módulo possui

as unidades de captura e processamento de imagem composta pela câmera e sistema de processamento que permite a análise das imagens do disco girante ou do LED dos medidores para possibilitar o início e fim do processo de medição, enviando e recebendo comandos do módulo A. A tela sensível ao toque, além de permitir a visualização dos resultados e dos comandos emitidos durante o processo de avaliação de um medidor, indica dinamicamente o tempo, o número de revoluções (ou piscadas do LED) e o estado do processo de avaliação do disco. Pode ser utilizado também como máquina fotográfica ou filmadora de vídeo para a coleta de informações visuais do ambiente de teste. O módulo B é acoplado ao medidor por meio de ventosas, conforme mostrado na Figura 5. O seu posicionamento sobre o medidor tem um grau de liberdade bastante amplo, ou seja, a captura de imagem pode ser feita com a câmera fixada em qualquer posição e até de cabeça para baixo.



Figura 4. Módulo B – Lado do mostrador.

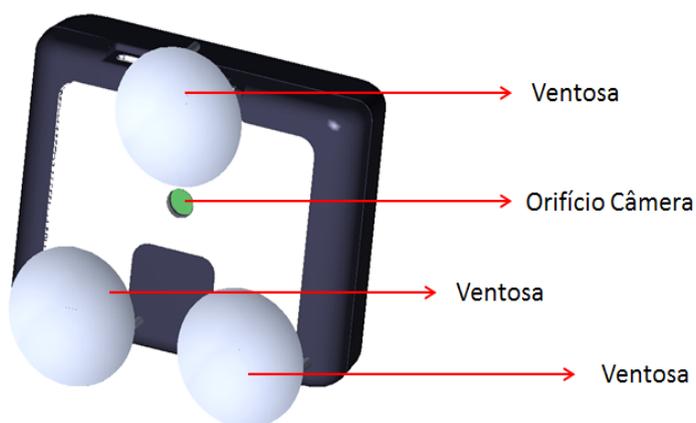


Figura 5. Módulo B – Lado da Câmera.

A Figura 6 apresenta o esquema de utilização do equipamento desenvolvido, a integração dos módulos A e B com as entradas e saídas do medidor de energia elétrica com a UC e a rede de energia elétrica.

O módulo A é conectado aos cabos de alimentação que chegam ao medidor sob avaliação. Esse módulo realiza a medida de tensão e corrente através do voltímetro e amperímetro internos. Neste módulo reside a carga eletrônica que será automaticamente inserida no momento em que não houver consumo de energia suficiente pela UC. A foto da Figura 7 apresenta os módulos conectados a um medidor eletromecânico em ambiente de laboratório.

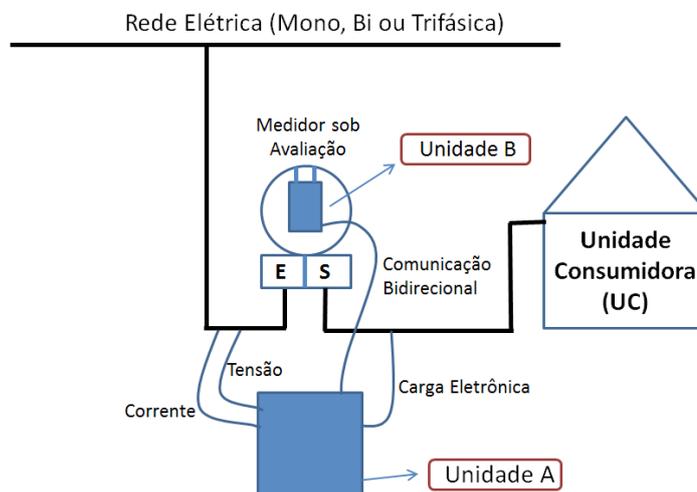


Figura 6. Esquema de Conexões do Equipamento.

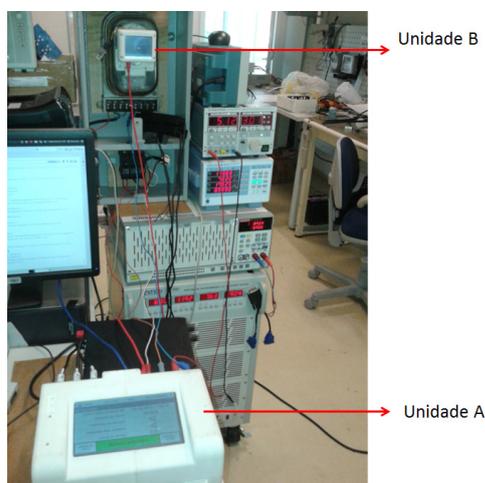


Figura 7. Equipamento conectado em Laboratório.

Detalhe do módulo B acoplado ao medidor de energia elétrica é mostrado na Figura 8.

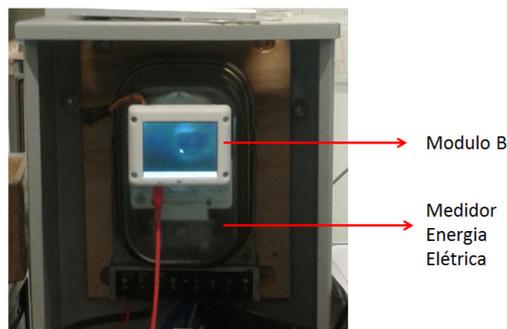


Figura 8. Detalhe do módulo B acoplado ao medidor de energia.

A seguir é descrito as etapas de execução das medidas em laboratórios. A sequência de fotos das Figuras 9 a 15 mostram estas etapas. Estas imagens mostram as telas do módulo A com as diversas opções de comandos de entradas disponíveis e amostragem de resultados durante o processo de medição e ao final deste.

Os resultados de testes do equipamento realizado em laboratório mostraram-se bastante repetitivos e com fator de desvio menor que 1%, comparando com um equipamento de referência de alta precisão (Yokogawa WT330 - Digital Power Meter). No desenvolvimento deste produto um dos maiores desafios foi justamente obter resultados precisos com as informações captadas e rapidamente processadas em tempo real.



Figura 9. Tela de inicialização do sistema.



Figura 10. Tela de medição e botão de “INICIAR INSPEÇÃO”.



Figura 11. Primeira tela de dados de entrada.

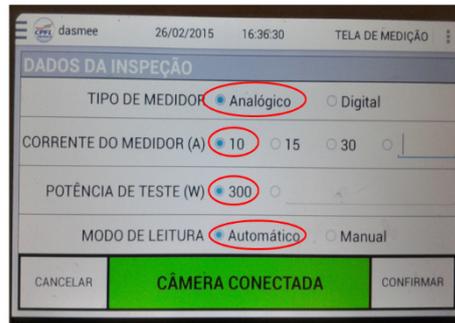


Figura 12. Segunda tela de dados de entrada

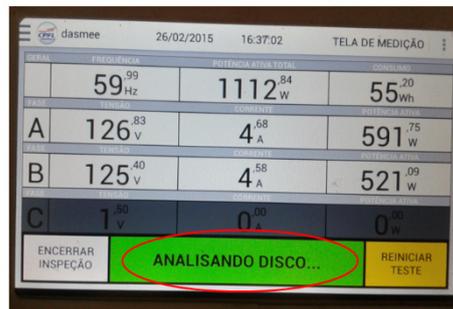


Figura 13. Análise e detecção do disco em andamento.



Figura 14. Tempo decorrido de avaliação.

RESULTADO	
DATA E HORA DO REGISTRO	26-02-2015 16:40:22
DURAÇÃO DO TESTE	00:03:05
CONSUMO CALCULADO	54 ⁰⁰ _{Wh}
CONSUMO REAL AFERIDO	54 ⁰⁷ _{Wh}
FATOR DE DESVIO	0,14
CANCELAR TESTE	MEDIDOR APROVADO
	REPETIR ou SALVAR

Figura 15. Resultado da avaliação.

Neste sentido foi desenvolvido algoritmo otimizado capaz de calcular com rapidez e precisão o consumo real aferido. Além deste, foi também bastante desafiador o desenvolvimento da carga eletrônica, pois a mesma necessitava ser de baixo volume e rápido resfriamento. Após inúmeras tentativas com diferentes tipos de resistores de mercado, optou-se pelo desenvolvimento de uma carga resistiva de fio de níquel-cromo (Ni-Cr) montada sobre um material isolante e resistente ao calor. Essa solução permitiu a redução do volume do equipamento a $\frac{1}{4}$ do desenvolvido na Fase Experimental e o tempo de resfriamento da carga de alguns minutos para cerca de 10 segundos.

As ligações elétricas para medida das tensões são feitas por meio de cabos elétricos, sendo o neutro dotado de garra tipo jacaré para conexão ao respectivo barramento e as fases por cabos dotados de pastilhas magnéticas que facilitam a conexão nos parafusos dos disjuntores que ficam na caixa de entrada, ou seja, não há necessidade de conexões sólidas ou de se ficar segurando a ponta de ligação nos condutores. A Figura 16 mostra como é realizado o contato dos cabos de tensão com os disjuntores.

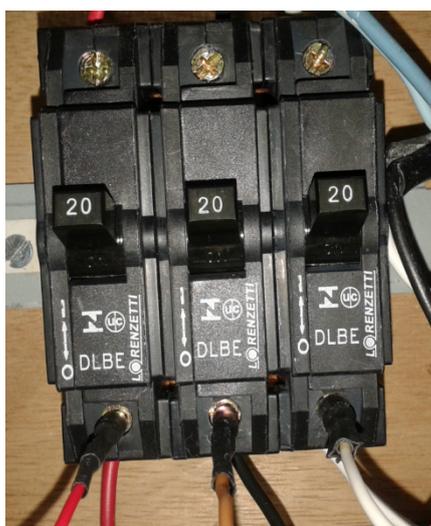


Figura 16. Cabos com ímãs nas pontas em contato com disjuntor.

A medida de corrente é feita pelo Transformador de Corrente (TC) tipo *Clamp* mostrado na Figura 17. A Figura 18 mostra o equipamento colocado na bolsa para transporte juntamente com seus acessórios. A utilização dessa bolsa, convenientemente desenvolvida, permite o transporte e utilização do equipamento sem a necessidade de

removê-lo de seu interior ou de desconexão dos cabos e sensores, aumentando a vida útil do equipamento e seus acessórios. Melhorias importantes foram realizadas em relação ao protótipo inicial, sendo nesta fase cabeça de série um equipamento mais compacto e mais leve.



Figura 17. TC do tipo *Clamp* para medida de corrente.

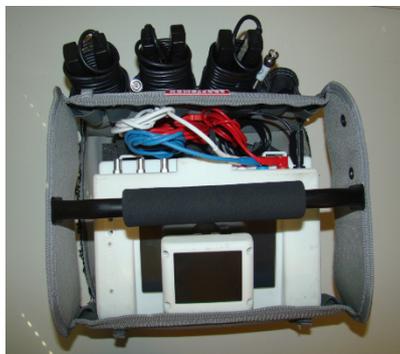


Figura 18. Equipamento e acessórios na bolsa para transporte.

3 | APLICAÇÃO EM CAMPO

O equipamento foi levado a campo para realização dos testes por operadores habilitados na realização de avaliação de medidores de energia. As Figuras 19 a 24 mostram as fotos tiradas em campo.



Figura 19. Painel de condomínio com vários medidores.



Figura 20. Medidor de energia em avaliação.

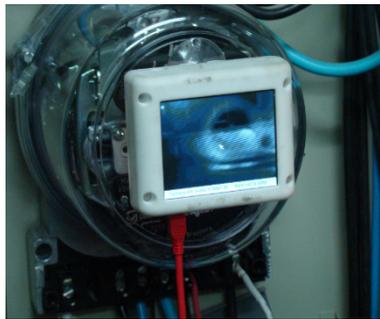


Figura 21. Detalhe da câmera acoplada ao medidor de energia.



Figura 22. Avaliação em campo na Escola de Ensino Infantil



Figura 23. Detalhe do acoplamento da câmera ao medidor de energia.



Figura 24. Equipe de campo.

As Figuras 25 e 26 mostram a tela do equipamento durante a medição em campo, mostrando a aprovação do medidor de energia em teste.



Figura 25. Tela do equipamento com medidor em processo de avaliação.

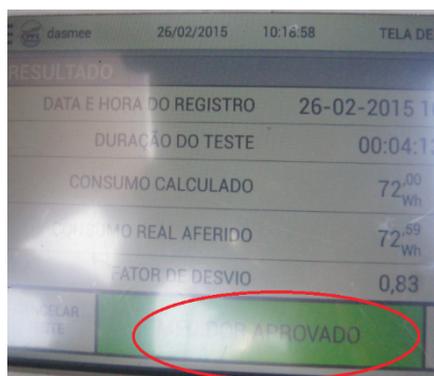


Figura 26. Final do processo de avaliação mostra o medidor aprovado.

4 | BENEFÍCIOS

Esse equipamento apresenta vantagens relevantes sobre todos os similares atualmente disponíveis no mercado, principalmente por ser não intrusivo e possuir resultados independentes da atuação dos operadores. Essas características permitem uma melhora significativa nos processos de avaliação, possibilitando ganhos de qualidade, segurança e confiabilidade. Tais vantagens foram destacadas pelas próprias equipes de avaliação durante os testes realizados em campo com o equipamento. Há que se destacar que diversas funcionalidades e melhorias foram implantadas nessa fase Cabeça de Série por sugestão das equipes participantes dos testes. A tabela I mostra os benefícios que serão obtidos através da implementação deste equipamento na CPFL. Considerando que são substituídos cerca de 240.000 medidores por ano (âmbito do Grupo CPFL – 2011) e que 5% deles não apresentam falhas, sendo o custo médio de R\$121,00 por substituição, calcula-se uma perda anual média de R\$ 1.452.000,00. Com o uso deste equipamento estima-se que 0,5% dos medidores em bom estado serão substituídos, ou seja, uma perda anual média de R\$145.200,00.

Benefícios	Parâmetro	Atual	P&D
Técnicos	Carga	Lâmpada Incandescente	Carga Eletrônica
	Leitura do ciclo	Manual (pera)	Automática
	Impacto à UC	Deve ser Desligada	Continua Ligada
	Registro dos dados de leitura	Manual	Automático
Comerciais	Custo de troca do medidor regular	--	Redução de R\$ 1.307.000,00/Ano
	Perda receita / medidor irregular	--	Redução de R\$ 200.000,00/Ano
	Tempo de operação / UC	--	Redução de 20%

Tabela I. Benefícios do equipamento desenvolvido

Assim, haverá uma economia na troca de medidores regulares de cerca de R\$1.307.000,00. Além disto, a Recuperação de Perdas Comerciais (RPC) anual é estimada em R\$200.000,00. Portanto, em termos de benefícios comerciais, somando-se custo de troca do medidor regular mais a perda de receita por medidor irregular, chega-se a uma economia em torno de R\$1.500.000,00 anuais. Há outros ganhos como a redução de 20% no tempo médio do processo de validação por medidor, redução de retornos por não possibilidade de desligamento e aumento da segurança dos profissionais envolvidos no processo de avaliação pela não necessidade de desligamento e religamento da UC. Neste projeto esses ganhos não foram

contabilizados em termos monetários, mas em ganhos intangíveis.

5 | CONCLUSÕES

Este equipamento tem uma grande aplicabilidade para as concessionárias de energia elétrica em substituição aos equipamentos e processos atuais de avaliação de medidores no campo, melhorando a qualidade das avaliações de medidores de energia elétrica no campo por ser um processo não invasivo, mais rápido, mais preciso, mais seguro e com resultados independentes dos operadores. A característica de ser não intrusivo dispensa a necessidade de envio de avisos de desligamento às unidades consumidoras, permitindo que as avaliações sejam feitas a qualquer momento e sem o prévio aviso. As características mais importantes deste equipamento estão relacionadas à utilização de processo de captura dinâmica de imagem da marca do disco de medidores eletromecânicos ou o piscar do LED em medidores eletrônicos. Este processo é inédito, ou seja, não foi encontrado algo similar publicado. Além disto, este equipamento utiliza a corrente consumida pela própria UC para a realização da avaliação, ou, na falta dessa, são introduzidas e controladas automaticamente cargas eletrônicas nas fases, mantendo uma corrente mínima suficiente para a execução da avaliação. Os dados referentes às avaliações a serem realizadas em determinado período podem ser previamente armazenadas no equipamento. Os resultados das avaliações são automaticamente armazenados em banco de dados do equipamento ficando disponível para posterior processamento. A avaliação desse equipamento mostrou-se bastante prática e com resultados de medidas dentro do padrão exigido pelas concessionárias de energia. O equipamento e seu processo de avaliação desenvolvidos durante a Fase Experimental do projeto foi objeto de pedido de Patente no INPI sob o nº PI 1106515-0, Bertuzzo (2011). As novas funcionalidades adicionadas nessa Fase Cabeça de Série serão incluídas ao pedido de patente em andamento.

REFERÊNCIAS

BERTUZZO, J. E.; BARACAT, J. M. A. **Equipamento Automático e Não Intrusivo para Avaliação de Medidores de Energia Elétrica no Campo**, Patente BR – INPI - PI 1106515-0, 29 novembro de 2011.

FERMINE, A.D.; GALLO, D.; LANDI, C.; LUISO, M., **Advanced Instrument For Field Calibration of Electrical Energy Meters Instrumentation and Measurement**, IEEE Transactions on Vol. 58, Issue 3, pp 618-625, Mar.2009.

PARANHOS, I.; LIBANO, F.; MELCHIORS, J.; MANO, O.; ROENICK, A.; **Power energy meter in a low cost hardware/software**, Power Electronics and Applications, 2007 European Conference on, 2-5 Sept. 2007 Page(s):1 – 9.

WOLANIUK, G. B.; DEMONTI, R.; PAIVA, S. Nunes de, **Unidade de verificação de medidores de energia elétrica em serviço**, Patente BR – INPI - PI 0901080-7, 23 de março de 2009.

GERENCIAMENTO ENERGÉTICO PARA MICRORREDES: DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO PILOTO

Victor Maryama

Fundação Certi
Florianópolis – SC

Vítor Seger Zeni

Fundação Certi
Florianópolis – SC

Frederico Viveiros Jordan

Fundação Certi
Florianópolis – SC

Cesare Quinteiro Pica

Fundação Certi
Florianópolis – SC

Erlon Cristian Finardi

LabPlan – Universidade Federal de Santa
Catarina
Florianópolis – SC

Gabriel Aurélio de Oliveira

ENGIE
Florianópolis – SC

RESUMO: Este artigo apresenta o desenvolvimento e resultados computacionais de um sistema de gerenciamento energético para aplicação em microrredes inteligentes. Este trabalho se insere no contexto de um projeto de P&D mais amplo, cujo objetivo é a implantação de uma microrrede experimental conectada ao sistema de distribuição, abrangendo desde o desenvolvimento de soluções de eletrônica de potência, automação, comunicação e

controle até o estudo e proposição de modelos comerciais. Especificamente, este artigo apresenta a estratégia de gerenciamento energético que foi desenvolvida, incluindo modelos e algoritmos de otimização utilizados, descritivo de uma plataforma de simulação criada no projeto e validação computacional dos resultados obtidos no trabalho.

PALAVRAS-CHAVE: Gerenciamento energético, Microrredes, Otimização, Redes elétricas inteligentes.

ABSTRACT: Este artigo apresenta o desenvolvimento e resultados computacionais de um sistema de gerenciamento energético para aplicação em microrredes inteligentes. Este trabalho se insere no contexto de um projeto de P&D mais amplo, cujo objetivo é a implantação de uma microrrede experimental conectada ao sistema de distribuição, abrangendo desde o desenvolvimento de soluções de eletrônica de potência, automação, comunicação e controle até o estudo e proposição de modelos comerciais. Especificamente, este artigo apresenta a estratégia de gerenciamento energético que foi desenvolvida, incluindo modelos e algoritmos de otimização utilizados, descritivo de uma plataforma de simulação criada no projeto e validação computacional dos resultados obtidos no trabalho.

KEYWORDS: Gerenciamento energético,

1 | INTRODUÇÃO

No contexto das Redes Elétricas Inteligentes, o conceito de Microrrede vem se tornando uma abordagem cada vez mais atrativa de geração distribuída e consumo eficiente, podendo propiciar melhorias em questões técnicas de disponibilidade e qualidade de energia em diferentes aplicações, como também novos modelos comerciais e de operação de sistemas elétricos. Uma microrrede pode ser definida como um agrupamento de unidades de geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia e cargas locais, operando de forma integrada por meio de redes elétricas e de comunicação e controle. Em geral, uma microrrede possui um contorno bem definido e um único ponto de conexão com a rede elétrica externa (LASSETER, 2002) (LOPES, MOREIRA e MADUREIRA, 2006) (HATZIARGYRIOU, ASANO, *et al.*, 2007) (DOE, 2012). Pode trabalhar no modo conectado ou no modo ilhado e deve possuir um sistema de controle e gerenciamento energético que faz com que uma microrrede se apresente ao sistema elétrico como um único consumidor-produtor de energia, bem controlado.

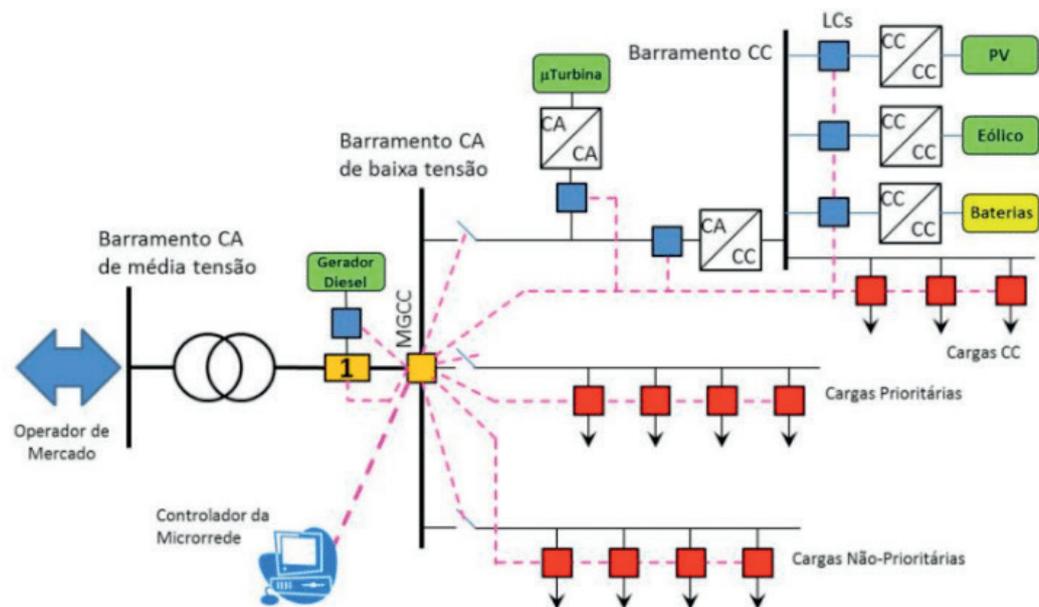


Figura 1 - Diagrama conceitual de uma microrrede

A Figura 1 exemplifica uma topologia de uma microrrede inteligente, onde estão presentes os seguintes componentes principais: geração distribuída baseada em fontes renováveis (fotovoltaica e eólica); geradores despacháveis (microturbina à gás e gerador à diesel); sistema de armazenamento de energia, para atuação em casos de operação em modo ilhado ou para prestação de serviços de suporte à rede elétrica; barramentos em corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC); cargas

locais CA e CC com diferentes requisitos de prioridade em caso de falhas na rede elétrica; conversores estáticos de potência; ponto de acoplamento com a rede elétrica externa (no caso da figura, representada por uma rede em média tensão); sistemas de proteção e manobras; controladores locais das unidades de geração distribuída e das cargas locais; e um sistema de controle central, representado como MGCC (Microgrid Central Controller).

As microrredes podem atender diferentes aplicações, como: instalações industriais e estabelecimentos comerciais (sendo que nesse caso os elementos da microrrede poderão estar instalados no sistema de um único consumidor); em edificações e condomínios residenciais; e em partes da rede de distribuição (nesse caso os elementos da microrrede poderão estar instalados em diferentes consumidores). Durante a operação da microrrede em modo conectado, poderá haver intercâmbio de energia entre a microrrede e a rede externa, dependendo da disponibilidade de excedente de energia na microrrede e/ou por eventual despacho a partir de agente operador da microrrede. Durante a operação ilhada, poderão ocorrer diversas outras situações, por exemplo: em caso de excedente de geração renovável, essa energia pode ser usada para a recarga do sistema de baterias; em caso de demanda maior que a geração renovável, pode haver descarte seletivo de cargas (de acordo com priorização), ou o acionamento de baterias ou de máquinas despacháveis para atender o balanço energético da microrrede. Em ambos os modos de operação, mas também nos momentos de transição entre os modos, um elemento fundamental é o MGCC, que será denominado Gerenciador Energético (GE).

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de estratégias de gerenciamento energético para uma microrrede inteligente experimental. Este trabalho se insere como uma das atividades de pesquisa e desenvolvimento do projeto “Desenvolvimento e Implantação de Microrredes Inteligentes: Estratégias de Controle para Integração de Sistema e Gerenciamento de Energia”, código ANEEL PD 0403-0017/2011, o qual é financiado pela Tractebel Energia e que se encontra fase em execução. O projeto conta com pesquisadores da própria Tractebel, da Fundação CERTI, da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) e da empresa Supplier. Os objetivos do projeto como um todo são: (a) desenvolvimento de técnicas de controle e gerenciamento energético para microrredes; (b) implantação de uma microrrede inteligente piloto de 90 kWp e (c) desenvolvimento de modelo comercial para novos negócios na área de geração distribuída e redes elétricas inteligentes. A originalidade desse projeto está na forma como as estratégias de controle serão realizadas e implantadas, integrando microgeradores, acumuladores de energia e cargas (críticas e normais) em uma microrrede híbrida (CC e CA). O foco do projeto, portanto, é na inteligência da rede, visando um sistema eficiente, confiável e econômico, e que possa se caracterizar como uma solução atrativa para o setor elétrico.

Este trabalho está organizado da seguinte forma. Na seção II apresenta-se

uma descrição geral sobre gerenciamento energético e especificações de modelos e estratégias utilizadas no projeto. A plataforma desenvolvida no projeto de simulação estática e dinâmica da microrrede é apresentada na Seção III. A seção IV apresenta os resultados de simulação do projeto. Por fim, a seção VI apresenta as conclusões do trabalho.

2 | GERENCIAMENTO ENERGÉTICO

Em termos gerais, o GE de uma microrrede visa definir uma estratégia de operação para as fontes de geração, e podendo atuar também no controle da demanda interna, isto é, o estado operativo (ligado/desligado) e o nível de geração das mesmas, ao longo de um determinado horizonte de tempo, que atenda algum critério pré-definido (em alguns casos tem-se a utilização de múltiplos critérios). A estratégia de operação a ser obtida deve levar em consideração uma série de restrições operativas individuais das fontes, cargas e outros componentes da microrrede, bem como as denominadas restrições sistêmicas tais como o atendimento à demanda, os requisitos de reserva, os intercâmbios com a distribuidora de energia elétrica, por exemplo. Em função da natureza da atividade, isto é, atender um ou mais objetivos sujeito a uma série de restrições, o GE de uma microrrede é, em sua grande maioria, realizado com base na solução de um problema de otimização. A Figura 2 ilustra o conceito do GE (representado como MGCC), mostrando entradas e saídas desse sistema.

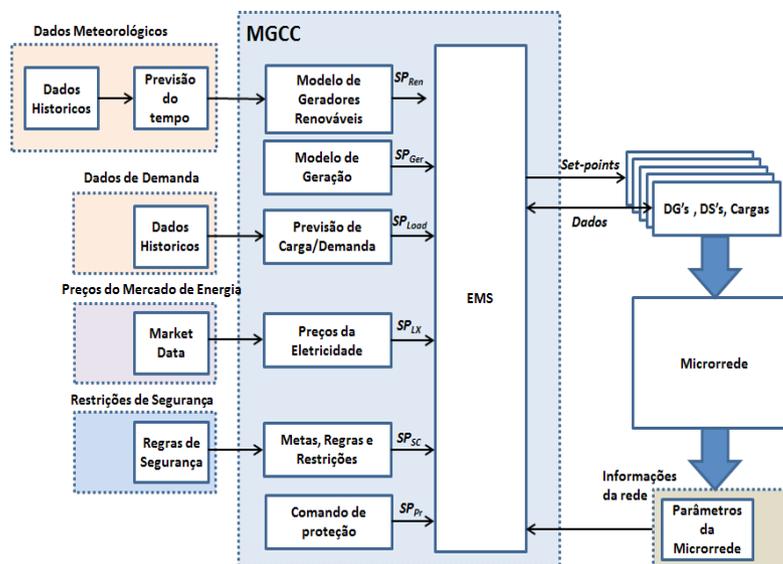


Figura 2 - Esquema conceitual do controlador central de uma microrrede

A partir de uma revisão bibliográfica (MORAIS, KÁDÁR, *et al.*, 2010) (LIU, 2010) (HOPKINS, PAHWA e EASTON, 2012) (KHODR, EL HALABI e GARCÍA-GRACIA, 2012) (MOHAMED e KOIVO, 2012) (GUO, BAI, *et al.*, 2012) (GOYA, SENJYU, *et al.*, 2012) (TAKEUCHI, HAYASHI, *et al.*, 2012) sobre o tema de gerenciamento energético em microrredes, faz-se a seguir um conjunto de observações:

(1) Com relação aos critérios utilizados, pode-se dizer que em sua grande maioria a função objetivo engloba um (ou mais) dos seguintes quesitos: custos de operação e manutenção, emissão de poluentes, rendimentos globais das unidades, custos de reserva, custos de carga e descarga de baterias, custos de partidas das unidades, custos associados às perdas do sistema de transmissão e ganhos/custos relacionados com a venda/compra de energia da concessionária;

(2) A grande maioria dos custos é representada por uma função linear. No caso das transações financeiras oriundas da transferência de energia com a concessionária, os autores admitem que exista um valor horário para o custo da compra de energia ao longo do horizonte de planejamento.

(3) No tocante às restrições utilizadas no GE, destacam-se: atendimento à demanda, requisitos de reserva, restrição de rampa das unidades termelétricas, mínimos tempos de partida e parada das unidades termelétricas, estados inicial e final de carga das baterias, rampas de carga e descarga das baterias, equação de transição de estados da carga das baterias, limites mínimos e máximos de geração de todas as unidades;

(4) Matematicamente o problema do GE é resolvido com base na solução de um modelo de otimização. O porte deste problema depende basicamente dos seguintes fatores: número de unidades geradoras, elementos de transmissão, tamanho do horizonte de planejamento e número de discretizações utilizadas ao longo do horizonte. Na sua grande maioria admite-se que o problema é de natureza determinística, isto é, consideram-se como aceitáveis as previsões de demanda, energia solar, energia fotovoltaica e preços de compra de energia.

(5) Nos artigos analisados os autores resolvem os modelos por meio de programas computacionais comerciais de programação linear inteira mista ou programação quadrática inteira mista. Tais programas fazem uso de métodos de programação linear/quadrática (e.g., pontos interiores) combinados com algoritmos de decomposição (e.g., branch and bound).

O problema de otimização para esta aplicação consiste em um problema de programação linear inteira-mista, por conter apenas equações lineares e variáveis de otimização que podem possuir tanto valores contínuos quanto discretos, que tem como objetivo buscar o conjunto de referências de potência para os recursos controláveis da rede de modo a minimizar o custo de operação no horizonte de previsão.

Dados como demanda e geração renováveis devem ser previstos durante este horizonte e conseqüentemente estão sujeitos a erros de previsão. Por tal motivo, o algoritmo é reexecutado periodicamente, de modo a incorporar diferentes informações acerca do estado operativo da rede e novas informações relativas a previsões.

Os aspectos de custo e funcionamento modelados serão mostrados a seguir.

2.1 Função Custo

A função custo representa a função que se quer minimizar no modelo de otimização da microrrede, dadas que as restrições sejam validadas. Esta procura representar o custo financeiro de operação da microrrede a cada instante de tempo, durante o horizonte de predição. É possível ainda atribuir custos arbitrários para comportamentos indesejados das fontes do sistema, como, por exemplo, variações exageradas de potência do sistema de armazenamento. A definição dos custos individuais para as fontes será detalhada a seguir.

2.2 Restrições de Operação

As restrições correspondem a situações que devem necessariamente ser atendidas pelas soluções como, por exemplo, o balanço de potência da microrrede (de forma que não haja nenhuma potência excedente ou faltante na microrrede), as limitações de máxima transferência de potência de inversores e níveis mínimos de reserva girante (com intuito de garantir uma reserva de potência para atender possíveis erros de estimativa da carga e das gerações renováveis sem que haja a necessidade de se realizar a partida de componentes adicionais).

2.3 Geradores Despacháveis

Os custos modelados para componentes como microturbinas a gás, geradores diesel e células a combustível correspondem à sua curva de consumo de combustível, custos de manutenção e custos correspondentes à partida e desligamento do mesmo. Além disso, o efeito da temperatura na eficiência das fontes foi modelado, bem como restrições de máxima variação de potência e de limitação do número máximo de partidas em um dado intervalo de tempo.

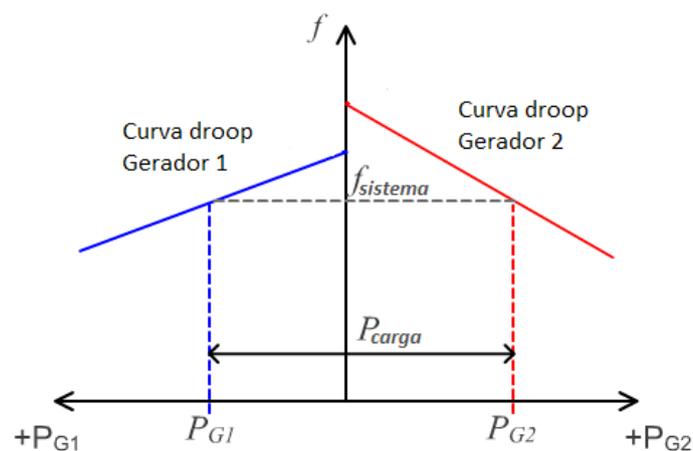


Figura 3 - Divisão de carga entre duas fontes devido ao droop de frequência

2.4 Rede Concessionária de Energia Elétrica

A rede elétrica é modelada de acordo com as tarifas de compra e venda de energia e limites de importação ou exportação de energia.

2.5 Banco de Baterias

Para o sistema de baterias, foram modeladas restrições de variação de potência e custos correspondentes ao desgaste de utilização.

2.6 Cargas Descartáveis

Em situações de falha, o gerenciador energético pode vir a descartar cargas, caso a energia disponível na microrrede não seja suficiente para atender todas as unidades consumidoras. Neste caso, associam-se custos para o desligamento destas cargas. Estes valores são arbitrários - cargas com prioridade maior devem ter um custo maior e ser descartadas com menor frequência.

Para evitar o chaveamento constante de cargas na microrrede, optou-se por associar um tempo mínimo de operação para cada carga após o religamento. Desta forma, a carga só pode ser desligada após ficar em operação durante certo período de tempo.

2.7 Outros

Outras parcelas incluem custos relacionados à falta ou excesso de energia no sistema.

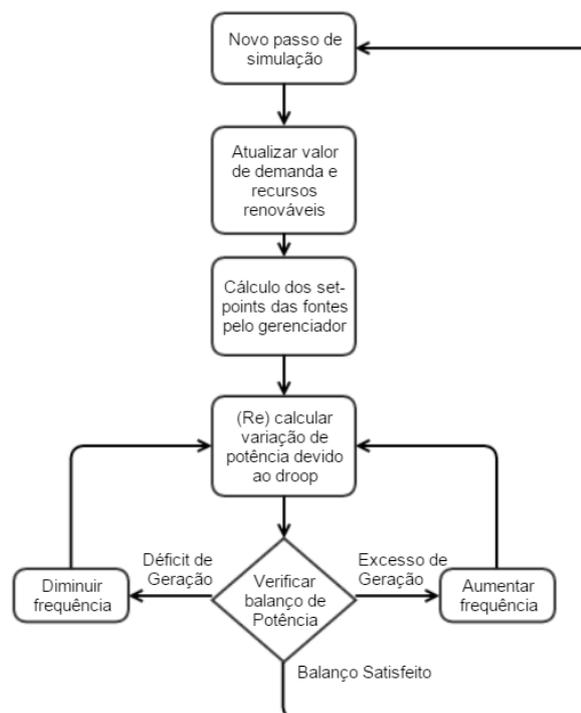


Figura 4 - Cálculo de potências e balanço energético por variação de frequência

3 | PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO

Para avaliar a eficácia e visualizar a operação do sistema sob diversas condições, uma plataforma de simulação foi concebida no contexto deste projeto. Esta plataforma consiste em duas diferentes instâncias: Simulação Estática e Simulação Dinâmica.

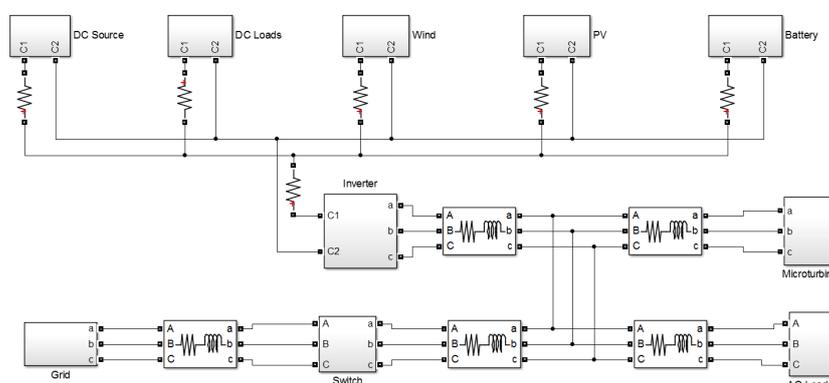


Figura 5 - Modelo de simulação dinâmica da microrrede

3.1 Simulador Estático

A simulação estática corresponde apenas à operação das fontes em regime permanente, desconsiderando os transitórios intermediários entre estes pontos de operação, a partir de dados de entrada de demanda e de recursos renováveis (velocidade do vento e radiação solar).

Os níveis de geração renovável são calculados a partir de relações de conversão de recursos renováveis em potência, como curvas de geração em função da velocidade do vento para geradores eólicos e relações de geração fotovoltaica de acordo com a radiação solar.

O sistema é simulado a partir das potências geradas/consumidas a cada instante de tempo e o balanço energético é verificado, a partir dos algoritmos de gerenciamento energético escolhidos e das características de estatismo dos geradores, também conhecido como *droop*, conforme mostram a Figura 3 e Figura 4. Este esquema permite a divisão de carga que porventura venham a se tornar maiores ou menores que as referências impostas para as fontes e é necessário devido a variações entre os instantes de cálculo dos set-points de despacho, bem como de erros de previsão no cálculo do algoritmo de otimização.

3.2 Simulador Dinâmico

A simulação dinâmica, por outro lado, contém modelos contínuos detalhados das dinâmicas dos componentes e da rede elétrica, bem como seus sistemas de controle. O modelo de simulação da microrrede é apresentado na Figura 5. A simulação dinâmica é executada a partir da seleção de diferentes pontos do resultado de operação da simulação estática e permite visualizar diferentes grandezas como frequência e amplitude das tensões, bem como variações de corrente e potências

nos componentes do sistema. Estes modelos foram desenvolvidos como fontes de tensão e corrente controladas de acordo com o componente em questão, incluindo conversores, geradores e cargas, incorporando diferentes características como estatismo (para geradores e conversores) e controle de potência. Os laços de controle foram implementados por meio de funções de transferência, em alguns casos utilizando PLLs para transformação de coordenadas dq0. A Figura 6 apresenta um exemplo das saídas disponíveis da simulação dinâmica.

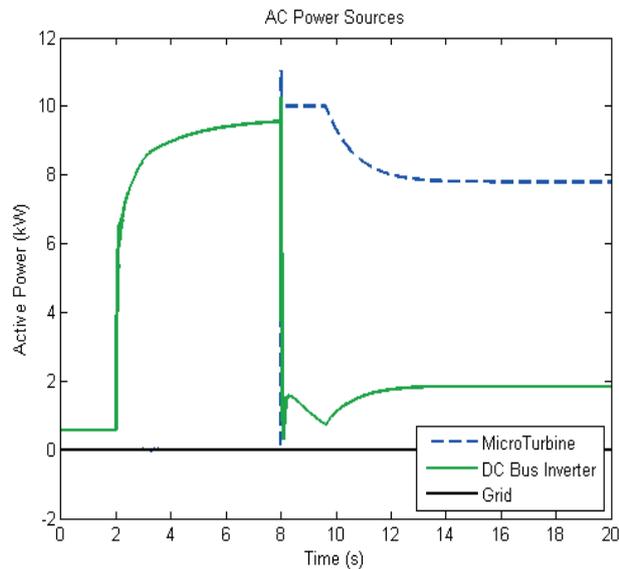


Figura 6 - Exemplo de resultado da simulação dinâmica

3.3 Arquitetura da plataforma conjunta

A arquitetura do sistema, mostrada na Figura 7, envolve elementos que operam em dois ambientes distintos, fazendo uso da plataforma de simulação matemática MATLAB e também da máquina virtual Java. A plataforma MATLAB é responsável por especificar a microrrede através de seus componentes e é também utilizada para a visualização dos resultados de operação. Já o gerenciamento das cargas e a dinâmica dos componentes é feita através de uma modelagem de otimização desenvolvida no ambiente Java.

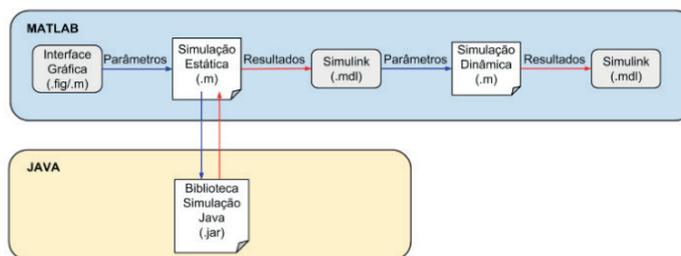


Figura 7 - Arquitetura da plataforma de simulação

O ambiente MATLAB foi utilizado para a criação das interfaces com o usuário,

entre elas a de configuração da microrrede e a de visualização dos resultados obtidos. É dentro do ambiente MATLAB também que roda o laço principal da simulação da microrrede, mas essa operação está fortemente ligada à utilização de funções que são disponibilizadas através da biblioteca de simulação desenvolvida em Java, acessadas pelo código MATLAB.

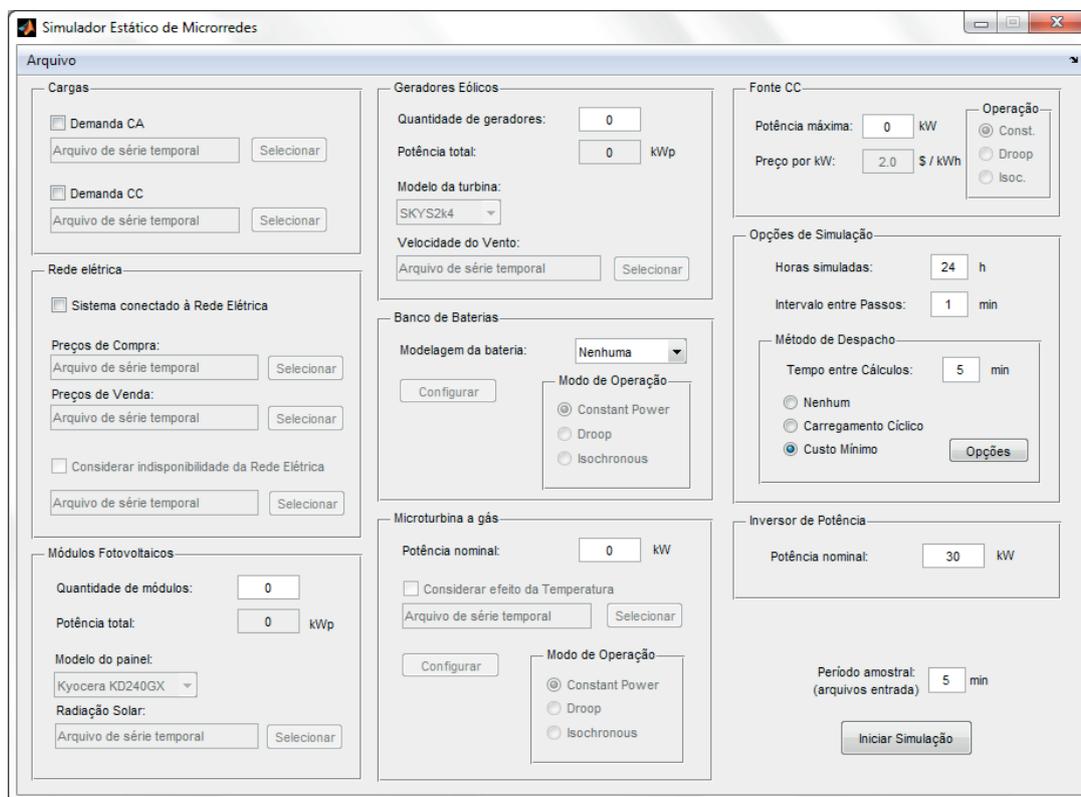


Figura 8 - Interface gráfica da plataforma de simulação desenvolvida para o projeto

3.4 Interface gráfica

A interface gráfica consiste um conjunto de painéis que representam a parametrização de cada um dos possíveis componentes da microrrede, sobretudo dimensionamento e custos de operação, além de algumas opções e configurações de simulação. Ela pode ser vista na Figura 8.

3.5 Parâmetros de Simulação e Método de Despacho

Em relação aos métodos de despacho, podem ser aplicadas duas estratégias distintas: A primeira, denominada Carregamento Cíclico, faz com que as fontes sejam despachadas quando a carga da bateria caia abaixo de um limiar, para serem desligadas quando a mesma atinge um patamar superior. A segunda estratégia tem por objetivo minimizar o custo total com a operação da microrrede, utilizando o algoritmo de otimização descrito anteriormente, que calcula o custo mínimo de operação da microrrede. Alguns parâmetros da estratégia de custo mínimo podem ser configurados, conforme mostra a Figura 9.

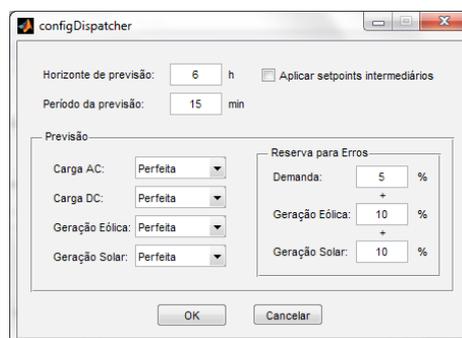


Figura 9 - Configurações do despacho ótimo

3.6 Opções do Otimizador

Na plataforma, pode-se também definir alguns parâmetros que definem o comportamento do otimizador. O horizonte de predição refere-se ao número de horas no futuro que o otimizador irá tentar prever para calcular o despacho ótimo. Um número alto de horas irá aumentar o desempenho do otimizador, mas em contrapartida aumenta exponencialmente o tempo necessário para encontrar a solução ótima, diminuindo a velocidade de simulação. É possível também definir a quantidade de pontos de previsão dentro do horizonte. Quanto maior a granularidade deste horizonte, menores serão os erros de previsão do otimizador, porém com um custo computacional mais elevado.

Além disso, pode-se escolher a qualidade da previsão em relação a cada um dos componentes da microrrede que devem ser estimados. Na previsão denominada Perfeita, as curvas de consumo e de geração previstas coincidem exatamente com os valores reais. Nesse modelo de previsão, o otimizador garante que seu modelo de despacho é realmente ótimo e é o custo mínimo para operar a microrrede. No modelo de previsão chamado Persistência, o gerenciador considera que os níveis de consumo e geração instantâneos serão mantidos durante todo o horizonte de predição. A previsão de Erro Aleatório garante que os valores previstos estão dentro de uma distribuição normal em volta do valor real. Por último, a previsão de Valor Médio considera que o nível de geração será constante durante todo o período, mantendo-se no valor médio da curva de geração inserida. Essa previsão garante que a soma da energia total da previsão será idêntica à curva real, mas mantendo a potência constante.

Alguns dos parâmetros de entrada do simulador são definidos como uma série temporal de valores. É o caso das curvas reais de recursos renováveis e de consumo, o preço do kWh ao longo do tempo ou a disponibilidade da rede. Para suprir a simulação com esses parâmetros, deve ser criado um arquivo em disco contendo a sequência completa de valores. Definidos todos os parâmetros, o usuário pode iniciar a simulação.

3.7 Exibição de resultados da Simulação Estática

O visualizador da simulação estática, exibido na Figura 10, consiste em uma

ferramenta para visualizar e analisar os sinais de entrada e de saída do sistema da microrrede. Ele apresenta a evolução dos sinais no tempo durante todo o período de simulação.

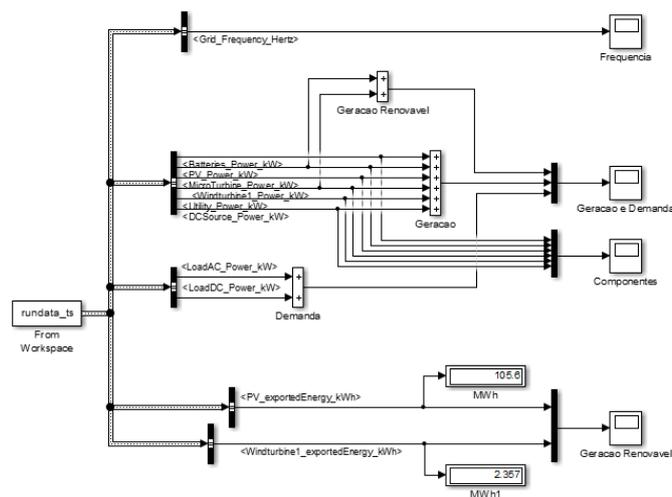


Figura 10 - Visualizador da simulação estática

Para oferecer uma maior flexibilidade na apresentação dos sinais e no poder de análise dos resultados, a saída do simulador é entregue na plataforma de simulação Simulink. Dessa forma, faz-se uso do método de programação por diagrama de blocos e também do grande número de bibliotecas disponíveis para a plataforma para exibição e manipulação dos resultados. Um exemplo de como os resultados da simulação estática são exibidos é apresentado na Figura 11.

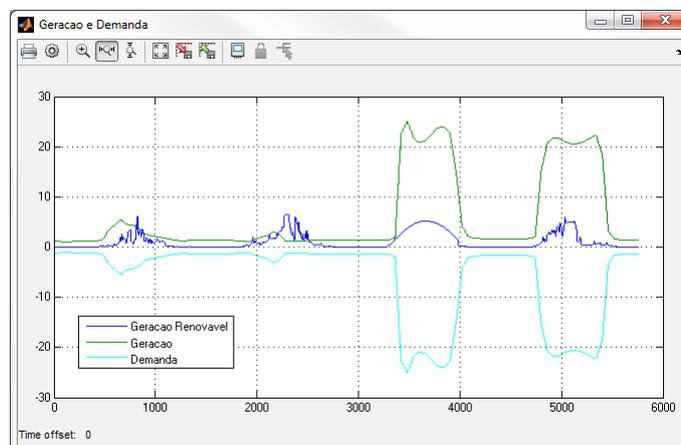


Figura 11 - Exemplo de resultados da simulação estática

3.8 Exibição de resultados da Simulação Dinâmica

A partir da exibição dos dados da simulação estática, o usuário pode especificar dois pontos que são usados como referência para as simulações dinâmicas, que realizará o cálculo das grandezas elétricas para uma variação entre os dois pontos de operação. Escolhidos os pontos, o modelo no Simulink é executado a partir do MATLAB, com os parâmetros e pontos de operação obtidos diretamente da simulação estática previamente executada. Terminadas as simulações dinâmicas, o usuário deve

escolher os gráficos que forem de seu interesse. As interfaces utilizadas se encontram na Figura 12.

A topologia do modelo dinâmico é fixa e corresponde àquela prevista para a implementação da microrrede propriamente dita em laboratório, de acordo com a Figura 5.

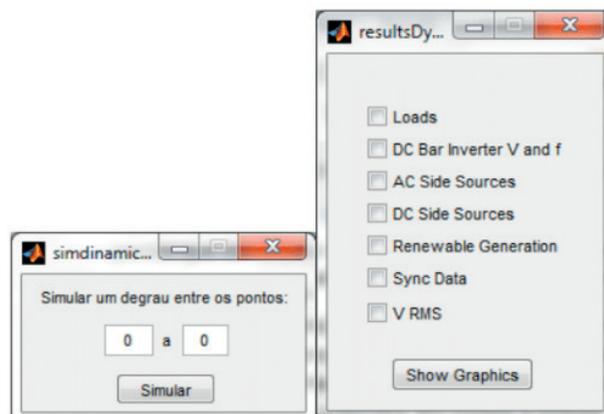


Figura12-Interface utilizada para inicialziar a simulação dinâmica

4 | RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Para o levantamento dos resultados de comparação entre as diferentes estratégias de despacho, foram simuladas diferentes estratégias atuando em uma microrrede durante um período de 30 dias. A microrrede simulada possuía os mesmo componentes em todos os casos, variando-se apenas a estratégia de despacho do gerenciador energético e seus modelos de previsão de geração e consumo dos diferentes componentes elétricos da microrrede.

O cenário modelado nos testes era composto pelos seguintes componentes elétricos: uma microturbina a gás, um conjunto de painéis fotovoltaicos, um parque eólico, um conjunto de baterias e um modelo de carga representando a demanda a ser atendida. O modelo não considera uma conexão com uma rede elétrica externa, fazendo com que a microrrede opere de forma “ilhada”.

A carga a ser atendida é representada por um perfil de carga comercial (Figura 13), que consiste em um patamar de consumo relativamente constante e próximo ao pico durante o horário comercial e próximo a zero fora do horário comercial. O perfil foi dimensionado de forma a ter cerca de 20 kW durante seu patamar de consumo no horário de pico.

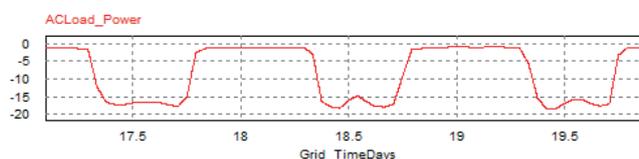


Figura 13 - Perfil de carga da demanda

Os painéis solares foram escolhidos de forma a suprirem a potência de pico da carga quando estão com geração máxima. Para tal, foram incluídos no modelo um conjunto de 80 painéis de 240 W, totalizando um potencial instalado de 19,2 kW. O perfil resultante é apresentado na Figura 14.

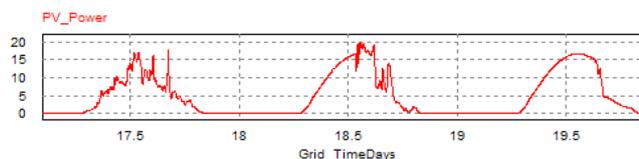


Figura 14 - Perfil de geração solar

O parque eólico foi dimensionado de forma análoga aos painéis, equiparando sua geração máxima com o consumo máximo da demanda. Assim sendo, foram simulados um conjunto de 9 turbinas eólicas de 2400 W, totalizando 21,6 kW instalados. O perfil de vento foi obtido de localidades próximas ao local de instalação da microrrede piloto deste projeto. A potência resultante do perfil de vento escolhido é apresentada na Figura 15.

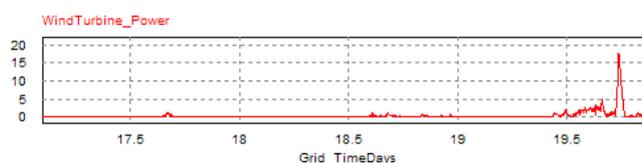


Figura 15 - Perfil de geração eólica

A microturbina foi inserida de forma a suprir a demanda quando a geração renovável não é suficiente. Foi definida uma potência máxima de 10 kW, cerca de metade do consumo no pico de demanda. Portanto, a microturbina não tem potência suficiente para manter a carga em seu consumo máximo, tendo que ser utilizada em conjunto com a geração renovável e a carga armazenada na bateria para garantir o balanço entre a geração e a demanda. Para contabilizar os custos com a microturbina, foram levantadas curvas de consumo de combustível para uma microturbina desse porte além do preço médio do combustível. Foram ainda considerados os tempos e potência de saída da microturbina quando ela encontra-se no período de partida e no período de desligamento. O plano de despacho de potência da microturbina ao longo da simulação é apresentado na Figura 16.

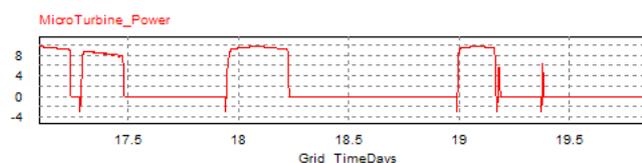


Figura 16 - Plano de potência de geração da microturbina

O conjunto de baterias incluído no modelo exerce uma forte influência no decorrer da operação. No caso de um banco de baterias muito grande, qualquer flutuação na

geração renovável é absorvida pela bateria, e a operação da microrrede torna-se trivial. Caso a capacidade seja muito baixa, há pouca folga para operar a microrrede e sua influência é suprimida (CHEN, GOOI e WANG, 2012). A capacidade escolhida foi de 80 kWh, o suficiente para manter a carga em potência máxima por cerca de 4 horas. Sua capacidade inicial foi definida como sendo 50% da capacidade total. Tanto o plano de potência quanto o estado de carga ao longo da simulação são apresentados na Figura 17.

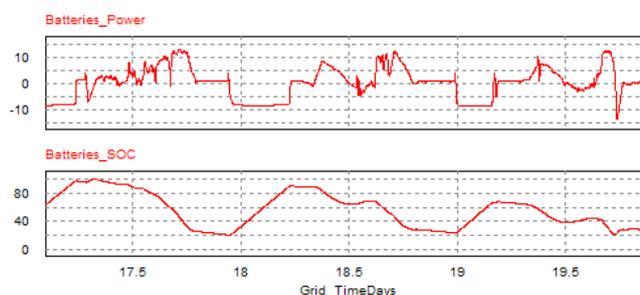


Figura 17 - Plano de potência da bateria

A Tabela 1 indica o dimensionamento dos componentes utilizados nas simulações:

Componente	Potência Máxima (kW)
Demanda	20
Microturbina a gás	10
Painéis Fotovoltaicos	19,2
Turbinas Eólicas	21,6

Tabela 1 - Dimensionamento dos componentes

Este cenário foi utilizado para testar a estratégia de custo ótimo frente à estratégia de carregamento cíclico.

A estratégia de custo ótimo cria uma previsão da potência de geração e de consumo de cada componente não-despachável durante um período de tempo, chamado horizonte de predição. Esses dados são então alimentados em um otimizador que calcula a potência dos componentes despacháveis que opera a microrrede com o menor custo possível, garantido o seguimento das restrições técnicas dos componentes e as restrições de comportamento desejado da microrrede. Essa técnica nos garante um despacho com o custo otimizado ao longo de todo o horizonte de predição, considerando que a previsão de geração dos componentes não-despacháveis esteja correta.

Considerando a dificuldade de se ter uma previsão precisa, principalmente dos componentes que dependem da disponibilidade de recursos naturais, a mesma estratégia foi testada utilizando uma previsão mais realista. Foram utilizados 3 métodos distintos de previsão. Para a carga, foram definidos erros aleatórios em cima de cada ponto do perfil real com um desvio padrão de 5% da potência instantânea. Para o perfil

de vento, cada ponto de cálculo considera a geração constante durante todo o período de previsão, com valor igual à média de geração dos últimos 60 minutos. Por fim, a geração solar é prevista de acordo com um perfil de geração baseado na irradiação solar máxima. Esse perfil é redimensionado de acordo com o nível de irradiação solar no instante calculado, assim considera-se que o percentual de redução em relação ao nível máximo de irradiação se manterá constante ao longo do horizonte de predição.

Como o cenário envolve uma forte contribuição de fontes de geração renováveis e a bateria não é grande o suficiente, houve excesso de energia em vários instantes ao longo do mês simulado. É importante que a estratégia de despacho seja capaz de gerenciar bem a carga da bateria para absorver a maior quantidade de energia possível, evitando a operação das fontes despacháveis nos momentos de maior demanda.

Utilizando a estratégia de carregamento cíclico, a microrrede passou por dois momentos onde há falta de energia ao longo do mês. Visto que a microturbina não possui potência suficiente para suprir a demanda, um bom gerenciamento da carga da bateria fez-se necessário para evitar tais cenários de contingência. Um dos momentos em que a bateria foi totalmente descarregada pode ser visto na Figura 18.

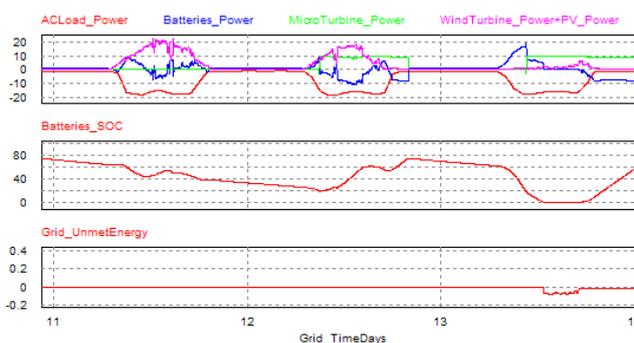


Figura 18 - Operação da microrrede com carregamento cíclico

No caso do despacho otimizado, como o horizonte de predição é de 24 horas, o gerenciador é capaz de prever as faltas de energia com certa antecedência e a microturbina foi ligada antes para carregar a bateria. Dessa forma, a bateria é capaz de auxiliar a geração da microturbina durante o período de pico e não há falta de energia, como exibido na Figura 19.



Figura 19 - Operação da microrrede com otimizador de previsão perfeita

A Figura 20 seguinte representa a operação da microrrede no mesmo período, incluindo os erros de previsão no horizonte do otimizador.

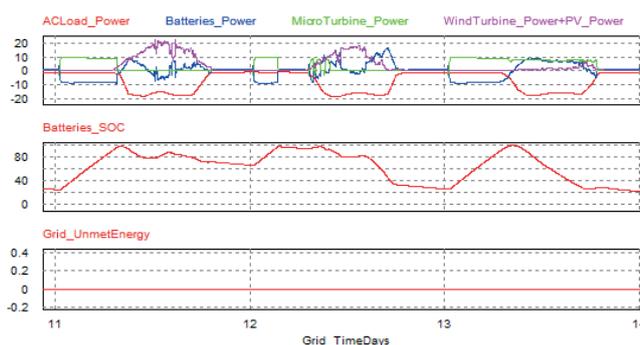


Figura 20 - Operação da microrrede com otimizador de previsão realista

Ao fim do mês de simulação, a estratégia de despacho cíclico apresenta uma falta de energia total de aproximadamente 34 kWh. A estratégia de custo ótimo, mesmo com erros de previsão, evitou os momentos de contingência. No caso da previsão perfeita, ainda houve uma notável redução na potência excedente, que foi mais bem aproveitada pela bateria.

Como a falta de energia não é contabilizada no levantamento de custos, percebe-se um aumento nos custos de operação da microrrede com a estratégia de despacho ótimo, pois a microturbina é utilizada mais vezes e por mais tempo para suprir a carga. Mesmo assim, o melhor aproveitamento da energia gerada a partir das fontes renováveis permite reduzir os custos de forma com que o otimizador com a previsão perfeita é capaz de atender a demanda ininterruptamente e a um custo menor em relação a estratégia de carregamento cíclico. Em contrapartida, para o caso com previsão não perfeita, os erros de previsão acarretam gastos adicionais, de modo que o custo total é superior em relação ao da estratégia de carregamento cíclico.

A Figura 21 mostra os resultados citados, na qual se pode observar, durante o período de simulação, a quantidade total de energia em excesso (geração maior que carga) e de déficits de energia (geração menor que carga). Já a Figura 22 apresenta um comparativo de custos entre as estratégias abordadas.

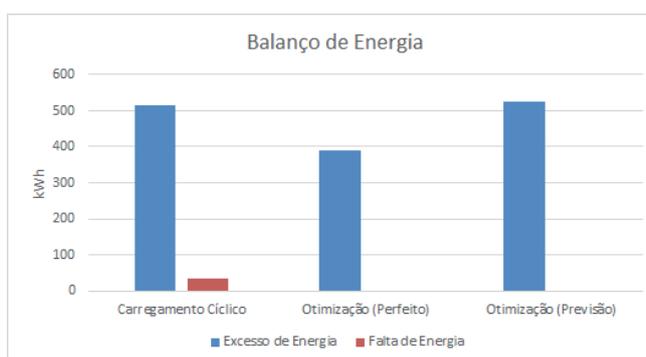


Figura 21 - Comparativo de balanço de energia entre estratégias de despacho

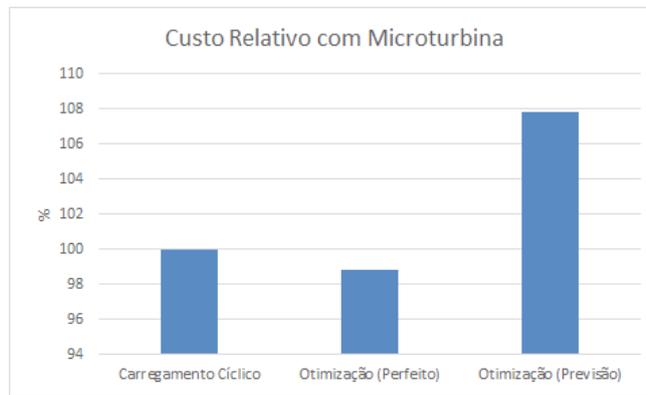


Figura 22 - Comparativo de custos entre estratégias de despacho

5 | IMPLEMENTAÇÃO

O controlador central se encontra implementado em um computador servidor que executa o algoritmo de otimização a partir das medições obtidas e envia as referências de potência para os recursos energéticos da microrrede. Para esta comunicação, o protocolo de comunicações MODBUS/TCP é utilizado, de modo que a estrutura de rede é baseada majoritariamente de interligações baseadas em links Ethernet.

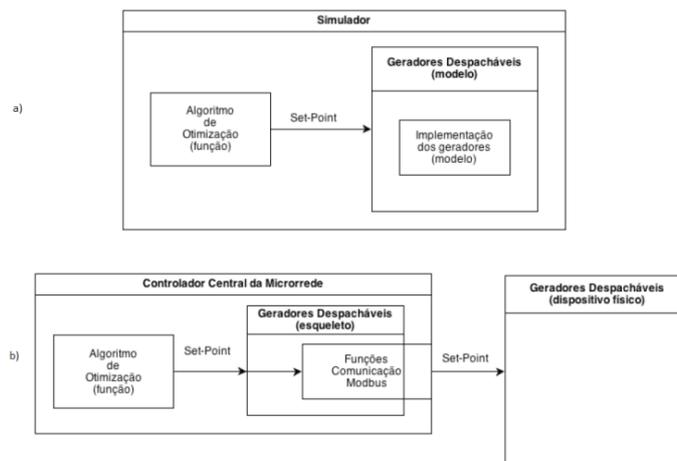


Figura 23 – Implementação do controlador central

A implementação do controlador central é baseada no código de otimização utilizado na plataforma de simulação, na qual as funções de interação com os modelos programados são substituídas por funções de comunicação Modbus, como mostra a Figura 23.

6 | CONCLUSÕES

Este artigo apresentou o trabalho de desenvolvimento de um gerenciador energético para microrredes inteligentes, a ser aplicado em uma microrrede piloto,

que no momento encontra-se em fase de implantação no âmbito de um projeto de P&D ANEEL para uma empresa de geração de energia. O documento apresentou o problema do gerenciamento energético nos seus aspectos fundamentais, uma descrição dos modelos matemáticos adotados e das estratégias de otimização realizadas e implementadas no projeto. Foi também apresentada a plataforma de simulação de microrredes desenvolvida no P&D, que é na verdade a implementação do GE do projeto, pronto a ser integrado ao sistema físico assim que este estiver instalado. Com os resultados de simulações estáticas e dinâmicas realizadas a partir das ferramentas desenvolvidas, foram demonstrados os benefícios de um sistema de otimização inteligente para a gestão dos recursos energéticos da microrrede. A estratégia adotada no projeto faz com que a operação de uma microrrede com o GE seja mais vantajosa do ponto de vista econômico e também de garantia de disponibilidade de energia. Com base em modelos assumidos no projeto, os resultados mostram mais vantagens do GE quando a operação da microrrede ocorre em modo ilhado. Porém, mesmo em modo conectado, a implementação de um GE permite que a microrrede seja dimensionada com um custo inicial mais conveniente.

REFERÊNCIAS

CHEN, S. X.; GOOI, H. B.; WANG, M. Q. **Sizing of Energy Storage for Microgrids.** *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 1, p. 142-151, 2012.

DOE. **Summary Report: 2012 DOE Microgrid Workshop.** Chicago, Estados Unidos. 2012.

GOYA, T. et al. **Optimal operation of thermal unit in smart grid considering transmission constraint.** *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 40, n. 1, p. 21-27, 2012.

GUO, C. X. et al. **Optimal generation dispatch with renewable energy embedded using multiple objectives.** *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 42, n. 1, p. 440-447, 2012.

HATZIARGYRIOU, N. et al. **Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects.** *IEEE Power Energy Magazine*, v. 5, n. 4, p. 78-94, 2007.

HOPKINS, M. D.; PAHWA, A.; EASTON, T. **Intelligent Dispatch for Distributed Renewable Resources.** *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 2, p. 1047-1054, 2012.

KHODR, H. M.; EL HALABI, N.; GARCÍA-GRACIA, M. **Intelligent renewable microgrid scheduling controlled by a virtual power producer: A laboratory experience.** *Renewable Energy*, v. 48, n. 1, p. 269-275, 2012.

LASSETER, R. H. **MicroGrids.** *Power Engineering Society Winter Meeting.* Nova Iorque, Estados Unidos: [s.n.]. 2002. p. 305-308.

LIU, X. **Economic Load Dispatch Constrained by Wind Power Availability: A Wait-and-See Approach.** *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 1, n. 3, p. 347-355, 2010.

LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; MADUREIRA, A. G. **Defining control strategies for MicroGrids islanded operation.** *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 916-924, 2006.

MOHAMED, F. A.; KOIVO, H. N. **Multiobjective optimization using Mesh Adaptive Direct Search for power dispatch problem of microgrid.** *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 42, n. 1, p. 728-735, 2012.

MORAIS, H. et al. **Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming.** *Renewable Energy*, v. 35, n. 1, p. 151-156, Janeiro 2010.

TAKEUCHI, A. et al. **Optimal Scheduling Using Metaheuristics for Energy Networks.** *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 2, p. 968-974, 2012.

INJEÇÃO MÁXIMA DE MW POR GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ALIMENTADOR PRIMÁRIO

Henrique Mesquita Tonhá

Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação.
Goiânia – Goiás

Romário Pereira Marinho

Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação.
Goiânia - Goiás

Antônio César Baleeiro Alves

Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação.
Goiânia – Goiás

Luis Gustavo Wesz da Silva

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia, Departamento de Áreas Acadêmicas,
Curso de Engenharia Elétrica. Goiânia -Goiás

RESUMO: A inserção da geração distribuída (GD) impõe desafios ao planejamento das distribuidoras de energia elétrica, e simultaneamente representa uma alternativa promissora ao setor elétrico nacional para o enfrentamento da escassez de energia elétrica em períodos de baixa disponibilidade. Este artigo trata da injeção máxima de potência em alimentadores primários e como isso influencia o perfil de tensão e as perdas de energia. Considerando que as capacidades de GDs estendem numa ampla faixa de MW e que os alimentadores existentes foram projetados para atender apenas cargas, propõe-se a determinação do condutor do alimentador que Engenharias, Ciência e Tecnologia 3

seja adequado à injeção máxima do solicitante e que, independente da carga, não leve à violação do limite de tensão fixado pelo ente regulador. Análises de casos são efetuadas para uma rede didática de 4 barras. Ao final, um estudo de caso é realizado para uma rede de 33 barras cujos dados constam da literatura.

PALAVRAS-CHAVE: Geração distribuída, injeção máxima de potência, perdas de energia, tensão, sistema de distribuição.

ABSTRACT: The introduction of distributed generation (GD) imposes challenges to the planning of electric power utility, and simultaneously represents a promising alternative to the national electricity sector to address the shortage of electric energy in periods of low availability. This article refers to the maximum injection of power in primary feeders and how this influences the voltage profile and the power losses. Considering that the capacities of GDs extend over a wide range of MW and that the existing feeders are designed to serve only loads, it is proposed to determine the conductor of the feeder that is suitable for the maximum injection of the applicant and that, regardless of load, does not violation the voltage limit set by the regulator. Case analyzes are performed for a 4 bus didactic network. In the end, a case study is carried out for a network of 33 bus whose data are in the literature.

KEYWORDS: Distributed generation, maximum power injection, power losses, voltage, distribution system

1 | INTRODUÇÃO

Recentemente, o sistema elétrico brasileiro tem experimentado um vertiginoso crescimento da demanda, que tem sido menos acentuado nos últimos quatro anos em função da crise econômica. As concessionárias, responsáveis por suprir a necessidade do consumidor final têm encontrado na geração de energia elétrica, seja por parte do consumidor ou por produtor independente, a solução mais imediata para atender seus clientes.

Entre as variantes do conceito de GD, a ideia de uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição pelo lado do consumidor, cujo propósito é suprir potência, e ainda regular a tensão na barra de conexão, é normalmente aceita por pesquisadores da área.

Após a revisão da Resolução ANEEL nº 482/2012, passa a vigorar com a Resolução ANEEL nº 687/2015, a partir de 01/03/2016, a seguinte terminologia para micro e minigeração distribuída: microgeração distribuída é aquela com potência instalada até 75kW; e (b) minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e ≤ 5 MW (sendo ≤ 3 MW para a fonte hídrica), desde que conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (UC) (ANEEL, 2012 e 2015). As microgeradoras não são capazes de trazer impactos na tensão, mas centrais hidrelétricas de pequeno porte (PCHs e CGHs) e GDs a biogás, frequentemente encontradas no interior do país (muitas vezes com capacidades que variam numa ampla faixa de potência), podem influenciar de modo significativo a tensão no ponto de conexão. Uma visão ampla quanto às faixas de potências instaladas e dos impactos que as GDs podem trazer aos sistemas de distribuição é encontrada em IEEE (2013).

A injeção de potência por uma GD em um ponto de conexão à rede pode provocar alteração na tensão nos nós e nas perdas de energia do sistema de distribuição, além de alterar o sentido do fluxo de potência circulante, dentre outros efeitos. Essas alterações devem ser analisadas e quantificadas em função das condições de operação do sistema e da GD observando-se a regulamentação. Dessa forma, no PRODIST (ANEEL, 2016), o módulo 8 trata da conformidade da tensão, o módulo 7 regulamenta a metodologia de cálculo de perdas e estabelece parâmetros e indicadores nos segmentos de distribuição, enquanto o módulo 3 trata da normatização de acessos ao sistema.

Os aspectos tratados neste artigo têm sido abordados por diversos pesquisadores. O foco da maioria das pesquisas tem se concentrado no impacto da GD no perfil de tensão e nas perdas elétricas, conforme Marques et. al. (2004), O’Gorman e Redefrn (2005), Quezada et. al. (2006) e Carvalho et. al. (2008). Entretanto, um diferencial

deste trabalho em relação aos citados é a proposta de uma metodologia para viabilizar a conexão da GD no sistema de distribuição respeitando na medida do possível a capacidade de geração do solicitante.

Foi observado por Singh e Parida (2016) que as curvas de perdas elétricas e tensão apresentam respectivamente um mínimo e um máximo desejáveis (dentro de certos limites). Além disso, foi proposta ainda a obtenção dos pontos ótimos com o auxílio de índices calculados usando a capacidade de injeção de potência da GD.

Um sério inconveniente para o acessante é a limitação de potência ativa gerada, que pode ser imposta pela distribuidora para não violar os níveis de tensão regulamentados, que se não for observada implicará em penalidades aplicadas pelo órgão regulador à concessionária, de acordo com o ANEEL (2016). Outros aspectos de suma importância são o aumento de perdas no alimentador e a capacidade dos condutores dos circuitos, que também merecem uma avaliação criteriosa. Este estudo analisa alternativas para solucionar tais questões.

Condutores usuais em alimentadores de média tensão, neste trabalho, foram analisados e testados para uma rede hipotética de 4 barras a fim de propor uma alternativa de geração que seja menos restritiva para o acessante. O estudo da inserção da GD e seus efeitos em termos de tensão e perdas ativas são analisados para uma rede de 33 barras, incluindo o nó da subestação.

O método utilizado para obter o estado estacionário da rede é um algoritmo de fluxo de potência adequado para redes de distribuição radiais, eficiente do ponto de vista computacional, o qual não requer inversão ou fatoração de matrizes. Foi escolhido o método da soma de correntes (MSC), conforme proposto por Shirmohammadi (1988), o qual se programou neste trabalho uma versão monofásica. Neste estudo abordou-se a geração distribuída por meio de geradores síncronos, cujas análises demonstram que o ponto de conexão e o fator de potência são elementos cruciais para o diagnóstico da operação da rede de distribuição de energia elétrica.

Os resultados dos testes evidenciam que os condutores que apresentam impedâncias reduzidas podem indicar a melhor escolha, para os sistemas testados, quando o acessante desejar uma situação de maior flexibilidade de geração de potência.

2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diversas metodologias têm sido propostas para solução do problema da injeção máxima de MW por GD. São encontrados na literatura técnica os métodos simplificados, que requerem um mínimo de dados da rede, e também aqueles métodos que utilizam o fluxo de potência como ferramenta de análise. O método mais simples, cuja vantagem é exigir o mínimo de dados, consiste na representação do alimentador como ilustrado na Figura 1 e a utilização da equação biquadrada formulada por Céspedes (1990), a

qual é representada pelas expressões (1), (2) e (3).

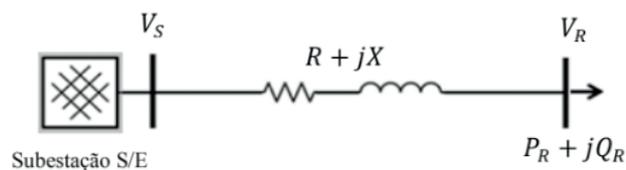


Figura 1. Alimentador simplificado de uma rede elétrica.

$$|V_R|^4 + B|V_R|^2 + C = 0, \quad (1)$$

onde:

$$B = 2(P_R R + Q_R X) - |V_S|^2, \quad (2)$$

$$C = (P_R^2 + Q_R^2)(R^2 + X^2) \quad (3)$$

Nessa abordagem, a GD é suposta conectada no nó terminal R e, nele, o valor $P_R + jQ_R$ é a potência complexa líquida injetada (resultante da potência da GD subtraída da carga própria da UC). O alimentador, admitido como se fosse um equivalente monofásico, é caracterizado pela impedância complexa total designada por $R + jX$, enquanto a tensão no nó da subestação (S/E) é fixa e igual a V_S . Esse método é bastante limitado quanto aos resultados obtidos, porém permite conhecer como varia o módulo da tensão no ponto de conexão à medida que se altera a injeção de potência no nó R .

Dispondo de uma metodologia simplificada ou de outras mais sofisticadas, pesquisadores do tema aventuraram-se na avaliação dos impactos da geração distribuída na rede de distribuição. O’Gorman e Redfern (2005) analisaram o impacto sobre a tensão em toda a rede devido à fonte adicionada ao sistema, propuseram o uso de controladores para manter a mesma em níveis aceitáveis.

Para uma magnitude de tensão admissível igual a (por exemplo, conforme ANEEL (2016) seria $|V_R| = 1,05\text{p.u.}$), considerando que os cabos subterrâneos e as capacitâncias das redes aéreas são desconsiderados, geração conectada no fim do alimentador, sem carga e fator de potência unitário, Altin (2014) formulou a seguinte equação para calcular a máxima potência ativa injetada pela GD (grandezas em p.u.):

$$P_{GDmáx} = |V_S|^2 |V_R| [|V_R| G - (\sqrt{G^2 + B^2}) \cos\phi], \quad (4)$$

onde,

$$\phi = -\text{sen}^{-1} \left(\frac{|V_R| B}{\sqrt{G^2 + B^2}} \right), \quad (5)$$

tais que G é a condutância série e B a susceptância série do alimentador, respectivamente; $|V_S|$ e $|V_R|$ e são a tensão na S/E e no ponto de conexão da GD, em

módulo, respectivamente.

O estudo de Quezada et. al. (2006) analisou a inserção de GD e seu impacto, mostrando que a escolha da fonte geradora da GD é indiferente para um perfil de crescimento quadrático das perdas para altos níveis de penetração de potência.

Carvalho et. al. (2008) propuseram que a própria GD seja parte integrante do mecanismo de controle de reativo para mitigar a elevação da tensão devido à injeção de potência ativa. A partir do modelo simplificado descrito na equação (1), porém adaptado ao circuito da Figura 2, Carvalho et. al. (2008) obtêm a potência reativa (indicada em (6), grandezas em p.u.) que minimiza o aumento da tensão causado pela potência ativa injetada.

A potência reativa dada em (6) resolve o problema do acréscimo de tensão originado pela GD, entretanto, quando a carga é conectada à barra do gerador, essa potência reativa resolve apenas de modo aproximado a questão do aumento da tensão (CARVALHO et. al., 2008).

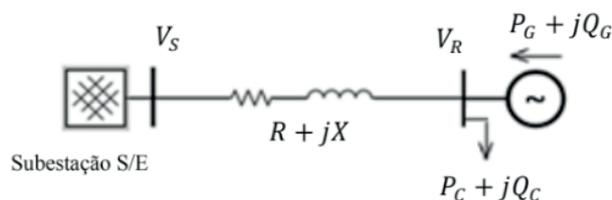


Figura 2. Alimentador simplificado com GD no nó terminal e carga própria.

$$Q_G^* \approx \frac{X}{R^2 + X^2} - \sqrt{\left(\frac{X}{R^2 + X^2}\right)^2 - P_G^2 + \frac{2RP_G}{R^2 + X^2}} \quad (6)$$

Abordando diferentes fatores de potência (fp) da GD com geradores síncronos, Marques et. al. (2004) mostraram que, para um fator de potência indutivo, a injeção de potência é maior que para fatores capacitivos ou unitários, sem que o limite de tensão de 105% da nominal seja violado. Adicionalmente conclui-se que, quanto mais capacitivo for o fator de potência da GD, menores serão as perdas se comparadas a fp indutivos ou a fp unitário.

Singh e Parida (2016) propõem fatores de sensibilidade de redução de perdas e um índice de desempenho de acompanhamento da tensão. Calculam, para um dado sistema, a capacidade da GD para melhoria da tensão de todas as barras do sistema, quando esta opera numa barra terminal da rede.

3 | METODOLOGIA PROPOSTA

Para realizar simulações e análises neste artigo foi programado um fluxo de potência baseado no método da soma de correntes (MSC). Esse método tira proveito da rede ser radial e utiliza um mecanismo iterativo conhecido como *Backward/Forward Sweep* (BFS). A seguir são mostrados os passos do MSC (SHIRMOHAMMADI, 1988):

Dados: P_G, Q_G, P_C, Q_C (gerações e cargas dos nós) e Z_{ij} (impedâncias dos ramos ij), Y_i^{shunt} das barras i e a tolerância ε .

Inicialização: $k \leftarrow 1, V_i^0 = 1 < 0^0 \text{ p.u.}$ para todas as barras.

1. Calcular a corrente injetada no nó i (iteração k):

$$I_i^k = I_{N,i}^{k-1} - Y_i^{shunt} V_i^{k-1},$$

onde: $I_{N,i}^{k-1} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^{k-1}}$, com $P_i = P_{G,i} - P_{C,i}, Q_i = Q_{G,i} - Q_{C,i}$.

Varredura Inversa (*Backward*: dos nós das extremidades do grafo da rede para o nó da S/E):

Enquanto a tolerância não for atingida, obter a corrente de ramo:

$$J_l^k = -I_i^k + \sum_{m \in M} J_m^k,$$

onde: M é o conjunto dos ramos ligados ao nó i , exceto o ramo l .

2. Calcular a tensão do nó j situado a montante do nó i (iter. k): Varredura Direta (*Forward*: do nó da subestação aos nós das extremidades do grafo da rede):

$$V_j^k = V_i^k - Z_{ij} J_l^k, l \equiv (i, j)$$

3. Testar a convergência: $\max_i |I_i^k - I_i^{k-1}| \leq \varepsilon$?

Se o critério de convergência não for atendido, incrementar k e retornar ao passo 1.

Quadro 1. Passos do algoritmo do fluxo de potência designado por MSC.

Embora a GD possa ser modelada de várias maneiras, e isto influencia diretamente seus parâmetros de entrada para os cálculos, nesta abordagem, optou-se por modelá-la como uma fonte PQ, isto é, P constante e fator de potência constante. Isto significa que a GD assim modelada não será capaz de regular a tensão no ponto de conexão, mas poderá afetar a magnitude da tensão nesse nó dependendo do nível de geração. Assim, o Algoritmo I é executado para os n -ésimos pares (P_{Gn}, Q_{Gn}) , com $n = 1, 2, \dots, N$, cobrindo desde $P_{G1} = 0$ até um limite especificado, P_{GN} , com fp especificado. Para cada injeção de GD, pré-definida no par mencionado, obtêm-se as tensões em todas as barras, as correntes nos ramos do sistema e as perdas.

Além de avaliar a influência da GD sobre a tensão e as perdas, uma das propostas deste trabalho é analisar como a impedância do condutor pode influenciar a capacidade de geração do cliente-empresendedor, proprietário da GD. Para isto é necessário modelar adequadamente a impedância dos condutores da rede de distribuição trifásica.

A. Impedâncias equivalentes monofásicas do circuito trifásico

As redes de distribuição de energia elétrica são trifásicas desbalanceadas, mas a análise proposta neste trabalho supõe uma rede equivalente monofásica. Por isso, é necessário obter as impedâncias equivalentes dos circuitos trifásicos, que incorpora os efeitos das impedâncias próprias e mútuas. Isto é feito a partir da matriz primitiva de impedâncias de 4 e 3 fios, sendo que os elementos dessa matriz (em Ω/km , por exemplo) são calculados com a aplicação das equações modificadas de Carson dadas por Kersting (2012) conhecendo-se a configuração do circuito, a estrutura utilizada e os dados dos condutores. É importante ressaltar que o condutor neutro adotado é o 4/0 ACSR.

Dados de condutores típicos de circuitos de distribuição, aplicados nos estudos deste trabalho, estão na Tabela 1, onde o diâmetro está em polegada ($in=inch$).

Condutor	Tipo	Resistência (Ω/km)	Diâmetro (in)	GMR (mm)	Ampacidade (A)
2/0	AA	0,4778	0,414	3,81	230
4/0	ACSR	0,3679	0,563	2,48	340
336.400	ACSR	0,1901	0,721	7,44	530
1.000.000	ACSR	0,0652	1,150	11,22	698

Tabela 1. Dados de condutores típicos de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Para esta análise, a estrutura, a disposição dos condutores e os espaçamentos foram extraídos da base de dados do IEEE (designada por ID #500), com *phasing abc*, para 3 e 4 fios, conforme ilustrado na Figura 3. Nessa figura, as medidas indicadas estão em pés.

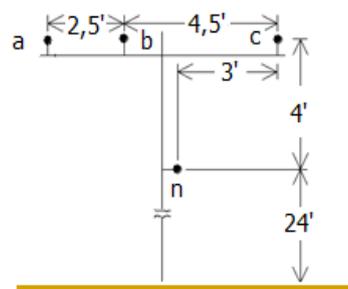


Figura 3. Estrutura aérea com a disposição dos condutores e espaçamentos.

Assim, com base nos dados da Tabela 1 e da Figura 3, e a aplicação das equações modificadas de Carson e a transformação em componentes simétricas às matrizes 3×3 , são obtidas as impedâncias de sequências positiva e zero mostradas na Tabela 2, para 4 fios (KERSTING, 2012).

Condutor	Tipo	Impedância de sequência positiva (Ω/km)	Impedância de sequência zero (Ω/km)
2/0	AA	$0,4779 + j0,4400$	$0,7683 + j1,2542$
4/0	ACSR	$0,3680 + j0,4724$	$0,6584 + j1,2866$
336.400	ACSR	$0,1902 + j0,3896$	$0,4806 + j1,2038$
1.000.000	ACSR	$0,0652 + j0,3586$	$0,3557 + j1,1728$

Tabela 2. Impedâncias de sequências positiva e zero para configuração a 4 fios.

De modo análogo ao realizado para a obtenção da tabela precedente, obteve-se a Tabela 3, que contém as impedâncias de sequência positiva e zero para a configuração a 3 fios.

Condutor	Tipo	Impedância de sequência positiva (Ω/km)	Impedância de sequência zero (Ω/km)
2/0	AA	$0,4779 + j0,4400$	$0,6555 + j1,9056$
4/0	ACSR	$0,3680 + j0,4724$	$0,5456 + j1,9379$
336.400	ACSR	$0,1902 + j0,3896$	$0,3677 + j1,8551$
1.000.000	ACSR	$0,0652 + j0,3586$	$0,2429 + j1,8241$

Tabela 3. Impedâncias de sequências positiva e zero para configuração a 3 fios.

Um dado crucial, que é inerente à escolha do condutor, é a ampacidade do cabo, mostrada na última coluna da Tabela 1. Considerando apenas a contribuição da GD para a corrente no alimentador, à medida que a injeção de potência por essa fonte aumenta, a corrente elétrica que flui no alimentador também aumenta. A corrente no alimentador não deve superar o valor máximo suportável pelo cabo, ou seja, sua ampacidade.

Nas abordagens propostas, analisou-se também o comportamento das perdas elétricas em função do nível de injeção de potência. Em consonância com a corrente, as perdas elétricas apresentam comportamento similar nas condições com e sem carga, variando apenas a intensidade.

4 | SIMULAÇÕES E ANÁLISE

Esta seção destina-se a aplicar o método MSC a um sistema trifásico hipotético de 4 barras e também a um sistema monofásico de 33 barras proposto por Baran e Wu (1989).

B. Sistema monofásico equivalente de 4 barras

Este sistema possui 4 barras, incluindo a S/E (número 1), sendo a de número 4 a barra terminal que tem uma carga equilibrada trifásica de 27 MW, com fator de potência igual a 0,92 indutivo. As distâncias entre as barras vizinhas são iguais a 6 km e a tensão na barra 1 é fixada em 34,5 kV. O condutor desse sistema é o 336.400 ACSR.

A menor magnitude de tensão (0,9489 p.u.) ocorre na barra 4. A perda total trifásica nas condições indicadas é de 905,9460 kW e a magnitude da corrente transportada por fase é igual a 296,9951 A. Todas as análises referentes a este sistema são feitas com os dados da Tabela 2.

O consumidor acessante solicita à concessionária a permissão para instalar na barra 4 uma GD, conforme ilustrado na Figura 4, cuja capacidade máxima é 28 MW, admitindo que essa fonte pode operar com fp desde 0,8 indutivo a 0,8 capacitivo. A análise a seguir objetiva estudar a viabilidade de operação dessa fonte. Ressalta-se que, embora a análise seja feita num circuito equivalente monofásico (sequência positiva), as injeções de potência mencionadas e as perdas são valores trifásicos, para o sistema de 4 barras.

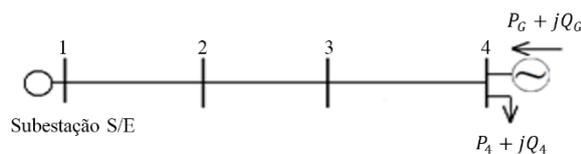


Figura 4. Diagrama unifilar do sistema de 4 barras com GD na barra 4.

A.1 Uma GD na barra 4 com fp unitário e sistema sem carga

Supõe-se que a operação da GD ocorre com fator de potência unitário e o sistema referido sem carga.

Uma verificação da potência máxima trifásica injetada pelo método proposto neste artigo em relação ao método simplificado de Altin (2014) é mostrada na Tabela 4. O critério que limita a potência injetada é a magnitude máxima admissível da tensão na barra 4, que é 1,05 p.u., para ambos os métodos. Diferentemente destes, a ampacidade é o fator limitante de geração para o condutor 1.000.000, a qual é violada para 73,3413 MW de potência injetada.

Condutor	Potência trifásica máxima injetada calculada pelo método MSC (MW)	Potência trifásica máxima injetada calculada por (4) (MW)
2/0	22,2821	22,2751
4/0	29,5610	29,5843
336.400	62,3286	62,2341

Tabela 4. Comparativo entre a potência máxima injetada pela GD pelo método da soma de corrente (MSC) e por (4) – Sistema com uma GD (fp unitário) e sem carga

Nota-se na Tabela 4 que, quanto menor é a área da seção reta do condutor, menor será a máxima injeção de MW pela GD. Nota-se também dessa tabela uma excelente concordância dos resultados obtidos dos dois métodos, no entanto, a equação (4) é restrita à condição supramencionada.

A.2 Uma GD na barra 4 com fator de potência indutivo e sistema com carga

Supõe-se a carga trifásica informada na subseção 4.A. Adicionalmente considera-se a GD operando com fator de potência indutivo igual a 0,80, conforme ilustra a Figura 4.

A violação do limite inferior de tensão (igual a 0,93p.u., conforme ANEEL (2016)) ocorre para 35 MW para o condutor 1.000.000, portanto, para esse condutor, é possível injetar potências inferiores a 35 MW, como ilustra a Figura 5.

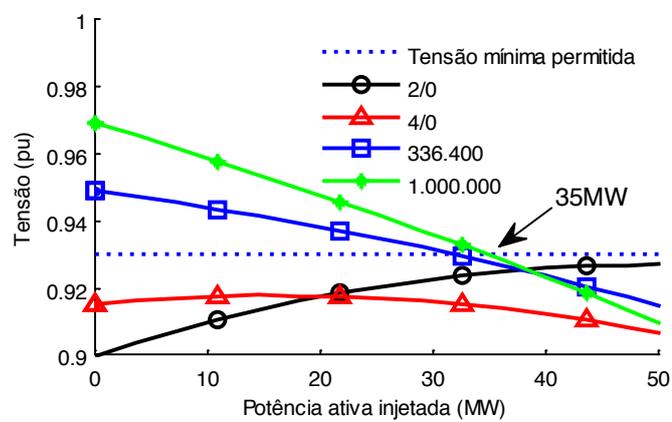


Figura 5. Magnitude da tensão na barra 4 versus injeção de potência ativa pela GD para quatro tipos de condutores – sistema com carga e GD com fator de potência indutivo.

Na Figura 6 é evidenciado o perfil de perdas para os quatro tipos de condutores analisados para diversos patamares possíveis de injeção de potência pela GD. Essa figura mostra que o condutor 1.000.000 nas condições analisadas apresenta menores perdas se comparado aos demais condutores à medida que varia a potência injetada pela GD.

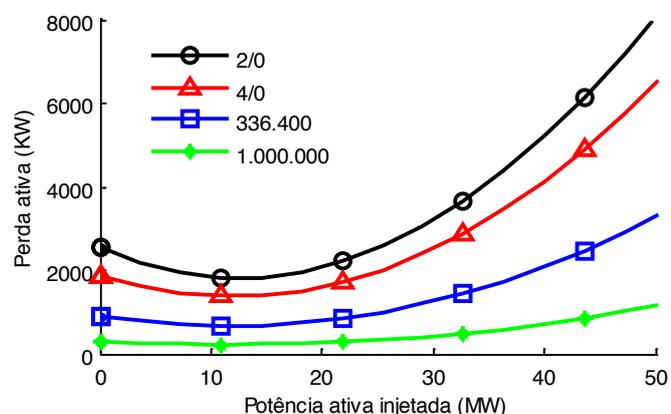


Figura 6. Perdas em kW no sistema versus injeção de potência ativa pela GD para quatro tipos de condutores – sistema com carga e GD com fator de potência indutivo.

Na Tabela 5 é evidenciado as perdas ativas para cada condutor supondo 28 MW de geração pela GD, conforme proposta do acessante. A redução da ordem de 57,49% é inferida para o condutor 1.000.000 em relação ao caso analisado em 4.A (sistema sem GD). Além da substituição do condutor, essa redução ocorre porque a GD alimenta com 28 MW a carga no mesmo ponto de conexão.

Condutor	Perda ativa (kW)
2/0	2.923,1830
4/0	2.277,5500
336.400	1.136,3010
1.000.000	385,0723

Tabela 5. Perdas ativas trifásicas por condutor – sistema com uma GD gerando 28MW (fp indutivo) – com carga

Adicionalmente, no quesito ampacidade do condutor 1.000.000 (vide Tabela 1), a corrente máxima é alcançada se a GD injetar 59 MW na barra 4, na condição de *fp* indutivo e carga de 27 MW (conforme 4.A), ou seja, 32 MW seriam neste caso destinados à exportação.

A. 3 Uma GD na barra 4 com fator de potência capacitivo e sistema sem carga

Um caso crítico de operação da GD do ponto de vista da possibilidade de violação do limite superior de tensão (igual a 1,05p.u., conforme ANEEL (2016)) trata-se de considerá-la gerando com fator de potência capacitivo em um sistema sem carga.

Neste caso, igual a 0,8 como especificado no início da seção 4.

De acordo com a Fig. 7, verifica-se um cenário mais restritivo de geração pela GD, uma vez que o limite superior de tensão é violado para menores quantitativos de MW. A GD proposta (28 MW) torna-se inviável para o condutor 336.400, uma vez que sua potência injetada é restrita em 22 MW. Entretanto, pode-se destacar que para o condutor 1.000.000 ocorre a viabilização da GD proposta.

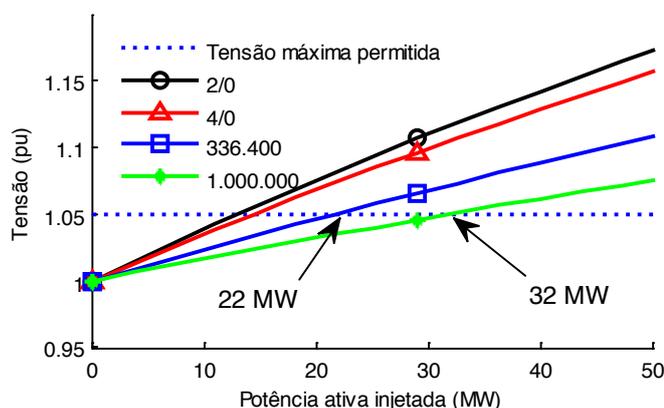


Figura 7. Magnitude da tensão na barra 4 versus injeção de potência ativa pela GD para quatro tipos de condutores – sistema sem carga e GD com fator de potência capacitivo.

Na Figura 8 é mostrado o perfil de perdas para os quatro condutores analisados para diferentes injeções de potência ativa.

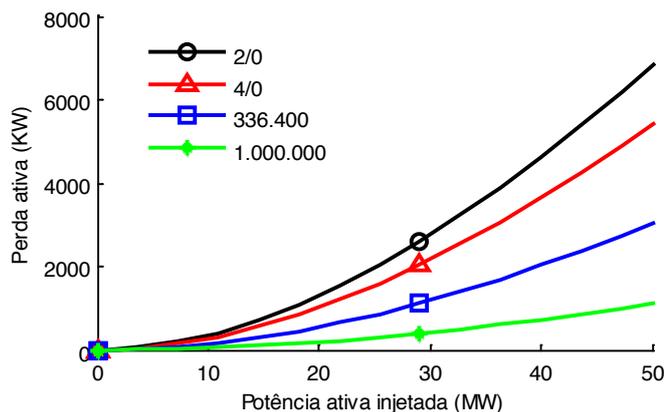


Figura 8. Perdas em kW no sistema versus injeção de potência ativa pela GD para quatro tipos de condutores – sistema sem carga e GD com fator de potência capacitivo.

Assim como mostra a Figura 8, na Tabela 6 também é apresentado que o condutor 1.000.000 é aquele que, dentre os analisados, apresenta as perdas menores. Em relação ao caso base analisado em 4.A, a redução das perdas totais é de aproximadamente 59,13%.

Condutor	Perda ativa (kW)
2/0	2.429,4925
4/0	1.906,4200
336.400	1.041,2800
1.000.000	370,2021

Tabela 6. Perdas ativas trifásicas por condutor – sistema com uma GD gerando 28MW (fp capacitivo) – sem carga

Adicionalmente, no quesito ampacidade, a GD poderia gerar 63 MW sem que a corrente máxima admissível do condutor 1.000.000 fosse atingida, na condição ora considerada.

As análises desempenhadas nos casos destas subseções demonstram que, para viabilizar a instalação da GD conforme solicitada pelo acessante, ou seja, 28 MW de geração operando com fatores de potência entre 0,8 indutivo e 0,8 capacitivo, é necessário substituir o condutor do alimentador 336.400 pelo condutor 1.000.000, ambos ACSR. Para as condições analisadas, a operação é assegurada sem violar os limites inferior e superior de tensão estabelecidos pelo órgão regulador, respeitando a ampacidade do condutor e, inclusive, com redução das perdas em relação ao caso 4.A.

A. Sistema de 33 barras

O sistema monofásico composto por 33 barras ilustrado na Figura 9, exceto a GD inserida na barra 17, representa o circuito proposto por Baran e Wu (1989). Este estudo busca evidenciar o impacto da geração distribuída com relação à tensão e às perdas elétricas no sistema, validando-a ao ser aplicada em uma rede cujos resultados são conhecidos e constam da literatura.

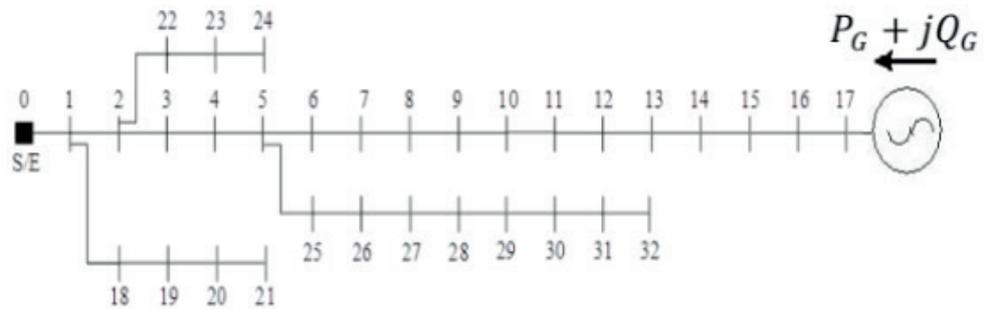


Figura 9. Sistema de 33 barras (BARAN e WU, 2016)

Os dados deste sistema são fornecidos por Baran e Wu (1989) em valores por fase, sejam as impedâncias e as cargas. Nas análises efetuadas a seguir foram mantidos os dados em sua forma original, por isso, o nível de geração da GD e as perdas do sistema também serão por fase. A carga do sistema é 3.715 kW e 2.300 kVAr, designada como nominal. A tensão na barra da S/E é fixada em 1 p.u.

Na Tabela 7 é mostrada as magnitudes das tensões de estado estacionário por barra para o sistema analisado obtidas com o fluxo de potência do Algoritmo I, as quais coincidem com os resultados fornecidos por Arunagiri e Venkatesh (2011). A perda ativa para a rede é igual a 210,9870 kW.

Barra	Tensão (p.u.)	Barra	Tensão (p.u.)	Barra	Tensão (p.u.)
0	1,0	11	0,9177	22	0,9793
1	0,9970	12	0,9115	23	0,9726
2	0,9829	13	0,9092	24	0,9693
3	0,9754	14	0,9078	25	0,9475
4	0,9679	15	0,9064	26	0,9450
5	0,9495	16	0,9044	27	0,9335
6	0,9459	17	0,9038	28	0,9253
7	0,9323	18	0,9965	29	0,9218
8	0,9260	19	0,9929	30	0,9176
9	0,9201	20	0,9922	31	0,9167
10	0,9192	21	0,9916	32	0,9164

Tabela 7. Magnitudes das tensões do sistema base – 33 barras

B.1 Uma GD na barra 17 e sistema com carga leve

Conforme a Tabela 7, a barra 17 é a mais crítica quanto à tensão dentre todas as outras, por isso, foi a escolhida para receber a GD (Figura 9). Admitiu-se uma carga de 40% da nominal para este caso.

Nesta análise variou-se a injeção de potência da GD desde 0 até um certo limite, supondo-se a operação com fator de potência unitário. Verificou-se que a injeção de potência ativa igual a 1.200 kW é o valor para a qual a tensão na barra 17 atinge o valor muito próximo do máximo admissível (1,05p.u. conforme ANEEL (2016)) ou seja, 1,0487 p.u. Para esse nível de geração da GD localizada na barra 17, as menores magnitudes de tensão observadas são: 0,9836, 0,9837 e 0,9840 p.u., respectivamente nas barras 32, 31 e 30; as maiores tensões são: 1,0353, 1,0437 e 1,0487 p.u., respectivamente nas barras 15, 16 e 17. Em termos percentuais, relativamente ao caso 4.B, as barras cujas tensões apresentaram as menores magnitudes, como citadas anteriormente, experimentaram com a GD um aumento de 7,3%, enquanto a barra 17 apresentou o maior crescimento dentre todas, que foi de 16,0%.

Na Tabela 8 é apresentada a evolução das perdas ativas para a condição de carga leve (40%), à medida que se realizam sucessivos incrementos de 120 kW na potência injetada pela GD partindo do valor zero. Nessa tabela é possível concluir que a potência gerada de 360 kW é aquela que minimiza as perdas ativas na rede.

P_{GD} (kW)	Perda ativa (kW)	P_{GD} (kW)	Perda ativa (kW)	P_{GD} (kW)	Perda ativa (kW)
0	30,7768	480	23,2703	960	48,9765
120	25,3914	600	26,8385	1.080	59,8920
240	22,4321	720	32,3709	1.200	72,4551
360	21,7353	840	39,7776	-	-

Tabela 8. Evolução das perdas ativas em função do nível de geração de potência ativa pela geração distribuída localizada na barra 17 – sistema com carga leve

B.2 Uma GD na barra 17 e sistema com carga pesada

Admitindo uma situação de carga pesada (10% acima da nominal), para a operação da GD com fator de potência unitário e injeção de potência ativa igual a 1.200 kW, as menores magnitudes de tensões ocorrem nas barras, 32, 31 e 30, cujas respectivas magnitudes são 0,9254, 0,9257, 0,9267 p.u. As maiores magnitudes são 0,9929, 0,9969, 0,9974p.u., que ocorrem nas barras 19, 18 e 1, respectivamente. A barra cuja GD encontra-se aplicada (17) estabilizou-se em 0,9877 p.u. Esta obteve o maior acréscimo (9,28%) de tensão dentre as demais citadas.

Na Tabela 9 é mostrado como as perdas ativas para a condição de carga pesada evoluem variando-se a injeção de potência ativa da GD em passos de 120kW. Destaca-se que o patamar de geração de 960kW resultou na menor perda ativa para o sistema

nesta condição de carregamento.

P_{GD} (MW)	Perda ativa (kW)	P_{GD} (MW)	Perda ativa (kW)	P_{GD} (MW)	Perda ativa (kW)
0	259,6683	480	196,4416	960	178,6085
120	238,9219	600	188,1603	1.080	180,0755
240	221,6236	720	182,5241	1.200	183,6768
360	207,5338	840	179,3846	-	-

Tabela 9. Evolução das perdas ativas em função do nível de geração de potência ativa pela geração distribuída localizada na barra 17 – sistema com carga pesada

5 | CONCLUSÕES

Este trabalho almejou contribuir quanto a soluções para viabilizar a inserção de geradores distribuídos, abordando aspectos relevantes, como os limites de tensão, o comportamento das perdas e as características dos circuitos existentes, apontando alternativas de análise para a viabilização. É interessante ter claro que as dificuldades técnicas que possam advir da instalação de GDs nas redes de distribuição não podem servir como pretexto para coibir o crescimento dessa alternativa de geração de eletricidade.

A opção pela escolha do condutor da rede é uma boa alternativa para acessantes que não desejam estar limitando sua geração por razões de violar os limites de tensão admissível e, por isso, ter prejuízos financeiros.

Considerações sobre a carga e o fator de potência da GD devem ser levadas em consideração. Quando operada com fator capacitivo (sem carga), um cenário mais restritivo de injeção de potência é apresentado, no entanto, para o caso analisado (sistema de 4 barras, consumidor com GD suprindo carga própria) com o condutor 1.000.000 consegue-se viabilizar a GD para operar 28 MW. Enquanto o quantitativo em MW para violação da ampacidade não apresenta significativas alterações, as perdas ativas no sistema de 4 barras mostraram-se reduzidas para ambos os casos (*fp* indutivo e capacitivo) para a geração proposta (28 MW) e condutor 1.000.000.

É evidenciado que, condutores de menor impedância como é o caso do 1.000.000 apresentam desempenho mais desejável em relação a outros de maior relação ôhmica.

Adicionalmente, os testes para o sistema que consta da literatura técnica Baran e Wu (1989), cujos resultados para o caso sem GD foram conferidos por comparação com os resultados de Arunagiri e Venkatesh (2011), caracterizam a GD como fonte de melhoria dos níveis de tensão em especial na barra onde é inserida (17). A análise das perdas ativas mostrou os diferentes comportamentos para diversos níveis de potência ativa injetada pela GD. Enquanto a geração máxima possível da GD para a condição de carga leve elevou a perda ativa em 135% em relação à condição sem GD, para a carga pesada, houve uma redução de 29%.

REFERÊNCIAS

- ALTIN M. et. al. Distributed Generation Hosting Capacity Calculation of MW Distribution Feeders in Turkey. **Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT)** IEEE PES, 2014, p. 1-7.
- ANEEL – **Resolução Normativa nº 482, de 17/4/2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências, 2012.
- ANEEL – **Resolução Normativa nº 687 de 24/11/2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17/4/2012, 2015.
- ANEEL - PRODIST - **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, 2016.
- ARUNAGIRI A., VENKATESH B. **Harmonic Load Flow for Radial Distribution Systems**. Journal of Engineering Science and Technology, v. 6, n. 3, p. 300-310, 2011.
- BARAN M. E.; WU F. F. **Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing**. IEEE Trans. Power Delivery, v. 4, n. 2, p. 1401-1407, 1989.
- CARVALHO P. M. S.; CORREIA P. F.; FERREIRA L. A. F. M. **Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks**. IEEE Trans. on Power Systems, v. 23, n. 2, p. 766-772, 2008.
- CÉSPEDES R. **New Method for the Analysis of Distribution Networks**. IEEE Trans. on Power Delivery, v. 5, n. 1, p. 391-396, Jan. 1990.
- IEEE. **Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection**, IEEE Std. 1547.7, 2013.
- KERSTING W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 3th ed. New York CRC Press, 2012.
- MARQUES F. A. S. et. al. **Impactos da Expansão da Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica** In 5^o Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída - AGRENER GD, 2004, pp.1-8
- O’GORMAN R.; REDFERN M. **The Impact of Distributed Generation on Voltage Control in Distribution Systems**. In 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution – CIRED, 2005, pp.1-6.
- QUEZADA V. H. M.; ABBAD J. R.; SAN ROMÁN T. G. **Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation** IEEE Trans. on Power Systems, v. 21, n. 2., p. 533-540, 2006.
- SHIRMOHAMMADI D. et. al. **A Compensation-based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks**. IEEE Trans. on Power Systems, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.
- SINGH A. K.; PARIDA S. K. **Novel Sensitivity Factors for DG Placement based on Loss Reduction and Voltage Improvement**. Electrical Power and Energy Systems, v. 74, p. 453-456, 2016.

SISTEMA DE GESTÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO O ENERGYPLUS: UMA APLICAÇÃO VOLTADA AOS EDIFÍCIOS INTELIGENTES

Abraão Gualbeto Nazário

Faculdade de Tecnologia SENAI MT, Cuiabá -
Mato Grosso

Raimundo Celeste Ghizoni Teive

Universidade do Vale do Itajaí, Itajaí – Santa
Catarina

João Zico Oliveira

Faculdade de Tecnologia SENAI MT, Cuiabá -
Mato Grosso

RESUMO: A inovação no processo de gerenciamento de energia elétrica em edificações é uma saída estratégica para propor soluções energéticas inteligentes e sustentáveis. Para diversificar a geração de energia elétrica e explorar o potencial do Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL normatizou através da Resolução nº 482, de 17 de abril de 2012, a possibilidade da conexão de um sistema fotovoltaico à rede elétrica, incentivando assim pesquisas de soluções otimizantes para a aplicabilidade dos princípios da eficiência energética. O presente artigo tem como objetivo modelar, através do software Energyplus, um sistema de gerenciamento de energia, considerando a filosofia dos edifícios inteligentes. Para isso, foi realizado um estudo de caso voltado à gestão do uso de energia elétrica, através de simulações de fluxos térmicos e luminosos

nos softwares Energyplus e SketchUp, além da inclusão do aporte da geração fotovoltaica; simulando assim um modelo computacional de um edifício inteligente. Resultados preliminares obtidos com o estudo de caso apontaram que a geração fotovoltaica, considerando as cargas da edificação, possibilitaria atender 50% do consumo anual da edificação.

PALAVRAS-CHAVES: Microgrids, Gerenciamento de energia, Eficiência energética, Energyplus.

ABSTRACT: Innovation in the process of managing electrical energy in buildings is a strategic outlet to propose intelligent and sustainable energy solutions. In order to diversify electric power generation and exploit the potential of Brazil, the National Electric Energy Agency - ANEEL, through Resolution No. 482 of April 17, 2012, regulated the possibility of connecting a photovoltaic system to the grid, thus encouraging optimization solutions for the applicability of energy efficiency principles. This paper aims to model, through Energyplus software, an energy management system, considering the philosophy of intelligent buildings. For this, a case study was conducted on the management of the use of electric energy, through thermal and light flux simulations in the Energyplus and SketchUp softwares, besides the inclusion of the contribution of the photovoltaic generation;

thus simulating a computational model of a smart building. Preliminary results obtained with the case study pointed out that photovoltaic generation, considering the loads of the building, would enable 50% of the annual consumption of the building to be met.

KEYWORDS: Microgrids, Energy Management, Energy Efficiency, Energyplus.

1 | INTRODUÇÃO

A procura por alternativas para uso racional de energia tem incentivado, nos últimos anos, diversas pesquisas de métodos que expliquem as características e elementos relacionados ao consumo de energia nas edificações. O conhecimento destes métodos pode ser vital para um equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia para um edifício inteligente. Muitos dos métodos existentes calculam as perdas da edificação, a influência da temperatura externa e da radiação solar no consumo das edificações, como é o caso dos métodos PRISM (Princeton Scorekeeping Method) de M. Fels, 1986, SLR (Solar Ratio Method) de J. D. Balcomb et al. (1992), e H-m Method de LESO EPFL, (1985), os quais consideram ganhos internos como o desempenho HVAC (Heating, Ventilating and air Conditioning), que constitui a tecnologia destinada ao conforto ambiental interior, aquecimento, ventilação e ar condicionado e a forma de adaptação da temperatura mediante o calor existente, tornando possível determinar o consumo de energia elétrica. Por outro lado, o Método Etha, desenvolvido por M. Bauer, J. L. Scartezini, 1998 considera os ganhos internos, como os ganhos solares, podendo ser utilizado para caracterizar os benefícios trazidos pela contribuição de um sistema fotovoltaico.

A utilização de recursos computacionais, como Energyplus e SketchUp, possibilita fazer simulação da oferta e demanda de energia dos setores da edificação, implementando conceitos de sustentabilidade, permitindo a simulação energética dos componentes térmicos e lumínicos. Com estes resultados, podem-se desenvolver estudos para melhoria da eficiência energética nas edificações existentes ou em fase de projeto. A utilização do programa Energyplus possibilita a simulação do *time-step* que, integra o cálculo de vários módulos (fotovoltaico, aquecimento solar, ventilação natural, iluminação natural) e um melhor aproveitamento da iluminação natural, entre outras soluções como conforto térmico.

Este artigo apresenta a simulação computacional de um edifício inteligente, considerando dados reais de consumo mensal de energia e a utilização do sistema de energia fotovoltaico conectado à rede elétrica convencional. Portanto, foram considerados duas premissas para embasar o objeto de estudo:

- A norma ABNT NBR ISO 50001:2011, que especifica requisitos para o estabelecimento, implementação, manutenção e melhoria de um sistema de gestão da energia, cujo propósito é propor um procedimento a ser seguido para atendimento da melhoria contínua de seu desempenho energético.
- O programa Energyplus com o Método Etha e Sandia que consideram os

ganhos internos, como os ganhos solares, podendo ser utilizado para caracterizar o sistema de resfriamento e o sistema de geração de energia elétrica fotovoltaico.

O principal objetivo deste artigo é propor um sistema de gestão de energia fotovoltaica conectada à Rede de Energia, buscando a otimização energética. Para isso, foi realizado o estudo de caso na edificação da Faculdade de Tecnologia do SENAI-Cuiabá-MT, utilizando o software Energyplus e SketchUp para modelagem arquitetônica desta edificação, para os cálculos de consumo de energia e para a modelagem da fonte fotovoltaica da edificação. Este artigo é organizado da seguinte forma: após a introdução (tópico 1), são apresentados os fundamentos dos recursos computacionais Energyplus e SketchUp (tópico 2). A modelagem da Edificação (tópico 3). Após a modelagem são discutidos os resultados (tópico 4) e ao final são apresentadas as conclusões do estudo (tópico 5).

2 | PROGRAMA COMPUTACIONAL

Energyplus

O programa computacional Energyplus (versão 8.1) foi criado a partir dos programas BLAST e DOE-2 e distribuído pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, desenvolvido para simulação de carga térmica e análise energética de edificações e seus sistemas. O programa possui capacidade de simulação diferenciada, tais como “time-step”, de cálculo menor que uma hora, sistema modular, possibilidade de cálculo de infiltração de ar diferenciada para cada zona térmica, cálculo de índices de conforto térmico e integração com outros sistemas fotovoltaicos, aquecimento solar, dentre outros de DOE(2007).

O programa Energyplus não possui uma interface amigável ao usuário sendo necessário introduzir uma série de dados (input) de forma a ser possível à obtenção dos resultados pretendidos (outputs).

A integração do Energyplus ao programa SketchUp possibilita atender à necessidade de modelagem de todos os elementos presentes na edificação. Para isso, podemos definir a simulação energética em três passos. Primeiro é necessário criar o modelo no programa, introduzindo os vários dados que definem o edifício, como sua geometria e dimensões. Em segundo, ocorre a simulação calculando os dados de acordo com as variáveis climáticas. Por último, analisam-se os resultados e obtêm-se as conclusões, elaborando, se for o caso, as análises de sensibilidade das diversas variáveis inerentes ao edifício.

SketchUp

SketchUp é um programa de modelagem computacional 2D e 3D que integrados

com os módulos e plug-ins do Energyplus torna-se possível o estudo de sombreamento e desempenho das placas solares fotovoltaicas nas edificações (LAMBERTS. et al., 2010)

Estudo de Caso

A Faculdade Tecnologia (FATEC) SENAI está localizada próximo ao Centro Geodésico da América do Sul, nas coordenadas 15°35'56,80 de latitude sul e 56° 06'05,55 de longitude oeste. Situado na Avenida 15 novembro, na cidade de Cuiabá – MT, conforme Figura 1. Dados do INMET (2016, de 1961 e 2015, registraram que a menor temperatura apresentada em Cuiabá fora de 3,3 °C, ocorrida em julho de 1975, e a maior fora de 42,3 °C, em 17 de setembro de 2015.



Figura 1- Foto área da FATEC SENAI Cuiabá- MT.

Considerando o histórico climático da região e o consumo de energia da edificação, foi elaborado o estudo de caso da edificação, seguindo a norma ABNT NBR ISO 50001:2011 que especifica os requisitos para, implementar, checar e manter as melhorias necessárias para obtenção de um sistema de gestão da energia.

A partir da pesquisa de campo, foram analisadas as três principais variáveis relevantes que afetam o consumo significativo de energia da edificação: 1- o sistema de refrigeração, 2 - os computadores dos laboratórios, 3 - o sistema de iluminação. Para análise, foi levantada a quantidade (Qtde) de aparelhos elétricos do Bloco C, dias e horas de utilização destes dentro de um mês. Com estes dados obtém-se os resultados, em kWh, conforme descritos na Tabela 1, o consumo mensal de 12.102 Kwh.

Aparelhos Elétricos	KW	Dias	Horas	kWh
Ar-Condicionado (30 Qtde)	1,4	22	12	11.088
Computador (600 Qtde)	0,2	22	12	31,68
Lâmpada Fluorescente (260 Qtde)	0,04	22	12	2,75
Consumo mensal:				12.102

Tabela 1 Aparelhos eletrônicos do Bloco C da edificação.

Com base no consumo mensal (kWh) dos aparelhos eletrônicos descritos no quadro acima, foi realizada a simulação no Energyplus e no SketchUp, considerando a média de utilização diária dos equipamentos presentes na edificação (07:30 às 11:30/13:30 às 17:30/18:00 às 22:00). Esta simulação é relevante pois, propicia modelar as variáveis de um sistema de gestão de energia.

O estudo de caso possibilitou a análise da viabilidade de tornar a edificação autossuficiente, gerando energia fotovoltaica através do arquivo climático da região de Cuiabá, disponível no site do Energyplus (2016). Deste modo, foi realizada a simulação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica; esta alternativa visa balancear a utilização da rede elétrica convencional, a produção do sistema fotovoltaico ou como alternativa de segurança em caso de falhas na rede elétrica convencional.

O fluxo deste processo é representado na Figura 2, com as etapas para desenvolver um sistema de gestão de energia em edifícios inteligentes (SGEEI) que leve em consideração o consumo da edificação e os fatores climáticos do sistema fotovoltaico.

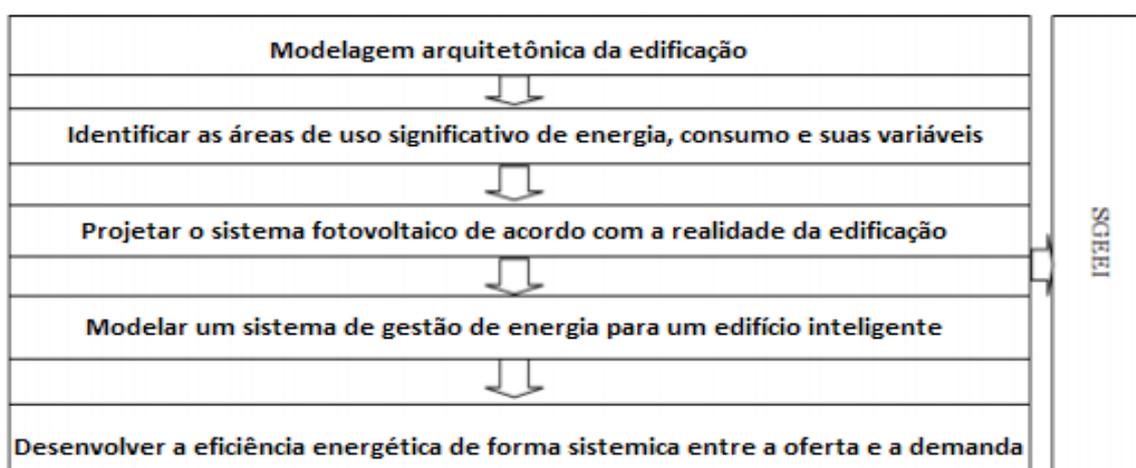


Figura 2 – Modelo para sistema de gestão de energia

A definição destas etapas estabelece os processos o planejamento, a implementação e a execução de melhorias na eficiência energética, identificando as variáveis relevantes que afetam o uso significativo de energia da edificação.

3 | IMPLEMENTAÇÃO NO ENERGYPLUS E SKETCHUP

Para a implementação do Energyplus, no SketchUp, foram analisadas as plantas baixas do Bloco C da FATEC SENAI, considerando para obtenção do modelo, as fontes de energia, as zonas térmicas e superfície dos blocos. O bloco C da edificação tem uma estimativa de 50 computadores por laboratórios, perfazendo o total de 600 computadores nos 12 laboratórios existentes. A figura 3 representa o laboratório em uso.

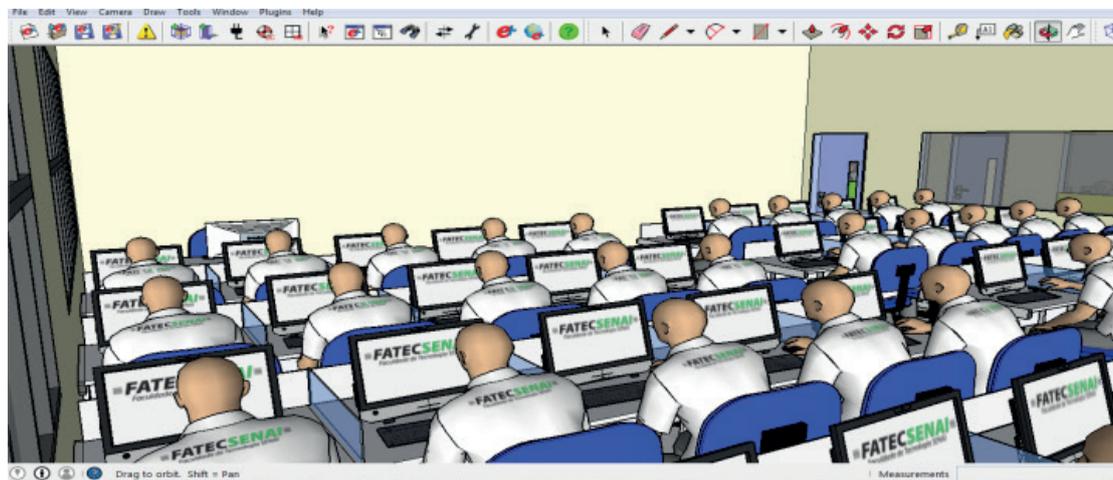


Figura 3- Vista interna do Laboratório do Bloco C.

A Modelagem arquitetônica desta edificação pode ser visualizada na Figura 4, junto com as placas solares e com a contribuição da rede elétrica convencional da edificação.

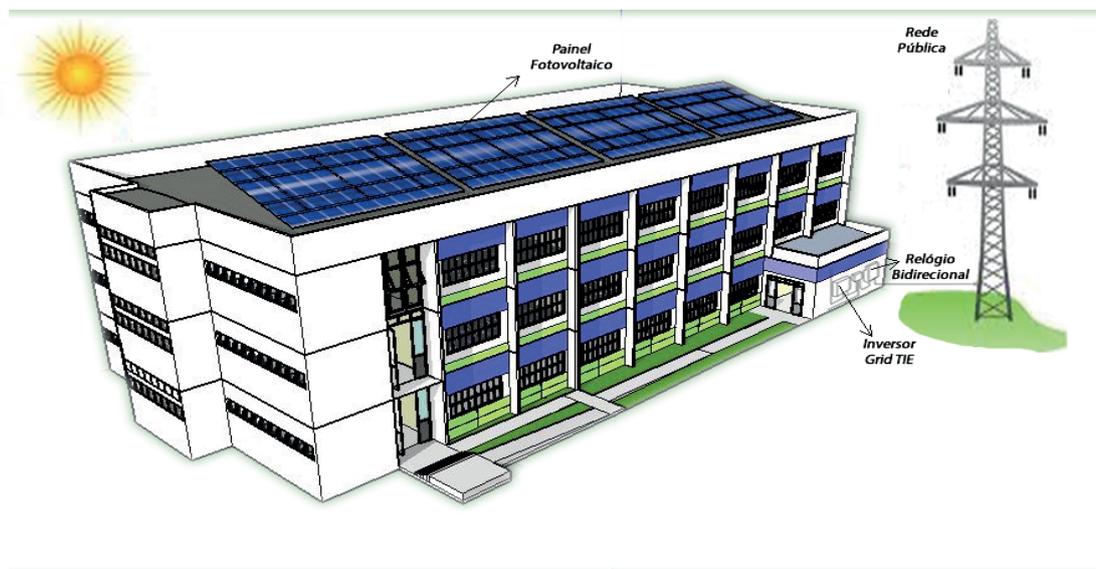


Figura 4 Modelagem da edificação

Modelagem no SketchUp

Em consonância com o objetivo preposto, a fim de modelar no software SketchUp a edificação, foi considerado as seguintes características: transferência de calor e o

melhor posicionamento da placa para aproveitamento de incidência da radiação solar. A integração do Plug-in Open Studio no SketchUp possibilita criar e editar a geometria da construção em seus arquivos de entrada no EnergyPlus. Esta característica da edificação possibilita ter dados para realizar as simulações de transmitância de calor dos componentes que constitui a arquitetura da ocupação, estes dados podem ser visualizados na Tabela 2.

<i>Tipo</i>	<i>Nome</i>	<i>Imagem</i>	<i>Transmitância</i>
Parede Externa	Argamassa interna – bloco concreto 9x19x39 cm -		2,8822
Cobertura	Laje pré-moldada telha fibrocimento		2,2386
Janela	Vidro simples incolor 3 mm		0.861

Tabela 2 - Componentes Construtivos e a Transmitância.

Para o desenvolvimento da modelagem computacional foram consideradas as placas solares e situações de iluminância na edificação, conforme representado na Figura 5, podendo-se prever, mediante o software Energyplus, os pontos e horários nos quais o edifício terá os maiores picos de geração de energia, sendo que na maior parte do ano a produção de energia elétrica ocorre principalmente depois das 7h00 e finaliza antes das 18h00 (considerando a cidade de Cuiabá).



Figura 5 Modelagem da planta do Bloco C.

Modelo computacional do projeto do Sistema fotovoltaico

Para diversificar a geração de energia elétrica e explorar o potencial do Brasil, a

ANEEL estabeleceu condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica, possibilitando assim a conexão de fontes alternativas à rede elétrica Resolução normativa nº 482 de 2012. O sistema fotovoltaico é um exemplo de solução que promove a eficiência energética das ocupações, a definição de radiação solar utilizadas nestes sistemas é estabelecida por normas de Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia, NBR 10898:(2013). Esta norma determina a terminologia, simbologia e unidades padronizadas para as grandezas solarimétricas no Brasil.

Para garantir que os resultados obtidos pela modelagem computacional representem efetivamente o comportamento da edificação, é essencial que a simulação seja corretamente calibrada de CARLO, J.; PEREIRA, F.; LAMBERTS, R.(2004), com unidade e grandezas solarimétricas da região. Neste sentido, foi analisado na Ferramenta RETScreen (software de gerenciamento de energia limpa destinado a analisar a viabilidade de projetos de eficácia energética e de cogeração, assim como analisar o desempenho energético de forma contínua) a avaliação da viabilidade de sistema fotovoltaico conectado a rede da edificação, conforme apresentado na Figura 6, permitindo fazer uma estimativa de geração de energia elétrica, bem como o estudo de retorno financeiro de um sistema fotovoltaico.

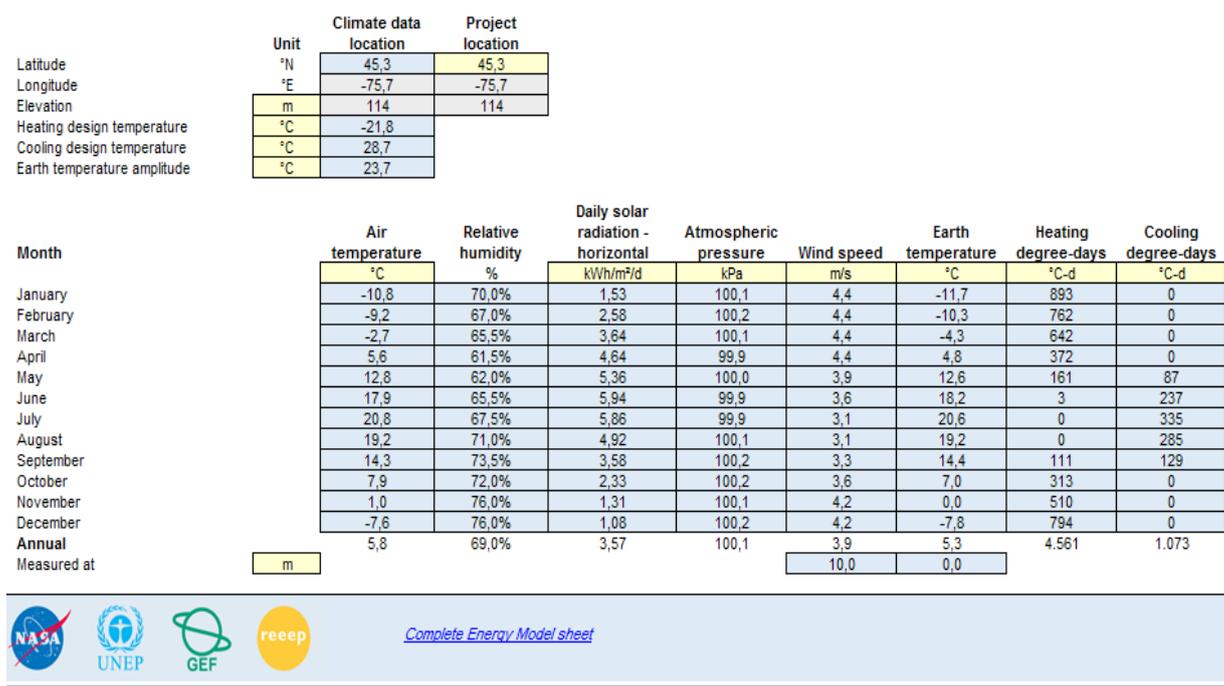


Figura 6 – Viabilidade do sistema fotovoltaico.

Para tal, foi considerado na simulação computacional, o sistema fotovoltaico conectado à rede Elétrica convencional. De acordo com SALAMONI, I. T.(2004)., a instalação fotovoltaica integrada a prédios comerciais e interligada à rede elétrica pública são exemplos de aplicações ideais, nos quais os picos de consumo e de conversão fotovoltaica são muitos coincidentes, isto é, a conversão solar fotovoltaica atinge valores máximos, principalmente em períodos de intenso calor - proporcionalmente

acontece um maior consumo de energia devido ao sistema de ar-condicionado).

Para o desenvolvimento do projeto do sistema fotovoltaico, foram considerados os seguintes componentes:

- Suportes para os Painéis;
- Painéis de células fotovoltaicas;
- Inversor de corrente contínua 12 V para corrente alternada 127/220V;

Estes componentes possuem os dimensionamentos apresentados na Tabela3.

DESCRIÇÃO	VALORES
Potência instalada	42,29 KWp
Produção Anual de energia:	7 2612 kWh
Radiação solar 5,10 kwh/dia x m2	1.200.000 W/h
Radiação x Corrente da placa	5,10 x 4,79 = 24.43Ah/dia
Modulo de geração de FV	169 placas/250 Watt
Área aproximada 271 m2 para placas fotovoltaicas	

Tabela 3 Dimensionamentos do projeto fotovoltaico

Simulação computacional no Energyplus

Na simulação computacional do Energyplus, pode ser feita a estimativa energética, integrando as variáveis de energia do sistema fotovoltaico ao sistema de energia da edificação. Esta prática possibilita analisar as melhorias na fase de projeto ou em fases nas quais já exista uma edificação. O arquivo climático contém os objetos (meses do ano e a estimativa de radiação solar média sobre placa fotovoltaica). Estes dados contribuíram para estratégia de balanceamento entre a energia gerada do sistema fotovoltaico, o consumo da edificação e a energia da rede elétrica convencional.

Para fins de desenvolvimento da simulação do comportamento da edificação foram elencadas três etapas, a saber:

- No IDF-Editor foram listadas as variáveis de energia e horários de utilização dos equipamentos considerados (cargas);
- Definição do arquivo climático a região de Cuiabá-MT;
- Definição do período entre janeiro e dezembro para simulação.

Após estas etapas, foi executada a simulação computacional, obtendo o relatório com as informações de estimativa de consumo, podendo esta simulação servir para análise das variáveis de consumo da edificação.

Pontos relevantes: analisando a capacidade de radiação solar produzida ao longo do ano, podem-se identificar no arquivo climático quais os meses mais quentes do ano, os fatores que podem impactar no aumento do consumo do sistema de refrigeração, identificando assim duas características de oferta e demanda:

I. Oferta de energia do Sistema fotovoltaico. A irradiação solar sobre as

placas fotovoltaicas proporcionará a geração de energia elétrica para suprir o sistema de refrigeração. Cabe destacar que esta energia não produz poluição e nem contamina o ambiente.

II. Demanda do ar condicionado. A placa fotovoltaica sobre a superfície da edificação será um fator que proporcionará barreiras à irradiação incidente sobre o edifício, por efeito de sombreamento e absorção de calor. Esta área ocupada pela placa fotovoltaica trará um alívio térmico dos ambientes da edificação e diminuição do uso intensivo do sistema de ar condicionado.

4 | MODELAGEM COMPUTACIONAL NO ENERGYPLUS

Para os resultados da simulação computacional, utilizou-se a geometria e os componentes construtivos do programa SketchUp, integrando através do plugin do Energyplus. Este recurso proporcionou analisar a direção em que a fachada de entrada principal é disposta a receber uma maior radiação solar. A análise da variação da orientação solar tem como objetivo verificar os impactos da carga de aquecimento e resfriamento no consumo de energia elétrica, tanto sobre o sistema de refrigeração, quanto sobre o sistema fotovoltaico. O planejamento das cargas elétricas da edificação foi realizado através do Energyplus pelo recurso “objeto Schedule: compact”, sendo os dados coletados: o período do ano e o tempo de funcionamento diário da edificação.

Simulação da Edificação no energyplus

A definição da simulação leva em consideração o período de 12 meses de consumo da edificação, conforme Quadro 4 abaixo, e demonstra que o sistema de refrigeração é um ponto de atenção no consumo de energia, ao se levar em consideração o clima e a especificidade da edificação.

DESCRIÇÃO	Resultados em kWh
Geração de energia fotovoltaica	72.612,00
Resfriamento	133.056,00
Iluminação	934,5024
Computador	11.232,00
Consumo energético total	145.224,00

Quadro 4 - Consumo energético da edificação e a geração fotovoltaica.

O resultado do modelo computacional permitiu realizar um planejamento anual de consumo das cargas de energia da edificação, considerando o potencial de geração de energia do sistema fotovoltaico, de acordo com os meses do ano.

Este planejamento da geração de energia fotovoltaica ao longo do ano pode beneficiar o sistema de refrigeração, pois ajudará a identificar o melhor uso da carga interna em função da produção de energia do sistema fotovoltaico, proporcionando

futuramente um fator importante na programação do sistema de gestão de energia, podendo assim atingir resultados relevantes na estratégia de balanceamento da carga de forma operacional.

Potencial de Radiação solar da região de Cuiabá -MT

Considerando o índice de disposição de radiação da região, foram comparados os resultados da radiação solar incidente através de medições no programa RadioSol 2, desenvolvido pela PUC-RS. O resultado demonstra a variação da radiação global incidente G (w/m^2 /dia) para os dias do mês de janeiro a dezembro, na cidade de Cuiabá-MT. Este resultado, encontra-se de acordo com aqueles obtidos do Energyplus, conforme mostrado na Figura 7.

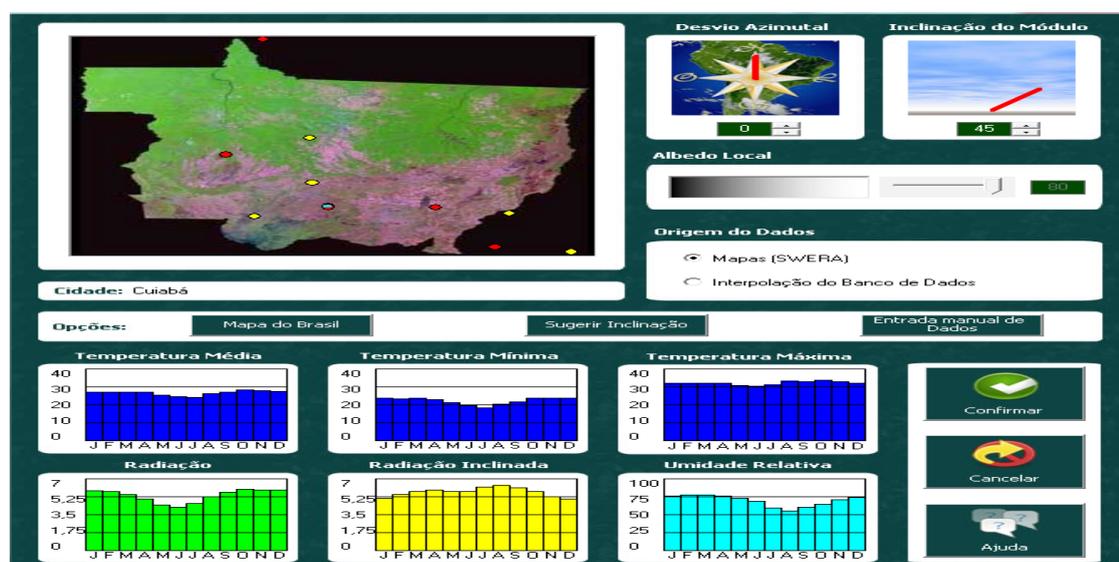


Figura 7. Estimativa Radiação local (Fonte: RadiaSol2)

Sistemas fotovoltaicos

O programa Energyplus disponibiliza três modelos matemáticos (1 - modelo Simples, 2 - modelo Equivalente One Diode e 3- modelo Sandia) para determinar o cálculo de produção de energia. Estes modelos são integrados no Energyplus, sendo o adotado neste estudo de caso o Sandia National Laboratory, utilizado no trabalho de Greg Barker do Laboratório Nacional de Energias do EUA. Este recurso faz a estimativa do potencial do Sistema fotovoltaico.

Para realizar os cálculos, o Energyplus necessita dos dados completos das características dos módulos fotovoltaicos e inversores, assim como detalhes da configuração dos módulos, indicando o número de módulos em série. Estes dados servem como parâmetro de produção de energia, baseando na suposição que a potência elétrica é constante e contínua durante as simulações.

Estes cálculos das simulações são dirigidos pela entrada de dados de radiação solar, considerando céu claro com fator de correção apropriado.

Para desenvolvimento do projeto, foi necessário inserir marcas e modelos de

produção específicos dos painéis fotovoltaicos, que utilizam os coeficientes empíricos reunidos por Sandia National Laboratory, conforme apresentado na Figura 8.

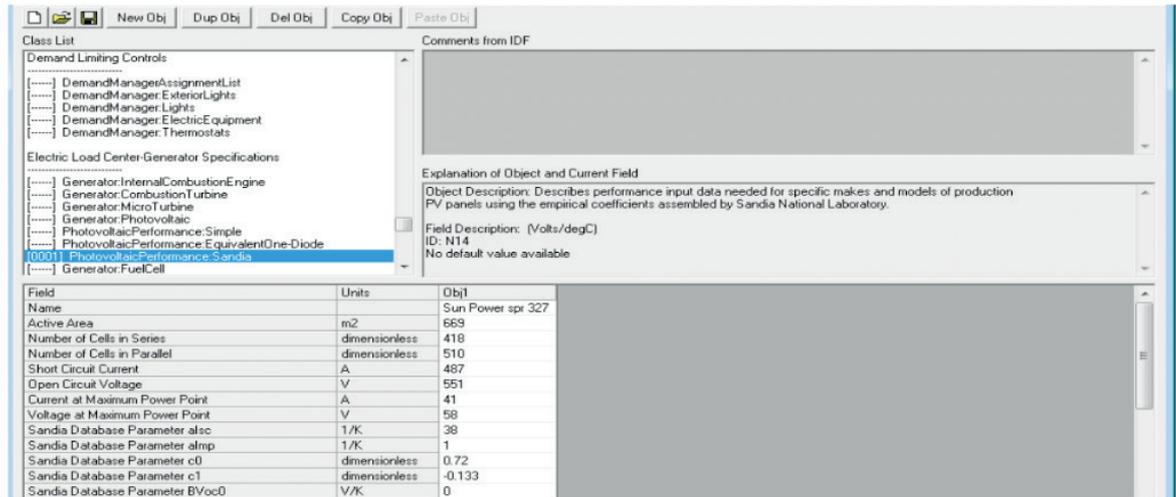


Figura 8 Configuração no EnergyPlus.

Para análise do desempenho do sistema fotovoltaico, foram consideradas as características térmicas, elétricas e ópticas dos módulos fotovoltaicos. Estas análises incluíram os resultados do modelo Sandia, segundo o qual são quantificadas as influências relacionadas ao ambiente externo e as variações físicas das células solares, utilizando métodos conforme experimentação de King, Boyson, Kratochvil .(2003). Neste experimento, foi possível comparar o consumo momentâneo das cargas elétricas com a produção fotovoltaica, associando o sistema solar fotovoltaico com a demanda de energia elétrica.

Na Tabela 5 é apresentado o resultado da simulação de balanço de energia, sendo o total de energia consumida pela edificação no ano (145.224 kWh) e a capacidade inicial de geração de energia do sistema fotovoltaico (72.612 KWp), Para atender 100% da edificação, o método deverá fazer a gestão da oferta das placas fotovoltaicas em 50%, buscando fornecer energia sempre que possível antes de importar da rede elétrica convencional. Desta forma a geração fotovoltaica atende em parte o consumo interno da edificação, privilegiando o horário no qual ocorre um maior consumo do sistema de refrigeração da edificação.

DESCRIÇÃO	RESULTADOS EM KWH
Consumo da Edificação	145.224
Oferta Sistema Fotovoltaico	72.612
Energia da Rede Elétrica	72.612

Tabela 5 – Simulação do balanço energético das cargas.

A simulação do balanceamento de carga do sistema fotovoltaico (FV) associado com o consumo de energia elétrica da edificação proporcionou resultados relevantes para o desenvolvimento de Sistema de Gestão de Energia em Edifícios Inteligentes

(SGEEI). Estes resultados permitirão criar um modelo de gestão inteligente do consumo e geração de energia alternativa com cálculos sistematizados da energia importada da rede elétrica quando a geração não é suficiente para abastecer a carga ou estimar a exportação de energia para a rede elétrica convencional, quando a geração é maior que o consumo da edificação.

5 | CONCLUSÕES

O presente artigo apresentou formas de gerenciar as variáveis da oferta de energia do sistema fotovoltaico e o consumo de energia de uma edificação (Sistema de refrigeração, computadores e iluminação). Através de simulações, foi seguida a filosofia de um edifício inteligente, mediante análise e planejamento de um modelo de gestão de energia da FATEC SENAI Cuiabá-MT. O estudo proporcionou caracterizar a modelagem 3D da edificação identificando o potencial das placas fotovoltaicas, o balanço de energia elétrica entre o sistema fotovoltaico e a demanda interna.

No decorrer da simulação, evidenciou-se uma disposição climática da região de Mato Grosso, em proporcionar energia fotovoltaica. Esta simulação do sistema fotovoltaico, conectado a rede elétrica gerenciando o consumo interno, pode ser uma saída estratégica a fim de evitar grandes investimentos em um número maior de placas fotovoltaicas para autossuficiência dos edifícios. Considerando a oferta e a demanda do sistema de gestão da edificação, pode-se buscar soluções utilizando a energia do sistema fotovoltaico para preencher em parte a necessidade interna de consumo da edificação (145.224 kWh).

Para atender 100% da edificação, o método deverá fazer a gestão da oferta das placas fotovoltaicas que poderá gerar em média (50%) do consumo interno, buscando fornecer energia antes de importar outros 50% da rede elétrica, privilegiando horários nos quais ocorre um maior consumo do sistema de refrigeração da edificação.

Este método viabiliza a implantação do sistema FV em etapas, podendo aumentar a potência instalada por meio da incorporação de módulos adicionais. Sendo assim, o uso do método para sistema de gestão de energia pode tornar-se uma importante estratégia para a filosofia dos edifícios inteligentes.

A utilização de recursos computacionais (Energyplus, SketchUp) possibilitou a simulação das fases de implementação do edifício inteligente, buscando a melhor forma de otimização de energia da rede elétrica, contribuindo assim para trabalhos futuros de cálculo de rentabilidade de um sistema de gestão de energia fotovoltaico conectado a rede de energia, utilizando técnicas da inteligência artificial.

Como trabalho futuro, pretende-se introduzir o estudo de viabilidade econômica da implantação deste sistema, considerando o tipo de tarifa que a FATEC SENAI – Cuiabá -MT paga para a concessionária local.

REFERÊNCIAS

- ABNT-Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 10898:2013 – **Sistema de iluminação de emergência**. 2013.
- ABNT-Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 50001:2011 – **Sistemas de gestão da energia - Requisitos com orientações para uso**. 2011
- ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em: Janeiro. 2016.
- CARLO, J.; PEREIRA, F.; LAMBERTS, R. **Iluminação Natural para Redução do Consumo de Energia de Edificações de Escritório aplicando Propostas de Eficiência Energética** 2004.
- DOE, 2007. Department of energy [online]. Available from: <http://www.energyplus.gov>. Acessado em janeiro 2016
- ENERGYPLUS-Software de Simulação **Energética de Edificações-Arquivos climáticos**. Disponível em: <https://energyplus.net/downloads> Acesso em: janeiro de 2016.
- Groupe de recherché en énergie solaire. **Guide solaire passif**. LESO EPFL, 1985.
- INMET - Instituto Nacional de Meteorologia acesso em <<http://www.inmet.gov.br/portal/>> acessado em janeiro 2016
- J. D. Balcomb et al.,. **Expanding the SLR method**. Passive Solar J. de 1992
- KING, D. L., BOYSON, W. E., KRATOCHVIL J. A. **Photovoltaic Array Performance Model**. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185, Novembro de 2003
- LAMBERTS, R. et al. **Casa eficiente consumo e geração de energia** – LabEEE, 2010.
- M. Bauer, J.-L. Scartezzini, 1998. **A simplified correlation method accounting for heating and cooling loads in energy-efficient buildings**. Energy and Buildings, 27(2) 147-154.
- M. Fels, 1986. PRISM: **An introduction**. Energy and Buildings, 9 (1-2), 5 -18.
- SALAMONI, I. T. **Metodologia para cálculo de geração fotovoltaica em áreas urbanas aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte**. 2004

VIBRATIONAL ENERGY HARVESTING TO ELECTRIC TRANSDUCTION IN A HIGH EFFICIENCY ELECTRIC VEHICLE

Jólio Ribeiro Maia Neto

Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Departamento de Engenharia Elétrica
Pato Branco - Paraná

Ícaro Lofego Mota

Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Departamento de Engenharia Elétrica
Pato Branco - Paraná

João Alexandrino Bemfica Neto

Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Departamento de Engenharia Mecânica
Pato Branco - Paraná

Douglas da Costa Ferreira

Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Departamento de Engenharia Mecânica
Pato Branco - Paraná

Fábio Roberto Chavarette

Universidade Estadual Paulista
Departamento de Matemática
Ilha Solteira - São Paulo

ABSTRACT: The high efficiency vehicles are those utilizes very small quantities of fuel to travel as longer as possible distances. To accomplished the target, it is necessary many efforts to improve mechanical and electrical solutions. This work is related to a project to enhance electrical source in three prototype vehicles projected by Federal Technological University of Paraná in Pato Branco. In the

vehicle, the electrical energy is used in lights, sensors, displays and motor. The propose of this work is to use an energy harvesting system based in vibration to transduce the induced vibration from the floor and from the engine to the vehicle into electricity to supply the electrical demands of the vehicle and extend the car battery life. Coupled to the harvester it is proposed a controller project to drive the energy harvesting system to an optimized interaction between the external vibrational excitation and harvester resulting in an improved transduction result. It is expected an increase of the vehicle autonomy and a better result in the competition. **KEYWORDS:** Energy Harvesting, Telemetry, High Efficiency Vehicle, Battery Extension.

1 | INTRODUCTION

At the Federal Technological University of Paraná, Campus Pato Branco, there are 3 teams dedicated to the development of prototypes vehicles of high efficiency with different guidelines. These teams and projects have something in common, they all utilizes an auxiliary battery, responsible for providing power to the electronic systems in the prototype, such as headlight, brake light, controllers, communication systems and telemetry.

This work deals to this competition teams

providing a possible solution to enhance their battery life and extend autonomy and results. The purpose is use an energy harvesting system based in vibration to transduce mechanical energy coming from the vehicle during their movement into electrical output power to extend the battery life.

Using vibration to supply electrical power through energy harvesting is a recent exploration for sustainable electrical source and can be accomplished by electrostatic, electromagnetic and piezoelectric means [1]. Nevertheless, energy harvesting systems can use small thermal gradients, solar radiation and wind power [2] as potential source to electrical transduction, is the piezoelectric technology the most promised direction for an efficient result [1-4].

The energy harvesting systems presented a not efficient resulting output power because their low transduction, nevertheless for this research it is proposed a controller based on Linear Matrix Inequalities (LMI) for vibration maximization according optimum control .

There will be numerical analysis to elaborate an optimized distribution of piezoelectric plates in the vehicles and will be an experimental evaluation to verify the numerical results.

It is expected an increase of battery life and an improvement of vehicle results in terms of efficiency distance overpass related to energy available.

2 | NUMERICAL ANALYSIS

The mathematical model referring to piezoelectric plates coupled to an output voltage will be analyzed according to the mathematical model of input vibration in the systems as exogenous excitation. The model for piezoelectric material coupled to a output voltage is given by [5] as shown in equation (1):

$$\begin{aligned}\ddot{x} + 2\zeta\dot{x} - \frac{1}{2}x(1 - x^2) - \chi v &= w \\ \dot{v} + \Lambda v + \kappa\dot{x} &= 0\end{aligned}$$

Where the state variable are x position, \dot{x} velocity and \ddot{x} acceleration. The constants are ζ damping, χ piezoelectric mechanical coupling, v resistance voltage, Λ reciprocal of time constant to load the capacitor, κ is piezoelectric electric coupling and w is the exogenous excitation.

The space state of given energy harvesting system model can be set changing variable as $x = y_1$, $\dot{x} = y_2$ e $v = y_3$, giving [6]:

$$\begin{aligned}\dot{y}_1 &= y_2 \\ \dot{y}_2 &= -\frac{1}{2}y_1 - 2\zeta y_2 + \chi y_3 + f \cos \Omega t \\ \dot{y}_3 &= -\kappa y_2 - \Lambda y_3\end{aligned}$$

3 | RESULTS AND DISCUSSIONS

In this project, the total power generated is satisfactory, greatly increasing the battery's usage time. The simulated Controller in the MatLab application is able to make the controller amplify the voltage and output enough to make it useful for the system, so according to James Clerck Maxwell and Michael Faraday's studies, electric motors are not perfect, that is, an energy that is injectable is not totally used, a small portion and dissipated. From that energy, a portion dissipated through the vibration to produce an energy production system and cause the developed system to achieve increased energy efficiency.

4 | CONCLUSIONS

This project provides a great future perspective because it presents a simple way to transform the mechanical energy that is being diffused by the vibration, in electric energy.

After analysis and experiments, it was verified that the PZT grid connected to the motor together with the controller shows a great improvement in the generated energy levels.

5 | AUTHORIZATIONS / RECOGNITION

By submitting the work, the authors become responsible for the entire content of the work.

6 | ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thanks to Federal Technological University of Parana (UTFPR) and UNESP - Univ. Estadual Paulista for support. To Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP Process No. 2014/16807-3) and Conselho Nacional. de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq Process No. 301769/2012-5) for funding. To Fundação Araucária and CAPES for scholarship and funding.

REFERENCES

S. Roundy, P. K. Wright, J. Rabaey, A study of low level vibrations as a power source for wireless sensor nodes, *Computer Communications* 26 (2003), 1131–1144.

A. Harb, Energy harvesting: state-of-the-art. *Renewable Energy* 36 (2011), 2641-2654.

V. Raghunathan, A. Kansal, J. Hsu, J. Friedman, M. Srivastava, Design considerations for solar energy harvesting wireless embedded systems, IEEE (2005), 457-462.

H. A. Sodano, D. J. Inman, Comparison of piezoelectric energy harvesting devices for recharging batteries, Journal of Intelligent Material Systems and Structures 16 (2005) , 799-807.

Erturk, A. and Inman, D., "Broadband piezoelectric power generation on high-energy orbits of the bistable duffing oscillator with electromechanical coupling", Journal of Sound and Vibration, Vol. 330, No. 10, (2011), pp. 2339-2353.

D. C. Ferreira, F. R. Chavarette. Linear Matrix Inequalities Control Driven Applied to Bimorph Piezoelectric Energy Harvesting. Proceeding Series of the Brazilian Society of Applied and Computational Mathematics, Vol. 2, N. 1, (2014). DOI: 10.5540/03.2014.002.01.0027.

MAPEAMENTO DA GOVERNANÇA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO BRASIL

Tássia Fonseca Latorraca

Arquiteta e Urbanista aluna de mestrado (4º período) na área de Tecnologia, Ambiente e Sustentabilidade do Programa de Pós-Graduação da Faculdade de Arquitetura e Urbanismo da Universidade de Brasília (PPG/FAU/UnB), pesquisadora em Eficiência Energética, Governança e Resiliência Urbana. E-mail: tassialatorraca@gmail.com

Raquel Naves Blumenschein

Professora Doutora Professora Adjunta - 4 da Faculdade de Arquitetura e Urbanismo da Universidade de Brasília desde 1993. Diretora do Centro de Excelência da Building Research Establishment (BRE) na UnB: Comunidades Integradas Sustentáveis; Coordenadora do LACIS (Laboratório do Ambiente Construído, Inclusão e Sustentabilidade) (CDS/FAU/FG-UnB). E-mail: raquelblum@terra.com.br.

Maria Vitória Ferrari

Professora Adjunta da Faculdade UnB Gama (FGA-UnB), Vice Coordenadora do LACIS (Laboratório do Ambiente Construído Inclusão e Sustentabilidade) da FAU/CDS/FGA-UnB, grupo de pesquisa registrado no CNPq, com três eixos de pesquisa: cadeia produtiva da indústria da construção, processos regenerativos urbanos sociais e regenerativos e gestão de resíduos. Engenheira Florestal pela Universidade Federal de Viçosa (1984), Mestre em Agronomia pela Universidade Estadual de Londrina (1997) e Doutora em Solos e Nutrição de Plantas pela Universidade Federal de Viçosa (2004). E-mail: vitferrari@gmail.com

RESUMO: Este artigo tem como objetivo apresentar o desenvolvimento de uma ferramenta de análise e avaliação da governança do setor de energia elétrica para a eficiência energética no Brasil. O método estruturado utiliza o alinhamento entre dois métodos de análise distintos. O entendimento da governança requer mapear a integração de vetores como os agentes, ações e instrumentos, tendo como base diretrizes e critérios para uma boa governança. O resultado do levantamento dos elementos que compõem a governança da eficiência energética no Brasil é apresentado por meio da hierarquia entre os agentes; e as relações entre os agentes e os instrumentos, entre os instrumentos e as ações, entre as ações e os agentes. A rede analisada apresenta uma falha na comunicação entre as partes interessadas em eficiência energética, como, por exemplo, a falta de conexão entre as Universidades com os agentes fornecedores e com os consumidores em geral. Apesar de haver uma política de certificação no Brasil, é de se questionar se há realmente estímulo à inovação, pois o estudo apresentou que há uma lacuna na relação dos instrumentos de gestão e planejamento com o mercado de energia no país. Além disso, apesar de haver cartilhas e manuais direcionados à indústria, aos consumidores finais e aos demais setores, foi visto que há uma carência na comunicação

entre as partes interessadas. Foi constatado ainda que há poucas ações de avaliação, efetuadas por poucas entidades. Portanto, é de se questionar se essas avaliações são suficientes para gerar resultados que fortalecem a cultura da eficiência energética que se procura implantar.

Tema: GT16 - Energia e Meio Ambiente

PALAVRAS-CHAVE: eficiência energética; energia; governança da eficiência energética; resiliência urbana.

1 | INTRODUÇÃO

Segundo Saccaro Júnior (2016), o Brasil encontra-se em um contexto de crise econômica resultante de variáveis econômicas, políticas e ambientais, corroborando com o aumento da crise energética no país. Agregando a este contexto as mudanças climáticas, a crise ambiental e os gargalos para consolidação da sustentabilidade, torna-se fundamental a busca pela eficiência no uso de energia, visto que é muito caro se produzir energia para usa-la com desperdícios (LAMBERTS, DUTRA & PEREIRA, 2014).

O Instituto de Governança do Canadá (2002) conceitua a governança como o processo pelo qual sociedades ou organizações tomam decisões importantes, determinam os agentes envolvidos nas resoluções e lidam com os recursos financeiros. Biermann (2007) afirma que a governança amplia as formas de regulação, que oposta à hierarquização tradicional do Estado, implica em uma forma de autorregulação por parte dos diferentes agentes, traz uma cooperação entre os setores público e privado na resolução de problemas sociais, além de criar novas formas de política, o que denomina de multinível. Em outras palavras, a governança não se limita apenas aos governos e estados, mas está ligada a articulações entre agentes sociais, políticos e instituições estatais ou não-estatais.

Quanto à governança da eficiência energética, Rhodes (2000), Jollands e Ellis (2009) definem-na como:

[...] o uso da autoridade política, de instituições e de recursos pelos responsáveis pelas tomadas de decisão e gestores que implementam ações para o alcance de uma melhor eficiência energética (JOLLANDS e ELLIS, 2009, p. 93).

Definir uma boa governança em matéria de eficiência energética é um grande desafio, principalmente porque há muita diversidade no contexto da estrutura governamental. A maneira mais simples de avaliar a eficácia de uma governança de eficiência energética é examinar seus dados de saída e ou seus resultados. A IEA (2010, p.16) selecionou um esquema efetivo de governança da eficiência energética, considerando os seguintes aspectos:

- Conferir autoridade suficiente para implementar políticas e programas de eficiência energética;
- Construir um consenso político sobre os objetivos e a estratégia da eficiência energética;
- Criar parcerias eficazes para o desenvolvimento e a implementação de políticas;
- Atribuir e criar responsabilidade financeira;
- Mobilizar os recursos necessários para a implementação da política de eficiência energética;
- Estabelecer um meio para supervisionar os resultados.

O objetivo deste artigo é apresentar o resultado de um exercício de desenvolvimento de uma ferramenta de avaliação da governança da eficiência energética.

O método de avaliação proposto contribui para o fortalecimento da governança da eficiência energética e vai ao encontro da afirmação da *BuroHappold Engineering* (2016) que afirma que uma boa governança se insere em um contexto maior ainda: o da resiliência, pois contribui com a capacidade e habilidade de se adaptar frente à crise econômica, ambiental e energética.

2 | MÉTODO

Este estudo insere-se na fase de avaliação da governança da eficiência energética. O método estruturado utiliza o alinhamento entre dois métodos de análise distintos:

1. Mapeamento da governança conforme o método de Blumenschein *et al* (2016) que defende que entender a governança requer mapear a integração de vetores como os agentes, ações e instrumentos. A análise da rede formada com a integração e conexão dos vetores, é feita utilizando o *software Gephi* que permite mapear núcleos e ligações, demonstrando configurações da rede. De acordo com os autores, o mapeamento da governança potencializa a identificação de estratégias de fortalecimento da resiliência urbana (BLUMENSCHHEIN *et al*, 2016, p. 17);
2. Identificação dos aspectos principais da governança da eficiência energética pela IEA (2010): i) Quadros facilitadores; ii) Arranjos institucionais, e iii) Mecanismos de coordenação. Os aspectos principais da IEA permitiram detalhar os vetores considerados por Blumenschein *et al* (2016). Além disso, é realizado o levantamento de diretrizes que caracterizam uma boa governança da eficiência energética pela IEA (2016), dando subsídio na análise do mapeamento da rede.

O método em que este estudo está inserido cumpre com os passos apresentado no quadro 01.

PASSO 01	Revisão de literatura específica sobre a análise de uma boa governança da eficiência energética, identificando conceitos, dados relevantes, indicadores e métodos de análise.
PASSO 02	Alinhamento dos elementos de governança do método de BLUMENSCHNEIN <i>et al</i> (2016), com os elementos de governança da eficiência energética do método da IEA (2010).
PASSO 03	Levantamento dos dados da governança da eficiência energética no Brasil e alimentação no banco de dados de acordo com o método de BLUMENSCHNEIN <i>et al</i> (2016).
PASSO 04	Aplicação e adaptação da ferramenta descrita no método de BLUMENSCHNEIN <i>et al</i> (2016) para se obter a estrutura de análise da governança da eficiência energética utilizando-se o <i>software Gephi</i> ¹ de análise de relações e rede.
PASSO 05	Elaboração de um <i>check-list</i> com os principais fatores que caracterizam uma boa governança da eficiência energética conforme a IEA (2010).
PASSO 06	Utilização dos indicadores dos dois estudos de caso (Canadá e Suécia) de acordo com os critérios da IEA (2010) como parâmetros para uma boa governança da eficiência energética.
PASSO 07	Comparação dos dados quantitativos de indicadores brasileiros com os resultados publicados pela IEA (2016) quanto aos estudos de caso do Canadá e da Suécia. Esse passo é importante para o monitoramento dos resultados brasileiros e para que eles possam ser comparados aos demais países-membros da IEA.
PASSO 08	Estruturação da governança da eficiência energética no Brasil e identificação de gargalos e pontos de alavancagem para o seu fortalecimento.

Quadro 01 – Passos metodológicos

3 | MAPEAMENTO DA GOVERNANÇA DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO BRASIL

Este tópico apresenta o resultado do levantamento dos elementos que compõem a governança da eficiência energética no Brasil, ou seja, os agentes, as ações e os instrumentos presentes na política de eficiência energética do país. Dessa forma, é apresentada uma fotografia de como esses instrumentos se relacionam: 1) a hierarquia entre os agentes (Figura 1); 2) as relações entre os agentes e os instrumentos (Figura 2); 3) as relações entre os instrumentos e as ações (Figura 3); e 4) as relações entre as ações e os agentes (Figura 4).

Além disso, é feita a análise da governança da eficiência energética no Brasil levando em consideração os pontos decisivos para uma boa governança. Aqui são apontadas algumas conclusões acerca da estrutura dessa governança.

Vale ressaltar que, no levantamento, são levados em consideração todos os agentes envolvidos de forma direta ou indireta com a questão da eficiência energética no país. Ou seja, desde os agentes implementadores de políticas públicas (Agentes de Implementação), passando pelos agentes responsáveis pelos recursos financeiros (Requisitos de Recurso), bem como pelos agentes responsáveis por todo o caminho da energia (Agentes de Geração, Transmissão e Distribuição) até os consumidores.

3.1 Relações hierárquicas entre os agentes levantados

A estrutura hierárquica apresentada na Figura 1, de acordo com a IEA (2016), sugere que a governança da eficiência energética está estruturada em bases governamentais, conferindo status e permanência à organização de eficiência energética: o Ministério de Minas e Energia (MME).

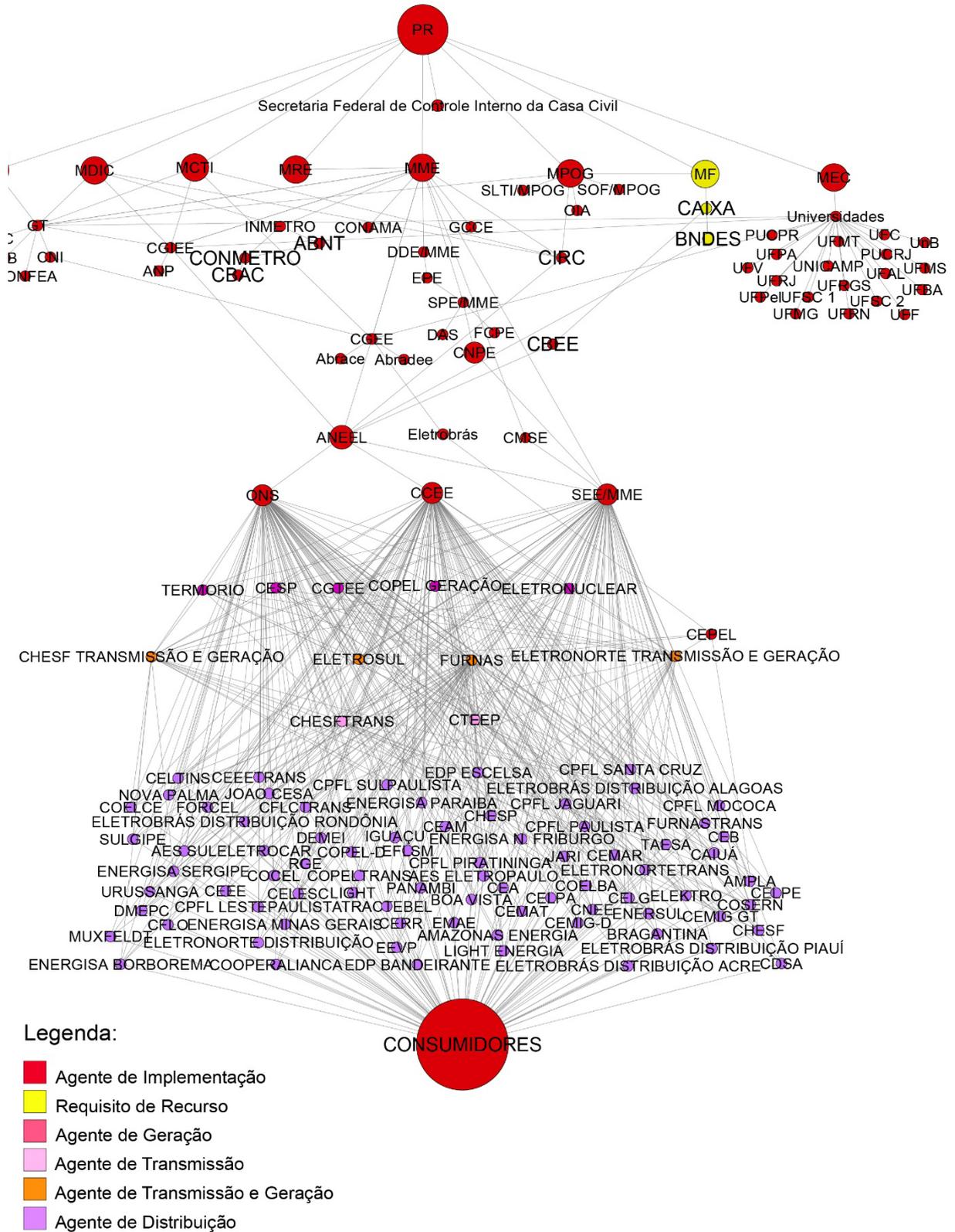


Figura 1 – Hierarquia entre os Agentes

Fonte: Elaborado por Latorraca, 2017.

Para a IEA (2016), deve-se considerar cuidadosamente as vantagens específicas de engajar as empresas de serviços de utilidade pública como implementadores de eficiência energética, ou seja, os agentes fornecedores de energia (Agentes de Geração, de Transmissão e de Distribuição). Como demonstrado na Figura 1, tais agentes estão conectados aos agentes governamentais e de regulação de maneira hierárquica coerente, uma vez que seguem critérios técnicos e de comercialização direcionados pelas políticas advindas do governo. Dessa forma, conforme sugerido pela IEA (2016), há responsabilidade institucional dos atores governamentais e regulatórios apropriados aos fornecedores e comercializadores de energia.

No entanto, em relação ao diálogo entre o setor público e privado, a questão é se o governo assume a liderança, usando uma abordagem sistêmica de toda a indústria. A IEA (2016) afirma que os governos devem providenciar supervisão para assegurar que os objetivos políticos sejam atingidos e que o setor privado deve ter um incentivo para cooperar. A análise dessa abordagem sistêmica, por parte do governo, é objetivo de uma nova pesquisa em andamento.

3.2 Relações entre agentes e instrumentos

Na análise da Figura 2, observa-se o distanciamento das universidades, que teriam um compromisso de geração e propagação de conhecimento acerca da eficiência energética, com o consumidor final, assim como a falta de conexão com os fornecedores e comercializadores de energia. Dessa forma, é possível inferir uma possível falha de comunicação na promoção da inovação e na promoção da eficiência energética, tido pela EPE (2005) como um dos pilares para o estímulo de práticas para a eficiência energética.

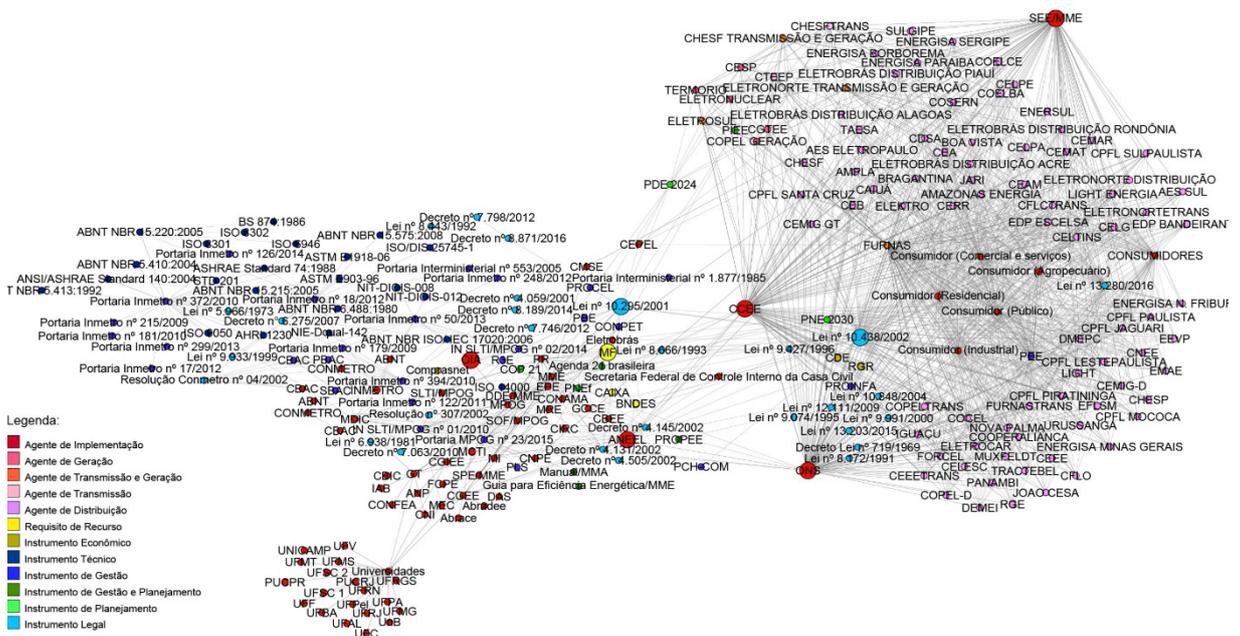


Figura 2 – Relações entre agentes e instrumentos

Fonte: Elaborado por Latorraca, 2017.

A Figura 2 também permite verificar que há uma separação entre os agentes e os instrumentos ligados ao fornecimento, comercialização e consumo de energia com os agentes e instrumentos governamentais que lidam com a gestão e o planejamento energético do país. Quatro núcleos (agentes) conectam as duas categorias observadas: 1) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), representante das comercializadoras da energia no país; 2) o ONS (Operador Nacional do Sistema), que efetivamente controla a oferta de energia; 3) a Lei nº 10.438/2002, que provém recursos para o desenvolvimento energético dos estados e dá outras providências, como a instalação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); e 4) a SEE/MME, secretaria do Ministério de Minas e Energia (MME) que coordena, orienta e contrata as ações do MME relacionadas às políticas do setor de energia elétrica.

A IEA (2016) afirma que um dos fatores críticos para o sucesso das agências de implementação em eficiência energética é a existência de competências técnicas como essenciais. Na Figura 2, observa-se que os instrumentos técnicos estão ligados aos agentes de gestão e planejamento, fornecendo uma base técnica consolidada aos demais instrumentos, corroborando, portanto, para um cenário promissor de eficiência energética.

Outra questão apontada pela IEA (2016) refere-se ao surgimento de novos projetos organizacionais, como serviços de eficiência energética e corporações de benefícios públicos. Neste sentido, é importante ressaltar o papel dos Organismos de Inspeção Acreditados pelo Inmetro (OIA) para a certificação/etiquetagem da eficiência energética para as edificações. Em alguns casos, esses organismos surgem a partir de laboratórios das universidades públicas, ou de fundações, ou surgem como empresas (setor privado). No Brasil constata-se a criação de Empresas de Serviços Energéticos – ESCO. Essas empresas são contratadas pelo governo para executar diagnósticos e implementar modificações necessárias para a implementação das medidas de eficiência energética.

A diversidade das partes interessadas deve ser uma meta de engajamento entre os agentes, uma vez que elas têm diferentes interesses e preocupações. No entanto, esse tipo de envolvimento entre as partes interessadas não se evidencia no grafo apresentado pela Figura 2. Ou seja, não é possível visualizar o envolvimento entre os setores público e privado, a não ser pela hierarquia entre os agentes, apresentada na Figura 1.

Pela conexão da rede apresentada, pode-se verificar que os instrumentos de gestão e de planejamento estão ligados a instrumentos legais e, portanto, a políticas nacionais de desenvolvimento. Isso demonstra uma estratégia efetiva para a eficiência energética. Além disso, a IEA (2016) recomenda que as estratégias e planos de ação, considerados neste trabalho como instrumentos de gestão e de planejamento, devem ser fortalecidos por meio de ações de planejamento econômico. Nos instrumentos legais há o estabelecimento de responsabilidade financeira junto aos órgãos de

financiamento (bancos), dirigidos e coordenados pelo poder executivo do Ministério da Fazenda (MF), tornando-o um agente “requisito de recurso” fundamental para o planejamento econômico.

Ainda de acordo com a IEA (2016), os instrumentos econômicos devem considerar a definição de impostos sobre a energia ou o meio ambiente e providenciar estímulo de financiamento para a eficiência energética. Desse modo, dentre outras medidas, foi visto que a Lei nº 10.438/2002 trata dos recursos para o desenvolvimento energético do país:

Art. 24 [...] As concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo se, por isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada. (Lei nº 10.438, 2002, p. 21)

O artigo 24 da Lei nº 10.438/2002 exemplifica uma medida para o estímulo de financiamento, tal como sugerido pela IEA (2016). Outro instrumento legal que trata da taxação é a Lei nº 9.427/1996, em que institucionaliza a ANEEL como o agente responsável pela regulação do setor energético. Apesar do estímulo ao incentivo à eficiência energética e à implementação de fontes alternativas de energias renováveis, não foi constatada na Lei nº 10.438/2002 a definição de aplicação de impostos sobre o meio ambiente.

3.3 Relações entre instrumentos e ações

A rede dos instrumentos e as ações que compõem a estrutura da governança da eficiência energética demonstra uma boa distribuição dos seus vetores (Figura 3), mostrando a ligação entre os diversos instrumentos e como cada instrumento se abre em ações. No centro de toda a rede, identifica-se a Lei nº 10.295/2001 que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia.

Na Figura 3, é visto que a Lei nº 10.295/2001 está no centro da rede e determina ações de mecanismo de coordenação governamental, meta e avaliação. Esta lei prevê financiamento e recursos ao estipular em seu artigo 1º que a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia visa a alocação eficiente de recursos energéticos e a preservação do meio ambiente, e em seu artigo 2º estabelece que deve haver um programa de metas para a progressiva evolução dos níveis mínimos e máximos exigidos para a eficiência energética de equipamentos. A partir dessa lei, outras leis, decretos e demais instrumentos surgiram para detalhar melhor cada definição estabelecida. O Decreto nº 4.131/2002 que dispõe sobre medidas emergenciais de redução do consumo de energia elétrica no âmbito da administração pública federal é um exemplo. Outro exemplo é o Decreto nº 4.145/2002 que estrutura o funcionamento

do CNPE, entre outros.

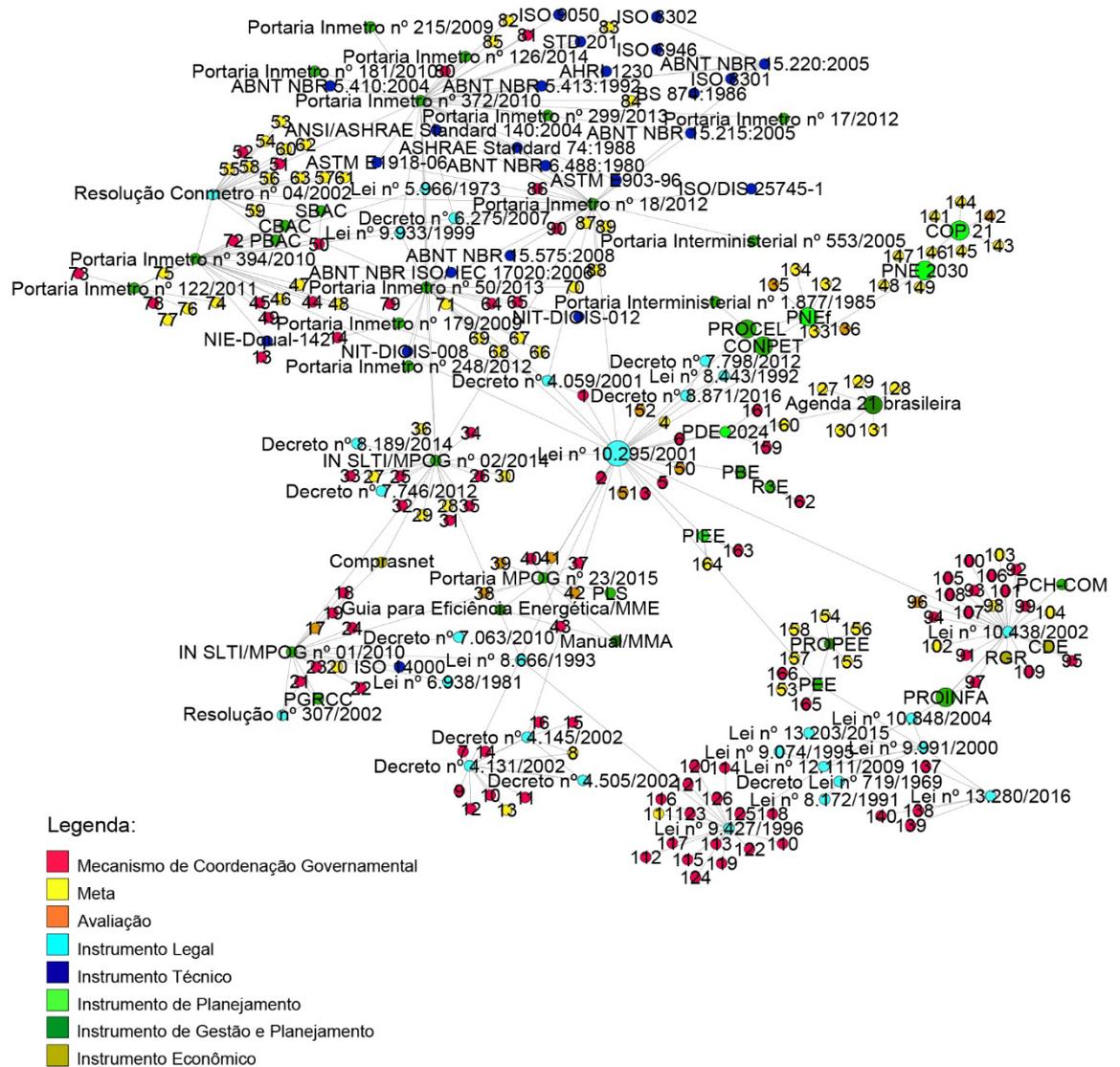


Figura 3 – Relações entre instrumentos e ações

Fonte: Elaborado por Latorraca, 2017.

Os órgãos da administração pública federal direta, autárquica e fundacional devem seguir as metas de eficiência energética e, segundo a Portaria MPOG nº 23/2015, cabe à SOF/SLTI (Secretaria de Orçamento Federal e Secretaria de Logística e Tecnologia da Informação, respectivamente) estabelecer indicadores para o monitoramento do consumo de energia elétrica e água em seus edifícios. Além disso, o PNEf (Plano Nacional de Eficiência Energética) é responsável pela análise dos principais programas nacionais de eficiência energética (PROCEL, CONPET, PEE, dentre outros) e desenvolve metodologia de sistema de avaliação e acompanhamento dos resultados desses programas.

Portanto, pode-se inferir que há instrumentos legais e de gestão que incluem mecanismos de supervisão como o monitoramento dos resultados e elaboração de relatórios, como sugerido pela IEA (2016). Porém, as seguintes questões podem ser levantadas: 1) As análises e acompanhamentos dos resultados das ações de

eficiência energética são suficientes? 2) Qual o tempo de revisão que cada programa de eficiência energética tem? São suficientes?

Mais uma diretriz importante dada pela IEA (2016) se refere à atribuição de responsabilidade pelo planejamento e pela implementação. Nesse caso, foi visto que os instrumentos legais no Brasil são coerentes com essa diretriz, uma vez que a estrutura de cada ação de eficiência energética tem uma base legal, seja pelos instrumentos de planejamento, seja pelas ações que implementam os programas. No entanto, foi visto que tais ações, apesar de incluir objetivos específicos e, por vezes, quantitativos, poucas são as ações que possuem metas com cronograma definido. No levantamento de instrumentos foi constatado que apenas em instrumentos como a COP 21 e o PNE 2030 há datas definidas para a implementação de suas ações, caracterizando, portanto, previsões mais gerais do que específicas. Esta característica aponta uma lacuna no critério para uma boa governança da eficiência energética segundo a IEA (2016).

Outra lacuna observada refere-se à definição de metas. A IEA (2016) afirma que as metas devem assegurar que os objetivos sejam apoiados por recursos e que estejam em enquadramentos favoráveis para as suas realizações. Na Figura 3 foi observado que, geralmente, os instrumentos se desdobram em ações. Na maioria das vezes essas ações incluem os mecanismos de coordenação governamental e as avaliações que, juntamente com as metas, fortalecem o alcance dos objetivos. No entanto, instrumentos de gestão e planejamento como a Agenda 21 brasileira, como o PNE 2030 e como o PROPEE se apoiam somente em metas, não ficando claro, portanto, como seus objetivos serão implementados.

As ações de avaliação que foram observadas asseguram que as abordagens de avaliação correspondem aos objetivos políticos e a concepção de seus programas. Mas como são poucas ações de avaliação, ou talvez por elas serem efetuadas por poucas entidades, é de se questionar se as avaliações são suficientes para gerar resultados que fortificam a cultura de eficiência energética que se procura implantar, conforme o PNE 2030.

Outro fato que se deve observar em relação às avaliações levantadas, diz respeito à sua eficiência. A IEA (2016) define que tais avaliações devem certificar-se de que estatísticas sejam realizadas para incorporar o planejamento da avaliação na fase de qualquer política ou programa de eficiência energética.

Observa-se que o levantamento de uma série de estatísticas pelo Balanço Energético Nacional (BEN) não segue um raciocínio sistêmico a respeito da política de eficiência energética no país, levando a questionar se as avaliações estão sendo incorporadas ao planejamento das políticas e programas identificados.

3.3 Relações entre ações e agentes

O grafo apresentado na Figura 4 demonstra que os agentes fornecedores e

comercializadores de energia, bem como os consumidores, não estão integrados aos agentes governamentais.

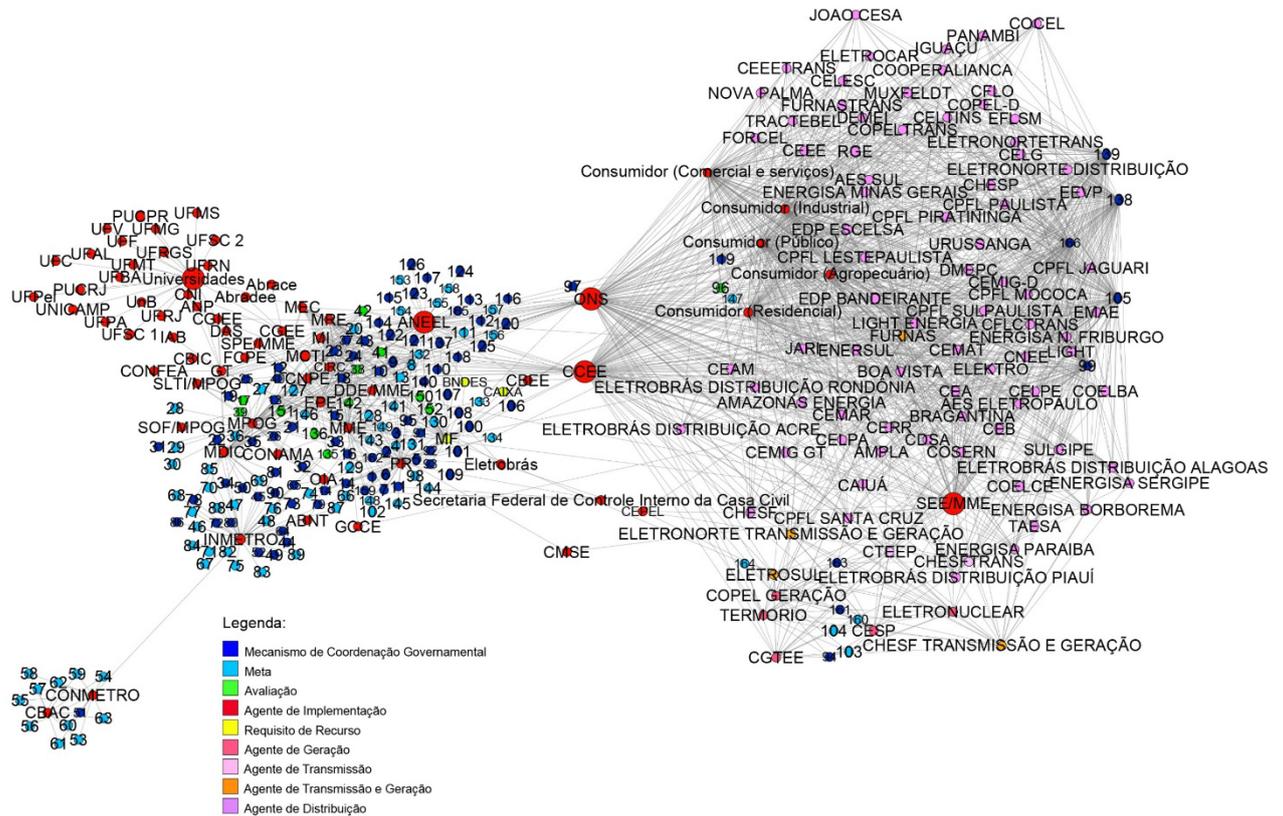


Figura 4 – Relações entre ações e agentes

Fonte: Elaborado pela autora, 2017.

Apesar de haver uma secretaria do MME, a SEE/MME, entre os agentes de fornecimento e consumo de energia, o que se pôde observar com base na rede apresentada é que há uma evidente burocratização das ações que partem dos agentes responsáveis pelo fornecimento e consumo de energia elétrica, pois a ligação com o setor governamental fica a critério de basicamente dois agentes: a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS), que representam a prática da ação do fornecimento de energia para o país. Pode-se inferir que o diálogo entre as partes é restrito basicamente ao uso da energia e sua tarifação. Essa burocratização pode ser detectada no desenho da rede por meio do afinilamento das relações entre os agentes governamentais e os agentes fornecedores de energia.

Também são poucas as ações relacionadas aos agentes de fornecimento e consumo de energia, podendo-se inferir que faltam ações mais específicas para o mercado e para o consumo de energia. Esta lacuna é importante de ser identificada, pois, conforme observado por Laponche *et al* (1997), uma eficiente operação de mercado, dentre outros fatores, é essencial para o sucesso de uma política de eficiência energética. Segundo o autor, para ocorrer tal melhora, a atividade deve ser descentralizada e diversificada, abrangendo uma rede de parceiros, tais como

empresas, autoridades locais, serviços governamentais, o setor de serviços e as famílias.

No desenho da rede também é possível visualizar o distanciamento das universidades com o consumidor final e com os fornecedores e comercializadores de energia, que pode indicar fragilidade na promoção de ações efetivas de eficiência energética e inovação no país.

Quanto às metas levantadas, nota-se que são suportadas por agentes responsáveis pela promoção da eficiência energética, o que está de acordo com as diretrizes da IEA (2016), que afirma que as metas devem ser apoiadas por análises e consultas com peritos setoriais de eficiência energética e partes interessadas externas. Para monitoramento dessas metas, a IEA (2016) determina que as metas devem ser simples, facilitando o monitoramento. Pode ser verificado, por exemplo, pela ação de oferecer mecanismo de coordenação governamental, que os indicadores de consumo monitorados deverão ser consignados nos PLS (Planos de Gestão de Logística Sustentável) elaborados pelos órgãos ou entidades, e que, conforme a ação de avaliação, cada órgão ou entidade deverá indicar pelo menos um servidor responsável pelo fornecimento e integridade das informações para o monitoramento do consumo de energia elétrica e água.

3.4 Considerações sobre a governança da eficiência energética no Brasil

Considerando o contexto brasileiro analisado de acordo com as relações mapeadas apresenta-se a seguir a estrutura da governança da eficiência energética no Brasil.

Foram selecionadas as cinco maiores instituições que promovem a eficiência energética do país:

1. Ministério de Minas e Energia (MME), representante do poder executivo federal;
2. Ministério da Fazenda (MF), que, pelo ponto de vista financeiro, se coloca como um requisito de recurso para efetuar as políticas demandadas;
3. Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão (MPOG), por ser responsável por grande parte dos principais instrumentos de gestão e planejamento apontados no levantamento;
4. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por regular, fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo geral;
5. Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), por configurar uma base técnica sólida que auxilia toda a cadeia produtiva.

As instituições listadas anteriormente promovem a eficiência energética nos setores apresentados na figura 5.

	Transversal	Edificações	Equipamentos/iluminação	Transporte	Indústria	Serv. de utilidade pública
MME	X	X	X	X	X	X
MF	X	X	X			X
MPOG						
ANEEL	X				X	
INMETRO		X	X	X	X	

Figura 5 – Setores de atuação das agências implementadoras de eficiência energética

Fonte: Baseado em IEA (2010), elaborado por Latorraca, 2017.

Os instrumentos, no geral, são compostos por uma base sólida técnica e legal, mas pode-se levantar a questão da falta de diálogo entre os instrumentos de gestão e planejamento com o mercado de energia e com os consumidores. Parece haver burocracia e pode ser inferido que o diálogo entre as partes é limitado principalmente sobre o preço da energia. Sob esse aspecto, Souza *et al* (2011) sugere que haja ênfase no ambiente de negócios de forma que haja a criação de mecanismos para reduzir os riscos técnicos e financeiros das ações de eficiência energética.

Para viabilizar um mercado de eficiência energética no Brasil, faz-se necessária a superação de algumas barreiras, tais como a baixa prioridade do empresariado com respeito à eficiência energética; insegurança do mercado, ausência de linhas de crédito que atendam as especificidades da eficiência energética, dificuldades das ESCOs em obter financiamentos, em oferecer garantias e inexistência de aval técnico para os projetos de eficiência energética. (SOUZA *et al*, 2011, p. 211)

Considerando os pontos decisivos para uma boa governança da eficiência energética em um país, segundo a IEA (2016), o Brasil atende parcialmente aos requisitos apontados, conforme o exercício de preenchimento dos requisitos do Quadro 2.

Requisitos da IEA (2016)	SIM	NÃO	Outro/ observação:
1) Informação, treinamento, assessoria, incentivos econômicos, marketing, educação, regulamentação, padrões de eficiência energética, certificação/ etiquetagem, diagnósticos energéticos.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> A rede apresentou uma falha na comunicação entre as partes interessadas em eficiência energética. Como, por exemplo, a falta de conexão entre as Universidades com os agentes fornecedores e com os consumidores em geral.
2) Mecanismos que focam na redução do consumo de energia no uso final.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3) Padronização de eficiência energética nas edificações para reduzir o consumo de energia elétrica sem perda no conforto térmico e ambiental.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4) Revisão dos padrões periodicamente, uma vez que vão se tornando cada vez mais complexos na medida em que passam a considerar o sistema predial como um todo.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5) Uso de certificação como estímulo à inovação tecnológica e a introdução de novos produtos mais eficientes.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Apesar de haver uma política de certificação no Brasil, é de se questionar se há realmente estímulo à inovação, pois o estudo apresentou que há uma lacuna na relação dos instrumentos de gestão e planejamento com o mercado de energia no país.
6) Aplicação de programas de treinamento para distribuidores e a execução de campanhas informativas para os consumidores de forma a aumentar o mercado de produtos e serviços.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Novamente, apesar de haver cartilhas e manuais direcionados à indústria, aos consumidores finais e aos demais setores, foi visto que há uma carência na comunicação entre as partes interessadas.
7) A taxação como determinante da efetividade das políticas e ações de eficiência energética, um dos pilares da política de conservação de energia.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Não foi constatado o uso de impostos em sobre o uso da energia e da emissão de gases do efeito estufa.

Quadro 2 – Atendimento dos requisitos gerais que caracterizam uma boa governança da eficiência energética, segundo a IEA (2016)

Fonte: Elaborado por Latorraca, 2017

Sobre os instrumentos econômicos, mais especificamente, constatou-se que os mecanismos de financiamento em eficiência energética provavelmente sejam suficientes para financiar os custos de implementação dessas políticas, uma vez que os financiamentos estão sob o controle da agência implementadora, conforme estabelecido pelos instrumentos legais levantados. No entanto, surgem duas perguntas: 1) Esse financiamento acompanha a economia brasileira, com seus altos e baixos? 2)

Como poderiam ser mobilizados mais financiamentos?

É importante levantar questões sobre a efetividade das ações. As relações analisadas apontaram que, no geral, existem poucas ações relacionadas aos agentes de fornecimento e consumo de energia, podendo-se inferir que faltam ações mais específicas para o mercado e para o consumo de energia. Dessa forma, apontou-se uma lacuna no que concerne às operações de mercado, considerando a afirmação de Laponche *et al* (1997), que uma eficiente operação de mercado, dentre outros fatores, é essencial para o sucesso de uma política de eficiência energética.

Para conectar toda a política de eficiência energética, a participação das ações de avaliação é fundamental. Desse modo, a análise deste trabalho demonstrou que apesar das avaliações corresponderem aos objetivos políticos e à concepção de seus programas, elas se revelam insuficientes. Foi constatado que há poucas ações de avaliação, talvez por elas serem efetuadas por poucas entidades. Portanto, é de se questionar se essas avaliações são suficientes para gerar resultados que fortificam a cultura de eficiência energética que se procura implantar.

REFERÊNCIAS

BIERMANN, F. 'Earth system governance' as a crosscutting theme of global change research. *Global Environmental Change*, 17: 326-337. 2007.

BLUMENSCHNEIN, R. N.; FERRARI, F.; VALENÇA, M.; DADAMOS, R.; LONGUI, F.; MAURY, M. B. Resiliência Urbana no Brasil - Levantamento de Dados e Ferramenta de Diagnóstico. **Relatório de Projeto e Pesquisa**. Universidade de Brasília (UnB), FAU/CDS/FGA/LACIS, *Building Research Establishment – BRE*, Brasília, Brasil, 2016.

BUROHAPPOLD ENGINEERING. **Resilience Insight: Twelve City Assessment summary**. BRE, London, Feb. 2016. Disponível em: <<http://www.bre.co.uk/filelibrary/pdf/2016-Royal-Charter-International-Research-Award-BuroHappold-Resilience-Insight-12-Cities-Assessment-Summary-v2.pdf>> Acesso em: 25 de nov. 2016

HD.BR. **Análise e visualização de redes: o Gephi**. Disponível em: <<https://humanidadesdigitais.org/2013/08/16/analise-e-visualizacao-de-redes-o-gephi/>>. Acesso em: 27 de nov. 2016

IEA/IBRD. **Energy Efficiency Governance**. OECD/IEA, Paris, 2010.

_____. **Energy Efficiency Indicators: Highlights**. OECD/IEA, Paris, 2016.

Institute on Governance (Canada). **Concept of Governance**. 2002. Disponível em: <<http://www.iog.ca>> Acesso em: 19 abr. 2017.

JOLLANDS, N; ELLIS, M. **Energy efficiency governance – an emerging priority, ECEEE 2009 Summer Study, Act! Innovate! Deliver! Reducing Energy Demand Sustainably**, pp. 91 – 100, 2009.

LAMBERTS, R; DUTRA, L; PEREIRA, F. O. R. **Eficiência Energética na Arquitetura**. 3a edição. São Paulo: ELETROBRAS/PROCEL, 2014.

LATORRACA, T. F. **Governança da eficiência energética no Brasil**. 2017. 150f. Dissertação (Mestrado em Arquitetura e Urbanismo) – Faculdade de Arquitetura e Urbanismo, UnB, Brasília, 2017.

RHODES, R. *Government and public administration. Debating Governance: Authenticity, Steering and Democracy* (ed. J. Pierre), pp.54-88. *Oxford University Press, Oxford*. 2000.

SACCARO JUNIOR, N. L. A Conexão entre crise econômica e crise ambiental no Brasil. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea). **Boletim Regional, Urbano e Ambiental - Artigos**, p. 27-31. 2016. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11058/6499>> Acesso em: 20 nov. 2016.

(Footnotes)

Para este estudo, foi utilizada a configuração de distribuição Force Atlas, que utiliza um algoritmo de modelo linear baseado na atração e repulsão proporcional à distância entre os nós e possui uma velocidade de convergência adaptativa que permite que os gráficos convirjam de maneira eficiente (GEPHI, 2010, p. 6).

OTIMIZAÇÃO DA ABSORÇÃO DE ENERGIA SOLAR COM O USO DE PLACAS FOTOVOLTAICAS E REFLETORES MÓVEIS

Cynthia Beatriz Scheffer Dutra

Instituto Federal de Santa Catarina, Departamento
de Metal-Mecânica/Mecatrônica
Florianópolis – SC

Jean Paulo Rodrigues

Instituto Federal de Santa Catarina, Departamento
de Metal-Mecânica/Mecatrônica
Florianópolis – SC

Paulo César Sedor

Instituto Federal de Santa Catarina, Departamento
de Metal-Mecânica/Mecatrônica
Florianópolis – SC

RESUMO: As placas fotovoltaicas utilizadas para transformação da energia solar em energia elétrica não apresentam o seu rendimento nominal devido à variação do ângulo de incidência dos raios solares durante o movimento aparente do sol e devido, principalmente, à existência de nebulosidade. A identificação desta queda na absorção de energia motivou a pesquisa em sistemas de acompanhamento solar com o uso de motor de baixo consumo e controle de baixo custo para posicionamento dos refletores móveis. Neste contexto, este trabalho apresenta estudos de placas fotovoltaicas com concentradores dos raios solares e seguimento solar. Esta pesquisa apresenta de forma analítica e experimental, os rendimentos alcançados, melhorando a relação

custo/benefício com as utilizações dessas técnicas.

PALAVRAS-CHAVE: Energia fotovoltaica. Concentrador solar. Seguidor solar. Heliostato.

ABSTRACT: The photovoltaic modules are used to convert solar energy into electrical energy. Because of the presence of clouds or due to the variation of the sunlight angle of incidence during the day, the efficiency of the conversion can be reduced. The identification of this loss of energy absorption motivated the research for solar tracking systems using low-consumption dc motor and low cost system control for positioning of turn reflectors. In this context, this work presents a study related to solar tracking of photovoltaic modules with sunlight concentrators and, considering the analytical and experimental results, shows the improvements in the cost benefit rate of the energy conversion.

KEYWORDS: Photovoltaic Energy. Concentrating Solar Power. Solar tracker. Heliostat.

1 | INTRODUÇÃO

A conversão da energia solar em energia elétrica é uma alternativa à atual matriz energética mundial, que se baseia,

principalmente, em geração hidráulica e geração térmica. Ambas causam algum tipo de agressão ao meio ambiente, seja pela inundação de áreas potencialmente produtivas (flora) e pela obstrução do caminho migratório/reprodutivo (fauna), seja pela emissão de gases (CO e CO₂).

A evolução tecnológica teve um rápido crescimento na década de 50 e início da década de 60. As células solares passaram de uma eficiência de 6%, em 1954, para 14,5%, em 1961. Em 1973, os laboratórios COMSAT chegaram a eficiências de 15,2% e, em 1974, os mesmos laboratórios desenvolveram uma célula solar com 17,2% de eficiência, com a criação de superfícies texturizadas (MOEHLECKE, 1996).

Segundo Goetzberg (1998), em 1994, foi desenvolvida uma célula solar baseada em silício monocristalino de alta qualidade. Essa célula foi denominada PERL (Passivated Emitter and Rear Locally Diffused), e atingiu uma eficiência de 24% a um Sol (sem concentração solar).

2 | CONDIÇÕES DE NEBULOSIDADE

O principal obstáculo para o aproveitamento da energia solar é a nebulosidade. Para a quantificação da nebulosidade, foram utilizados dados horários obtidos no Aeroporto Hercílio Luz, Florianópolis (GOULART, 1993), durante dez anos (1961 – 1970), ou seja, 87.600 horas (10 x 365 x 24). O valor médio da nebulosidade está mostrado na “Figura 1”.

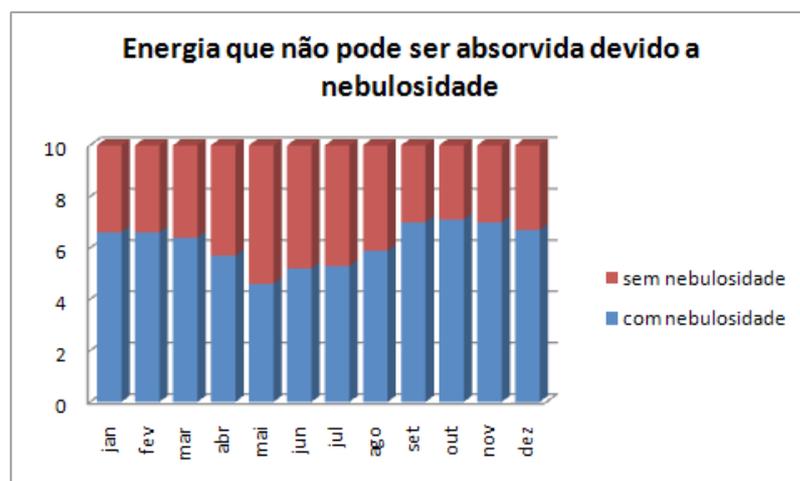


Figura 1 - Energia desperdiçada se não forem utilizados espelho.

Como todos os meses, com exceção de maio, apresentaram nebulosidade média superior a 50%, e a nebulosidade influi diretamente na conversão de energia luminosa em energia elétrica pelas células fotovoltaicas, considera-se muito importante fazer uma análise da influência da nebulosidade na captação de energia pelas células fotovoltaicas.

Em um sistema de captação, sem a utilização de espelhos ou outros processos

de baixa concentração da energia solar, quando a nebulosidade é alta, o valor nominal de aproveitamento de energia de uma determinada placa fotovoltaica não será atingido. Dessa maneira, ocorreria o desperdício da capacidade instalada. Ao se acrescentarem superfícies refletoras ou espelhos que reflitam a energia solar sobre essa placa fotovoltaica, estar-se-á aumentando a incidência de raios solares sobre ela, propiciando, dessa maneira, um aumento da capacidade de geração, otimizando assim a absorção de energia e, conseqüentemente, barateando cada watt gerado.

3 | SISTEMA PROPOSTO

A maneira padrão de utilização de placas fotovoltaicas consiste em fixar a placa com uma inclinação desta em relação ao plano horizontal igual ao ângulo da latitude local, voltada para o norte verdadeiro, se a instalação for feita no hemisfério sul, e, ao sul verdadeiro, se for instalada no hemisfério norte.

No sistema proposto manteve-se esse mesmo ângulo e direção de instalação, com a diferença de que a placa pode girar sobre a sua linha central no sentido norte-sul, fazendo, dessa forma, o acompanhamento do sol no sentido leste-oeste, ou seja, do nascer ao pôr do sol. Esse acompanhamento é feito utilizando-se um pequeno motor de corrente contínua, acoplado a um sistema mecânico de redução de engrenagens. O acionamento desse motor se faz por meio de um circuito eletrônico que se utiliza de dois sensores de luminosidade, um inclinado à leste da ortogonal da placa e outro inclinado à oeste, conforme mostrado na “Figura 2”. Dessa maneira, quando a luminosidade à leste está maior que a luminosidade à oeste, o motor desloca todo o conjunto para leste, em busca da obtenção de maior energia. Da mesma maneira, quando a luminosidade à oeste é maior, o motor gira em sentido inverso, movendo o conjunto para oeste. Quando a luminosidade é semelhante dos dois lados, ou com um valor muito próximo, o motor não recebe alimentação e fica parado. Junto à placa fotovoltaica foram fixados dois espelhos, mostrados na “Figura 4”, ambos em ângulo de 120 graus com a placa, de tal maneira que todos os raios solares sobre eles incidentes são refletidos para a placa fotovoltaica, aumentando assim a concentração desses raios, e, conseqüentemente, a energia por ela absorvida.

Como a nebulosidade é causada principalmente pela existência de nuvens, o sistema de posicionamento do conjunto placa- espelhos, utilizando cálculo da posição solar em função da hora, pode nos levar a uma direção menos favorável para a absorção de energia. Ao utilizar sensores de luminosidade, pode-se posicionar, a cada instante, o conjunto placa-espelhos, na direção de maior captação de energia. Selecionando sensores dois LDRs, inseridos em tubos para evitar raios refletidos, orientados para frente e para trás da posição à qual o sistema deve se voltar, conforme mostrado na “Figura 2”.

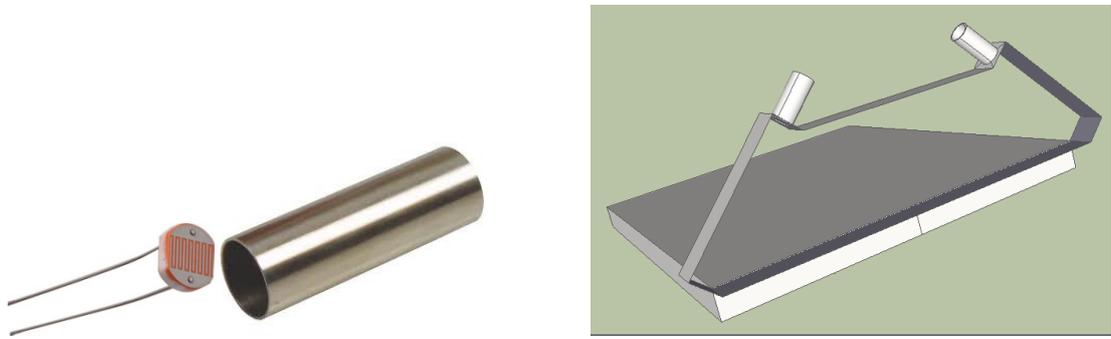


Figura 2 - LDR e tubo direcional e montagem dos sensores na placa.

Um pequeno circuito eletrônico, mostrado na “Figura 3”, compara, com histerese, a diferença entre esses sensores e aciona um motor de corrente contínua com pequena potência, por meio de uma ponte “H”, que desloca, com o auxílio de redutores mecânicos, o conjunto placa-sensores para a melhor posição.

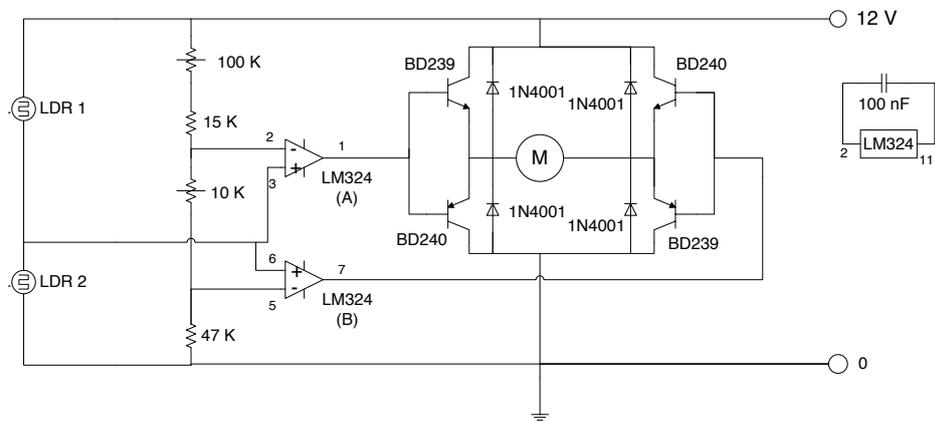


Figura 3 - Circuito eletrônico.

Nunca haverá necessidade de ter grande velocidade na saída final da redução, pois o movimento aparente do sol é sempre lento. Por isto é dimensionado um motor de pequena potência e consumo. A saída do redutor com rosca sem fim é robusta a perturbações de vento, não transmitindo no sentido inverso este distúrbio ao motor.

Propõe-se a montagem da placa fotovoltaica apoiada em um eixo, com regulagem de inclinação em um sentido (sentido norte verdadeiro), para poder adequá-la conforme a latitude do local onde for instalado o sistema. Esse eixo pode girar no sentido leste-oeste, acompanhando o movimento aparente do sol. Fixados à placa em ângulo de 120° estão dois espelhos, com dimensões iguais à placa, conforme a “Figura 4”.

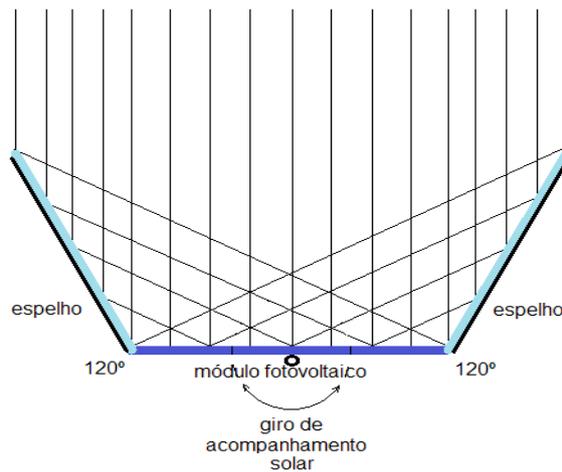


Figura 4 - Desenho da placa com os espelhos.

Dessa forma, como a superfície da placa fotovoltaica está apontando para os raios solares, todos os raios solares incidentes sobre os espelhos atingem a placa.



Figura 5 - Montagem da placa com espelhos.

Na “Figura 5”, pode-se ver o sistema proposto, montado ao lado de uma instalação de referência, que consiste em uma placa fotovoltaica instalada de forma convencional. As medições foram feitas simultaneamente nas duas placas, para se poder comparar o ganho do sistema proposto.

4 | MEDIÇÕES

Os dados mostrados na “Figura 6” são compostos de 115 medições, uma a cada segundo, resultando em 57 conjuntos, com média a cada 2 segundos. Esse primeiro gráfico mostra os dados coletados no princípio da manhã, em torno das 10:30 GMT (08:30 horário local), com o céu coberto por nuvens. Pode-se ver que a geração na placa de referência ficou entre 3,18 e 4,96W, enquanto na placa do sistema proposto

ficou entre 6,16 e 11,10W. O ganho nesse gráfico ficou entre 86,13% e 127,84%.

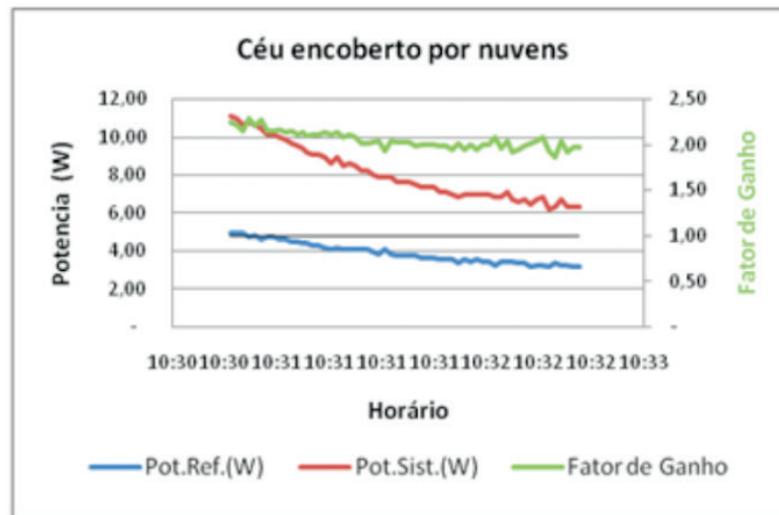


Figura 6 - Céu encoberto por nuvens.

Na “Figura 7”, observa-se uma ligeira abertura do céu no final do período considerado com o conseqüente aumento da geração, tanto da placa de referência como da placa do sistema proposto. Pode-se comprovar que o aumento foi mais significativo na placa do sistema proposto, fazendo o percentual de ganho subir.

Céu encoberto, passando à pequenas aberturas de nuvens

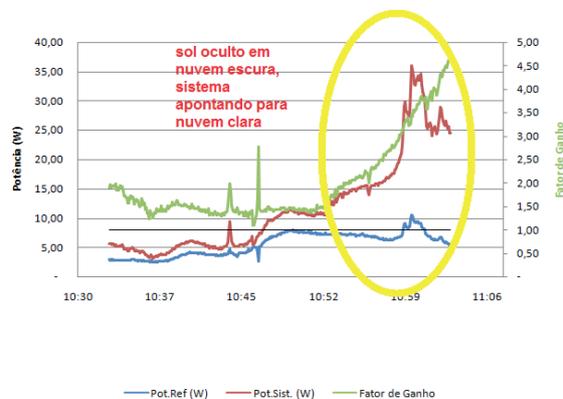


Figura 7 - Aberturas de nuvens, com o sistema apontando para a melhor luminosidade, e não para o sol.

Para esse gráfico foram usadas as medições entre 10:33:30 e 11:03:30 GMT, com um total de 1800 leituras com intervalo de 1 segundo entre elas. Fazendo-se a média a cada 5 segundos, foram gravados e plotados 360 conjuntos de informação.

Os valores no início desse período foram baixos, tanto para a geração de referência, como para a geração do sistema proposto. Mas no final desse período a geração do sistema proposto foi significativamente maior que a geração de referência, apresentando um bom ganho de energia extra absorvida.

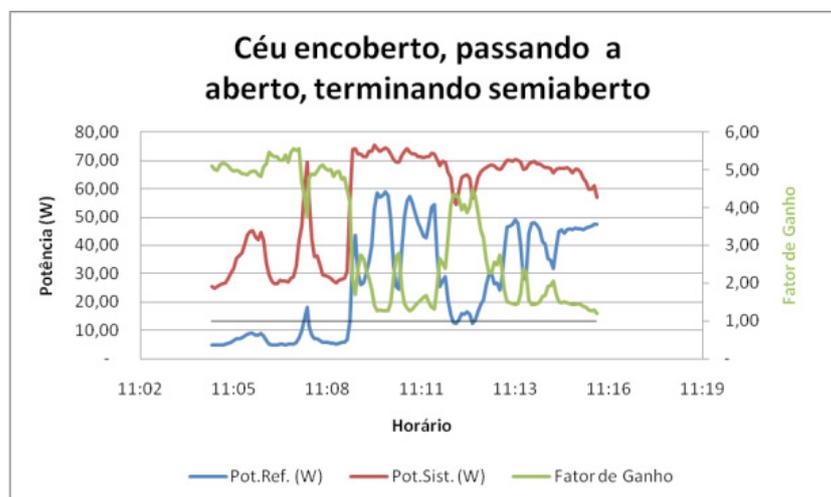


Figura 8 - Céu encoberto, passando a aberto, terminando semiaberto.

A análise da “Figura 8” identifica, no início, uma boa geração no sistema proposto, com um ganho muito alto em relação à geração pela placa de referência. Na região central do gráfico, pode-se visualizar que essa geração aproximasse do limite que a placa pode atingir, com um aumento significativo da placa de referência, fazendo com que o ganho apresente uma forte queda. Em seguida, ao entrarem pequenas nuvens, a geração na placa de referência sofreu uma queda maior que a queda de geração do sistema proposto, fazendo com que o ganho voltasse a subir. No final do gráfico, com nova abertura do céu, voltou a aumentar a geração da placa de referência, enquanto a geração do nosso sistema aproximou-se da saturação da capacidade de geração, com queda do ganho relativo. Às 11:09:35 GMT, quando a geração na placa do sistema proposto atingiu 75,25 W, seu valor máximo no intervalo considerado nesse gráfico, a geração pela placa de referência apresentou um valor de 53,18 W, dando um ganho para nosso sistema de apenas 41,51 %, porém com um ganho significativo de 22,07 W. Por outro lado, às 11:07:05 GMT, enquanto a placa de referência gerava 5,19 W, o sistema proposto gerava 28,84 W, apresentando um ganho de 456,15 %, mas como a geração era baixa o ganho permaneceu próximo ao valor anterior, ou seja, 23,65 W.

Considerando todos os valores medidos, obteve-se um ganho de 78% do sistema proposto sobre a placa de referência.

5 | APLICAÇÕES DE DADOS ESTATÍSTICOS

As medições foram feitas por um período que não nos permitiu quantificar o ganho anual, por isso, recorreu-se a dados estatísticos para fazer uma projeção dos dados medidos experimentalmente, em um período de um ano. Utilizou-se como base as variáveis nebulosidade e radiação, nas quais têm-se dados anuais armazenados para regiões próximas ao nosso local de testes.

A nebulosidade foi medida na estação meteorológica do aeroporto Hercílio Luz

de Florianópolis e disponibilizada pelo site do INPE - Instituto Nacional de Pesquisa Espacial. Essa medição foi feita por um equipamento que divide a abóbada celeste em oito partes, chamadas octas. De acordo com o número de octas encobertas, a nebulosidade é classificada conforme a Tabela 1.

Classificação	Significado
0/8	Céu limpo ou ensolarado, quando o céu não apresenta nenhum vestígio de nuvens, nenhuma octa está encoberta.
1/8	Céu quase limpo, quando pelo menos uma octa está encoberta.
2/8 3/8	Céu pouco nublado, quando há pelo menos duas octas encobertas.
4/8 5/8	Céu parcialmente nublado, quando há, pelo menos, quatro octas encobertas ou, aproximadamente, metade do céu está encoberto pelas nuvens.
6/8 7/8	Céu quase nublado, quando há no mínimo seis octas encobertas.
8/8	Céu nublado, quando as oito octas do céu estão totalmente encobertas pelas nuvens.

Tabela 1- Classificação da nebulosidade em Octas (INPE).

Utilizando os dados de nebulosidade de todo o ano de 2012, elabora-se o gráfico apresentado na “Figura 9”, que mostra o percentual do tempo em que o céu permanece com a nebulosidade em cada uma das classificações, considerando apenas os dados em que o sol está acima do horizonte.

Considerando todos os dados medidos e extrapolando esses dados para todo o ano de 2012, com base nos valores médios de nebulosidade, calcula-se o ganho anual do sistema proposto em 31% em relação à placa de referência.

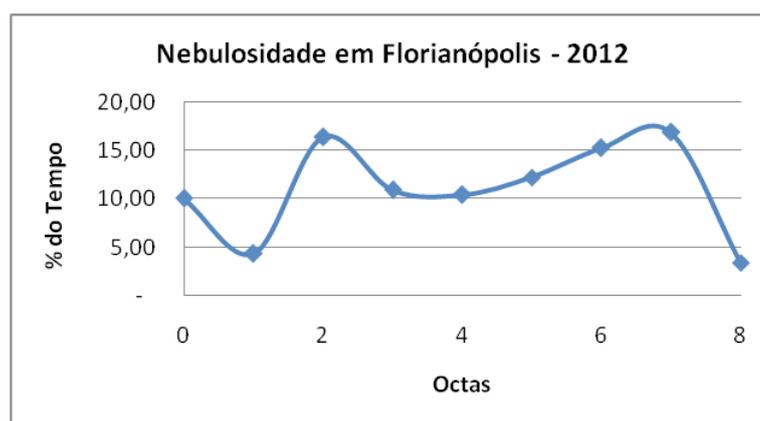


Figura 9 - Percentual do tempo em que o céu permaneceu em cada uma das octas (dados do INPE).

Sabe-se que a classificação da nebulosidade em octas pode causar distorções no resultado final, pois apesar de se dizer quantos oitavos do céu estão encobertos, não faz referência qual parte está nublada, ou seja, se as nuvens estão encobrindo o sol, ou se estão em um local em que não interferem na insolação sobre a placa. Por esta razão, fez-se outra extrapolação, levando em conta os dados de radiação, que

são disponibilizados no site do INMET - Instituto Nacional de Meteorologia, relativos à estação meteorológica de São José - SC. Dessa maneira calcula-se o ganho a longo prazo em 48%, do sistema proposto em relação à placa de referência.

6 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

O método utilizado para fazer com que o conjunto placa-espelhos faça o acompanhamento solar mostrou-se eficiente. Ao orientar o posicionamento desse conjunto pela intensidade luminosa e não apenas pela posição do sol, obteve-se melhores resultados. Isso pode ser observado nos momentos em que nuvens escuras encobrem o sol e existem nuvens claras por perto. A luminosidade mais forte que chega à placa provém do reflexo dos raios solares nas nuvens claras. O circuito que foi montado detecta esse fato e redireciona o conjunto placa-espelhos para a nova posição. Isso faz com que a potência absorvida seja maior do que aquela que seria absorvida se o conjunto placa-espelhos estivesse diretamente voltada para a direção em que o sol se encontra.

Analisando os resultados obtidos experimentalmente, e suas projeções estatísticas, pode-se concluir que o sistema proposto apresenta um ganho significativo em relação à instalação convencional. Esse ganho torna-se maior quando ocorre formação de nuvens bem definidas, com céu parcialmente nublado, que, de acordo com a classificação de nebulosidade do INPE, fica entre 2 e 7 octas, e ocorre em 82% do tempo em Florianópolis.

O melhor ganho obtido pelo sistema proposto ocorre quando o céu apresenta nuvens em formação irregular, tendo algumas cinza-escuro e outras brancas, com partes do céu aberto, que pode ser classificado entre 4 e 7 octas. Nesse caso o ganho é alto, não apenas em percentual, mas, principalmente, em watts a mais, que podem ser armazenados. Essa configuração de céu ocorre em Florianópolis durante 54 % do tempo.

Já os menores ganhos ocorrem em duas situações. A primeira, nos momentos em que o sol se encontra no zênite, ou seja, no ponto mais alto do céu, e o céu encontra-se totalmente aberto, classificado como 0 octas na classificação do INPE. Os raios solares refletidos pelos espelhos que incidem sobre a placa do sistema comportam uma energia que a placa não tem capacidade de absorver, pelo fato de já estar saturada. Essa situação ocorre em apenas 10 % do tempo.

A segunda, quando o céu está totalmente fechado, com nuvens cinza-escuro, sem variação na sua opacidade, ou seja, 8 octas na classificação do INPE. Como o céu está totalmente fechado, os raios que incidem sobre a placa e os espelhos são muito difusos, vindo de todas as direções do céu. Esse fato faz com que os espelhos acabem causando sombra sobre a placa, diminuindo a captação de energia. Isso ocorre em apenas 3 % do tempo em Florianópolis.

Apresenta-se como principal contribuição do nosso trabalho o método de seguimento solar pela intensidade luminosa, que se diferencia do tradicional método de apontar para o local do céu, onde o sol tem sua posição calculada em função da data e da hora local. O fato de ter-se optado por sensores para apontar nosso sistema para o ponto mais iluminado do céu faz com que a placa e seus espelhos estejam sempre direcionados para o ponto de melhor aproveitamento de energia. Como contribuição secundária indica-se a utilização de espelhos, o que se mostrou muito útil quando o sol se encontra parcialmente encoberto com nuvens, fazendo com que a área virtual de aproveitamento da placa aumente, ou seja, que mais energia solar seja direcionada para a placa fotovoltaica.

Quando se busca uma fonte de energia alternativa, não se deve buscar apenas uma alternativa economicamente eficiente, mas buscar também uma energia limpa, pura, não poluente e, a princípio, inesgotável. A energia solar se enquadra em todas essas características, razão pela qual muitos estudos se fazem necessários para que ela possa, paulatinamente, substituir outras formas de energia que são utilizadas e que, de uma forma ou outra, estão trazendo prejuízos ao nosso planeta.

REFERÊNCIAS

- EGUREN, J. A., 1981. **Células Solares Bifaciales de Campo de Superfície (BCS)**, Tesis Doctoral, UPM – Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Madrid, Espana.
- GOETZBERG, A., KNOBLOCH, J., BERNHARD, V., 1998. **Crystalline Silicon Solar Cells**, John Wiley & Sons LTD. Chichester, England.
- GOULART, S. V. G., 1993. **Dados Climáticos Para Avaliação de Desempenho Térmico de Edificações em Florianópolis**. Dissertação de mestrado (Mestrado em Engenharia Civil), Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis – SC.
- GREEN, M., 1992. **Solar Cells**, Ed. University of New South Wales, Kensington, Austrália.
- LASNIER, F., ANG, T. G., 1990. **Photovoltaic Engineering Handbook**. Adam Hilger, New York, USA.
- MOEHLECKE, A., 1996. **Conceptos Avanzados de Tecnologia para Células Solares com Emissores P+**, Tese de Doutorado. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación – IES. Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.
- SÁNCHEZ, M. C., 1989. **Estúdio de los Efectos de Dopaje de Base en Células de Silício. Contribución al Diseño para Distintos Modos de Iluminación**. Tesis Doctoral, UPM – Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Madrid, Espana.
- STEM, N., 2007. **Células Solares de Silício de Alto Rendimento: Otimizações Teóricas e Implementações Experimentais Utilizando Processos de Baixo Custo**. Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.

SOBRE O ORGANIZADOR

Luís Fernando Paulista Cotian, atualmente é professor magistério superior substituto da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR câmpus Guarapuava. Formado em Engenharia de Produção pela Universidade de Franca – SP. Mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná campus Ponta Grossa, linha de pesquisa Engenharia Organizacional e Redes de Empresas - EORE. Doutorando em Engenharia de Produção pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná campus Ponta Grossa, linha de pesquisa Otimização e Tomada de Decisão, com previsão de conclusão 2021.

Agência Brasileira do ISBN
ISBN 978-85-7247-086-5



9 788572 470865