



CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNÓLOGICA DE MINAS GERAIS Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia

Marcos Antonio Leporate Barroso

AVALIAÇÃO ENERGÉTICA DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DO ESTÁDIO MINEIRÃO POR MEIO DE SIMULAÇÕES DINÂMICAS E MEDIÇÕES APLICANDO O IPMVP

> Belo Horizonte 2017

Marcos Antonio Leporate Barroso

AVALIAÇÃO ENERGÉTICA DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DO ESTÁDIO MINEIRÃO POR MEIO DE SIMULAÇÕES DINÂMICAS E MEDIÇÕES APLICANDO O IPMVP

Dissertação apresentada ao Programa de Pósgraduação em Engenharia da Energia, em Associação Ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João Del-Rei, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia da Energia.

Orientador: Prof. Frederico Romagnoli Silveira Lima, Dr. - DEM - CEFET-MG Coorientador: Profa. Ana Paula Batista, Dra. - DEE - CEFET-MG

> Belo Horizonte 2017

| B277a | Barroso, Marcos Antonio Leporate Avaliação energética da usina solar fotovoltaica do Estádio Mineirão por meio de simulações dinâmicas e medições aplicando o IPMVP / Marcos Antonio Leporate Barroso. – 2017. 157 f. : il., gráfs, tabs., fotos. |
|-------|---|
| | Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia do Cefet/MG em associação ampla com a Universidade Federal de São João Del Rei. Orientador: Frederico Romagnoli Silveira Lima. Coorientadora: Ana Paula Batista. Banca examinadora: Frederico Romagnoli Silveira Lima, Ana Paula Batista, Patrícia Romeiro da Silva Jota, André Guimarães Ferreira e Luis Guilherme Monteiro Oliveira. Bibliografia: f. 128-142. Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. |
| | 1. Estádio Mineirão – Teses. 2. Energia solar – Teses. 3. Sistemas de energia fotovoltaica – Simulação por computador – Teses. 4. Usinas heliotérmicas – Medição – Teses. 5. Usinas heliotérmicas – Verificação – Teses. 6. Protocolo IPMVP – Teses. 7. TRNSYS (Software) – Teses. I. Lima, Frederico Romagnoli Silveira. II. Batista, Ana Paula. III. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. IV. Título. |
| | CDD 621.4708151 |

Γ

Elaboração da ficha catalográfica pela Biblioteca-Campus II / CEFET-MG

AVALIAÇÃO ENERGÉTICA DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DO ESTÁDIO MINEIRÃO POR MEIO DE SIMULAÇÕES DINÂMICAS E MEDIÇÕES APLICANDO O IPMVP

Dissertação apresentada ao Programa de Pósgraduação em Engenharia da Energia, em Associação Ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João Del-Rei, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia da Energia.

Aprovado em, _____ de _____ de _____

Banca Examinadora

Prof. Frederico Romagnoli Silveira Lima, Dr. – DEM – CEFET-MG

Profa. Ana Paula Batista, Dra. – DEE – CEFET-MG

Profa. Patrícia Romeiro da Silva Jota, Dra. – DEE – CEFET-MG

Prof. André Guimarães Ferreira, Dr. – DEMAT – CEFET-MG (suplente)

Prof. Luís Guilherme Monteiro Oliveira, Dr. – IPUC – PUC Minas

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por estar sempre do meu lado em todos os momentos. A minha esposa, Flávia Moreira Ulhôa, pelo incentivo, aos meus filhos Beatriz e Felipe, os quais me inspiraram e só me trazem alegria, felicidade, gratidão todos os dias. Aos meus pais Ivanilde Leporate Barroso (in memoriam) e Pedro Fagundes Barroso pelo muito que me ensinaram e pela formação do meu caráter.

Agradeço aos meus irmãos, tios, primos, cunhados, sogros e amigos que sempre torcem pelo meu crescimento profissional, ajudam na minha estabilidade emocional e física com muitos elogios, várias críticas e sempre com amor.

Agradeço a CEMIG, em especial a Superintendência de Tecnologia, Inovação e Eficiência Energética – TE, pela oportunidade de trabalho e estudos da USF Mineirão, e a EFFICIENTIA – Grupo CEMIG pela disponibilização de tempo para dedicação ao mestrado, e pelo longo tempo de trabalho juntos na defesa da Disseminação de Informações sobre a importância do tema Eficiência Energética e Energias Renováveis, em especial ao Jaime Antônio Burgoa, Anderson de Alencar Pinto, Claudio de Oliveira Franco Latorre, Ricardo Cerqueira Moura, Marco Aurélio Guimarães Monteiro, Tulio Marcus Machado Alves e Alexandre Heringer Lisboa, que acreditaram no meu potencial em ser a cada dia um profissional melhor, com possibilidade de alcançar voos mais altos, mostrando-me os caminhos viáveis para atingir meus objetivos mais rapidamente.

Agradeço aos amigos solares Luciano Mendes da Silva, Dênio Alves Cassini, Márcio Eli Moreira de Souza, Cláudio Homero Ferreira da Silva, Bruno Marciano Lopes, Juliano Marcial Fraga Fonseca, Márcio Melquiades Silva, Luís Guilherme Monteiro de Oliveira, Ivan Magela Corgozinho e Gustavo Malagoli Buiatti, pelo apoio inestimável, pela troca de conhecimentos, pelo incentivo e por compartilharem comigo muitos momentos de experiência e informações.

Agradeço aos amigos do mestrado, pelas trocas de experiências e informações, e superação de desafios por esse longo tempo compartilhado juntos em busca de nossa realização pessoal, acadêmica e profissional.

Em especial, agradeço ao meu amigo Airton Porto "O Mito" professor do CEFET/MG que sempre manteve a porta de sua casa aberta, juntamente com sua esposa Lúcia e filhos, Tadeu e Emília, onde sempre me receberam como se eu fosse um ente querido da família, pois ali compartilhamos horas de estudos, sempre aos finais de semana. Agradeço a instituição CEFET/MG por me acolher neste período de estudos, me ensinando valores impagáveis e insubstituíveis os quais certamente utilizarei o resto da minha vida.

Agradeço a cada Professor que compartilhou seus ensinamentos com perfeição e maestria, o meu muito obrigado aos professores Dr. André Guimarães Ferreira (Mecânica dos Fluidos, Transferência de Calor e Técnicas de Pesquisa Experimental - Prática); Dr. Evandro Focking da Silva (Refrigeração e Cogeração); Dr. Daniel Enrique Castro (Energia e Meio Ambiente, Técnicas de Pesquisa Experimental - Teoria), Dr. Paulo Eduardo Lopes Barbieri (Termodinâmica) e Dr. José Henrique Martins Neto (Auditoria Industrial e Sistemas Solares).

Em especial, agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Frederico Romagnoli Silveira Lima, e a minha coorientadora, Profa. Dra. Ana Paula Batista, pela paciência, inteligência e verdadeira orientação que foram de extrema importância para que eu realizasse este trabalho de mestrado. E também ao grande amigo e secretário executivo do curso de mestrado em Engenharia da Energia pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG), Marcos Lins de Oliveira, que como tal não se acha igual, em sua competência e prestatividade nas questões administrativas e burocráticas.

Quando fizeres algo nobre e belo e ninguém notar, não fique triste. Pois o sol toda manhã faz um lindo espetáculo e, no entanto, a maioria da plateia ainda dorme...

John Lennon

RESUMO

O uso de fontes renováveis de energia, como a energia solar fotovoltaica, vem se tornando cada dia mais frequentes no Brasil e se destacando pelos ganhos econômicos e ambientais. Quando estes sistemas são implementados, é necessário que seja avaliado a geração de energia disponibilizada. Metodologias que permitam a avaliação da geração de energia são ferramentas fundamentais ao apoio no desenvolvimento de projetos, sobretudo, na área de medição e verificação de resultados. A divulgação do Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Desempenho (IPMVP) pela Efficiency Valuation Organization (EVO), incentivou o desenvolvimento de pesquisas de avaliação e performance da geração e do uso de energia. Neste trabalho, são utilizadas técnicas de M&V, opções C e D do IPMVP Vol. III Part. II, 2003 que é aplicado em projetos de energia renováveis, e no caso deste estudo para avaliação da geração de uma usina solar, em operação, instalada no Estádio do Mineirão em Belo Horizonte-MG. Foram comparados dados reais e simulados da usina solar do Mineirão modelada através do software TRNSYS®. Foram realizadas diversas simulações da usina com os parâmetros de inclinação e orientação azimutal dos respectivos arranjos de painéis fotovoltaicos. Foram detalhadas as características técnicas como os equipamentos utilizados, configuração das strings nos 88 segmentos, análise do sombreamento, análise da irradiação solar mensal PVsyst e das estações meteorológicas solarimétricas DL01 a DL04 e sistema SCADA de monitoramento "on-line" da própria usina. Além disso, foi apresentado a descrição do software TRNSYS com a configuração utilizada de componentes "Types e Equations" necessários para simular os dados de irradiação e geração de energia (anual e mensal) da usina como um todo e também dos setores parciais da usina, adotando as seguintes configurações: setor único e azimute 0°, 4 setores e azimutes de localização das 4 estações meteorológicas solarimétricas, 8 setores e azimutes de localização das 8 salas técnicas dos inversores. Também foram analisados os dados de medição real do sistema SCADA, das medições realizadas com o analisador de energia Fluke 435 II nas salas dos inversores, e as simulações no PVsyst (outros autores) que foram utilizadas para o comparativo de desempenho com as simulações feitas no TRNSYS. Foi utilizada a metodologia de Medição e Verificação (IPMVP) para verificar se o projeto simulado antes da instalação (ex-ante) ficou conforme as medições realizadas pós implantação (ex-post). A escolha das opções C e D do IPMVP utilizadas, se justificaram, uma vez que a determinação da geração de energia foi baseada na análise de dados reais e simulados do sistema, no período de maio de 2014 a abril de 2015 que corresponde a uma análise de desempenho de 12 meses, resultando numa previsão de geração de energia elétrica simulada no PVsyst da ordem de 1.610,00 MWh/ano e no TRNSYS de 1.737 MWh/ano. Já a medição real do sistema SCADA foi de 1.778 MWh/ano. Analisando os resultados das simulações, TRNSYS para PVsyst, a variação diferencial ficou em 8%. Analisando medição real com simulação, sistema SCADA para TRNSYS, representou uma variação percentual de 2,4%, enguanto que sistema SCADA para PVsyst, representou uma variação percentual de 10,5% no mesmo período analisado. Verificou-se que as simulações no TRNSYS apresentaram resultados satisfatórios, com dados de geração de energia elétrica indicando que a usina operou com 95% de disponibilidade e com geração acima dos 1.700 MWh/ano. O software TRNSYS permitiu uma análise e comparação da simulação pré-instalação ("ex-ante") realizada no software PVsyst. Os resultados apontaram que a simulação realizada no TRNSYS obteve valores mais próximos dos dados reais e indicando que o TRNSYS apresenta modelos satisfatórios, sendo este indicado para realizar análises de M&V em sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos, UFV Mineirão, Medição e Verificação, IPMVP, Simulações Dinâmicas, TRNSYS

ABSTRACT

The use of renewable sources of energy, as the energy solar fotovoltaica, comes if turning every more frequent day in Brazil and standing out for the economical and environmental earnings. When these systems are implemented, it is necessary that the generation of made available energy is evaluated. Methodologies that allow the evaluation of the generation of energy are fundamental tools to the support in the development of projects, above all, in the measurement area and verification of results. The popularization of the International Protocol of Measurement and Verification of Acting (IPMVP) for Efficiency Valuation Organization (EVO), motivated the development of evaluation researches and performance of the generation and of the use of energy. In this work, techniques of M&V are used, options C and D of IPMVP Vol. III Part. II, 2003 that is applied in renewable projects of energy, and in the case of this study for evaluation of the generation of a solar plant, in operation, installed at the Stadium of Mineirão in the Mineirão Stadium in Belo Horizonte, MG. Real and simulated data of the solar plant of Mineirão were compared modeled through the software TRNSYS®. Several simulations of the plant with the parameters of inclination and azimuthal orientation of the respective arrangements of photovoltaic panels were carried out. The technical characteristics such as the equipments used, configuration of the strings in the 88 segments, shading analysis, PVsyst monthly solar irradiance analysis and the solar stations DL01 to DL04 and SCADA online monitoring system of the plant were detailed. In addition, a description of the TRNSYS software was presented with the configuration of the "Types and Equations" components needed to simulate the irradiation and power generation data (annual and monthly) of the plant as a whole and also of the partial sectors of the plant, adopting the following configurations: single sector and 0° azimuth, 4 sectors and location azimuths of the 4 solarimetric meteorological stations, 8 sectors and location azimuths of the 8 technical rooms of the inverters. We also analyzed the actual measurement data of the SCADA system, the measurements performed with the Fluke 435 II energy analyzer in the inverter rooms, and the simulations in the PVsyst (other authors) that were used to compare performance with the simulations made in the TRNSYS. The Measurement and Verification (IPMVP) methodology was used to verify if the simulated design before installation (ex-ante) was in accordance with measurements made after implantation (ex-post). The choice of the C and D options of the IPMVP used were justified, since the determination of the power generation was based on the analysis of real and simulated data of the system, from May 2014 to April 2015, which corresponds to an analysis of 12 months, resulting in a simulated electricity generation in PVsyst of the order of 1,610.00 MWh/year and TRNSYS of 1,737 MWh/year. The actual measurement of the SCADA system was 1,778 MWh/year. Analyzing the simulation results, TRNSYS for PVsyst, the differential variation was 8%. Analyzing real measurement with simulation, SCADA system for TRNSYS represented a percentage variation of 2.4%, while SCADA system for PVsyst represented a percentage change of 10.5% in the same period analyzed. It was verified that the simulations in the TRNSYS presented satisfactory results, with electric power generation data indicating that the plant operated with 95% availability and with generation above 1,700 MWh/year. The TRNSYS software enabled an analysis and comparison of the pre-installation ("ex-ante") simulation performed in the PVsyst software. The results showed that the simulation performed in the TRNSYS obtained values closer to the real data and indicating that the TRNSYS presents satisfactory models, being indicated to perform M&V analyzes in photovoltaic systems.

Keywords: Photovoltaic systems, UFV Mineirão, Measurement and Verification, IPMVP, Dynamic Simulations, TRNSYS

LISTA DE FIGURAS

| Figura 1 – Evolução da potência total instalada de SFV no mundo, em GWp24 |
|--|
| Figura 2 – Evolução do Mercado de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos no Brasil 25 |
| Figura 3 – Histórico e projeções dos preços de sistemas fotovoltaicos26 |
| Figura 4 – Evolução do preço médio de módulos fotovoltaicos27 |
| Figura 5– Exemplo de viabilidade em uma distribuidora |
| Figura 6 – Os 88 segmentos "maiores e menores" da USF Mineirão |
| Figura 7 – Perspectiva dos 88 segmentos da USF Mineirão no PVsyst37 |
| Figura 8 – Analisador de energia Fluke 435 Série II |
| Figura 9 – Dados de irradiância janeiro 2015 – Estação INMET/UFMG |
| Figura 10 – Componentes da radiação solar43 |
| Figura 11 – Órbita do Sol em torno da Terra, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo |
| de 23,45° e indicando as estações do ano no hemisfério sul44 |
| Figura 12 – a) ângulos da posição do Sol no plano horizontal; b) ângulos |
| representando a orientação de uma superfície inclinada45 |
| Figura 13 – Ângulo horário46 |
| Figura 14 – a) Irradiância direta incidente sobre uma superfície horizontal; b) |
| Irradiância direto incidente sobre uma superfície inclinada47 |
| Figura 15 – Caminho dos raios solares em maio de 2014 sobre a USF Mineirão47 |
| Figura 16 – Carta solar polar para a da cidade de Belo Horizonte |
| Figura 17 – Carta solar plana da cidade de Belo Horizonte |
| Figura 18 – Módulo fotovoltaico com células solares de silício cristalino |
| Figura 19 – Diagrama do circuito equivalente51 |
| Figura 20 – Curvas características I-V e P-V típicas de um módulo fotovoltaico51 |
| Figura 21 – Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico52 |
| Figura 22 – Efeitos na curva I-V da variação de Rs e Rp53 |
| Figura 23 – Influência do ângulo de incidência (AOI) na Isc de módulos fotovoltaicos |
| |
| Figura 24 – Curvas de corrente-tensão (I-V) e de potência-tensão (P-V) antes e após |
| o sombreamento de uma célula56 |
| Figura 25 - Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em |
| série59 |

| Figura 26 - Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em |
|---|
| paralelo, com sombreamento em 2 fileiras59 |
| Figura 27 – Ábaco de radiação em Belo Horizonte61 |
| Figura 28 – Fluxograma do desenvolvimento das análises e simulações62 |
| Figura 29 – Estádio do Mineirão63 |
| Figura 30 – Os 88 segmentos da USF do Mineirão64 |
| Figura 31 – Medição da inclinação de 8º de um dos 88 segmentos65 |
| Figura 32 – 8 Salas técnicas de inversores e 2 subestações elevadoras69 |
| Figura 33 – Distribuição espacial das strings – Segmento maior (a esquerda) e |
| segmento menor (a direita)70 |
| Figura 34 – Perspectiva do segmento 67 da USF Mineirão no PVsyst |
| Figura 35 – Carta solar para Belo Horizonte no PVsyst72 |
| Figura 36 – Localização das estações meteorológicas75 |
| Figura 37 – Diagrama de Simulação da USF Mineirão no TRNSYS77 |
| Figura 38 – Circuito elétrico equivalente de 4 parâmetros |
| Figura 39 – Diagrama de perdas totais anuais – PVsyst82 |
| Figura 40 – Identificação das LEMs e STIs na USF Mineirão88 |
| Figura 41 – Irradiância horária média mensal - Estações DL01 a DL04 – janeiro89 |
| Figura 42 – Irradiância horária média mensal - Estações DL01 a DL04 – julho89 |
| Figura 43 – Irradiação global anual total por segmento [kWh/m²] |
| Figura 44 – Resultado gráfico da simulação – azimute 0° e inclinação 8°103 |
| Figura 45 – Mês de dezembro de 2014 do ano típico – 145.213 kWh/mês104 |
| Figura 46 – Mês de Janeiro de 2015 do ano típico – 143.104 kWh/mês104 |
| Figura 47 – Fluxograma geração fotovoltaica - IPMVP opções C e D115 |
| Figura 48 – Segmentos na estrutura do telhado – a) borda interna b) borda externa |
| |

LISTA DE TABELAS

| Tabela 1: Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos | 28 |
|--|------|
| Tabela 2: Potência do sistema fotovoltaico a ser instalado por faixa de consumo. | 29 |
| Tabela 3: Resultado da geração de energia anual no PVsyst – 88 seguimentos | 38 |
| Tabela 4: Energia gerada anual – estudos de casos | 40 |
| Tabela 5: Localização da usina | 63 |
| Tabela 6: Dados dos módulos fotovoltaicos – condições nominais – STC | 66 |
| Tabela 7: Dados da amostra de 10% dos 5910 módulos do " <i>List Flash</i> " | 66 |
| Tabela 8: Dados dos módulos ensaiados | 67 |
| Tabela 9: Divisão dos setores por estação meteorológica | 68 |
| Tabela 10: Divisão das s <i>tring</i> s do segmento menor (60 módulos) | 68 |
| Tabela 11: Divisão das strings do segmento maior (75 módulos) | 68 |
| Tabela 12: Perdas por sombreamento (valores diários - PVsyst) | 71 |
| Tabela 13: Irradiação solar média mensal (PVsyst) | 73 |
| Tabela 14: Estações meteorológicas – DL01 a 04 | 74 |
| Tabela 15: Parâmetros do <i>type</i> 94 – TRNSYS | 80 |
| Tabela 16: Parâmetros gerais da simulação – TRNSYS | 83 |
| Tabela 17: Quantidade de horas mensais – ano referência 2014 | 84 |
| Tabela 18: Métodos de verificação operacional | 85 |
| Tabela 19: Irradiação solar global em plano horizontal – média mensal / anual | 91 |
| Tabela 20: Geração de energia da UFV Mineirão – SCADA 1 | 92 |
| Tabela 21: Geração de energia da UFV Mineirão – SCADA 2 | 92 |
| Tabela 22: Geração de energia diária / mensal da UFV Mineirão – SCADA | 93 |
| Tabela 23: Energia gerada anual – 4 setores – PVsyst | 95 |
| Tabela 24: Produção específica final | 95 |
| Tabela 25: Energia gerada anual | 96 |
| Tabela 26: Produção específica final | 97 |
| Tabela 27: Energia gerada anual | 97 |
| Tabela 28: Energia gerada anual SCADA – LEM-2 Oeste – SCADA | 98 |
| Tabela 29: Energia gerada anual – LEM-1 Leste – SCADA | 99 |
| Tabela 30: Energia gerada anual – LEM-4 Sul – SCADA | .100 |
| Tabela 31: Energia gerada anual – LEM-3 Norte – SCADA | .101 |
| Tabela 32: Energia gerada anual – 4 setores – SCADA | .102 |

Tabela 36: Comparativo kWh/ano – 4 setores – azimute 179° (Setor Sul)106 Tabela 37: Comparativo kWh/ano – 4 setores – azimute -88° (Setor Leste)......107 Tabela 38: Comparativo kWh/ano – 4 setores – azimute -1° (Setor Norte)......107 Tabela 40: Energia gerada anual – média por módulo – 8 setores – PVsyst.......109 Tabela 41: Energia gerada anual – média por módulo – 8 setores – SCADA......109 Tabela 42: Energia gerada anual – média por módulo – 8 setores – TRNSYS110 Tabela 43: Energia gerada anual – 8 setores TRNSYS 4, PVsyst e SCADA 2......111 Tabela 44: Opção D do IPMVP – simulação TRNSYS e PVsyst......115 Tabela 45: Opção C do IPMVP – medição SCADA e Fluke 435 II......116 Tabela 46: Dados para cálculo da geração de energia fotovoltaica – Linha Base .. 117 Tabela 47: Resultados da geração de energia fotovoltaica – amostra azimute 0°..118 Tabela 48: Resultados da geração de energia fotovoltaica – amostra 4 setores120 Tabela 49: Resultados da geração de energia fotovoltaica – amostra 8 setores120 Tabela 50: Resultados da geração de energia fotovoltaica – amostra 88 segmentos

LISTA DE ABREVIATURAS

| ABINEE: | Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica |
|--------------|---|
| ABNT: | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| AM: | Air Mass (Massa de Ar) |
| ANEEL: | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| AOI: | Angle of incidence |
| BEN: | Balanço Energético Nacional |
| BIPV: | Building Integrated Photovoltaic |
| Caltech: | California Institute of Technology |
| CEMIG: | Companhia Energética de Minas Gerais |
| CEPEL: | Centro de Pesquisas de Energia Elétrica |
| CPV: | Concentrator Photovoltaic |
| DOE: | U.S. Department of Energy |
| ECM: | Energy Conservative Measure |
| EHDG: | Electrical Hybrid Distributed Generation |
| EPC: | Energy Performance Contracts |
| EPE: | Empresa de Pesquisa Energética |
| EUA: | Estados Unidos da América |
| EVO: | Efficiency Valuation Organization |
| FV: | Fotovoltaico |
| GD: | Geração Distribuída de Energia Elétrica |
| GFV: | Gerador Fotovoltaico |
| GREENPRO: | Programa para Utilização das Fontes de Energia Renováveis no Espaço |
| | Europeu. |
| IEA: | International Energy Agency |
| IEC: | International Electrotechnical Commission |
| INEE: | Instituto Nacional de Eficiência Energética |
| IRENA: | International Renewable Energy Agency |
| IPMVP: | International Performance Measurement and Verification Protocol |
| JPL: | Flat-Plate Solar Array Project |
| KFW: | Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW Entwicklungsbank |
| LER: | Leilão de Energia de Reserva |
| LSF-IEE/USP: | Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e |
| | Ambiente da Universidade São Paulo |
| MME: | Ministério de Minas e Energia |
| MPPT: | Maximum Power Point Tracking |

| M&V: | Medição e Verificação |
|--------|---|
| NASA: | National Aeronautics and Space Administration |
| NBR: | Norma Brasileira da Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| NREL: | National Renewable Energy Laboratory |
| OPV: | Organic Photovoltaic |
| ProGD: | Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia |
| | Elétrica |
| PV: | Photovoltaic |
| PVGIS: | Photovoltaic Geographical Information System |
| PVT: | Photovoltaic / thermal collectors |
| SFCR: | Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica |
| SFV: | Sistema Fotovoltaico |
| SPE: | SolarPower Europe |
| STC: | Standard Test Conditions |
| TUSD: | Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição |
| TUST: | Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão |
| UFSC: | Universidade Federal de Santa Catarina |
| WRC: | World Radiation Center |
| | |

LISTA DE SÍMBOLOS

| FF[%] | Fator de forma |
|----------------------|---|
| ER[kWh] | Energia gerada |
| GHI [W/m²] | Irradiância global horizontal no plano horizontal |
| Gdh [W/m²] | Irradiância incidente no plano horizontal |
| Gdß [W/m²] | Irradiância incidente no plano inclinado |
| Gd [W/m²] | Irradiância solar direta |
| DHI [W/m²] | Irradiância difusa horizontal (DHI) |
| DNI [W/m²] | Irradiância direta normal |
| I[A] | Corrente elétrica |
| I _{MPP} [A] | Corrente no ponto de máxima potência |
| Isc[A] | Corrente de curto circuito |
| M _{PP} | Ponto de Máxima Potência |
| P[W] | Potência elétrica |
| P _{MPP} [W] | Potência de ponto de máxima potência |
| PR[%] | Índice de desempenho global (Performance ratio) |
| R _{sh} [Ω] | Resistência em paralelo / "Shunt" |
| R₅[Ω] | Resistência em série |
| T[°C] | Temperatura |
| T _a [°C] | Temperatura ambiente |
| V[V] | Tensão (Diferença de potencial) |
| V _{MPP} [V] | Tensão no ponto de máxima potência |
| V _{oc} [V] | Tensão de circuito aberto |
| Wp[W] | Watt pico |
| Yf[Wh/Wp] | Produtividade final / "Yield" |

Símbolos Gregos

| γs[°] | Altitude solar |
|-----------------------|--|
| α[°] | Ângulo azimutal do plano do módulo fotovoltaico |
| β[°] | Ângulo de inclinação do plano do módulo fotovoltaico |
| θ[°] | Ângulo de incidência da radiação direta |
| φ [°] | Latitude |
| Ŋ _{deg} [%] | Perda por degradação |
| Ŋ _{temp} [%] | Perda por temperatura |
| Ŋs [%] | Perda por sujidade |

| SI | IM | ÁΓ | |
|----|----|----|--|
| 3 | | АГ | |

| 1.1. Introdução 1.2. Motivação 1.3. Objetivos 1.4. Organização da dissortação | |
|---|------------------------------------|
| Motivação Objetivos Organização da dissortação | 19 |
| 1.3. Objetivos | 21 |
| 1.4 Organização da dissortação | 22 |
| 1.4. Organização da disseriação | 22 |
| 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 24 |
| 2.1. Inserção da geração fotovoltaica no mercado2.2. Projeção de custos e regulamentação sobre sistemas fotovo | 24 oltaicos no Brasil |
| 2.3. Estado da arte 2.4. Revisão de estudo de casos realizados na USF Mineirão 2.5. Matadalaria da madiaña a varificação IRM\/P | 28 31 |
| 3. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS | |
| 3.1 Bocurso solar | 12 |
| 3.1.1 Irradiância e posição solar | 4242 42 |
| 3.1.2. Posição solar e ângulos relacionados | 43 |
| 3.1.3. Carta solar | 47 |
| 3.2. Características construtivas e processo de fabricação de pai | néis fotovoltaicos 49 |
| 3.3. Inversor | 53 |
| 3.4. Principais fatores que afetam o desempenho dos sistemas f3.5. Inclinação e orientação | otovoltaicos53 |
| | |
| | 62 |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | 62 62 |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo 4.1.1. Descrição do Estádio Mineirão | 62 62 63 |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo 4.1.1. Descrição do Estádio Mineirão 4.1.2. Descrição da usina fotovoltaica do Mineirão | 62 62 |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo 4.1.1. Descrição do Estádio Mineirão 4.1.2. Descrição da usina fotovoltaica do Mineirão 4.1.3. Características e divisão dos módulos fotovoltaicos na USF | 62 63 63 64 Mineirão65 |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | 62 |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | 62 |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | 62 |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | 62 |
| 4.1. Caracterização do sistema em estudo | 62 |

| 5. | RESULTADOS | 88 |
|---------|---|------|
| 5.1. | Análise da irradiação global no plano horizontal | 90 |
| 5.2. | Análise dos dados reais do sistema SCADA | 91 |
| 5.3. | Avaliação do desempenho da usina | 93 |
| 5.4. | Análise dos dados simulados no PVsyst 1 com dados Meteonorm | 94 |
| 5.5. | Análise dos dados do medidor Fluke 435 II | 95 |
| 5.6. | Análise dos resultados simulados no PVsyst com dados INMET | 96 |
| 5.7. | Análise dos dados reais do SCADA – comparativo dos 4 setores da usina | 1.97 |
| 5.8. | Análise dos resultados do TRNSYS | 102 |
| 5.8.1. | Simulação da usina completa TRNSYS 1 – dados do ano típico anua | al — |
| | azimute 0° (Norte) – inclinação 8° | 103 |
| 5.8.2. | Simulação da usina completa TRNSYS 1 – dados do ano tipico | 104 |
| 5.8.3. | Simulação dos 4 setores da usina – TRNSYS 2 – inclinação 8º – azimute |) do |
| 584 | Simulação dos 8 setores da usina – TRNSVS 3 – inclinação 8º – azimute | |
| 5.0.4. | | 108 |
| 585 | Análise dos 8 setores da usina – TRNSYS 4 e SCADA 2 | 111 |
| 586 | Análise dos resultados obtidos | 112 |
| 5.9. | Análise do IPMVP | 113 |
| 5.9.1. | Técnicas de medicão e verificação – M&V | 113 |
| 5.10. | Opcão do IPMVP e fronteira de medição | 113 |
| 5.10.1. | Identificação de variáveis independentes | 113 |
| 5.10.2. | Fronteira de medição | 114 |
| 5.10.3. | Efeitos interativos | 114 |
| 5.10.4. | Opção D do IPMVP – simulação TRNSYS e PVsyst | 114 |
| 5.10.5. | Opção C do IPMVP – medição Fluke 435 II e SCADA | 116 |
| 5.10.6. | Período da linha de base | 117 |
| 5.10.7. | Condições da linha de base | 117 |
| 5.10.8. | Amostras | 117 |
| 5.10.9. | Potência medida | 122 |
| 5.10.10 |).Fatores estáticos | 122 |
| 5.10.11 | I.Período de determinação da geração de energia elétrica | 122 |
| 5.10.12 | 2.Bases de ajuste | 122 |
| 5.10.13 | 3. Geração de energia elétrica | 122 |
| 5.11. | Especificação das medições quanto a Potência e o Tempo | 123 |
| 5.11.1. | Periodo da linha de base | 123 |
| 5.11.2. | Periodo de determinação da geração | 123 |
| 5.11.3. | Medidores | 123 |
| 5.11.4. | Responsabilidade do monitoramento | 123 |
| 6. | CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS | 124 |
| 7. | CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO | 127 |
| 8. | PUBLICAÇÕES REALIZADAS | 127 |
| 9. | REFERÊNCIAS | 128 |

| 10. APÊNDICE A – Catálogo módulo MPrime 240143 |
|--|
| 11. APÊNDICE B – Catálogo inversor Ingeteam 15TL145 |
| APÊNDICE C – Irradiação solar global horizontal – sistema SCADA (kWh/m²)147 |
| APÊNDICE D – Irradiância solar horária média mensal [W/m²] – Estações DL01 a 04149 |
| 14. APÊNDICE E – Identificação dos segmentos e seus azimutes150 |
| APÊNDICE F – Ligação das strings no inversor – segmentos com 60 módulos151 |
| APÊNDICE G – Ligação das strings no inversor – segmentos com 75 módulos152 |
| 17. APÊNDICE H – Fotos aéreas da USF Mineirão153 |
| 18. APÊNDICE I – Histórico do projeto USF Mineirão155 |

1. INTRODUÇÃO

1.1. Introdução

A energia solar, através das tecnologias fotovoltaica e térmica, vem se tornando uma fonte renovável muita atrativa na diversificação da matriz energética de geração de energia mundial, inclusive no Brasil onde o recurso solar é abundante. Nesse contexto, a geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica traz benefícios para o sistema elétrico como a redução das perdas na distribuição, já que a eletricidade é consumida nas imediações da geração, redução de investimentos futuros na rede de distribuição da concessionária, baixo impacto ambiental, curto prazo de instalação, além da conversão energética silenciosa promovida pelo uso desta tecnologia de geração de energia elétrica (SALAMONI, 2004; EPE, 2014b).

As análises da viabilidade de sistemas fotovoltaicos, em geral, apresentam variações e incertezas devido a vasta gama de parâmetros que precisam ser considerados na análise Ositelu et al. (2010). Pelo ponto de vista econômico-financeiro é muito oneroso criar ambientes de testes nas instalações das usinas de geração solar para se medir todas as variáveis necessárias para prover uma avaliação sistêmica da geração efetiva de energia elétrica. Em muitos casos, as experiências físicas não são possíveis devido aos altos custos para que sejam realizadas (Cassandras e Lafortune, 2008). Portanto, as simulações computacionais, baseadas em modelos representativos, passam a ser uma boa alternativa para a análise técnico-econômica dos sistemas. É nesse sentido que apareceram as simulações computacionais facilitam a análise de desempenho e otimização de projetos, onde é possível avaliar os efeitos das possíveis variações e incertezas durante o desenvolvimento de um projeto, por exemplo, de um sistema de energia solar fotovoltaico.

O sistema fotovoltaico pode ser representado por um modelo dinâmico para fins de simulação computacional. Existem diferentes softwares que podem ser usados para projeto e simulação em diversos locais de instalação com seus respectivos equipamentos, tais como: sistemas de aquecimento de água, sistemas de energia eólica, fotovoltaica, solar com concentradores, sistemas de hidrogênio entre outros. Muitas são as ferramentas computacionais disponíveis na atualidade, dentre esses softwares podemos destacar o TRNSYS (Ositelu et al.,2010; Bahrami et al., 2015; Kanyarusoke, Gryzagoridis e Oliver, 2015; Buonomano, Calise, e Vicidomini, 2016; Kumar et al., 2016; Li e Jin, 2016; Jarrou e Saute, 2017; Alghamdi, Bahaj e Wu, 2017; TRNSYS, 2006; TRNSYS, 2014), que será adotado como referência nas simulações apresentadas neste trabalho e o PVsyst (PVSYST, 2017) que é usado para comparação dos resultados obtidos.

Dada a relevância das pesquisas relacionadas a análise de usinas fotovoltaicas, este trabalho se insere neste contexto. Portanto é importante o desenvolvimento de modelos e

bases metodológicas para estudos desse tipo de geração de energia de forma a conhecer os fatores mais relevantes para avaliação dos benefícios dessas usinas, da quantidade de energia anual que é possível produzir, e obter evidências sobre a possibilidade de generalizar ou regionalizar os resultados obtidos, devido ao rápido crescimento do uso deste tipo de tecnologia para se gerar energia elétrica no Brasil.

Neste trabalho, será analisado como estudo de caso uma usina solar fotovoltaica (USF) instalada no Estádio Governador Magalhães Pinto, mais conhecido como Mineirão, que é um estádio de futebol inaugurado em 1965 e que está localizado na cidade de Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Em junho de 2014 o referido estádio foi certificado na categoria LEED Platinum de certificação ambiental (*Leadership in Energy and Environmental Design*) concedida pela norte-americana *Green Building Council Institute* – GBCI (PLANALTO, 2014). A certificação se deu devido as ações sustentáveis implementadas no estádio como, por exemplo, o emprego do uso de energia solar fotovoltaica. Desde 25 de abril de 2014 a usina solar fotovoltaica do Mineirão se encontra em operação com capacidade instalada de 1,42 MW e de geração de energia aproximada de 1,7 MWh/ano, usina esta que se encontra interligada ao Sistema de Distribuição da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG, 2014a).

No desenvolvimento do projeto de uma usina geração de energia solar fotovoltaica torna-se necessário uma avaliação, por meio de simulações computacionais, para a elaboração do projeto denominado "ex-ante" ("situação" ou "modelo") pré-contratual ("*baseline period energy*") conforme o *International Performance Measurement and Verification Protocol* (IPMVP Vol. III Part. II, 2003). Este projeto "ex-ante" é usado como estimativa ou referência para execução dos contratos e também para verificação contratual após a instalação da usina para avaliar se as medições realizadas "ex-post" (ex: "*reporting period energy*") pós-instalação estão compatíveis com as estimativas. Isto permite avaliar se a energia gerada na usina fotovoltaica é compatível com as simulações propostas e apresentadas à época da elaboração dos projetos (IPMVP Vol. III Part. II, 2003). A análise dos projetos "ex-ante" e "expost" serão discutidas neste trabalho.

As simulações computacionais permitem também avaliar os efeitos de fatores que podem influenciar na estimativa de geração de energia elétrica tais como: dados meteorológicos / solarimétricos, características construtivas e parâmetros elétricos dos módulos e inversores fotovoltaicos utilizados, efeitos de degradação dos painéis, sombreamento, entre outros (Ositelu et al.,2010; Bahrami et al., 2015; Kanyarusoke, Gryzagoridis e Oliver, 2015; Buonomano, Calise, e Vicidomini, 2016; Kumar et al., 2016; Li e Jin, 2016; Jarrou e Saute, 2017; Alghamdi, Bahaj e Wu, 2017). No presente trabalho, após a modelagem da USF Mineirão no software TRNSYS, foram simulados e analisados os dados de geração de energia elétrica utilizando a base de dados meteorológicos / solarimétricos do

Meteronorm (MARION e URBAN, 1995). Nestas análises os resultados encontrados na simulação dinâmica do TRNSYS são comparados com os dados reais de medição e com as previsões do modelo simulado pela empresa Matifer¹ no software PVsyst na elaboração do projeto "ex-ante". As medições reais usadas nas análises foram obtidas com analisadores digitais de qualidade de energia e através de relatórios gerados pelo sistema SCADA de monitoramento "on-line" da usina.

A metodologia de medição e verificação (*Measurement and Verification* - M&V) baseada no IPMVP (IPMVP Vol. III Part. II, 2003) foi usada para avaliar o desempenho energético da usina solar fotovoltaica em operação. Dentre as quatro opções (A, B, C ou D) de M&V propostas no IPMVP que variam em precisão e em custo de implementação, foram utilizadas as opções C e D, sendo que: a opção C inclui medição na instalação completa e a opção D inclui simulação.

1.2. Motivação

A energia solar fotovoltaica tem se tornado uma opção muito atrativa para geração distribuída o que amplia a escala de instalações consideravelmente. A disseminação dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, que apresenta grande potencial de geração, é irreversível, tanto para pesquisas quanto para mercado, e vem se tornando cada vez mais atraente (em termos econômicos) e promissora. Entretanto, a geração depende de condições ambientais e climáticas, das características da instalação e equipamentos utilizados entre outros fatores que tornam necessárias avaliações mais sistêmicas e realistas da geração efetiva (BATISTA, LIMA e JOTA, 2017). Neste sentido, o uso de metodologias adequadas para a análise do potencial de geração e dos ganhos reais obtidos com as instalações fotovoltaicas são de fundamental importância.

Uma das formas de se quantificar os reais ganhos obtidos com uso de técnicas de eficientização ou implantação de sistemas de geração de energia é através de técnicas de M&V, que incluem, além de medições em campo, análises por meio de simulações computacionais. O Protocolo de medição e verificação, IPMVP, é uma ferramenta útil para estabelecer procedimentos e metodologias que permitam a análise do desempenho energético de sistemas de geração. Dado que a geração solar fotovoltaica é uma área promissora, destaca-se a relevância deste trabalho neste contexto mostrando a importância do uso de modelos representativos para análises realísticas. Ressalta-se ainda que, as análises por meio de simulações também são usadas como base fundamentais para a tomada de decisões sobre investimentos neste tipo de tecnologia.

¹ Empresa portuguesa Martifer Solar S.A., com sede em Oliveira dos Frades, Portugal que foi selecionada através de Concorrência Internacional (MS/CS 510 – R04125), em que se sagrou vencedora para a implantação, operação e manutenção da Usina Solar Fotovoltaica do Estádio Mineirão.

1.3. Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral avaliar o desempenho energético de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR), modelado no software TRNSYS, considerando os parâmetros dos componentes instalados (módulos fotovoltaicos e inversores) fornecidos pelos fabricantes, para análise da geração anual de energia elétrica da usina em estudo.

Os objetivos específicos são:

- Utilizar a metodologia de M&V IPMVP (IPMVP Vol. III Part. II, 2003) para análise do desempenho energético da usina solar do Mineirão;
- Modelar e simular computacionalmente a usina solar fotovoltaica utilizando o software TRNSYS onde serão simulados os dados de geração de energia elétrica;
- Analisar os resultados encontrados na simulação dinâmica feita no TRNSYS e compará-los com as previsões do modelo fotovoltaico simulado pelo fabricante Matifer feita no software PVsyst (projeto "ex-ante") e também com as medições reais feitas com analisadores digitais de qualidade de energia, Fluke 435 II, e com as medições obtidas através de relatórios gerados pelo sistema SCADA de monitoramento "*on-line*" (medições "ex-post");
- Analisar a geração em diferentes setores da usina (norte, sul, leste e oeste), destacando a influência da inclinação e orientação dos painéis.

1.4. Organização da dissertação

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição abordando também questões mercadológicas e de regulamentação do setor no Brasil. Neste mesmo capítulo também é abordada uma revisão sobre o uso de simulações computacionais com o software TRNSYS na área energética, aplicação do IPMVP e um resumo dos estudos realizados na usina.

O capítulo 3 aborda uma revisão da fundamentação teórica usada no presente trabalho, desde o recurso solar e o funcionamento dos sistemas solares fotovoltaicos, como o efeito da radiação solar incidente, a carta solar da cidade de Belo Horizonte e o processo de conversão da energia solar em energia elétrica através de um módulo fotovoltaico. O processo de fabricação dos módulos e questões relacionadas as perdas em sistema fotovoltaico, além do impacto do ângulo de incidência da radiação em relação ao posicionamento do módulo, assim como as perdas geradas por sombreamentos e sujidade que comprometem o desempenho do gerador fotovoltaico.

No capítulo 4 é apresentada o fluxograma do desenvolvimento das análises e como simulações, descrição do sistema em estudo, que é a Usina Fotovoltaica instalada sobre o telhado do Estádio Mineirão, sendo detalhadas as características técnicas como os equipamentos utilizados, configuração das *strings* nos 88 segmentos, análise do sombreamento, análise da irradiação solar mensal PVsyst e Estações DL01 a DL04, sistema SCADA de monitoramento "on-line', Além disso, é apresentado a descrição do software TRNSYS e a configuração utilizada de componentes "*Types e Equations*" necessários para simular os dados de irradiação e geração de energia. Finalizando, é apresentado o detalhamento da aplicação da metodologia de medição e verificação do Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Desempenho (*International Performance Measurement and Verification Protocol –* IPMVP Vol. III Part. II, 2003).

No capítulo 5 são apresentados os resultados das simulações realizadas para análise do desempenho da usina USF Mineirão, usada como estudo de caso no desenvolvimento deste trabalho, onde adotou-se a metodologia do IPVMP para analisar os resultados de performance, através de simulações no TRNSYS, adotando as seguintes configurações: setor único e azimute 0°, 4 setores e azimutes de localização das 4 estações meteorológicas solarimétricas, 8 setores e azimutes de localização das 8 salas técnicas dos inversores. Também foram analisados os dados de medição real do sistema SCADA, das medições no PVsyst (ex: CEMIG 2014a; Silva et. al, 2016 e Monteiro et. al, 2017) que foram utilizadas para o comparativo de desempenho com a simulação feita no TRNSYS. Apresenta-se também as análises completas dos resultados dos comparativos entre os estudos apresentados, utilizando-se as opções C e D de M&V (IPMVP Vol. III Part. II, 2003) aplicada em projetos de energia renováveis, neste caso na usina USF Mineirão. Também são apresentadas as análises de todas as amostras com base na meta "95/10", ou seja, 10% de precisão e 95% de confiabilidade associadas à medição, amostragem e modelagem.

Concluindo, no último capítulo são apresentadas a importância de se avaliar o desempenho de geração de energia elétrica em sistemas FVs, com o uso de softwares para simulações e medições reais através de sistema de monitoramento "on-line" ou o uso de analisadores de energia instalados nos inversores para coletas de dados, além da importância na fase de estudos de viabilidade técnica, sobre o recurso solar disponível na região, das variações e incertezas que estão envolvidas na avaliação de um sistema fotovoltaico (ex: falhas) e que afetam a geração de energia, avaliação da incidência e projeções de sombras sobre os módulos, degradação, sujidade, etc. E como sugestão para trabalhos futuros, justamente a investigação de ocorrência de pontos quentes através de Inspeção Termográfica, melhor aproveitamento da irradiação solar diária de acordo com inclinação orientação ótimos. Também a avaliação da incerteza das medições (ex: cálculos da variância, erro padrão, desvio padrão, etc.) complementando as análises do IPMVP.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Inserção da geração fotovoltaica no mercado

O crescimento das atividades produtivas exige energia em quantidade cada vez maior. Em função disto, é necessário expandir, continuamente, a capacidade instalada do sistema elétrico. A demanda energética crescente é um dos fatores preponderantes para incentivar pesquisas referentes à novas tecnologias usando fontes renováveis de energia (TEODORO, 2014).

Nos últimos anos os sistemas fotovoltaicos (SFV) vêm aumentado consideravelmente a sua participação na matriz energética mundial. Pelos dados da *Solar Power Europe* (SPE, 2017), antiga *European Photovoltaic Industry Association* - EPIA, a capacidade instalada mundial em 2014 era de 178 GWp, em 2015 atingiu 229,9 GWp e chegou aos 306,5 GWp em 2016, apresentando um crescimento na ordem de 33% no período compreendido entre os anos de 2015 e 2016, conforme apresentado na figura 1.



Figura 1 – Evolução da potência total instalada de SFV no mundo, em GWp

Fonte: Adaptado de SPE (2017)

De acordo com o Balanço Energético Nacional – BEN (EPE, 2016a), no Brasil o recurso de energia elétrica mais utilizado é a hidráulica, proveniente de grandes centrais hidrelétricas, que respondeu por 64% da matriz de energia elétrica, ou seja, aproximadamente 91,65 GW de potência instalada em 2014 (EPE, 2016a).

No Brasil, considerando que a potência contratada, através dos Leilões de Energia de Reserva (LER), dos sistemas solares fotovoltaicos já instalados é de 2,6 GW segundo (MME, 2016e) e a avaliando a escala da expansão dos demais países, estima-se que o Brasil deverá estar entre os 15 países com maior geração de energia solar fotovoltaica, até 2018 (MME, 2016e). Os estudos apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia (MME, 2016c) apontam uma estimativa de que a capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no Brasil chegue a 8,3 GWp em 2024, sendo 7,0 GWp provenientes de geração centralizada e 1,3 GWp através da geração distribuída (GD). A proporção de geração solar deve chegar a 1% do total. Os estudos para o planejamento do setor elétrico estimam que, em 2050, 18% dos domicílios no Brasil contarão com geração fotovoltaica atingido um patamar de geração da ordem de 8,6 TWh que representará 13% da demanda total de eletricidade residencial no pais (MME, 2015a; MME, 2016e).

Dentre as fontes de energias renováveis mais utilizadas, até meados de junho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME, 2016f) aponta que a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 152.980 MW. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.865 MW, sendo 5.118 MW de geração de fonte hidráulica, 1.679 MW de fonte eólica, 946 MW de fontes térmicas e 122 MW de fonte solar. A geração solar fotovoltaica foi a que teve maior número de conexões na rede, com 7.816 conexões no período, atingindo uma capacidade instalada de 438,3 MW, segundo o Boletim Energia Solar no Brasil e no Mundo até outubro de 2017, correspondentes a 15,7 mil instalações (MME, 2016e).

É apresentado na figura 2 a projeção da evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos no Brasil até 2023 (EPE, 2014b), destaca-se: a quantidade de unidades consumidoras potenciais (barra preta); o mercado potencial com paridade tarifária (barra cinza); a quantidade de consumidores que terão sistemas instalados (barra vermelha) e a razão percentual entre o instalado e o potencial (linha verde).





Fonte: Adaptado EPE (2014b)

A projeção da evolução ainda é conservadora no Brasil, uma vez que, a expansão da energia solar fotovoltaica depende de políticas de incentivos governamentais (ABINEE, 2012; EPE, 2014b).

Por outro lado, a possibilidade da geração distribuída (GD) trazida pelos sistemas fotovoltaicos agregadas as vantagens de modularidade, facilidade de instalação (dado que o sistema pode ser montado conforme demanda de acordo com a carga instalada da unidade consumidora), além de não emitir nenhum tipo de poluente (Salamoni, 2004), e ainda poder ser instalado próximo à carga, ou seja, onde se consome a energia elétrica (EPE, 2014b), isso tudo a torna a tecnologia atrativa do ponto de vista do consumidor.

Essa ascensão rápida de diversas instalações de sistemas fotovoltaicos pelo país se dá, principalmente, devido a sua flexibilidade de configuração e/ou modularidade destes sistemas, da disponibilidade do recurso solar em abundância no Brasil, regulamentação ANEEL 482/687, entre outros fatores. Os sistemas fotovoltaicos favorecem a postergação de investimentos, em curto prazo, em novos sistemas de geração de energia convencionais como as hidrelétricas (EPE, 2014b), cuja geração é centralizada e requer além da instalação de longas linhas de transmissão devido à distância delas aos centros de consumo nas cidades, também a construção de grandes reservatórios causando impactos socioambientais, para atender as unidades consumidoras com energia elétrica (DINIZ et al., 2012).

Uma das grandes dificuldades da inserção de novas tecnologias no mercado ainda é o custo inicial elevado, que não foi diferente nos sistemas fotovoltaicos, mas este cenário já vem apresentando mudanças. Ao adotar políticas de incentivo ao uso de sistemas fotovoltaicos, o preço dos equipamentos, que compõem os sistemas, sofre uma queda acentuada, como mostrado na figura 3, que apresenta as projeções dos preços de sistemas fotovoltaicos entre os anos de 2006 e de 2014.





Os módulos fotovoltaicos de silício cristalino (c-Si) são os que dominam o mercado de energia solar fotovoltaica e a redução no preço dos mesmos é devido ao aumento da capacidade instalada, sobretudo, em função dos ganhos de escala. Na figura 4 apresenta-se o histórico da evolução do preco médio de módulos fotovoltaicos (c-Si) na Europa e Estados Unidos (IRENA, 2015).





Fonte: Adaptado de IRENA (2015)

Observa-se na figura 4 o rápido declínio nos preços dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino (c-Si) devido à capacidade de fabricação e da concorrência de mercado o que reduziu a vantagem de preço dos fabricantes de módulos fotovoltaicos de filme fino (telureto de cádmio - CdTe). Entretanto, não é possível prever quais serão futuramente as vantagens tecnológicas específicas de cada tecnologia, o que requer investigações a respeito do custo e desempenho de cada tecnologia.

Novas tecnologias de células solares multijunção com concentradores (Concentrator Photovoltaic - CPV), como exemplo o uso de lentes Fresnel e espelhos como óptica de concentração, com sistema de rastreamento de eixo único ou duplo, ideal para geração de energia em região com irradiação direta (DHI) acima de 2000 kWh/m², tem sido desenvolvida (Núñez et al. 2016; FRAUNHOFER ISE, 2017a), além de novas tecnologias usando células orgânicas (Tessarolo et al. 2015). As células orgânicas (Organic Photovoltaic - OPV) e os filmes finos (Thin Film), apesar de ainda terem baixo rendimento, apresentam a grande vantagem da flexibilidade estrutural da construção dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que

são maleáveis. Os sistemas solares fotovoltaicos com concentradores (CPV) está entre as tecnologias atuais que apresentam melhor eficiência na conversão de energia solar para energia elétrica, porém é necessário avaliar os custos envolvidos (IRENA, 2015).

Outro fator importante a ser considerado em termos de inserção no mercado é a forma de integração das instalações dos sistemas fotovoltaicos (*Building integrated photovoltaic* - BIPV) às edificações existentes, uma vez que os sistemas não afetam a arquitetura local. No caso das usinas solares integradas com as edificações, em geral, a instalação é feita em telhados com aproveitamento da área da cobertura como ocorre no caso do Estádio Mineirão, objeto de estudo. A integração de sistemas fotovoltaicos em edificações foi analisada por Jelle, Breivik e Rokenes (2012), onde os autores destacam as aplicações em telhados como alternativa para economia de espaço e o fato da geração estar próximo ao local de consumo da energia elétrica, geração distribuída (GD), que possibilita minimizar as perdas provenientes do transporte da energia gerada como atrativos para esta tecnologia.

2.2. Projeção de custos e regulamentação sobre sistemas fotovoltaicos no Brasil

Estudos apresentados em EPE (2016d) com base em EPE (2012) estimou-se em R\$ 7,70/Wp o custo de sistema fotovoltaico no Brasil em 2012. Considerando-se esse valor como a referência para o ano de 2012, em EPE (2012) foi aplicada a trajetória de redução dos custos linear de IEA (2012) aos custos de instalação considerados. O resultado apresentado da projeção é apresentado na Tabela 1:

| Ano Classe | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2030 |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Residencial (R\$/Wp) | 7,7 | 7,2 | 6,7 | 6,3 | 5,9 | 5,5 | 5,1 | 4,8 | 4,5 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 3,2 |
| Comercial (R\$/Wp) | 6,9 | 6,5 | 6,1 | 5,7 | 5,4 | 5,1 | 4,8 | 4,5 | 4,2 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,0 |

Tabela 1: Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos

Fonte: Adaptado (EPE, 2016d)

A análise de viabilidade do ponto de vista da distribuidora de energia se dá ao longo de um horizonte maior, ocorre quando o custo nivelado da energia fotovoltaica for inferior à tarifa de energia praticada pela distribuidora (paridade tarifária). Como ilustrado na figura 5 essa situação considerando um valor de tarifa média praticada no Brasil, este nivelamento ocorreria depois de 2021.



Fonte: Adaptado (EPE, 2014b)

O custo de geração de energia elétrica através de sistema fotovoltaicos depende basicamente dos seguintes fatores: irradiação solar disponível, desempenho e o custo dos equipamentos de sistemas fotovoltaicos. A trajetória deste custo é decrescente ano após ano e, a energia elétrica gerada pelas fontes convencionais tem apresentado uma trajetória oposta de custos, ou seja, crescentes, pois a chamada paridade tarifária já vem ocorrendo, que é a equiparação de custos entre a energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos e a tarifa de energia elétrica convencional paga através da utilização da energia elétrica da distribuidora de energia (NAKABAYASHI, 2014; EPE, 2014b).

De acordo com dados EPE (2014b) os valores de potência máxima do sistema fotovoltaico, a serem instalados por faixa de consumo, foram estimados com base nas regras de compensação de energia e dos custos de disponibilidade², de modo que o consumidor não gere energia em excesso, conforme exemplificado na Tabela 2 para algumas faixas de consumo.

| Tabela Z. Poleticia uo | Sistema Iot | | a sei msiai | auo por la | ika ue con | Sumo |
|------------------------------------|-------------|------|-------------|------------|------------|-------|
| Média de Consumo (kWh/mês) | 145 | 244 | 339 | 436 | 641 | 1.937 |
| Potência Instalada Máxima (kWp) | 0,95 | 1,60 | 1,98 | 2,78 | 4,47 | 15,20 |

| T | B (^) ! ! ! | | C | 1 | |
|-----------|--------------|-----------|--------------------|--------------|---------------------|
| Labela 21 | Potencia do | sistema | totovoltaico a ser | instalado no | or taixa de consumo |
| | | JUSICITIA | | motulado po | |

Fonte: Adaptado (EPE, 2014b)

No que se refere a regulamentação para implantação de sistemas geração distribuída, destaca-se as ações do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia

² Consumo mínimo faturável, de acordo com o padrão de atendimento da instalação, segundo a Resolução Normativa nº 414 da ANEEL. Um consumidor atendido pela rede trifásica, por exemplo, tem um consumo mínimo faturável de 100 kWh/mês.

Elétrica (ProGD) que culminaram na atualização da Resolução nº 482/2012 (ANEEL, 2015c) para a Resolução Normativa nº 687/2015/ANEEL (ANEEL, 2015d). Esta resolução normativa estabelece os conceitos de Mini e Microgeração, o funcionamento do sistema de compensação de energia elétrica, bem como os critérios para conexão das usinas à distribuidora de energia elétrica. Esta regulamentação tem vigência a partir de 1º de março de 2016. Dentre alguns itens regulamentados, destaca-se a permissão do uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015d).

Os sistemas fotovoltaicos interligados a rede são utilizados em um regime denominado de regime de compensação. O sistema de compensação de energia foi baseado na comparação dos montantes de energia gerada pelo sistema fotovoltaico e pelo que foi consumida pela unidade consumidora, sendo que ao final de cada mês é verificado pela distribuidora de energia local se há diferença a compensar ou não. Caso a geração supere o consumo, a unidade consumidora terá um crédito registrado junto a distribuidora, em energia, correspondente à diferença entre geração e consumo, que poderá ser utilizado nos meses subsequentes ao mês de apuração. Caso o consumo supere a geração, a unidade consumidora terá em sua fatura de energia correspondente um valor a pagar referente a diferença entre o consumo e a geração (ANEEL, 2015d). Existe também as taxas (ex: TUSD) a serem cobradas pela concessionária pelo uso do sistema de distribuição que precisam ser contabilizadas.

Com relação ao prazo para o consumidor utilizar os créditos com o excedente de energia fornecida para a distribuidora foi alterado de 3 anos na Resolução 482/12 (ANEEL, 2015c) para 5 anos na Resolução 687/2015 (ANEEL, 2015d). Com relação ao autoconsumo remoto, o consumidor poderá usar os créditos para abater a fatura de outros imóveis cuja fatura esteja sob sua titularidade, mesmo em outros locais. Quanto aos condomínios, eles poderão fazer a compensação de forma conjunta das contas de suas unidades e pôr fim a criação de consórcios para a geração compartilhada, ou seja, interessados isolados se unem em consórcio ou cooperativa e fazem a compensação conjunta das faturas, semelhante a um condomínio.

A ampliação do mercado de geração fotovoltaica está relacionada as questões da tributação sobre a energia compensada, devido a isenção de ICMS dada pelo Convênio ICMS nº 16, de abril/2015 (CONFAZ, 2015) que trouxe mais competividade para o mercado fotovoltaico.

2.3. Estado da arte

A análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos é um tema que tem sido amplamente abordado na literatura. Diversos estudos têm sido realizados em busca de novas metodologias para análise e avaliação de desempenho dos sistemas em condições reais de operação. O desempenho do sistema depende de muitos fatores e de variáveis que podem apresentar correlações entre si, o que aumenta a complexidade da análise em condições reais. A geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos é influenciada pela localização da instalação, orientação, inclinação e tecnologia dos módulos entre outros fatores que precisam ser analisados sistematicamente (LAM et al., 2012; BATISTA, LIMA e JOTA, 2017).

É sabido que a irradiação solar é uma das variáveis de maior influência na energia gerada em um SFV, entretanto, existem outras variáveis que podem afetar significativamente a geração e precisam ser avaliadas, tais como: a temperatura dos módulos, os efeitos de sombreamento e reflexão, espectro da luz emitida e a performance de componentes inerentes ao sistema de conversão, sujidade e etc. (RÜTHER, 2004; MARTÍN e RUIZ, 2004; DIAS, 2009; CHIVELET, 2010; MUNOZ et al., 2011; HÄBERLIN, 2012; ZOMER, 2014; CASSINI, 2016; LEMOS, 2016; LEMOS, FERREIRA e JOTA, 2016; BATISTA, LIMA e JOTA, 2017).

Uma análise sistêmica do desempenho dos sistemas fotovoltaicos pode ser realizada por meio de monitoramento contínuo e análise da influência das variáveis relevantes. Entretanto, as simulações computacionais apresentam-se como uma ferramenta alternativa muito útil em pré-análises e para estimação da geração através de modelos dinâmicos. E com isso, as simulações dinâmicas bem modeladas permitem prever o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Estas possibilitam estimar não só a quantidade de energia gerada, mas também a análise de diversos parâmetros de interesse, como por exemplo, a fração de compensação em caso de sistemas conectados à rede ou mesmo simular as condições de instalação (orientação e inclinação) que otimizem a geração (OSITELU et al., 2010; LAM et al., 2012; BAHRAMI et al., 2015); KANYARUSOKE, GRYZAGORIDIS e OLIVER, 2015; BUONOMANO, CALISE, e VICIDOMINI, 2016; FARAH et al., 2016; KUMAR et al., 2016; LI e JIN, 2016).

Dentre as várias ferramentas para simulações computacionais existentes no mercado destaca-se os softwares TRNSYS e PVsyst que são bastante difundidos. Estes softwares permitem simular sistemas fotovoltaicos usando diferentes modelos para os painéis, com variação de orientação e inclinação usando bases de dados meteorológicos históricos, o que abre um leque de possibilidades de análises. No presente trabalho o software TRNSYS será adotado como ferramenta para realização das simulações computacionais.

Em Ositelu et al. (2010) os autores simularam usando o software TRNSYS um sistema fotovoltaico a ser instalado no edifício *Intramural Building* com potência de 437,6 kWp, sistema

este que faz parte de um estudo que revelou um potencial total de FV solar de pelo menos 3,56MWp para o campus do *University Park na Pennsylvania State University* (EUA) a ser totalmente instalado até meados de 2021. Os autores destacam a variabilidade de modelos matemáticos e componentes tais como: os módulos fotovoltaicos, inversores e arquivos meteorológicos disponibilizados pelo TRNSYS. Os autores ressaltam também a interface de fácil utilização que permite aos usuários interconectar os componentes e desenvolver um sistema fotovoltaico virtual por meio de programação por fluxo de dados.

Segundo LAM et al. (2012) para a realização de simulações dinâmicas de sistemas fotovoltaicos consistentes é necessário examinar um vasto leque de condições reais de operação para formulação de um modelo dinâmico adequado. Isto é, para assegurar que o modelo de previsão para o desempenho do sistema fotovoltaico (ex: painel, inversor, etc.) usado em um software tenha um grau de precisão aceitável e cubra uma variedade de circunstâncias a fim de chegar os objetivos desejados (LAM et al., 2012).

Bahrami et al. (2015) fizeram uma análise de confiabilidade baseada em previsão de uma geração distribuída híbrida elétrica (*Electrical Hybrid Distributed Generation* - EHDG). Foi investigado o efeito de um banco de bateria, como um sistema de armazenamento elétrico, sobre a confiabilidade de um sistema de geração distribuída (GD) que forma um EHDG sendo um sistema fotovoltaico utilizado como fonte de geração principal. Devido à natureza intermitente do sol, que afeta a confiabilidade, foi estudada uma solução baseada na utilização de um sistema de armazenamento de energia elétrica. A avaliação da confiabilidade da geração distribuída (GD) foi feita de forma probabilística considerando o modo de comutação e partida do sistema em um modelo integrado de Markov, que é um método analítico para avaliar a confiabilidade do sistema de distribuída simples e um sistema híbrido foram simuladas no software TRNSYS e comparadas. O método proposto foi usado antes da implementação de um sistema baseado em EHDG e durante a fase de estudo de viabilidade, os autores propuseram uma metodologia para gerenciar a produção de energia elétrica e o consumo de energia do sistema.

Kanyarusoke, Gryzagoridis e Oliver (2015) simularam um modelo usando o TRNSYS para estimar a eficiência de um painel fotovoltaico (FV) considerando uma inclinação fixa. O objetivo foi comparar se a energia gerada na simulação por um painel instalado a uma distância de 5 km de uma das estações meteorológicas listadas no banco de dados do software estava compatível com os dados reais. Na simulação foram analisadas a radiação solar global diária, no plano horizontal, e a energia elétrica gerada por um painel de 90Wp instalado com inclinação de 34° orientado para o norte geográfico em Cape Town na África do Sul. A análise da geração de energia elétrica por meio do método estatístico resultou em níveis de aceitação do modelo entre 80% e 90% ao longo do ano. Os autores concluíram que,

dentro dos limites do comportamento dos fenômenos meteorológicos analisados, o modelo TRNSYS previu, de forma satisfatória, a geração de energia do painel avaliado.

Buonomano, Calise e Vicidomini (2016) propuseram um modelo para simular dinamicamente o desempenho energético de uma instalação experimental constituída por quatro coletores de PVT (photovoltaic / thermal collectors) solares de chapa plana e quatro painéis fotovoltaicos de policristalino de silício para a produção de água quente doméOstica e eletricidade. A instalação também inclui um tanque de armazenamento vertical estratificado com água, com um permutador de calor interno. Os autores compararam os dados simulados (eficiência na geração elétrica, desempenho térmico e as temperaturas da água alcançadas por ambas as tecnologias solares) com as medições. O modelo proposto foi simulado dinamicamente por meio do software TRNSYS devido a sua biblioteca de componentes integrados (por exemplo, bombas, misturadores, desviadores, válvulas, controladores, aquecedor auxiliar, permutador de calor, etc.). Os principais componentes (denominados types no TRNSYS) utilizados foram o type 3b para a bomba de velocidade constante, type 11 para o desviador de fluxo de líquido controlado por temperatura, o type 94 para os painéis fotovoltaicos e o type 50 para coletores PVT, além de tanques de armazenamento. A instalação real deste sistema está localizada na Itália. A instalação é monitorada por meio de por um sistema de monitoramento em tempo real, tendo sensores de vazão de água, piranômetro, sensores térmicos (termorresistências e termopares) entre outros. A simulação no ambiente TRNSYS teve o objetivo de avaliar o desempenho energético e a viabilidade econômica da tecnologia PVT e compara-la com a tecnologia FV. O sistema FV produziu 1778 kWh/ano (eficiência de 17,9%), e o PVT 1156 kWh/ano, mas os coletores PVT também produziram energia térmica de 1433 kWh/ano no mesmo período analisado (eficiência global de 26%, sendo a eficiência elétrica de 11,6% e a térmica de 14,4%). Os autores observaram no estudo que durante a operação no verão, as temperaturas de saída do PVT chegaram a atingir cerca de 40°C, e no inverno, os coletores de PVT basicamente foram utilizados no préaquecimento da água até a temperatura ideal da água de uso.

Farah et al. (2016) verificaram que na Austrália há uma quantidade significativa de instalações de módulos fotovoltaicos (FV) nos telhados, com aproximadamente uma em cada seis casas com sistema solar em pequena escala instalado no telhado. Enquanto esses módulos FV fornecem eletricidade, deve-se levar em consideração o efeito de sombreamentos, para se obter uma simulação precisa de energia elétrica. Dentre os programas de simulação energética em edificações analisados pelos autores (*EnergyPlus, Integrated Environmental Solutions* - IES e *Transient System Simulation* - TRNSYS), segundo os mesmos o TRNSYS se mostrou ser o software mais completo devido a sua extensa biblioteca de componentes e a flexibilidade para o usuário desenvolver e adicionar componentes personalizados. Entretanto, foi destacado que dentre os diversos *types*

existentes no TRNSYS nenhum dos componentes foi adequado para simular corretamente o efeito de sombreamento de um sistema FV nos telhados. Então os pesquisadores propuseram o desenvolvimento de um componente para uso no TRNSYS em MATLAB por meio do *Type* 155. O componente foi proposto para avaliar o efeito de sombreamento de um coletor FV no telhado sobre o uso da energia para aquecimento e ou resfriamento do ambiente interno da edificação. O componente desenvolvido simula o efeito da sombra do coletor considerando o feixe e adição difusa bloqueada pelo coletor (impedido de atingir o telhado). O componente desenvolvido se telhados de forma tridimensional disponíveis no modelo *SketchUp*, mantendo a consistência entre o modelo TRNSYS e o modelo 3D de forma a minimizar o número de entradas necessárias para descrever a geometria do módulo e do telhado.

Kumar et al. (2016) avaliaram a combinação de diferentes fontes renováveis de energia e propuseram uma metodologia de projeto e controle para um sistema híbrido incluindo o fotovoltaico. O modelo de simulação para sistemas híbridos foi desenvolvido no software MATLAB. O TRNSYS foi usado para integrar os vários modelos híbridos incluindo energia eólica-solar, solar-célula de combustível e eólica-célula de combustível, em várias condições dinâmicas de carga e operação. A célula de combustível utiliza o hidrogênio armazenado em hidreto metálico para produzir energia. Inicialmente, o sistema simulado foi projetado de tal forma que a demanda de carga é primeiramente atendida através do sistema FV. Qualquer demanda em excesso é atendida através da célula de combustível e, posteriormente, por rede elétrica. O excesso de energia FV é usado na eletrólise para produção de H2. Para o perfil de carga, os autores decidiram que a carga máxima simulada foi de 3,5 kW e a carga crítica identificada foi de 1 kW. O sistema FV foi projetado para 5 Wp e a célula de combustível foi selecionada de acordo com a carga crítica. Para a produção de H2 concluiu-se que uma eletrólise de 600W foi a mais eficiente para o sistema simulado.

Li e Jin (2016) verificaram por meio de simulações que os coletores solares híbridos fotovoltaicos / térmicos (PVT - *photovoltaic / thermal collectors*) podem ser projetados para operar em cerca de 80% em eficiência combinada e, portanto, tem recebido atenção cada vez maior em estudos realizados. No estudo foi proposto um modelo 3D concentrado PV / T e o desempenho do sistema foi avaliado usando o TRNSYS e CFD (*Computational Fluid Dynamics*) acoplado. As influências de diferentes tipos de células solares e vários parâmetros sobre o desempenho do sistema foram avaliados comparando intervalos de 1 hora em diferentes meses do ano com base nas condições meteorológicas da cidade de Xi'an no oeste da China. Os autores verificaram que o horário de meio-dia na simulação acoplada, nos meses de julho e agosto obteve-se os maiores resultados de exergia total. Os autores entendem que

o estudo é de grande valia para a predição e avaliação do desempenho de um sistema PV / T projetado que opera sob diferentes condições meteorológicas.

Jarrou e Saute (2017) fizeram uma análise baseada em uma simulação no TRNSYS onde foram avaliados o desempenho de um sistema de energia renovável composto de duas partes. Na primeira parte (produção) foi considerado um sistema híbrido Eólico-PV com armazenamento em bateria. E na segunda parte (consumo) foi considerado sistema HVAC-Bomba de Calor para garantir o conforto térmico e a qualidade do ar para os ocupantes em uma sala de reuniões. Os autores em suas simulações consideraram um sistema híbrido composto de seis painéis FVs monocristalinos em série, conectados a um conversor CC-CA, e uma segunda simulação com painéis FVs policristalinos, além de uma turbina eólica. Durante a operação do sistema simulado os autores observaram que, no geral, a energia total gerada a partir de módulos fotovoltaicos e das turbinas eólicas foi igual à demanda da carga (estado de equilíbrio) ou maior do que a demanda da carga (excedente de energia carregam as baterias), mas em alguns momentos a demanda da carga foi menor que a energia total gerada a partir de módulos fotovoltaicos e turbinas eólicas, então o conversor forneceu energia das baterias para a rede. Os dados das simulações no TRNSYS foram exportados para análise no Software Matlab.

Alghamdi et al. (2017) desenvolveram modelos de geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos através de duas abordagens de modelagem distintas. A primeira foi a de um modelo dinâmico de simulação solar utilizando o software TRNSYS, onde são incluídos os arquivos meteorológicos apropriados, a configuração do sistema e outras condições locais para o sistema em análise. A segunda abordagem foi utilizando o PV-GIS (*Photovoltaic Geographical Information System*), uma ferramenta de software on-line, que atribui automaticamente informações meteorológicas com base na localização geográfica dos potenciais sistemas fotovoltaicos. Os autores observaram que embora a primeira abordagem requeira esforço e conhecimento intensivos para construir o modelo dinâmico, a segunda abordagem se usa para metodologias simplificadas e, portanto, pode ser menos preciso do que o desempenho obtido a partir de modelagem dinâmica.

Parques de estacionamento que abrangem áreas substanciais em torno de muitas instituições, incluindo campus universitários, faculdades, escolas, hospitais, grandes unidades industriais, shoppings, grandes arenas de negócios são áreas com grande potencial para instalação de sistemas fotovoltaicos, contribuindo para serviços de energia elétrica voltados para suportar cargas locais ou para exportação para a rede.

Em Alghamdi et al. (2017), os autores apresentaram uma análise para implantação de sistema FV em grande escala, no campus da *University King Abdulaziz* na Arábia Saudita onde as áreas dedicadas para o estacionamento de automóveis cobriam 8% da área total (o campus ocupa aproximadamente 7,2km², dos quais 0,7km² são de edifícios e

aproximadamente 0,6km² de estacionamentos), além de contribuir para a exploração dessas áreas para fornecer energia sustentável através de um "duplo papel" para as tecnologias fotovoltaicas - produção de energia solar e sombra para os automóveis nos estacionamentos.

O presente trabalho se insere neste contexto de grandes áreas de implantação, uma vez que, o estudo de caso abordado foi realizado em uma usina fotovoltaica USF-Mineirão instalada sobre um estádio de futebol de grandes dimensões como será detalhado no capítulo 4. Trabalhos anteriores já foram realizados utilizando como estudo de caso esta mesma usina e estes serão utilizados no presente estudo para comparação de alguns resultados. Na seção 2.4 será apresentada uma breve revisão destes trabalhos que serão melhor detalhados no capítulo 5.

2.4. Revisão de estudo de casos realizados na USF Mineirão

Nesta seção é apresentada uma breve revisão de trabalhos anteriores que utilizaram a usina do USF Mineirão como estudo de caso. A USF Mineirão é composta por 5910 módulos de 240W, distribuídos em 88 segmentos conforme a arquitetura do estádio, o detalhamento da usina é apresentado no capítulo 4.

O primeiro estudo de caso analisado sobre a USF-Mineirão foi realizado pela empresa Matifer na fase de projeto da usina, as simulações foram realizadas utilizando o software PVsyst, que é um software de dimensionamento, simulação e análise de dados muito utilizado para sistemas fotovoltaicos isolados ou conectados à rede, e que utiliza a base de dados climáticos históricos meteorológicos Meteonorm como "*default*", mas também podem ser utilizados outros bancos de dados (PVSYST, 2017). Na primeira simulação realizada pela Matifer foi dividido a área correspondente a cobertura do estádio em uma usina fotovoltaica com 4 arranjos conforme figura 6.



Figura 6 – Os 88 segmentos "maiores e menores" da USF Mineirão

Fonte: CEMIG (2014a)
O objetivo desta simulação foi de se obter o potencial de geração de energia elétrica anual antes da instalação. Inicialmente, foi considerado na simulação no PVsyst azimute 0°, ou seja, todos os painéis orientados para o norte geográfico e considerou-se o ângulo de 8° de inclinação dos módulos fotovoltaicos (CEMIG, 2014a). Estes estudos iniciais serviram como base para a tomada de decisões de investimentos na usina.

O segundo estudo também realizado pela Matifer foi mais detalhado e possui o cálculo da produção prevista da central fotovoltaica do Estádio do Mineirão através de cada um dos 88 segmentos e seus azimutes correspondentes. Na simulação as perdas por sombreamento foram levadas em consideração na estimativa de produção de energia anual consideradas iguais a 7,5% de perdas (CEMIG, 2014a).

Para obter esta estimativa do sombreamento, a Matifer modelou o sistema fotovoltaico em três dimensões juntamente com os elementos que pudessem causar o sombreamento, como a estrutura de concreto de cada segmento conforme figura 7, e para isso, construiu o modelo tridimensional dentro do software na forma elíptica da cobertura do estádio para a implantação da central fotovoltaica em 3D no PVsyst conforme figura 7:



Fonte: CEMIG (2014a)

Na tabela 3 é apresentado um resumo dos principais resultados das simulações do segundo estudo realizado pela Matifer no PVsyst, sendo que o valor da geração de energia anual [kWh/ano] é a performance do sistema, ou seja, a garantia do desempenho da planta, pelo menos, durante os primeiros dois anos de período de operação. Com isso a produção de energia para o primeiro período de operação de dois anos não pode ser menor que a garantia contratual de 100% da geração de energia simulada apresentada na tabela a seguir:

| Simulação PVsyst | | | | | | |
|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------|----------------------|--|--|
| Performance Ratio [%] | Potência Nominal [kW] | Potência (pico) [kWp] | N.º de Módulos | Energia [kWh/ano] | | |
| 72,1 | 1.320,0 | 1.418,4 | 5.910,0 | 1.610.094,00 | | |

| Fabela 3: Resultado d | la geração | de energia anu | ual no PVsyst - | - 88 seguimentos |
|-----------------------|------------|----------------|-----------------|------------------|
|-----------------------|------------|----------------|-----------------|------------------|

Fonte: Adaptado de CEMIG (2014a)

O terceiro estudo de caso envolvendo a USF-Mineirão foi realizado por Silva et al. (2016), os autores analisaram os registros das medições de energia elétrica realizadas através do uso de analisadores digitais de qualidade de energia Fluke 435 - Série II conforme figura 8.



Fonte: Monteiro et al. (2017)

O medidor da Fluke possui classe de exatidão de 0,1% de tensão e de 0,5% para a corrente. A taxa de amostragem máxima do medidor é de 500 amostras por segundo, capturam 100/120 ciclos (50/60 Hz) de cada evento que é detectado em todos os modos e o mesmo possui um conversor analógico digital de 16 bits. Nele foram registradas diversas grandezas, tais como: potência ativa, reativa e aparente, tensão, corrente, fator de potência, Distorção Harmônica Total de tensão (DHT-V), Distorção Harmônica Total de Corrente (DHT-I), módulos e ângulos de harmônicos de tensão e corrente (ímpares até 49º ordem e pares até a 14º ordem). O intervalo de integração utilizado foi de 5 minutos.

Já os dados meteorológicos solarimétricos utilizados na simulação de Silva et al. (2016) foram obtidos através do piranômetro *Kipp & Zonen* modelo CMP 21 da estação INMET/UFMG que fica localizada a cerca de 2km da usina.

Na análise dos dados coletados por Silva et al. (2016), verificou-se que a menor potência média mensal gerada durante um ano de dados, ocorreu no mês de junho e os meses com maior geração foram os meses de janeiro, outubro e novembro, respectivamente. A usina fotovoltaica apresentou uma geração de energia elétrica de 1.754 MWh/ano nas medições realizadas.

O quarto estudo de caso na UFS-Mineirão foi realizado por Monteiro et al. (2017), os autores fizeram simulações no Software PVsyst e também utilizaram a base de dados da estação meteorológica solarimétrica INMET/UFMG, onde verificaram que a usina fotovoltaica apresentou uma geração de energia elétrica de 1.761 MWh/ano nas simulações no PVsyst.

Os autores verificaram que perdas ocorrem devido ao sombreamento provocado pela estrutura de concreto lateral que há em cada segmento, sendo que as maiores perdas estimadas foram de 40% ao amanhecer e estas reduzem com o passar do dia até cerca de 1% por volta das 9:30h e após as 15:00h as perdas voltam a aumentar novamente.

Nas simulações, Monteiro et al. (2017) também identificaram através dos registros da estação meteorológica solarimétricas INMET/UFMG, que o período de melhor geração ocorre de setembro a fevereiro, meses com maior incidência de radiação solar. A figura 9 mostra um exemplo da irradiância medida no mês de janeiro de 2015 na estação do INMET/UFMG tendo atingido o valor máximo de 1151 W/m² no dia 10 do referido mês.



Figura 9 – Dados de irradiância janeiro 2015 – Estação INMET/UFMG

Fonte: Adaptado de (MONTEIRO et al., 2017)

A tabela 4 apresenta um resumo da geração anual encontrada nos estudos de casos realizados na usina.

| Estudo de Caso | Descrição Geral | ENERGIA GERADA ANUAL [kWh/ano] |
|---------------------------|---|-------------------------------------|
| Matifer 1 - CEMIG (2014a) | PVSyst, Base de Dados Meteornorm, 5910 módulos com azimute 0°e inclinação 8° | 1.803.937,00 |
| Matifer 2 - CEMIG (2014a) | PVSyst, Base de Dados Meteornorm, 88 segmentos com azimute correspondente e inclinação 8° | 1.610.094,00 |
| Silva et al. (2016) | Medidor Fluke, dados reais da usina | 1.754.000,00 |
| MONTEIRO et al. 2017 | PVSyst, Base de Dados INMET/UFMG, 88 segmentos com azimute correspondente e inclinação 8° | 1.761.000,000 |

Tabela 4: Energia gerada anual – estudos de casos

Fonte: (CEMIG, 2014a; SILVA et al., 2016; MONTEIRO et al., 2017)

2.5. Metodologia de medição e verificação IPMVP

O tema Medição e Verificação com o uso do protocolo IPMVP tem sido abordado em pesquisas recentes. Dentre os artigos publicados recentemente, destaca-se o trabalho de Cosmas e Dahlan (2014) onde autores implementaram um software com uma Interface Gráfica de Usuário (GUI) desenvolvida em Visual Basic para analisar a economia de energia usando a Opção C do protocolo IPMVP. No referido artigo, toda a instalação foi aderida ao IPMVP. A GUI foi testada usando um estudo de caso em um prédio de escritórios na Malásia. Duas variáveis independentes foram consideradas na análise, dias com grau de resfriamento e o número de dias úteis no mês) e quatro tipos de análises de economia de energia foram apresentados (regressão linear com custo evitado para cada variável independente, regressão linear com economia normalizada para cada variável independente, regressão linear múltipla com custo evasivo e regressão linear múltipla com economia normalizada). Os resultados mostraram que o software desenvolvido pelos autores foi capaz de calcular a economia de energia como recomendado pelo IPMVP, facilitando assim a utilização da ferramenta por Empresas de Serviços de Energia (ESCOs) para quantificar a economia de energia adequada ao Contrato de Desempenho Energético (EPC) (COSMAS e DAHLAN, 2014).

Os autores Cosmas e Dahlan, (2014) também afirmam que vem aumentando a utilização do Protocolo Internacional de Medição e Verificação na determinação da economia de energia devido aos contratos de desempenho energético (*Energy Performance Contracts* - EPC), sendo o mais comum e amplamente utilizado o *International Performance Measurement & Verification Protocol* (IPMVP), que apresenta uma estrutura e define os

termos usados na determinação da economia após a implementação de um projeto, mantendo os princípios de exatidão, integridade, conservatividade, consistência, relevância e transparência, existindo quatro opções de M&V definidas pelo IPMVP, que são:

- Opção A Isolamento de retrofit que envolve a medição de parâmetro chave,
- Opção B Isolamento de retrofit que envolve toda a medição de parâmetros,
- Opção C Instalação completa
- Opção D Simulação calibrada.

No trabalho desenvolvido por David e Dahlan, (2014) também foi proposto o desenvolvimento de um software com Interface Gráfica de Usuário (GUI) para determinar a economia de energia utilizando a Opção A, isto é, o isolamento *retrofit* do protocolo Internacional de Medição e Verificação de Desempenho (IPMVP). Na Opção A de isolamento de *retrofit*, a economia é determinada pela medição parcial da energia usada. Uma medida de conservação de energia (*Energy Conservative Measure* - ECM) foi instalada e medida separadamente do uso de energia do restante da instalação. O sistema proposto pelos autores consistiu em três diferentes projetos de ECMs, sendo a Opção A mais aplicada e que orientou e ajudou a *Energy Service Company* (ESCO) e o proprietário da instalação a calcular a economia de energia que envolveu os projetos de eficiência energética de isolamento de *retrofit* aderidos ao protocolo IPMVP.

Já Yau e Lim (2016), entendem que o plano de medição ideal é aquele que garanta a precisão da medição esperada com um custo mínimo de medição, do ponto de vista dos autores é o que mais interessa, pois, o custo para se realizar as ações de medição e verificação (M&V), não pode inviabilizar o projeto implantado e nem ter um preço que inviabilize a contratação do serviço.

Em Yau e Lim (2016) foi construído um modelo de custo mínimo para se realizar o M&V de eficiência energética em sistemas fotovoltaicos, onde decidiu-se que a amostragem dos dados a ser realizada deveria ser aquela onde o custo mínimo necessário de medição não interferisse no alcance da precisão da medição desejada do projeto. Este modelo revelou-se útil para o projeto de M&V relatado, pois foi possível determinar um plano de medição ideal a longo prazo, que foi projetado no início do projeto M&V, por um modelo que permita a minimização de custos de medição (YAU e LIM, 2016).

Os limites de custo da M&V estão entre 2% e 10% do custo do projeto, segundo experiências internacionais, e entende-se que o limite inferior será para as Opções "A" e "C" e o superior para a Opção "D" (IPMVP Vol. I, 2012). Para a opção D, as economias são quantificadas utilizando softwares de simulação por computador para estimar a utilização de energia de toda a instalação ou subinstalação. As rotinas de simulação devem modelar efetivamente o desempenho energético real na instalação, e serão medidas e verificadas no campo, o que consequentemente acarreta em um custo maior de M&V (YAU e LIM, 2016).

3. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Neste capítulo são abordados os fundamentos teóricos nos quais se baseiam os geradores fotovoltaicos, destaca-se os fatores que influenciam diretamente a eficiência do módulo fotovoltaico, os parâmetros elétricos e térmicos, o processo de fabricação e uma breve descrição do recurso solar.

3.1. Recurso solar

A análise do recurso solar é essencial para o desenvolvimento de um projeto de sistema de geração de energia fotovoltaica. A compreensão da disponibilidade e variabilidade deste recurso ao longo do dia e do ano em cada localidade é importante para uma boa estimativa da geração de energia (PINHO e GALDINO, 2014; CASSINI, 2016; LEMOS, FERREIRA e JOTA, 2016).

A energia solar é o recurso energético mais abundante em nosso planeta, sendo que a radiação solar pode ser utilizada como fonte de energia térmica para aquecimento (ex: fluidos ou água) ou pode ser convertida em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico e térmico (ex: concentradores). A estimativa da energia solar incidente na atmosfera anual é da ordem de 1,52×10¹⁸ kWh sendo que o consumo primário de energia no mundo em 2010 foi da ordem de 1,40×10¹⁴ kWh. Parte da radiação solar incidente na atmosfera não atinge a superfície terrestre devido as perdas na atmosfera (Massa de Ar - AM), uma vez que, os raios solares são filtrados pelos gases presentes na atmosfera. Além disso, a radiação solar pode ser modificada devido a nebulosidade, o vapor da água, a vegetação, etc. Portanto, o entendimento da variabilidade do recurso solar na localidade em estudo é de suma importância (ABINEE, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

3.1.1. Irradiância e posição solar

A irradiância (G) ou irradiação solar é a potência instantânea do espectro solar por área de superfície, medida, normalmente em W/m². Já a irradiação (I, H) é a densidade de energia em um dado intervalo de tempo específico, (ex: em horas ou em dias), e é geralmente apresentada em kWh/m² (DUFFIE e BECKMAN, 2013). A irradiância extraterrestre que incide sobre uma superfície perpendicular aos raios solares na distância média entre a Terra e o Sol tem valor aproximado de 1367 W/m² (adotado por WRC – *World Radiation Center*) sendo este valor conhecido como constante solar (I0) (DUFFIE e BECKMAN, 2013; PINHO e GALDINO, 2014), ao passar pela atmosfera, o conteúdo espectral do Sol é filtrado e o espectro solar que atinge a superfície terrestre apresenta variações para alguns comprimentos de onda.

Embora a atmosfera extraterrestre receba a irradiância solar média de 1367W/m², somente cerca de 73% chega à superfície terrestre, que corresponde aproximadamente a 1000W/m² (DUFFIE e BECKMAN, 2013; PINHO e GALDINO, 2014).

Ainda segundo os autores para prover uma análise do recurso solar na localidade em estudo, alguns conceitos acerca da irradiância são importantes, tais como:

 i) Irradiância ou radiação direta normal (DNI): é a irradiância solar incidente em uma superfície sempre perpendicular (ou normal) aos raios do Sol, sem ter sido espalhada pela atmosfera;

 ii) Irradiância ou radiação difusa horizontal (DHI): é a irradiância solar recebida em uma superfície após o espalhamento provocado pela atmosfera, ou seja, que foi espalhada por moléculas e partículas na atmosfera e vem de todas as direções;

 iii) Albedo: é a parte da radiação que chega a superfície terrestre (subcomponente da difusa) e é refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, etc.);

iv) Irradiância ou radiação global horizontal (GHI): é a quantidade total irradiância solar recebida por uma superfície horizontal ao solo. Este valor inclui a irradiância direta normal (DNI), a irradiância horizontal difusa (DHI) e de albedo, como apresentado na figura 10.





Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

3.1.2. Posição solar e ângulos relacionados

Outro conceito importante é a declinação solar (δ) que é o ângulo medido entre o plano que corta a linha do equador e o plano que contem a elipse que descreve a trajetória da Terra ao redor do Sol. Seu eixo em relação ao plano normal á elipse, apresenta uma inclinação de 23,45° que juntamente com o movimento de translação terrestre é responsável por alterar o tempo de duração dos dias ao longo do ano e que, consequentemente, dá origem as estações do ano (PINHO e GALDINO, 2014).

Quando essa declinação é máxima (solstício de inverno no hemisfério sul) o Sol está sobre o trópico de capricórnio registrando uma inclinação angular entre seus raios e o plano do Equador de +23,45° (21 de junho) marcando o início do inverno, e -23,45° (21 de dezembro) marcando o início do verão (solstício de verão no hemisfério sul) o Sol está sobre o trópico de câncer. Já quando esta declinação for nula (equinócio de primavera, 21 de setembro) e (equinócio de outono, 21 de março), ou seja, os raios solares se alinham ao plano do equador ($\delta = 0$) (DUFFIE e BECKMAN, 2013; PINHO e GALDINO, 2014), conforme apresentado na figura 11.

Figura 11 – Órbita do Sol em torno da Terra, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,45° e indicando as estações do ano no hemisfério sul



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

Normalmente são consideradas as convenções para a declinação solar e a latitude como sendo positivas para o hemisfério Norte e negativas para o hemisfério Sul do Equador (PINHO e GALDINO, 2014). A diferença existente entre a declinação e a latitude determinará a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma dada localidade na Terra. E para se calcular a radiação solar que chega na Terra em uma dada localidade é

necessário conhecer a posição do Sol. Para determinar a posição do Sol a qualquer momento do dia é necessário identificar os ângulos de azimute (γ_s) e altura solar (α), conforme apresentado na figura 12. Os ângulos relacionados com o movimento e a posição do Sol são descritos a seguir:





Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

- Ângulo zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios solares e a vertical no local (zênite) e pode ser calculado em função da declinação solar (δ), do ângulo horário (ω) e da latitude local (Ø);
- Altura solar (α): ângulo entre os raios de sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador);
- Azimute solar (γ_s): ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O cálculo do ângulo é feito a partir do norte geográfico (0°), sendo por convenção positivo quando deslocado para o Leste, e negativo para o Oeste. Dessa forma: −180°≤γ_s≤180°;
- Azimute da superfície (γ): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul, obedecendo às mesmas regras que o azimute solar;
- Inclinação da superfície de captação: é o ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal. 0≤β≤90°;
- Ângulo de incidência (θ): é o ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação;
- Latitude (Ø): posição angular do observador em relação ao equador terrestre, sendo positiva ao norte e negativa ao sul (máximos ± 90°);

 Ângulo horário do Sol (ω): é o deslocamento angular Leste-Oeste do Sol, e forma-se a partir do meridiano local e devido a rotação da terra, e é medido a partir do plano do equador e varia desde 0° a 360º no meridiano local. Este valor é normalmente medido em horas e conhecido por tempo solar que varia entre as 0 e 24 horas.



Figura 13 – Ângulo horário



O ângulo horário igual a zero corresponde ao meio dia solar, sendo que, a evolução começa negativo pela manhã (-90° às 6h, hora solar) em "leste" e positivo a tarde (+90° às 18h, hora solar) em "oeste". Uma rotação da Terra corresponde a 360° de ângulo horário e por isso cada 15 graus corresponde a 1 hora (figura 13), assim o ângulo horário (ω) é definido pela equação (1), sendo que Hs representa a hora solar.

$$(\omega) = (\text{Hs} - 12) \cdot 15^{\circ} \tag{1}$$

Como mostrado em Pinho e Galdino (2014) a partir dos ângulos zenital (θ_Z) e de incidência dos raios solares (θ) é possível calcular por meio da equação (2) a componente direta da irradiância que incide em um plano horizontal ($G_{d,h}$) ou a qualquer superfície inclinada ($G_{d,\beta}$), desde que seja conhecida a componente direta (G_d) da irradiância incidente sobre a superfície, conforme mostrado na figura 14.

$$\frac{G_{d,\beta}}{G_{d,h}} = \frac{G_d \cos \theta}{G_d \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$
(2)



Figura 14 – a) Irradiância direta incidente sobre uma superfície horizontal; b) Irradiância direto incidente sobre uma superfície inclinada

Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

3.1.3. Carta solar

A carta solar é ferramenta útil para determinação da posição do sol em dias e horários específicos do ano. A carta solar é específica para cada localidade podendo ser utilizada a carta polar (figura 16) ou a carta plana (figura 17). A carta solar plana também é denominada de carta solar cartesiana. A carta solar contém informações da trajetória solar sendo possível extrair o azimute e a elevação solar para cada dia e horário do ano. Na figura 16, apresenta-se a carta solar para a cidade de Belo Horizonte gerada para o dia 15 de maio de 2014 (data de início da coleta dos dados da usina que serão analisados no presente trabalho) e na figura 15 o caminho dos raios solares sobre a USF Mineirão (SUNEARTHTOOLS, 2017):



Figura 15 – Caminho dos raios solares em maio de 2014 sobre a USF Mineirão

Fonte: Sun Earth Tools (2017)



Figura 16 – Carta solar polar para a da cidade de Belo Horizonte

Fonte: Sun Earth Tools (2017)

Na figura 17 é mostrado a carta solar plana da cidade de Belo Horizonte também de maio de 2014 destacando os ângulos de azimute e a elevação solar (SUNEARTHTOOLS, 2017):



3.2. Características construtivas e processo de fabricação de painéis fotovoltaicos

Uma usina fotovoltaica (UFV) é composta por um conjunto de módulos fotovoltaicos e para se avaliar de forma consistente a energia efetivamente gerada por uma usina fotovoltaica, vários parâmetros devem ser observados e quantificados. Dentre os parâmetros a serem analisados destacam-se o número de módulos conectados em série ou em paralelo, os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos e o desempenho destes em relação às diferentes condições de instalação e climáticas. O posicionamento e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos são fatores importantes para a análise do desempenho de um sistema fotovoltaico além de outros fatores relevantes como os níveis de radiação do local de instalação além das características elétricas dos módulos.

De acordo com a Norma Brasileira NBR 10.899:2013 (ABNT, 2013), que determina algumas terminologias relacionadas a equipamentos utilizados para a conversão de energia solar em energia elétrica, uma célula solar ou fotovoltaica é um dispositivo desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica, ou seja, como uma célula solar é composta por materiais semicondutores, estes fazem a conversão da energia luminosa em eletricidade. Quanto maior a intensidade da luz solar, maior o fluxo da eletricidade. Isso ocorre porque em uma célula são introduzidas impurezas doadoras (denominadas tipo n), ou receptoras (denominadas tipo p) e contatos metálicos nas faces frontal e posterior. Para melhorar a eficiência coloca-se um revestimento antirreflexo. Ao expor esta lâmina aos raios solares é criado um campo elétrico no interior da lâmina de silício. Ao conectar a célula fotovoltaica durante a incidência da radiação solar, é produzida uma tensão e corrente elétrica.

Há vários tipos de células solares constituídas por diferentes materiais, porém a mais utilizada, na atualidade, é a tecnologia em silício cristalino, sobretudo por apresentar maior escala de produção a nível comercial e pela sua robustez e eficiência (ŋ), uma vez que, é importante se analisar o custo e o desempenho para verificar a viabilidade econômica de cada tecnologia. As células solares de silício dominam 93% do mercado mundial (FRAUNHOFER ISE, 2017b) e são produzidas a partir do silício em grau solar³, podendo ser dos tipos monocristalino (c-Si) (η≈25,8%); policristalino (p-Si) (η≈22,3%) e amorfo (a-Si) (η≈14,0%) o que lhes conferem percentuais diferenciados de eficiência, conforme o seu processo de fabricação (NREL, 2017).

É apresentado na figura 18, de forma esquemática, a estrutura e componentes de um módulo fotovoltaico com células em silício cristalino.

³ Silício "grau solar" é o Silício com grau de pureza suficiente para sua utilização na fabricação de células fotovoltaicas (99,9999% de SiGS). Este grau de pureza é inferior ao requerido pela indústria eletrônica (99,999999% de SiGE) (http://www.ipt.br/projetos/5.htm).



Figura 18 – Módulo fotovoltaico com células solares de silício cristalino

Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

As células fotovoltaicas são fabricadas com a utilização de diversos tipos de matéria prima, dependendo da tecnologia, podendo ser utilizado o silício, o cádmio, telúrio, cobre, disseleneto de índio entre outros. Dentre as células solares de silício que são mais utilizadas comercialmente, as células monocristalinas são mais eficientes que as de silício policristalino, porém as policristalinas tem menor custo de produção (GREEN, 2004). Em relação as caraterísticas construtivas de um módulo fotovoltaico, segundo Cassini (2016) os módulos fotovoltaicos comerciais constituídos com células de silício mono ou policristalino possuem entre 36 e 72 células solares.

Em relação a característica elétrica ressalta-se que a corrente elétrica produzida pelas células solares está diretamente relacionada à intensidade da radiação solar incidente e a área de incidência desta. A tensão fornecida por uma célula solar de silício cristalino é de aproximadamente 0,5V. Para se disponibilizar uma tensão superior é necessário conectar várias células em série. Assim, quando o módulo é exposto à radiação solar, ele gera energia elétrica em corrente contínua, com tensão máxima variando em geral entre 15 e 20V nos módulos comerciais.

É apresentado na figura 19 um circuito elétrico típico usado para representação de um módulo fotovoltaico sendo este denominado modelo de um diodo. Nas células solares do módulo ocorre uma queda de tensão, quando os portadores de carga migram do semicondutor para os contatos elétricos, e isto, é descrito pela resistência série (R_s). O modelo é completado por uma resistência paralela ao diodo (R_p), que descreve a corrente de fuga inversa. Com a resistência em série, é possível calcular as curvas características de corrente e de tensão das células solares, para diferentes irradiações e temperaturas.



Fonte: Adaptado de GREENPRO (2004)

Conforme destacado por Buhler, Cervantes e Krenzinger (2011), a avaliação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos é geralmente realizada através das curvas características I-V (corrente-tensão) e P-V (potência-tensão) dos módulos sob condições padrões de teste denominadas STC (*Standard Test Conditions*) que correspondem a irradiância de 1000 W/m2; a massa de ar AM=1,5 e temperatura de célula de 25°C. Na figura 20 é mostrado as curvas características I-V e P-V típicas de módulo fotovoltaico.



Figura 20 – Curvas características I-V e P-V típicas de um módulo fotovoltaico

Fonte: Adaptado de Seguel (2009).

Na figura 21a destaca-se os valores da tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto circuito (I_{sc}), além do ponto de máxima potência (V_{mp} ; I_{mp}) como pontos importantes para avaliação do módulo, sendo (V_{mp}) a tensão no ponto de máxima potência e (I_{mp}) a

corrente no ponto de máxima potência (Seguel, 2009).



Figura 21 – Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico

Fonte: Adaptado de Seguel (2009).

Na figura 21a ressalta-se que o ponto de máxima potência está no joelho da curva característica I-V. A potência máxima pode ser calculada pela equação (3) e o fator de forma (FF - *Fill Factor*) dado pela equação (4). O fator de forma é a razão entre a máxima potência que a célula consegue entregar (P_m) e o produto da corrente de curto-circuito (I_{sc}) com a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Ele descreve a proximidade da curva I-V real com a curva I-V ideal que seria um retângulo.

$$P_{\rm max} = I_{\rm mp} \times V_{\rm mp} \tag{3}$$

$$FF = \frac{V_{mp}I_{mp}}{V_{oc}I_{sc}}$$
(4)

Em Vidal, Barra e Pinhão (2013) é descrito como a eficiência (n) dos módulos solares é reduzida durante a operação devido a dissipação de potência através das resistências internas representadas na figura 22 pela resistência em paralelo (R_p) e pela resistência em série (R_s). Para uma célula ideal, (R_p) tenderia ao infinito e não proporcionando caminho alternativo para o fluxo de corrente, enquanto a (R_s) tenderia a zero, não existindo assim nenhuma queda de tensão antes da carga. A figura 22 mostra o efeito da variação nas resistências série e paralelo na curva I-V.



Fonte: Adaptado de (Vidal, Barra e Pinhão, 2013)

3.3. Inversor

Outro componente relevante em uma usina fotovoltaica são os inversores de frequência utilizados para a conversão da corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), possibilitando a conexão destes sistemas à rede elétrica da distribuidora local de energia elétrica. Para estimar o desempenho de um sistema fotovoltaico é necessário considerar além das perdas nos módulos, as perdas provenientes da conversão da energia realizada pelo inversor. A eficiência da conversão CC-CA de um inversor pode ser quantificada segundo Martín (1998) por meio do modelo proposto por Schmidt que utiliza a equação (5) para descrever a eficiência instantânea de conversão. As perdas incluem perdas relativas ao autoconsumo e perdas ôhmicas que ocorrem devido ao cabeamento, bobinas e resistências (Martín,1998).

$$\eta_{\rm Inv} = \frac{P_{\rm saida}}{P_{\rm entrada}} = \frac{P_{\rm saida}}{P_{\rm saida} + P_{\rm perdas}}$$
(5)

O valor de eficiência instantânea, em geral, é calculado para o sistema operando com 10, 50 e 100% da potência nominal do inversor, e esses valores podem ser identificados na curva de eficiência disponibilizada pelo fabricante no *datasheet* do inversor.

3.4. Principais fatores que afetam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos

É sabido que a inclinação e orientação dos módulos impactam diretamente na geração de energia uma vez que alteram as condições de radiação solar recebida pelo módulo. Em Cassini (2016) foram realizados estudos objetivando avaliar as condições estabelecidas pela norma IEC 61853-2 elaborada pela *International Electrotechnical Commission* (IEC), que é utilizada para a medição de ângulos de incidência da radiação solar e seus efeitos sobre os módulos fotovoltaicos. No estudo de Cassini (2016) constatou-se que a quantidade de

radiação solar incidente que atinge as células solares é estabelecida pelas frações refletidas e transmitidas da radiação solar e que as transmissões e reflexões da radiação solar no interior da célula solar são influenciadas pelo design do módulo, pelas reflexões entre o substrato e encapsulante, e nas interfaces entre o ar, o substrato e o encapsulante, ou entre o encapsulante e as células, ou ainda na transmitância através do substrato e encapsulante.

Influência do AOI na AOI = 0° AOI > 0° AOI > 0° AOI = 0° corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico Perdas Geométricas Perdas por Reflexão Depende das características da superfície Depende do plano de orientação com a do módulo. respectiva luz solar. Perdas depende da interface do > Perda proporcional ao cosseno do AOI ar / superficie

Figura 23 – Influência do ângulo de incidência (AOI) na Isc de módulos fotovoltaicos

Fonte: Adaptado de Knisely (2013)

Cassini (2016) também observou que existem perdas devido ao efeito geométrico (figura 23), estas perdas estão relacionadas a orientação do módulo fotovoltaico em relação à radiação solar incidente. A radiação incidente sobre o módulo fotovoltaico diminui com o aumento do ângulo de incidência e é diretamente proporcional ao cosseno do ângulo de incidência. Cassini (2016) observou também a influência do ângulo de incidência na corrente de curto-circuito constatando que ocorrem perdas em função dos efeitos óticos ou das características da superfície frontal do próprio módulo. A fim de minimizar estas perdas os fabricantes de módulos têm buscado a melhoraria das características óticas dos módulos, especialmente do substrato, através da incorporação de revestimentos antirreflexo, laminados ou vidro, ou de outros métodos de texturização.

Em relação aos fatores que interferem diretamente no desempenho dos geradores fotovoltaicos além do posicionamento dos módulos destaca-se as intermitências do recurso

solar devido a fenômenos climatológicos e meteorológicos, as características dos vários componentes que constituem os módulos fotovoltaicos, além das interferências externas como sombreamentos e a sujidade (CASSINI, 2016; LEMOS, FERREIRA e JOTA, 2016). Diversos pesquisadores têm avaliado estes fatores que impactam diretamente na produção de energia elétrica e também na degradação de módulos fotovoltaicos. A produção de energia elétrica em uma célula solar é reduzida, substancialmente, quando a mesma é sombreada total ou parcialmente. O sombreamento não só interfere de forma negativa na produção de energia, mas também contribui para acelerar a degradação, e causar falhas no sistema (MUNOZ et al. 2011; GUERRERO et al. 2014; CASSINI, 2016; LEMOS, FERREIRA e JOTA, 2016).

Como os módulos fotovoltaicos são manufaturados com células associadas em série, quando uma ou mais destas células receberem menos radiação solar do que as outras na mesma associação, toda a corrente do conjunto série será limitada pela menor corrente (PINHO e GALDINO, 2014). Além de favorecer o aparecimento de pontos quentes, "hot-spot", e, consequentemente, a degradação do dispositivo ao longo do tempo de operação.

De acordo com Munoz et al. (2011), as sombras projetadas sobre os módulos fotovoltaicos contribuem para a redução da eficiência do gerador fotovoltaico, reduzindo consideravelmente a produção de energia elétrica pelo mesmo, além de provocar danos irreparáveis nos módulos fotovoltaicos que os compõem. Também os autores identificaram que o sombreamento poderá ser do tipo esporádico, tal como o ocasionado por: interferências transitórias provocadas por nuvens, pássaros ou folhas de árvores, ou ainda ser um sombreamento "constante", que ocorre em determinados períodos do dia, atingindo partes ou até mesmo toda a área do gerador fotovoltaico e cuja origem está na projeção de sombras devido aos obstáculos dos próprios edifícios onde estão instados os sistemas FV, além da possibilidade de ocorrer por proximidade de árvores ou até mesmo pelo auto sombreamento.

Guerrero et al. (2014) também verificaram a importância de se evitar estes sombreamentos constantes sobre os geradores fotovoltaicos, uma vez que um módulo ou uma parte dele quando está sombreado facilita o surgimento de pontos quentes e consequentemente provoca a aceleração do processo de degradação e, em casos mais graves, danificado de forma irreversível o módulo fotovoltaico. Os autores analisaram os efeitos do sombreamento em um gerador fotovoltaico de 40 Wp e verificaram nos ensaios realizados que a perda de potência no módulo devido ao sombreamento pode ser muito alta, em alguns ensaios a potência máxima foi reduzida de 40,33 W para 3,935 W, ou seja, quase 90% da perda de potência foi causada pelos efeitos de sombreamento.

A figura 24 apresenta curvas I-V e P-V que demonstram o comportamento do painel sombreado com uma perda muito grande. Ressalta-se que, após vários minutos o aquecimento provocado devido a célula sombreada pode causar dano irreversível no módulo.



Figura 24 – Curvas de corrente-tensão (I-V) e de potência-tensão (P-V) antes e após o sombreamento de uma célula

Fonte: Adaptado de Guerrero et al. (2014)

Cassini (2016) também observou que módulos envelhecidos naturalmente, apresentam efeitos da degradação mais leves e uniformemente distribuídos em todas as células, enquanto que, nos módulos sujeitos aos efeitos de envelhecimento acelerado, apresentaram uma distribuição não uniforme com a presença de efeitos óticos e térmicos de degradação.

Uma das principais barreiras para a utilização em larga escala de sistemas fotovoltaicos e acesso a financiamento no mercado é o risco tecnológico que está diretamente relacionado às questões de durabilidade e a confiabilidade dos módulos fotovoltaicos, segundo TAMIZHMANI e KUITCHE (2013). No estudo de TamizhMani e Kuitche (2013) os autores concluíram que o tempo de vida dos módulos fotovoltaicos está mais relacionado a taxa de degradação, ao invés da taxa de falha, pois os vários tipos de falhas ocorridas ao longo do tempo em uma USF podem ter um efeito acumulativo sobre as taxas de degradação. Como exemplo, os autores citam o impacto de células com microfissuras que podem acelerar as taxas de degradação. Segundo os autores, as falhas e perdas por degradação podem ser classificadas como falhas de confiabilidade e perdas de durabilidade, respectivamente.

Os mecanismos de degradação de módulos fotovoltaicos foram estudados também em (Christensen, 1985), onde observou-se no estudo que os tipos de falhas em módulos fotovoltaicos são determinados pelas condições ambientais nos locais de instalação dos sistemas e pelo projeto do módulo. No referido estudo os principais modos de degradação observados em módulos fotovoltaicos foram a degradação no material do encapsulamento, a perda de aderência entre a célula e o encapsulante ou entre o vidro e o encapsulante, a corrosão das interconexões entre as células devido ao "stress mecânico" causado pela expansão e contração térmica, a degradação causada pela penetração de umidade no módulo e a degradação da própria célula solar como rachaduras e corrosão, (Christensen, 1985). Em Martín e Ruiz (2004) foram calculadas perdas em módulos fotovoltaicos por meio de simulações computacionais de 79 locais em diferentes continentes, levando em consideração uma variedade de latitudes e climas, e dados de radiação global, numa base horária do METEONORM14, referente a cada região estudada. Dentre as perdas anuais estudadas em função dos ângulos de reflexão da radiação incidente em módulos fotovoltaicos, verificaram que estas perdas podem atingir valores acima de 7% na produção de energia do mesmo, por exemplo, no sul da Europa.

Diante da rápida expansão e aumento na capacidade instalada dos sistemas fotovoltaicos na Espanha, Munoz et al. (2011), fizeram análises técnicas para o mercado investidor de módulos fotovoltaicos em respostas a uma possível degradação precoce destes, realizando avaliações em diversas plantas fotovoltaicas através de inspeções visuais de toda a planta, avaliações térmicas por imagem em infravermelho, além de medições das características de tensão e corrente, e do comportamento térmico de módulos selecionados em laboratórios.

Segundo Munoz et al. (2011), o objetivo da inspeção visual é para identificar a existência de pontos quentes (Hot spot), que é uma área específica no módulo fotovoltaico onde a temperatura é muito elevada, o que com o tempo danificará a célula solar ou até algum dos outros elementos que compõem o módulo fotovoltaico. Uma das principais causas desse ponto quente é o sombreamento em uma célula, que podem ocasionar danos irreparáveis à célula solar ou no encapsulante das mesmas em um curto período de tempo de operação. A detecção de um ponto quente em módulos fotovoltaicos é feita através de uma análise térmica realizada através do uso da técnica de termografia. Esta análise termográfica pode ser realizada com o módulo fotovoltaico em operação ou não. Não estando em operação na planta fotovoltaica, o módulo deverá ser operado isoladamente, onde suas conexões elétricas deverão ser curto-circuitadas.

O sombreamento constante / permanente nos sistemas fotovoltaicos é uma das grandes preocupações, pois estes impedem a ocorrência da incidência solar sobre algumas das células do módulo fotovoltaico ou sobre alguns módulos, dependendo do local onde o mesmo está instalado, (RÜTHER, 2004; DIAS, 2009; LEMOS, 2016; LEMOS, FERREIRA e JOTA, 2016). Já o sombreamento temporário, segundo Dias (2009) é resultante da presença de obstáculos / barreiras temporárias que podem ser relativas as condições climáticas locais ou mesmo pela presença de folhas

É sabido que tanto a sujidade quanto a perda por degradação são decorrentes de longos períodos de exposição dos módulos fotovoltaicos a diversas condições ambientais / meteorológicas severas, e estes são fatores que afetam significativamente o desempenho dos sistemas fotovoltaicos (HÄBERLIN, 2012; LEMOS, 2016;).

Embora o fenômeno de autolimpeza do módulo fotovoltaico, que consiste na lavagem natural da sujidade através da chuva, ajude a diminuir a sujidade nos módulos, para que a autolimpeza ocorra, é necessário posicionar os módulos fotovoltaicos com um ângulo de inclinação adequado segundo DIAS (2009). De acordo com Dias (2009) além da inclinação é importante avaliar sistematicamente o local onde o sistema fotovoltaico será instalado, pois no entorno podem existir diversos elementos que podem causar o sombreamento, tais como: antenas, para-raios, chaminés, saliências e ressaltos na estrutura do prédio e/ou edificação. Este tipo de sombreamento deve ser evitado quando for possível de modo a minimizar os impactos das sombras que venham a diminuir o desempenho deste sistema fotovoltaico. Chivelet (2010) observou a importância de se fazer o estudo do posicionamento anual do sol para o implantação de qualquer projeto fotovoltaico, pois assim, é possível analisar antes da execução do projeto, os possíveis sombreamentos que irão impactar a geração de energia do sistema, devido ao fato da mesma está diretamente ligada às condições meteorológicas e ao movimento da terra ao redor do sol. Além de se poder analisar os efeitos da variação da inclinação dos módulos fotovoltaicos, embora em muitos casos a instalação tende a acompanhar a inclinação do telhado devido a questões arquitetônicas, assim na prática nem sempre é possível utilizar a melhor inclinação e/ou posicionamento para a instalação dos módulos fotovoltaicos (ZOMER, 2014).

GREENPRO (2004) considera que o impacto da sombra nos sistemas fotovoltaicos, depende de fatores como o número de módulos sombreados, a interligação entre as células e o diodo de passagem, o grau de sombreamento, a distribuição espacial, o curso da sombra durante o tempo e a forma de interligação dos módulos solares que determina a amplitude da tensão de entrada do inversor.

Um estudo científico sobre o problema do sombreamento foi realizado pela Universidade Técnica de Berlim, utilizando diferentes desenhos de sistemas. Foi utilizado o software de simulação eletrônica "*Pspice*", para a determinação das curvas características dos geradores e suas perdas, em diferentes situações de sombreamento. Foi comparado um gerador fotovoltaico com um total de vinte módulos com potência acima de 200 W, conectados em série (Figura 25), com um gerador de mesma potência considerando quatro módulos em série compondo 5 *strings* conectadas em paralelo (Figura 26). Os testes foram realizados com uma radiação de 1.000 W/m2, nos ensaios dois, quatro, seis e oito módulos foram sombreados de forma a reduzir a irradiância sobre estes módulos até 500 W/m².

Nas figuras 25 e 26 pode-se verificar que as curvas características para diferentes situações de sombreamento, refletindo a queda na potência máxima devido ao sombreamento. Neste contexto, o rastreamento adequado do ponto de máxima potência (PMP) realizado pelo inversor também é um fator decisivo na geração.



Figura 25 - Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em série

Fonte: Adaptado de GREENPRO (2004)

Apresenta-se na figura 25 uma ligação em série (conceito de fileiras), ambos os máximos de potência são possíveis nos pontos operacionais para o inversor, se eles se situarem dentro do raio de ação operacional do sistema de rastreio do PMP. Em qual dos dois pontos será atingido, dependerá do percurso da sombra ao longo do tempo e do comportamento do sistema de rastreio.



Figura 26 - Configuração da sombra e curvas características para uma ligação em paralelo, com sombreamento em 2 fileiras

Fonte: Adaptado de GREENPRO (2004)

Já na figura 26 apresenta-se uma ligação em paralelo, onde o ponto de máxima potência da esquerda encontra-se neste caso a metade, ou a menos de metade, da tensão de circuito aberto do gerador e está, por este motivo, quase sempre fora do campo de rastreio do inversor. Está levemente pronunciado, por isso, haverá uma maior probabilidade do inversor rastrear o ponto máximo da direita. Isto representa o PMP.

No estudo os autores também verificaram que enquanto no sistema com a ligação em série as curvas características não dependeram da posição dos módulos sombreados, já no sistema com ligações paralelas foi verificado a produção de diferentes curvas características para diferentes situações de sombreamento. Essas curvas características para cada situação de sombreamento mostram um valor máximo da potência para pequenas tensões e um segundo máximo com as mais elevadas tensões (GREENPRO, 2004; LEMOS, 2016).

Ainda segundo GREENPRO (2004), se não é possível evitar o sombreamento do sistema, a ligação dos módulos em paralelo permite que seja reduzido as perdas de energia e, consequentemente, aumentar a eficiência do sistema de geração, principalmente quando ainda na elaboração do projeto seja calculado um sombreamento a ser produzido apenas em uma fileira ou número limitado de fileiras com módulos fotovoltaicos.

3.5. Inclinação e orientação

Os efeitos da inclinação e orientação no rendimento de uma usina fotovoltaica dependem da razão entre a radiação direta e difusa bem como da fração de albedo da localidade onde está instalado conforme apresentado na Figura 10 do item 3.1.1. Nos estudos de Rüther, Kleiss e Bücher (1996) sobre inclinação e orientação, os autores verificaram que para uma grande variedade de orientações possíveis, conseguiu-se atingir uma incidência de mais de 95 % da radiação solar máxima. Também verificaram que sistemas com orientações a leste ou oeste podem ter desempenho satisfatório, mesmo se instalados com ângulos inclinados ou na vertical, obtendo rendimentos de até 60 % de um local com ótima inclinação e orientação.

Já nos estudos realizados por Santos (2013) para a cidade de Belo Horizonte, para se atingir um máximo de 95% de irradiação solar recebida, a inclinação dos módulos deve ser mantida próximo a latitude que é de aproximadamente 20° e a orientação também deve ser observada para que se limite a desvios de no máximo 60° para Leste ou Oeste. Se a inclinação for menor que 15°, pode-se ter perdas de até 10%.

Analisando o ábaco da figura 27, que foi simulado através do software PV Design e banco de dados Radiasol para a cidade de Belo Horizonte-MG (valores da irradiação solar global, em média mensal diária, para ($\beta = 0^{\circ}$), (kWh/m².dia), considerando diferentes ângulos azimutais de superfície (orientação) e inclinações (β), verifica-se que os setores de maiores

gerações de energia anual são justamente aqueles que estão entre os azimutes de +60° e -60°, ou seja, os setores Nordeste, Norte e Noroeste.



Figura 27 – Ábaco de radiação em Belo Horizonte

Fonte: Santos (2013)

4. METODOLOGIA

No intuito de se realizar uma análise do desempenho da usina USF Mineirão, usada como estudo de caso no desenvolvimento deste trabalho, adotou-se a metodologia do IPVMP para analisar os resultados de performance, através de simulações no TRNSYS, adotando setor único e azimute 0°, 4 setores e azimutes de localização das 4 estações meteorológicas solarimétricas, 8 setores e azimutes de localização das 8 salas técnicas dos inversores, além da análise dos dados de medição real do sistema SCADA, das medições realizadas com o analisador de energia Fluke 435 II nas salas dos inversores, e das simulações no PVsyst (ex: CEMIG 2014a; Silva et. al, 2016 e Monteiro et. al, 2017) que estão sumarizadas no fluxograma apresentado na figura 28.



Figura 28 – Fluxograma do desenvolvimento das análises e simulações

Fonte: Autor

4.1. Caracterização do sistema em estudo

A Usina Solar Fotovoltaica objeto de estudo é a USF Mineirão que possui potência instalada de 1,42 MWp com 5910 módulos fotovoltaicos de 240 Wp. A radiação solar que incide sobre esses módulos é convertida em energia elétrica que, por sua vez, é injetada na

rede da concessionária de energia local, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG. Atualmente a USF Mineirão é a maior usina solar instalada em cobertura do país e uma das maiores instaladas em arenas esportivas do mundo. A usina está localizada na cidade de Belo Horizonte-MG cujas coordenadas são apresentadas na Tabela 5.

| l'adeia 5: Localização da Usina | | | | | |
|---------------------------------|---------------------------|--|--|--|--|
| Localização Coordenadas | | | | | |
| País: Brasil | Latituda: 10°51'57 55"S | | | | |
| Estado: Minas Gerais | Lautude. 19 51 57.55 5 | | | | |
| Cidade: Belo Horizonte | Longitudo: 12°59'16 11"\\ | | | | |
| Bairro: São José / São Luiz | | | | | |
| | | | | | |

Tabola 5: Localização da usina

Fonte: CEMIG (2014a)

4.1.1. Descrição do Estádio Mineirão

Localizado às margens da Lagoa da Pampulha, em Belo Horizonte, Minas Gerais, o Estádio do Mineirão foi inaugurado em 1965 e faz parte do conjunto arquitetônico da Pampulha compondo o patrimônio histórico. Conforme mostrado na figura 29 o estádio foi construído em estruturas sólidas de concreto. A arquitetura apresenta condições complexas, em termos de área de instalação efetivamente disponível e que provocam sombreamento a partir de peças estruturais da construção.

Figura 29 – Estádio do Mineirão



Fonte: CEMIG (2014a)

Devido a este tipo de estrutura e detalhes construtivos, foram realizados vários estudos de arranjos com diferentes orientações para se obter uma usina com design eficiente com potência instalada de 1,42 MWp (CEMIG, 2014a).

4.1.2. Descrição da usina fotovoltaica do Mineirão

Como dito anteriormente, o estádio do Mineirão, figura 30, é coberto por uma estrutura elíptica de concreto. Esta estrutura é dividida por 88 segmentos físicos de concreto que estão distribuídos em torno desta superfície elíptica. As áreas específicas da superfície dos segmentos não são idênticas. Portanto, a fim de se simplificar o processo de representação de design, os 88 segmentos estão divididos em "segmentos maiores" e "segmentos menores" como mostrado na figura 30. Do total de 88 segmentos, 46 segmentos são denominados "segmentos menores", sendo 23 de cada lado (setores Norte e Sul) com 60 módulos FV cada (totalizando 14,4 kWp por segmento) e 42 são denominados "segmentos maiores", sendo 21 de cada lado (setores Leste e Oeste) contendo 75 módulos FV cada (18 kWp por segmento) (SILVA et al., 2016; MONTEIRO et al., 2017; CEMIG, 2014a).



Figura 30 – Os 88 segmentos da USF do Mineirão

Fonte: Monteiro et al. (2017)

Devido às restrições impostas pelo Conselho do Patrimônio Histórico de Belo Horizonte, os módulos fotovoltaicos que compõem cada segmento não podem ser visíveis do solo, pois a fachada do estádio é tombada pelo patrimônio histórico. Assim as estruturas laterais em cada segmento geram sombreamento nos módulos, durante parte do dia e são constantes ao longo do ano. A área de instalação total do sistema fotovoltaico para os 88 segmentos corresponde a 11.530 m², 70% do total de 16.424m² que é a área útil total da cobertura. Os módulos utilizados têm uma potência nominal de 240 Wp por unidade e as dimensões do módulo são 1652 x 1000 x 45 mm. Todos os módulos fotovoltaicos que compõem cada segmento físico foram instalados com 8° de inclinação (medição realizada com o *App Angle Meter PRO "in-loco*") seguindo o ângulo de inclinação da própria estrutura da cobertura do estádio, conforme mostrado na figura 31:



Figura 31 – Medição da inclinação de 8º de um dos 88 segmentos

Fonte: Adaptado de CEMIG (2014a)

4.1.3. Características e divisão dos módulos fotovoltaicos na USF Mineirão

Os cálculos de dimensionamento e configuração do sistema têm por base as características dos equipamentos principais da instalação, que são os módulos fotovoltaicos e os inversores. As tabelas que se seguem apresentam as principais características destes equipamentos, sendo que nos documentos de referência ("*datasheets*") está referenciado todas as características dos mesmos.

Todos os módulos ensaiados constam na "*List Flash*" do fabricante Martifer e possuem características com valores em CTS (condições de teste standard): AM 1.5, 1000W/m², 25°C, apresentadas na tabela 6.

| ESPECIFICAÇÕES ELÉCTRICAS | | | | |
|----------------------------|-------------------|--|--|--|
| Marca | Mprime | | | |
| Modelo | M240P | | | |
| Tecnologia | Si Policristalino | | | |
| Área (m²) | 1,61 | | | |
| Potência (W) | 240 | | | |
| Corrente Impp (A) | 8,21 | | | |
| Produção (kWh/mês) | 30,00 | | | |
| Eficiência (%) | 14,9 | | | |
| Peso (kg) | 20 | | | |
| Classificação Selo INMETRO | A | | | |

Tabela 6: Dados dos módulos fotovoltaicos – condições nominais – STC

Fonte: Adaptado de CEMIG (2014a)

O objetivo principal para a realização do teste de flash em todos os módulos pelo fabricante, é a obtenção das principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos ensaiados (tabela 7), e posteriormente compará-los com novos teste de flash (amostragem) para identificar sinais de possíveis falhas devido ao transporte da fábrica até a usina (tabela 8), e a partir destas, traçar novamente as respectivas curvas características de corrente-tensão (I-V) e de potência-tensão (P-V), determinando o valor da resistência série (R_s) e a taxa de degradação (CASSINI, 2016; CEMIG, 2014a). Estes valores médios da amostragem aleatória de 10% do "List Flash" também foram usados para realizar as simulações no software TRNSYS.

| | | | Valores médios |
|-------------------------|------------------|----------|---|
| Medições | | Unidades | <i>Amostra de 10%</i> dos 5910 módulos do <i>"List Flash</i> " |
| Temperatura Referência | T_{REF} | °C | 25,0 |
| Tensão Circuito Aberto | Uo | V | 37,5 |
| Tensão PMP | U _{PMP} | V | 29,6 |
| Corrente curto-circuito | Ι _κ | А | 8,6 |
| Corrente PMP | I _{PMP} | А | 8,22 |
| Potência | P _{PMP} | W | 245,06 |
| Fator de Forma | FF | - | 0,78 |

Tabela 7: Dados da amostra de 10% dos 5910 módulos do "List Flash"

Em meados de 2013, foram realizados diversos testes em 5 módulos fotovoltaicos da USF Mineirão, cujos módulos são considerados módulos de referência. Os módulos foram ensaiados no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade São Paulo (LSF- IEE/USP), antes de serem instalados em locais estratégicos em cada setor: norte, sul, leste e oeste. Neste referido laboratório, foram realizados em um simulador solar fabricado pela *Pasan Measurement Systems version R2.4.0*, o teste de flash que teve como finalidade medir a conformidade de um módulo fotovoltaico através de seu desempenho de saída (CEMIG, 2014a).

Na tabela 8 são apresentados os resultados técnicos dos cinco módulos ensaiados, em laboratório sendo que os valores médios dos cinco módulos foram analisados e comparados com os dados de catálogo e também utilizados para realizar as simulações no TRNSYS.

| Medições | | S | Módulo 1 | Módulo 2 | Módulo 3 | Módulo 4 | Módulo 5 |
|--------------------------------|------------------|---------|--------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| | | Unidade | Nº de série: PT OFA 1212304627 | № de série: PT OFA 1212262449 | Nº de série: PT OFA 1212304639 | № de série: PT OFA 1212294189 | № de série: PT OFA 1212304538 |
| Temperatura Referência | T_{REF} | °C | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 |
| Temperatura Módulo | т | °C | 22,5 | 22,4 | 22,6 | 22,5 | 22,6 |
| Irradiância | G | W/m² | 981 | 979 | 979 | 1006 | 996 |
| Irradiância Referência | GREF | W/m² | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Tensão Circuito Aberto | Uo | V | 37,63 | 37,74 | 37,69 | 37,55 | 37,64 |
| Tensão PMP | U_{PMP} | V | 30,45 | 30,63 | 30,63 | 30,39 | 30,41 |
| Corrente curto- circuito | Ιĸ | A | 8,42 | 8,46 | 8,50 | 8,45 | 8,41 |
| Corrente PMP | I _{PMP} | А | 8,08 | 8,07 | 8,10 | 8,06 | 8,09 |
| Potência | P _{PMP} | W | 245,93 | 247,13 | 248,20 | 245,94 | 245,86 |
| Fator de Forma | FF | - | 0,78 | 0,77 | 0,77 | 0,78 | 0,78 |

Tabela 8: Dados dos módulos ensaiados

Fonte: Adaptado de CEMIG (2014a)

Conforme já informado, a divisão do sistema fotovoltaico por segmento foi sendo distribuída de acordo com a estrutura da cobertura, sendo que devido ao formato elíptico do estádio, há segmentos que possuem um total de 60 módulos "segmento menor" e há

segmentos que possuem 75 módulos "segmento maior" (SILVA et al., 2016; MONTEIRO et al., 2017; CEMIG, 2014a), conforme tabela 9.

| Setor / Orientação | Número de Segmentos | Número de módulos por Segmento | Nº total de módulos | Potência Nominal do Módulo (kWp) | Capacidade Instalada do Setor (MWp) |
|-----------------------|------------------------|--------------------------------------|------------------------|---|---|
| DL01 - Leste | 21 | 75 | 1575 | 240 | 378 |
| DL02 - Oeste | 21 | 75 | 1575 | 240 | 378 |
| DL03 - Norte | 23 | 60 | 1380 | 240 | 331,2 |
| DL04 - Sul | 23 | 60 | 1380 | 240 | 331,2 |
| Total | 88 | - | 5910 | - | 1418,4 |
| | E | anta, Adaptada | de CEMIC (2 | 0140 | |

 Tabela 9: Divisão dos setores por estação meteorológica

Fonte: Adaptado de CEMIG (2014a)

O conjunto de módulos denominados seguimentos menores e maiores (60 e 75 módulos), são divididos em *strings* para conexão em fases. O segmento menor é composto de 6 *strings* de 10 painéis em série, cada fase é conectada com 2 *strings*, conforme apresentado na tabela 10 e figura 32 (MONTEIRO J. A., 2014; MONTEIRO et al., 2017).

| Tabela 10: Divisão das strings do segmento menor (60 modulos) | | | | | | | |
|---|------------------------------|---------------------------|-------------------|--|--|--|--|
| Face | Número de strings conectadas | Número de módulos | Número de módulos | | | | |
| Fase | em paralelo na fase | em série na <i>string</i> | conectados a Fase | | | | |
| 1 | 2 | 10 | 20 | | | | |
| 2 | 2 | 10 | 20 | | | | |
| 3 | 2 | 10 | 20 | | | | |

Tabela 10: Divisão das *string*s do segmento menor (60 módulos)

Fonte: Adaptado de CEMIG (2014a)

O segmento maior é composto de 4 *strings* com 12 painéis em série e 3 *strings* com 9 painéis em série, cada fase é conectada conforme apresentado na Tabela 11 e figura 32 (MONTEIRO J. A. 2014; MONTEIRO et al., 2017).

| Tabela 11. Divisão das sumigs do segmento maior (75 modulos) | | | | | | | | |
|--|------------------------------|--------------------|-------------------|--|--|--|--|--|
| Fase | Número de strings conectadas | Número de módulos | Número de módulos | | | | | |
| | em paralelo na fase | em série na string | conectados a Fase | | | | | |
| 1 | 2 | 12 | 24 | | | | | |
| 2 | 2 | 12 | 24 | | | | | |
| 3 | 3 | 9 | 27 | | | | | |

 Tabela 11: Divisão das strings do segmento maior (75 módulos)

Fonte: Adaptado de CEMIG (2014a)

4.1.4. Características principais da usina estudada

A instalação é designada como Central Fotovoltaica do Estádio Mineirão e é especificada como uma instalação fixa, sobre à cobertura. Os 5910 módulos fotovoltaicos instalados são do modelo Mprime 240 com células de silício policristalino e com potência de

240 Wp. A usina possui 8 salas técnicas e 2 subestações elevadoras de 750 kW, sendo cada uma com 1 transformador de 750 kVA, localizadas conforme figura 32. Cada um dos segmentos é composto por *strings* conectadas a um inversor da Ingeteam, que possui três rastreadores de ponto máximo de potência – SPMP (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT). Portanto, são 88 inversores Ingecon sun 15TL, com potência nominal de 15 kW, que compõem todo o sistema e foram instalados em oito salas (11 inversores por sala).



Figura 32 – 8 Salas técnicas de inversores e 2 subestações elevadoras

Fonte: CEMIG (2014a)

Cada segmento na Figura 33, é composto por:

- 46 "Segmentos Menores" com 60 módulos;
- 42 "Segmentos Maiores" com 75 módulos;
- Configuração para o "Segmento Menor": 6 strings de 10 módulos em série;
- Configuração para o "Segmento Maior": 4 *strings* de 12 módulos em série e 3 *strings* de 9 módulos em série.

A saída de cada inversor fornece tensão de 380 CA (fase-fase) e uma potência nominal total de 1,32 MW para subestações elétricas, localizadas nos setores norte e sul. Cada subestação está conectada a quatro salas de inversores. Finalmente, as subestações elevam a tensão para um barramento de 13,8 kV para o Sistema de Distribuição da CEMIG.



Figura 33 – Distribuição espacial das *strings* – Segmento maior (a esquerda) e segmento menor (a direita)

Fonte: CEMIG (2014a)

4.1.5. Análise do sombreamento

As perdas por sombreamento que foram consideradas nas simulações da USF Mineirão foram obtidas considerando a média anual de cada um dos dias considerados sendo esta igual a 7,5%. Através do PVsyst a Matifer retirou uma amostra das perdas diárias da Central. Nesta amostra, foram contemplados os dias 1, 5, 10, 15, 20, 25 e o último dia de cada mês (CEMIG, 2014a), conforme detalhado na tabela 12:

| Perdas por sombreamento (%) | | | | | | | |
|-----------------------------|------|------|------|------|------|------|------------|
| Mâc | Dias | | | | | | |
| wes | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | Último dia |
| Janeiro | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 |
| Fevereiro | 5,6 | 5,5 | 5,5 | 5,6 | 5,6 | 5,7 | 5,7 |
| Março | 5,7 | 5,8 | 5,8 | 6 | 6,1 | 6,3 | 6,6 |
| Abril | 6,7 | 6,8 | 7,1 | 7,5 | 7,8 | 8,4 | 8,8 |
| Maio | 8,9 | 9,3 | 9,9 | 10,3 | 10,7 | 11 | 11,4 |
| Junho | 11,4 | 11,6 | 11,8 | 11,9 | 12 | 11,9 | 11,8 |
| Julho | 11,8 | 11,8 | 11,6 | 11,3 | 11 | 10,7 | 10,3 |
| Agosto | 10,1 | 9,8 | 9,2 | 8,6 | 8,2 | 7,7 | 7,3 |
| Setembro | 7,2 | 7 | 6,7 | 6,5 | 6,3 | 6,1 | 6 |
| Outubro | 5,9 | 5,8 | 5,8 | 5,7 | 5,6 | 5,6 | 5,6 |
| Novembro | 5,5 | 5,5 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 |
| Dezembro | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,7 | 5,8 | 5,7 | 5,7 |
| Média Diária Anual | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 |

 Tabela 12: Perdas por sombreamento (valores diários - PVsyst)

Fonte: CEMIG (2014a)

Na figura 34, a título de exemplificação, é apresentada a perspectiva 3D feita no PVsyst para o segmento 67 dos 88 existentes na cobertura do estádio, onde estão instalados os módulos fotovoltaicos. Com essas simulações a Matifer chegou aos valores de geração de energia elétrica para cada segmento, variando a quantidade de módulos instalados devido a geometria de construção na forma elíptica do estádio e o azimute correspondente para cada segmento.



Figura 34 – Perspectiva do segmento 67 da USF Mineirão no PVsyst

Fonte: Monteiro et al. (2017)

Para a realização dos estudos de irradiação e geração de energia foi utilizada a carta solar para a cidade de Belo Horizonte existente no PVsyst. Verifica-se através da carta solar que os valores de azimute estão com sinal invertido⁴ da convenção padrão, conforme observado na Figura 17 do item 3.1.3, e apresentado na figura 35:



Fonte: CEMIG (2014a)

⁴ Carta Solar: Fonte: <u>http://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?f=18&t=168</u>: no PVsyst, as convenções de orientação para o hemisfério sul, o Azimute = 0 ° corresponde ao Norte. O azimute é positivo para oeste (ângulos anti-horários). Portanto: Leste = -90 °, Oeste = + 90 °, Sul = + ou -180 °. Duffie e Beckman (2013 p. 13) : *γsstrinf* ângulo do azimute solar, o deslocamento angular do sul da <u>projeção da radiação do feixe</u> no plano horizontal, mostrado na Figura 35. Os deslocamentos para o leste do sul são negativos e o oeste do sul são positivos.
Na simulação feita através do PVsyst, verificou-se que a geração fotovoltaica foi calculada pela Matifer levando em conta as perdas por sombreamento, assinalando o item "*Shadings*" e seguindo as simulações, que possibilitaram, posteriormente, avaliar o desempenho energético através dos relatórios gerados nesta ferramenta computacional (CEMIG, 2014a). Então, para a realização das simulações no TRNSYS, necessitou-se analisar este estudo de sombreamento e o padrão da carta solar adota, visto que estes serão utilizados no desenvolvimento deste trabalho.

4.1.6. Análise de irradiação global mensal – PVsyst

Nos resultados simulados no PVsyst, pode-se verificar que a irradiação global solar média mensal variou conforme dados apresentados na tabela 13. Observa-se variações nos índices de irradiação global em todos os meses do ano. Fevereiro foi o mês com o maior registro de irradiação entre todos os outros meses simulados através dos dados históricos meteorológicos Meteonorm contidos no PVsyst. Já o mês de menor irradiação global foi o mês de junho, estação de inverno. Janeiro e dezembro, estação de verão, são os meses que apresentam altas temperaturas no ano, mas que possuem altos índices pluviométrico (chuvas) e elevada interferência de nuvens (CEMIG, 2014a).

| Meses | Global Horizontal Plano Horizontal (kWh/m²) - média direta mensal | Temperatura Ambiente (°C) - média | Irradiação Global Inclinação 8º (kWh/m²) | Irradiação Global Efetiva devido sombreamento (kWh/m²) |
|----------------------|---|---|--|---|
| Janeiro | 132,4 | 22,77 | 130,7 | 117,9 |
| Fevereiro | 153,7 | 23,13 | 154,3 | 139,0 |
| Março | 125,7 | 23,05 | 128,5 | 114,2 |
| Abril | 128,2 | 20,78 | 134,2 | 118,6 |
| Maio | 114,4 | 19,79 | 122,3 | 105,6 |
| Junho | 111,6 | 18,28 | 121,5 | 103,4 |
| Julho | 122,7 | 18,08 | 132,6 | 113,7 |
| Agosto | 135,4 | 19,04 | 143,6 | 125,3 |
| Setembro | 140,3 | 20,69 | 144,6 | 127,8 |
| Outubro | 137,6 | 21,93 | 138,5 | 123,9 |
| Novembro | 143,8 | 21,89 | 142,5 | 128,3 |
| Dezembro | 133,9 | 22,18 | 131,8 | 118,3 |
| Resultados Anuais | 1579,7 | 20,96 | 1625,2 | 1435,9 |

Tabela 13: Irradiação solar média mensal (PVsyst)

Fonte: CEMIG (2014a)

4.1.7. Análise da irradiação global mensal – Estações Meteorológicas da Usina

Na USF Mineirão há quatro estações meteorológicas solarimétricas que medem a irradiância global (GHI), em plano horizontal, usando um piranômetro *Kipp & Zonen* modelo CMP 21 (faixa de temperatura operacional de -40° a +80°C, irradiação máxima 4000 W/m² e incerteza diária esperada < 2%), também há um medidor de temperatura ambiente modelo PT-100 (pode medir desde 14K até 960°C, com incertezas próximas de 1 mK), e sensores de umidade. A velocidade e direção do vento são medidos por anemômetros ultrassônicos Lufft, modelo 200A (direção com medição de 0 a 360° com incerteza < 3°, velocidade de 0 a 75m/s com incerteza de \pm 0,3 m/s), instalados e posicionadas em locais estratégicos a fim de se obter os dados que serão utilizados como parâmetros de avaliação da usina fotovoltaica (CEMIG, 2014a).

As quatro estações meteorológicas estão localizadas na própria USF Mineirão, identificadas por DL01, DL02, DL03 e DL04, conforme apresentado na tabela 14:

| Estação | Localização | Parâmetro | Descrição |
|---------|-------------|--------------|--|
| | | DL01_ISPM_EA | Irradiância no plano do módulo (célula de referência) |
| DI 01 | Losto | DL01_ISSH_EA | Irradiância no plano horizontal |
| DL 01 | Leste | DL01_TAMB_EA | Temperatura ambiente |
| | | DL01_TSM_EA | Temperatura sob a superfície do módulo |
| | Oeste | DL02_ISPM_EA | Irradiância no plano do módulo |
| 0102 | | DL02_ISSH_EA | Irradiância no plano horizontal |
| DL02 | | DL02_TAMB_EA | Temperatura ambiente |
| | | DL02_TSM_EA | Temperatura na superfície do módulo |
| DI 02 | Norto | DL03_ISPM_EA | Irradiância no plano do módulo |
| DL03 | Norte | DL03_TSM_EA | Temperatura na superfície do módulo |
| DL04 | Cul | DL04_ISPM_EA | Irradiância no plano do módulo |
| | Sui | DL04_TSM_EA | Temperatura na superfície do módulo |

Tabela 14: Estações meteorológicas – DL01 a 04

Fonte: CEMIG (2014a)

Além disso, há também quatro células solares de referência de silício cristalino, calibradas para determinar a irradiância no plano dos módulos, também instaladas próximas as estações meteorológicas e na mesma inclinação dos módulos FV em locais estratégicos de cada setor norte, sul, leste e oeste, conforme mostrado na figura 36.



Figura 36 – Localização das estações meteorológicas

Fonte: Monteiro et al. (2017)

4.1.8. Sistema de supervisão e controle – SCADA

O sistema de monitoramento para usinas fotovoltaicas tem como objetivo supervisionar os equipamentos instalados de forma a maximizar a produção de energia. Além da maximização da produção de energia, com o sistema de monitoramento é possível reduzir o tempo de interrupção e, consequentemente, evitar as falhas dos equipamentos devido ao desgaste. Desta forma, o mau funcionamento assim como as falhas nos equipamentos podem ser detectadas com antecedência (CEMIG, 2014a).

O Sistema Digital de Supervisão e Controle instalado na usina fotovoltaica do Estádio Mineirão foi estudado para melhor compreensão de como é feito a o armazenamento diário dos registros de geração de energia elétrica e meteorológicas solarimétricas, sendo que a supervisão e controle dos equipamentos das salas do inversores e subestação, são realizados na sala de controle do Centro de Operação de Sistema da CEMIG (COS), local de onde a usina é monitorada e operada a distância. No COS a USF Mineirão é visualizada através da interface visual do sistema SCADA e é utilizada como um "painel de indicadores".

Alguns parâmetros, medidos pelo sistema SCADA da USF Mineirão, também podem ser visualizados via internet. São a irradiância (W/m²) que é a potência instantânea da energia

solar, na forma de radiação. Tipicamente varia de 0 a 1000W/m², dependendo da localidade, estação do ano, hora do dia e condição climática. A potência elétrica (kW) da usina injetada na rede elétrica da CEMIG referente ao último dado registrado antes do internauta acessar ao link do site, sendo que a usina do Mineirão pode injetar aproximadamente até 1,4 MW, dependendo do nível de irradiância e de outros parâmetros como sombreamento, temperatura ambiente, velocidade do vento. Quanto a energia total (MWh) representa toda a geração de energia da usina desde seu início de operação e que em fevereiro de 2018 atingiu a marca de 6,7 GWh injetados na rede CEMIG. Também são mostrados os últimos registros de dados referentes a temperatura ambiente (°C) e a velocidade do vento (m/s). Já os dados de redução de CO₂ trata-se do valor acumulado de emissões de CO₂ evitada pela usina desde sua entrada em operação (CEMIG, 2014a). Cabe ressaltar que todos os dados dos sensores / estações, conforme item 4.1.7, são coletados por um controlador lógico programável (PLC), que digitaliza / integra os diversos parâmetros a cada 15 minutos, e são supervisionados pelo sistema SCADA (CEMIG, 2014a; MONTEIRO et al., 2017).

Os dados da usina podem ser visualizados através do site da CEMIG no seguinte endereço da internet: [http://www.cemig.com.br/pt-br/relatorio_anual/documents/dashboard/ index.xml] (CEMIG, 2014a).

4.2. Descrição do software TRNSYS

No presente trabalho, as simulações da usina foram realizadas usando o software TRNSYS - *TRaNsient SYstem Simulation* (TRNSYS, 2006; TRNSYS, 2014). O TRNSYS é um ambiente para a simulação dinâmica de sistemas, incluindo edificações multi-zona. É usado por engenheiros e pesquisadores de todo o mundo para validar novos conceitos de energia, a partir de sistemas simples de água quente para a concepção e simulação de edificações e de seus equipamentos, incluindo estratégias de controle, o comportamento dos ocupantes, sistemas de energia renovável (eólica, fotovoltaica, células combustível), etc. Um dos fatores para maior utilização do uso do TRNSYS, ao longo dos últimos 25 anos, é a sua estrutura modular com programação por fluxo de dados usando blocos de componentes. O código-fonte do kernel, bem como os modelos de componentes é aberto aos usuários licenciados. Isto simplifica a extensão dos modelos existentes para atender às necessidades específicas do usuário (TRNSYS, 2006; TRNSYS, 2014).

A arquitetura do TRNSYS é baseada em DLL e permite que usuários e desenvolvedores adicionem modelos personalizados de componentes, utilizando algumas linguagens de programação comuns (C, C + +, Pascal, Fortran.). Além disso, o TRNSYS pode ser integrado a outras aplicações, para pré ou pós-processamento ou por meio de chamadas interativas durante a simulação (por exemplo, Microsoft Excel, Matlab, etc.). O simulador é

formado por uma coleção de sub-rotinas Fortran que possui dados de entrada e saída (TRNSYS, 2006; TRNSYS, 2014).

Neste estudo, foi usado o TRNSYS para simulação da USF Mineirão que será tipicamente uma composição de diagramas de blocos na plataforma *Simulation Studio*. Cada bloco ou componente é descrito por um modelo matemático com uma proforma correspondente no estúdio de simulação. A proforma pode ser conceitualmente representada por um modelo com várias entradas, saídas, parâmetros, etc.

Através do uso do sistema TRNSYS pode-se elaborar a projeção estimada de produção de energia da instalação em estudo, desde a concepção de projeto detalhado, dimensionamento e simulação horária, resultando em relatórios completos com a simulação da USF Mineirão com a distribuição de energia durante o período de um ano, para permitir a comparação com os dados anuais disponíveis do intervalo de maio de 2014, quando a USF Mineirão começou a produzir energia elétrica, até abril de 2015, totalizando assim dados de energia mensais [kWh/mês] e anual [MWh/ano].

4.2.1. Descrição da simulação realizada através do software TRNSYS

A simulação foi desenvolvida no modelo principal do projeto onde foram escolhidos os componentes denominados "*types*" que estão localizados nas pastas das bibliotecas disponíveis e estes foram inseridos neste mesmo modelo principal. Em seguida, foram feitas as ligações entre os *types* de acordo com as informações necessárias a serem lidas por cada *type* seguinte, até que o circuito esteja completo e com todas blocos interligados. As informações são apresentadas em um *type* específico aqui denominado "Resultados" onde apresenta-se os registros anuais de irradiação solar e energia gerada em arquivo digital .csv, conforme apresentado na figura 37.



Figura 37 – Diagrama de Simulação da USF Mineirão no TRNSYS

Fonte: Autor

Na simulação foram utilizados os dados meteorológicos do *Type* 15-2.TMY2 que é um dos componentes para leitura de dados climáticos do banco de dados do Meteonorm que está disponível no arquivo: *SourceCode\Types\Type15.f90*. Foram utilizados os dados meteorológicos solarimétricos padrão do TRNSYS para a cidade de Belo Horizonte disponíveis no arquivo: BR-Belo-Horizonte-835870.tm2. Nenhuma alteração foi realizada no arquivo.

O arquivo meteorológico (TMY2) é composto de dados derivados da Base de Dados de Radiação Solar Nacional de 1961-1990 (NSRDB Vol. I, 1992). O Conjunto de dados é conhecido como "TMY2" para distingui-lo do conjunto de dados anterior TMY derivado do 1952- 1975 Base de dados SOLMET / ERSATZ. Os arquivos TMY2 são um conjunto de dados de valores horários de radiação solar global e elementos meteorológicos típicos de um ano. O seu uso é muito comum em simulações computacionais de sistemas de conversão de energia solar e sistemas de construção para análise do desempenho típico de diferentes tipos de sistemas e/ou configurações e locais. Também representam condições típicas em vez de condições extremas, sendo assim, não são adequados para projetar sistemas para o pior caso (MARION e URBAN, 1995).

4.2.2. Simulação dos módulos FV – type 94

A simulação dos módulos fotovoltaicos da usina foi realizada utilizando-se o *type* 94 para modelagem de módulos fotovoltaicos de silício simples ou policristalinos. Este *type* pode ser usado em simulações envolvendo acoplamento de carga direta e em conexões com a rede elétrica, (TRNSYS, 2006; TRNSYS, 2014). O painel é modelado como um circuito composto de uma fonte de corrente contínua, um diodo e uma resistência série. Emprega-se as equações para um modelo de circuito equivalente empírico (Figura 38) para prever as características tensão-corrente de um único módulo.



Fonte: (TRNSYS, 2006; TRNSYS, 2014)

De acordo com o circuito equivalente apresentado na Figura 38 o funcionamento intrínseco da célula fotovoltaica pode ser representado pela equação (6).

$$I = I_L - I_o \left(exp^{\left(\frac{q(V+IR_S)}{\gamma kT_c}\right)} - 1 \right)$$
(6)

onde: (I_L): corrente fotogerada (*A*), na irradiância medida G_{medida}, proporcional a irradiância; (I₀): corrente reversa de saturação do diodo (A), varia exponencialmente com a temperatura; (*V*): tensão nos terminais da célula ou módulo fotovoltaico (V); o fator de forma (γ) = (*A*)(*NCS*)(*NS*) é uma medida de qualidade da célula solar, onde (*NCS*) é o número de células conectadas em série por módulo, e (*NS*) é o número de módulos conectados em série de toda a matriz. A tensão "térmica" (V_t) que depende da temperatura da célula (T_c), é calculada utilizando a constante de Bolztman (k, 1,381 x 10⁻²³ J/K) e a carga elétrica (q, 1,602 x 10⁻¹⁹ coulomb), sendo que (V_t) = ((*k*.T_c)/*q*) (ECKSTEIN, 1990).

Os quatro parâmetros desconhecidos neste modelo são (I_L) (a fotocorrente), (I_0) (a corrente de saturação), (γ) (fator de forma) e (R_s) (a resistência da série) ou mais precisamente os parâmetros na condição de referência. Enquanto (γ) e (R_s) são assumidos como constantes, (I_L) é uma função da irradiância e da temperatura de célula e (I_0) é apenas uma função da temperatura. Cabe salientar que os 4 parâmetros do modelo (Eckstein, 1990) são estimados a partir de medidas especificadas da curva I-V (tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão (V_m) e corrente (I_m) no ponto de potência máxima ($P_{máx}$), respectivamente) e por métodos matemáticos interativos (ex: método de Newton-Raphon).

No estudo realizado o modelo de circuito equivalente do *type* 94 não inclui perdas que dependem do tamanho do sistema FV, como perdas de transmissão nos condutores. Simplesmente simula o desempenho de um único módulo e, em seguida, o TRNSYS multiplica esse desempenho pelo número de módulos presentes neste sistema FV simulado. No caso dos valores dos quatro parâmetros (que não devem ser confundidos com os parâmetros de componentes formais no TRNSYS) não podem ser obtidos diretamente dos catálogos dos fabricantes. No entanto, o *type* 94 os calcula automaticamente a partir dos dados de catálogo disponíveis. Neste modelo, a intensidade da fonte de corrente depende da radiação solar e as características I-V dependem da temperatura de célula também. O *type* 94 determina a corrente em função da tensão de carga e disponibiliza outras saídas também, tais como: corrente e tensão no ponto de potência máxima e ao longo da curva I-V, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito (TRNSYS, 2006; TRNSYS, 2014).

O sistema FV tende a ser diretamente conectado a uma carga ou conectado a uma carga através de um rastreador de ponto de potência máxima. Quando conectado diretamente à carga, o ponto de operação do FV é determinado pelo ponto em que a característica de tensão atual da carga cruza a característica de tensão atual do FV. Com um rastreador de ponto de potência máxima, o rastreador "ajusta" a carga vista pelo FV para que o FV funcione no seu ponto de potência máxima. Nota-se que entre as saídas do *type* 94 estão disponíveis a energia, a corrente e a tensão no ponto de potência máxima. O *type* pode ser configurado com ou sem carga acoplada, na simulação realizada neste estudo, para o sistema FV conectado à rede, não foi adicionado a carga utilizou-se apenas o inversor de frequência (Type48).

Os 4 parâmetros do modelo do módulo utilizado (média da *List Flash* dos 5910 módulos MPrime 240 feitos pelo fabricante Matifer) e os parâmetros de configuração da *string* inseridos no *type* 94 são apresentados na Tabela 15, os demais parâmetros do *type* 94 são calculados internamente pelo TRNSYS a partir das equações do modelo (Eckstein, 1990) utilizado.

| Parâmetro do <i>type</i> 94 | Descrição | Valor | Unidade |
|--------------------------------|--|-------|---------|
| 1 | Corrente de Curto Circuito do Módulo nas condições de referência | 8,6 | А |
| 2 | Tensão do módulo em circuito aberto nas condições de referência | 37,5 | V |
| 3 | Temperatura de Referência | 25 | ° C |
| 5 | Tensão do Módulo no ponto de Máxima Potência nas condições de Referência | 29,6 | V |
| 6 | Corrente do Módulo no ponto de Máxima Potência nas condições de Referência | 8,22 | A |
| 9 | Nº de células ligadas em série | 60 | - |
| 10 | Nº de módulos em série | 10 | - |
| 11 | Nº de módulos paralelo | 591 | - |
| 15 | Área do módulo | 1,65 | m² |

Tabela 15: Parâmetros do type 94 – TRNSYS

4.2.3. Simulação dos inversores de frequência – *type* 48a

Nos sistemas de energia solar fotovoltaica são necessários dois dispositivos de condicionamento de energia. O primeiro deles é um regulador, que distribui energia CC dos módulos solares para uma bateria (em sistemas com armazenamento de energia) e para o segundo componente, o inversor. Se a bateria estiver totalmente carregada, o excesso de energia não é coletado. O inversor é responsável por converter a energia CC em CA e enviála para a carga e/ou a reencaminha para a rede da distribuidora.

O *type* 48 modela tanto o regulador (no caso de uso de banco de baterias) como o inversor e pode operar em um dos quatro modos, ou seja, modos 0 e 3 são baseados no "sistema sem bateria" e "sistema de carga direta", respectivamente. Já os modos 1 e 2 são modificações do "sistema de rastreamento de potência máxima paralelo" na mesma referência. Nesta simulação utilizou-se o Modo 0: coletor de rastreamento de potência máxima, sem bateria, sendo que a energia é enviada para a carga e/ou para a rede da distribuidora.

Para a configuração do parâmetro eficiência do inversor, no *type* 48, se fosse mantida a eficiência do modelo "Ingeteam 15TL" de 96% a quantidade de energia acumulada anualmente seria referente a nominal, devido ao diagrama de simulação desenvolvido pelo autor não realizar cálculos de quaisquer tipos de perdas, uma vez que estes cálculos já haviam sido feitos nas simulações da Matifer através do software PVsyst.

Então para que a simulação no TRNSYS obtivesse os mesmos cálculos de perdas totais anuais do PVsyst, o valor usado nas análises dos dados é justamente a energia acumulada anualmente e injetada na rede da distribuidora. Com isso foi ajustada a eficiência do inversor para a pré-configuração em 0.78 conforme Tabela 7 do item 4.1.3, para que fosse atingindo dados de irradiação e geração de energia anuais simulados em conformidade com os dados existentes no sistema de monitoramento on-line da usina - SCADA.

Este valor utilizado na configuração da eficiência do inversor no TRNSYS, é referente a razão entre os valores de geração nominal "*Array nominal energy* (at STC effic.)" e os de geração injetadas na rede "*Energy injected into grid*", que são apresentados nos relatórios de perdas totais anuais "*Loss diagram over the whole year*" calculadas para a composição real dos 88 segmentos e o respectivo azimute destes mesmos segmentos no PVsyst, conforme equação 7 e apresentado na figura 39.

$$\eta_{Inv TRNSYS} = \frac{Energy injected into grid_{Pvyst}}{Array nomial energy_{Pvyst}}$$
(7)

Figura 39 – Diagrama de perdas totais anuais – PVsyst

Grid-Connected System: Loss diagram



Fonte: Cemig (2014a)

4.2.4. Parâmetros gerais da simulação

Inicialmente foi realizada uma simulação anual, ou seja, 8760 horas. Os parâmetros da simulação são configurados na janela *Global Infos* disponível na aba *Assembly/Control Cards*, conforme tabela 16:

| Parâmetro | Descrição | Valor | Unidade | | | | | |
|-------------------------------|---|--------------------------|---------|--|--|--|--|--|
| Tempo de simulação | START=0 STOP=8760 STEP =1 | 365 dias (8670 horas) | horas | | | | | |
| Método de Solução Numérica | Método Sucessivo | 0 | - | | | | | |
| Integração | tegração Tolerância da integração | | - | | | | | |
| Nº de Interações | Nº mínimo de interações antes de retornar erro de convergência | 30 | - | | | | | |

Tabela 16: Parâmetros gerais da simulação – TRNSYS

4.2.5. Equações - conversor de unidades

Na simulação foi utilizado também uma Equação 1 (>>Assembly/Insert New Equation) para converter dados do arquivo meteorológicos de temperatura em ^o C para Kelvin e de irradiação de kJ/m² para kWh/m².

O editor de equações funciona como um componente personalizado, no qual se define variáveis de entrada e saída. O editor de equações não se encontra em nenhuma biblioteca, mas deve ser selecionado clicando na barra de ferramentas superior em Assembly \rightarrow Insert new equation.

4.2.6. Integrador – type 24

Foi utilizado o integrador *type* 24 para integrar a potência no tempo e calcular a energia total kWh. O período de integração utilizado foi de 1 hora para obtenção da energia em kWh.

4.2.7. Saída de dados – type 65a

Para saída dos dados, utilizou-se o *type* 65a que fornece os gráficos das variáveis de interesse, no caso do estudo em questão os dados de potência CC [kW], potência CA [kW], irradiação [kWh/m²] e a energia acumulada [kWh]. Os dados da simulação também foram salvos em arquivo com extensão .csv.

4.2.8. Simulação da usina completa com azimute 0º – inclinação 8º

Para simulação da usina completa durante o período de um ano foi simulado 8760 horas. As simulações mensais foram realizadas alterando a quantidade de horas iniciais e finais conforme o respectivo mês do ano conforme apresentado na tabela 17:

| Mês | Número de dias | Tempo de Simulação — início (h) | Tempo de Simulação — Fim (h) | Período de Simulação (h) |
|-------------|-------------------|------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| Janeiro | 31 | 0 | 744 | 744 |
| Fevereiro | 28 | 744 | 1416 | 672 |
| Março | 31 | 1416 | 2160 | 744 |
| Abril | 30 | 2160 | 2880 | 720 |
| Maio | 31 | 2880 | 3624 | 744 |
| Junho | 30 | 3624 | 4344 | 720 |
| Julho | 31 | 4344 | 5088 | 744 |
| Agosto | 31 | 5088 | 5832 | 744 |
| Setembro | 30 | 5832 | 6552 | 720 |
| Outubro | 31 | 6552 | 7296 | 744 |
| Novembro | 30 | 7296 | 8016 | 720 |
| Dezembro | 31 | 8016 | 8760 | 744 |
| Total Anual | 365 | - | - | 8760 |

Tabela 17: Quantidade de horas mensais – ano referência 2014

Para uma simulação inicial no *type* "Dados Meteorológicos" aplicou-se azimute de 0° "*Azimuth of surface*", aos cálculos para os 5910 módulos que geraram a quantidade máxima de energia anual possível nesta simulação no TRNSYS, considerando que todos estes módulos estivessem voltados para o norte geográfico, o que não ocorre na realidade. Esta simulação foi feita para estimar a geração se todos os módulos tivessem sido instalados orientados a norte de forma hipotética.

Foi aplicado uma inclinação de 8° *"Slope of surface"* devido ao posicionamento dos módulos referente a inclinação existente na estrutura do telhado do Mineirão conforme já apresentado na Figura 31. Na simulação da usina completa, inicialmente, os parâmetros do *"type* 94" (módulo FV) foram configurados com os dados de placa do módulo fotovoltaico MPrime 240 incluindo 10 módulos em série e 591 módulos em paralelo para chegar aos 5910 módulos no sistema completo. Posteriormente a simulação foi configurada com os parâmetros reais da usina considerando a composição real dos 88 segmentos e o respectivo azimute dos segmentos.

4.3. Aplicação da metodologia de medição e verificação – IPMVP

Para a avaliação do desempenho energético do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR), USF Mineirão, modelado no software TRNSYS, comparou-se os valores simulados com os valores obtidos através das medições realizadas com o Fluke 435 II e pelo sistema SCADA que faz o monitoramento on-line da Usina no Centro de Operação da CEMIG - COD.

Também foi utilizada a metodologia de "Medição e Verificação" (IPMVP Vol. III, 2003), do Programa Federal de Gestão da Energia do Departamento de Energia dos EUA (FEMP -*Federal Energy Management Program*), que é o Escritório de Eficiência Energética e Energia Renovável, que possuem cada uma das quatro opções de M&V dentro da iniciativa *SunShot*, com modificações, e podem ser utilizadas para os seguintes projetos, conforme apresentado na tabela 18.

| Opções | Exemplos de aplicações |
|--------|---|
| A | Verificar se os valores de desempenho do coletor solar térmico e, em seguida, usar os valores de insolação solar do ano típico para calcular a produção de água quente. |
| В | Fazer a medição da saída térmica de um sistema coletor solar para determinar a quantidade de água quente que é produzida e que desloca o uso de combustíveis convencionais. |
| с | Comparar o uso de gás natural em uma instalação antes e depois que um sistema de coletor térmico solar é instalado para deslocar a produção convencional de água quente doméstica. |
| D | Realizar simulação calibrada para modelar o desempenho esperado de um sistema de energia renovável, com a calibração de parâmetros chave usando medição de curto prazo ou testes de desempenho, para prever as economias a longo prazo a partir da instalação de um sistema coletor solar térmico. |

Tabela 18: Métodos de verificação operacional

Fonte: (IPMVP Vol. III, 2003)

Dentre as análises feitas pelo FEMP para várias possibilidades de aplicações de M&V, utiliza-se a metodologia de substituição "*One-for-One*" que é a abordagem mais comum em projetos fotovoltaico, eólica e biomassa, pois este conceito pressupõe que a energia (elétrica e/ou térmica) produzida pela energia renovável e utilizado no local do projeto, desloca a

energia que teria sido fornecida por uma outra fonte existente, como a proveniente da concessionária de energia elétrica ou de gás. Com a substituição "O*ne-for-One*", tudo o que se tem a fazer é medir a quantidade líquida de energia produzida pelo sistema renovável e usada no local do projeto. Esta abordagem seria mais provável se usado com M&V opção D.

Para a opção D (simulação calibrada), quando não há dados para a linha de base, mas apenas para o período de determinação da economia e/ou geração de energia, os primeiros podem ser "criados" através de uma simulação. A economia e/ou geração de energia será determinada através da simulação do consumo de energia de toda a instalação, ou de uma subinstalação. As simulações modelam adequadamente o desempenho energético real medido na instalação e para o uso desta opção é necessária competência em simulação calibrada (KRARTI, 2011).

Na visão geral das opções do IPMVP, a quantidade de energia nas várias formas pode ser medida por técnicas de M&V, como comparar o consumo de energia nas faturas de energia da concessionária com dados obtidos através da instalação de medidores que isolem o sistema analisado, ou parte da instalação, do restante da instalação. Então estas medições podem ser periódicas durante pequenos intervalos, ou contínuas durante o período da linha de base ou dos períodos de determinação da economia e/ou geração de energia. As medições a serem feitas podem ser separadas por parâmetros usados no cálculo do consumo e/ou geração de energia, como por exemplo, parâmetros de funcionamento dos equipamentos elétricos e as horas de funcionamento podem ser medidos separadamente e multiplicados um pelo outro, para calcular o consumo de energia do equipamento e/ou geração de energia.

Então neste estudo o autor decidiu aplicar as opções C e D (IPMVP Vol. III, 2003), com o intuito de comparar as simulações computacionais "ex-ante" (TRNSYS e PVsyst), com as medições "ex-post" realizadas depois da implementação do projeto (Analisador Fluke e Sistema SCADA), de forma a avaliar a quantidade de energia gerada anualmente ou mensalmente na USF Mineirão e também a geração setorial.

As atividades de M&V podem envolver algumas ou todas as seguintes ações, tais como: instalação de medidores, coleta e tratamento de dados, desenvolvimento de um método de cálculo e estimativas aceitáveis, cálculos com os dados medidos e verificação de relatórios.

O trabalho foi desenvolvido de acordo com as seguintes etapas:

 a) Análise dos relatórios de "Estudo Energético USF Mineirão" gerado no PVsyst (*PVsyst Photovoltaic Software*), onde a produção de energia da instalação em estudo foi projetada desde a concepção de projeto detalhado, dimensionado e simulado as projeções de geração de energia elétrica mensal [kWh/mês] e anual [kWh/ano] que é essencial para a avaliação da rentabilidade do sistema FV (CEMIG, 2014b).

- b) Análise dos relatórios dos dados reais de geração de energia do sistema de monitoramento SCADA e do analisador de energia Fluke 435 II.
- c) Análise dos relatórios dos dados reais de geração de energia do sistema de monitoramento SCADA para verificação da necessidade de correções de dados de geração de energia com as medições feitas pelo analisador de energia Fluke 435 II para casos de perdas de dados no sistema SCADA no período analisado (MAI/14 a ABR/15).
- d) Modelagem computacional da Usina Solar Fotovoltaica USF Mineirão através do software TRNSYS onde se obteve os dados de geração de energia elétrica mensal [kWh/mês] e anual [kWh/ano], com base nos dados médios da amostragem aleatória de 10% do "*List Flash*" do fabricante de módulos fotovoltaicos e préconfiguração dos inversores, que é a razão entre os valores de geração nominal "*Array nominal energy (at STC effic.)*" e os de geração injetadas na rede "*Energy injected into grid*", das simulações do PVsyst, conforme item 4.2.3. Foram analisadas as simulações geradas no TRNSYS. As simulações foram separadas da seguinte forma:
 - Simulações TRNSYS 1: a USF Mineirão foi simulada completa com o número total de painéis.
 - II. Simulações TRNSYS 2: a USF Mineirão foi dividida em 4 setores de acordo com "Localização das Estações Meteorológicas – LEM", sendo LEM-1 (setor Leste) – estação meteorológica DL01; LEM-2 (setor Oeste) – estação meteorológica DL02; LEM-3 (setor Norte) – estação meteorológica DL03, e LEM-4 (setor Sul) – estação meteorológica DL04.
 - III. Simulações TRNSYS 3: a USF Mineirão foi dividida em 8 setores pela localização das "Salas Técnica dos Inversores – STI", sendo STI-1 (setor Oeste); STI-2 (setor Sudoeste); STI-3 (setor Sul); STI-4 (setor Sudeste); STI-5 (setor Leste); STI-6 (setor Nordeste); STI-7 (setor Norte) e STI-8 (setor Noroeste).
 - IV. Simulações TRNSYS 4: a USF Mineirão também dividida em 8 setores, mas utilizando a valores médios da amostragem dos 5 módulos ensaiados no LSF- IEE/USP na Tabela 8.
- e) E por fim, foi utilizada a metodologia de "Medição e Verificação" (IPMVP Vol. III, 2003), opções C e D, para avaliar se a geração de energia elétrica mensal [kWh/mês] e anual [kWh/ano] do projeto simulado "antes da instalação" ficou conforme as medições realizadas "pós instalação".

5. RESULTADOS

Como já apresentado anteriormente e com base nos dados extraídos de CEMIG (2014a) foi estudada a distribuição da quantidade de módulos por segmento e feita a identificação dos segmentos, seus azimutes e distribuição por setores conforme figura apresentada no APÊNDICE E – Identificação dos segmentos e seus azimutes. Estes setores são referentes as localizações das salas técnicas dos inversores – STIs e as localizações das estações meteorológicas – LEMs, cada qual com seu respectivo azimute, pois o estádio possui uma estrutura elíptica circular com 88 divisões físicas de concreto, conhecidas como os 88 segmentos onde estão instalados os módulos fotovoltaicos (CEMIG, 2014a), conforme apresentado na figura 40.



Fonte: Autor

Analisando os registros da irradiância horária média mensal das estações meteorológicas (DL01 a DL04) que estão localizadas em 4 setores, sendo LEM-1 (setor Leste) – estação meteorológica DL01, LEM-2 (setor Oeste) – estação meteorológica DL02, LEM-3 (setor Norte) – estação meteorológica DL03, e LEM-4 (setor Sul) – estação meteorológica DL04, verifica-se que os maiores índices de irradiância foram registrados no mês de janeiro, figura 41, seguido pelo mês de dezembro.



Figura 41 – Irradiância horária média mensal - Estações DL01 a DL04 – janeiro



Já os meses com menores índices foi registrado no mês de julho seguido pelo mês de junho, conforme apresenta a figura 42.



Figura 42 – Irradiância horária média mensal - Estações DL01 a DL04 – julho

5.1. Análise da irradiação global no plano horizontal

Analisando os registros de irradiação global mensal no plano horizontal, o mês com a maior irradiação solar registrada na simulação feita pela Matifer no PVsyst, foi o mês de fevereiro (Tabela 19) que refletiu na maior geração de energia mensal conforme mostra a Tabela 20. Entretanto, através dos registros das estações meteorológicas da USF Mineirão o mês com maior irradiação solar global medida foi o de janeiro. O mês de setembro que registrou a segunda maior irradiação mensal pelo PVsyst, nas estações meteorológicas da USF Mineirão foi o que obteve o terceiro maior registro deste índice registrado. Destaca-se que os dados medidos diferem dos dados históricos típicos, estes podem ser usados para previsão em fase de projeto e análise, mas sempre haverá alguma diferença na energia gerada em condições reais.

Foram analisadas as irradiações global anuais totais de cada um dos 88 segmentos que apresentaram os seguintes resultados conforme mostrado na figura 43:



Figura 43 – Irradiação global anual total por segmento [kWh/m²]

Fonte: Autor

Após análise e tratamento dos dados meteorológicos solarimétricos no Excel extraídos do sistema SCADA, pode-se verificar pela figura 43 que os maiores índices de irradiação estão justamente nos setores de leste para oeste (sentido anti-horário), passando por nordeste, norte e noroeste. Já os menores índices de irradiação estão no sul, passando pelo sudoeste e sudeste.

Por meio da análise realizada através dos registros acumulados, anualmente, de Irradiação Global Horizontal foi possível verificar que nas simulações computacionais realizadas pelo PVsyst (Matifer) e TRNSYS (autor) estes valores são aproximadamente iguais, além de que os valores medidos no sistema na estação INMET/UFMG foram superiores aos dados históricos da base Meteonorm, conforme mostrado na tabela 19.

| VALORES ACUMULADOS MENSAL / ANUAL (kWh) | | | | | | | | |
|---|----------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--|--|--|--|
| Mês | Meteonorm PVsyst (Matifer) | Meteonorm TRNSYS (Autor) | SCADA (DL01 a DL04) (Matifer) | INMET (Monteiro et al., 2017) | | | | |
| Janeiro | 132,4 | 132,40 | 131,93 | 214,00 | | | | |
| Fevereiro | 153,7 | 153,90 | 153,40 | 159,00 | | | | |
| Março | 125,7 | 125,73 | 125,38 | 164,00 | | | | |
| Abril | 128,2 | 128,15 | 128,03 | 136,00 | | | | |
| Maio | 114,4 | 114,52 | 114,23 | 140,00 | | | | |
| Junho | 111,6 | 111,55 | 111,45 | 135,00 | | | | |
| Julho | 122,7 | 122,61 | 122,58 | 129,00 | | | | |
| Agosto | 135,4 | 135,33 | 135,30 | 169,00 | | | | |
| Setembro | 140,3 | 140,31 | 140,00 | 186,00 | | | | |
| Outubro | 137,6 | 137,48 | 137,15 | 191,00 | | | | |
| Novembro | 143,8 | 143,92 | 143,43 | 171,00 | | | | |
| Dezembro | 133,9 | 133,90 | 133,50 | 191,00 | | | | |
| Anual | 1.579,7 kWh/m² | 1.579,8 kWh/m² | 1.576,4 kWh/m² | 1.985 kWh/m² | | | | |

Tabela 19: Irradiação solar global em plano horizontal – média mensal / anual

Fonte: Autor

Ressalta-se que o valor acumulado de 1985 kWh/m² na tabela 19 (medido entre outubro de 2014 a setembro de 2015) está 5% acima do valor médio total de energia anual para o período de 2007 a 2015 (1885 kWh/m²) (MONTEIRO et al., 2017; CEMIG, 2014a).

5.2. Análise dos dados reais do sistema SCADA

Os dados da geração de energia elétrica acumulada medidos através do sistema SCADA também foram analisados, verificou-se que a usina fotovoltaica apresentou uma geração de 1,778,00 MWh/ano, sendo que a energia simulada pela Matifer em seu segundo estudo simulado no PVsyst, foi de 1,610 MWh/ano. Então de acordo com os dados analisados,

no período de maio de 2014 a abril de 2015 que corresponde a uma análise de desempenho de 12 meses, demonstram que a USF Mineirão operou 10% acima do esperado, conforme tabela 20.

| Ano | Mês | Energia Simulada PVsyst (kWh) | Energia Medida SCADA (kWh) | Razão (%) | | | | | | |
|------|-----------|----------------------------------|-------------------------------|--------------|--|--|--|--|--|--|
| 2014 | Maio | 115.188 | 122.475 | 106% | | | | | | |
| 2014 | Junho | 110.168 | 117.853 | 107% | | | | | | |
| 2014 | Julho | 123.092 | 85.108 | 69% | | | | | | |
| 2014 | Agosto | 139.110 | 117.239 | 84% | | | | | | |
| 2014 | Setembro | 144.504 | 171.851 | 119% | | | | | | |
| 2014 | Outubro | 140.959 | 190.432 | 135% | | | | | | |
| 2014 | Novembro | 147.674 | 173.226 | 117% | | | | | | |
| 2014 | Dezembro | 136.330 | 155.684 | 114% | | | | | | |
| 2015 | Janeiro | 134.113 | 203.310 | 152% | | | | | | |
| 2015 | Fevereiro | 157.594 | 150.668 | 96% | | | | | | |
| 2015 | Março | 129.310 | 158.282 | 122% | | | | | | |
| 2015 | Abril | 132.052 | 132.542 | 100% | | | | | | |
| | | 1.610.094 | 1.778.670 | 110% | | | | | | |

Tabela 20: Geração de energia da UFV Mineirão – SCADA 1

Fonte: Autor

Analisando os dados da geração de energia elétrica acumulada medidos através do sistema SCADA com as correções do Fluke 435 II analisados, verificou-se que a usina fotovoltaica apresentou uma geração de 1,887,00 MWh/ano, o que corresponde a uma análise de desempenho de 12 meses, onde a USF Mineirão operou 17% acima do esperado, conforme tabela 21.

| A ma | Mâa | Energia Simulada | Energia Medida | Razão |
|-------------|-----------|------------------|----------------|-------|
| And ivies | ivies | PVsyst (kWh) | SCADA (kWh) | (%) |
| 2014 | Maio | 115.188 | 122.202 | 106% |
| 2014 | Junho | 110.168 | 117.853 | 107% |
| 2014 | Julho | 123.092 | 136.107 | 111% |
| 2014 | Agosto | 139.110 | 154.733 | 111% |
| 2014 | Setembro | 144.504 | 164.573 | 114% |
| 2014 | Outubro | 140.959 | 190.432 | 135% |
| 2014 | Novembro | 147.674 | 173.226 | 117% |
| 2014 | Dezembro | 136.330 | 183.584 | 135% |
| 2015 | Janeiro | 134.113 | 203.310 | 152% |
| 2015 | Fevereiro | 157.594 | 150.668 | 96% |
| 2015 | Março | 129.310 | 158.282 | 122% |
| 2015 | Abril | 132.052 | 132.542 | 100% |
| | | 1.610.094 | 1.887.433 | 117% |

Tabela 21: Geração de energia da UFV Mineirão – SCADA 2

Fonte: Autor

Essa correção com as medições realizadas com o Fluke 435 II foi necessária, pois os relatórios do sistema SCADA apresentam alguns dias com dados inconsistentes no período de maio de 2014 a abril de 2015 conforme tabela 22.

| DIA MÊS | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 |
|---------|---------|---------|--------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | • | · · | - | · · | <u> </u> | | | | - | - | • | • |
| 1 | 5.331 | 3.896 | 3.661 | 4.635 | 0 | 5.501 | 7.428 | 4.629 | 6.319 | 7.515 | 4.080 | 223 |
| 2 | 5.340 | 2.651 | 3.875 | 4.679 | 10.672 | 7.226 | 8.017 | 6.949 | 5.305 | 7.234 | 5.877 | 3.989 |
| 3 | 5.349 | 4.229 | 3.587 | 4.855 | 4.347 | 7.607 | 7.266 | 8.282 | 6.638 | 6.326 | 3.492 | 4.372 |
| 4 | 4.185 | 4.121 | 0 | 5.073 | 5.576 | 7.883 | 7.653 | 6.357 | 5.350 | 5.411 | 4.330 | 4.581 |
| 5 | 5.136 | 4.355 | 0 | 2.231 | 6.848 | 7.648 | 7.155 | 0 | 6.879 | 3.480 | 6.139 | 4.280 |
| 6 | 4.124 | 4.155 | 0 | 2.458 | 7.013 | 7.091 | 5.972 | 0 | 6.436 | 1.887 | 6.857 | 5.077 |
| 7 | 3.909 | 3.775 | 0 | 2.450 | 0 | 5.891 | 6.527 | 0 | 7.737 | 3.340 | 5.086 | 3.415 |
| 8 | 3.823 | 4.391 | 0 | 5.363 | 0 | 7.361 | 5.602 | 0 | 8.060 | 1.018 | 4.719 | 2.026 |
| 9 | 4.193 | 4.374 | 0 | 5.541 | 19.954 | 7.651 | 6.193 | 2.421 | 7.801 | 3.451 | 3.657 | 3.912 |
| 10 | 4.600 | 4.545 | 0 | 5.559 | 6.619 | 7.636 | 5.569 | 7.849 | 7.284 | 6.679 | 3.211 | 4.623 |
| 11 | 1.640 | 2.792 | 852 | 5.394 | 6.754 | 7.278 | 7.000 | 7.030 | 8.115 | 5.900 | 5.161 | 4.612 |
| 12 | 4.369 | 2.380 | 4.154 | 5.321 | 6.934 | 7.019 | 4.667 | 7.630 | 7.995 | 7.419 | 4.615 | 5.887 |
| 13 | 5.177 | 4.138 | 4.251 | 5.201 | 6.846 | 6.956 | 3.211 | 4.111 | 7.399 | 7.313 | 6.013 | 6.060 |
| 14 | 4.979 | 3.572 | 4.230 | 0 | 7.014 | 6.671 | 6.374 | 2.935 | 7.502 | 6.991 | 5.522 | 5.644 |
| 15 | 4.832 | 4.334 | 3.168 | 0 | 3.587 | 5.581 | 2.643 | 5.316 | 6.182 | 6.327 | 4.108 | 5.167 |
| 16 | 4.349 | 4.215 | 3.663 | 0 | 6.162 | 6.331 | 6.897 | 6.376 | 7.323 | 5.587 | 6.097 | 3.754 |
| 17 | 2.120 | 4.053 | 4.071 | 0 | 6.399 | 4.370 | 6.966 | 6.973 | 7.719 | 4.770 | 6.726 | 4.707 |
| 18 | 1.208 | 4.234 | 3.978 | 0 | 6.059 | 6.399 | 7.200 | 7.749 | 7.836 | 3.517 | 5.633 | 5.031 |
| 19 | 4.396 | 3.703 | 3.498 | 0 | 5.724 | 6.462 | 8.659 | 7.240 | 7.784 | 4.000 | 5.731 | 4.797 |
| 20 | 3.877 | 4.064 | 4.135 | 0 | 5.751 | 3.658 | 8.205 | 906 | 7.886 | 6.046 | 5.763 | 3.513 |
| 21 | 3.876 | 4.138 | 4.476 | 15.571 | 4.525 | 4.822 | 8.029 | 0 | 6.801 | 6.702 | 3.476 | 3.589 |
| 22 | 4.150 | 3.872 | 4.501 | 3.842 | 6.937 | 5.308 | 7.261 | 456 | 6.634 | 6.346 | 4.214 | 4.482 |
| 23 | 3.899 | 3.537 | 4.158 | 5.859 | 7.281 | 6.044 | 3.035 | 3.168 | 4.862 | 6.761 | 3.944 | 4.386 |
| 24 | 4.059 | 4.186 | 4.222 | 6.058 | 7.228 | 7.447 | 3.337 | 7.138 | 3.520 | 5.856 | 5.967 | 4.507 |
| 25 | 3.213 | 4.214 | 1.314 | 5.803 | 6.042 | 5.866 | 5.812 | 8.239 | 4.763 | 5.776 | 4.946 | 4.468 |
| 26 | 3.010 | 4.107 | 735 | 5.514 | 5.674 | 907 | 3.609 | 8.185 | 5.647 | 6.823 | 6.206 | 5.798 |
| 27 | 3.906 | 4.133 | 882 | 5.418 | 5.562 | 5.140 | 1.671 | 8.142 | 4.314 | 4.035 | 5.523 | 5.367 |
| 28 | 3.795 | 4.152 | 3.234 | 4.915 | 6.343 | 6.260 | 4.171 | 8.268 | 4.182 | 4.158 | 6.302 | 5.589 |
| 29 | 4.034 | 3.657 | 4.105 | 5.499 | 0 | 7.428 | 5.303 | 7.922 | 7.321 | - | 6.028 | 4.086 |
| 30 | 2.362 | 3.880 | 5.209 | 0 | 0 | 2.429 | 1.794 | 5.660 | 5.659 | - | 3.799 | 4.600 |
| 31 | 3.234 | - | 5.149 | 0 | - | 6.561 | - | 5.753 | 6.057 | - | 5.060 | - |
| Total | 122.475 | 117.853 | 85.108 | 117.239 | 171.851 | 190.432 | 173.226 | 155.684 | 203.310 | 150.668 | 158.282 | 132.542 |
| | | | | | | | | | | | | |

Tabela 22: Geração de energia diária / mensal da UFV Mineirão – SCADA

Células em **"verde"** são relatívas a presença de relátorio do sistema SCADA em branco ou valor muito baixo.

Células em "**amarelo"** são relatívas a presença de relátorio do sistema SCADA com dados muito acima dos dados reais, mas esse é posterior ao dia em que relatório saiu com dados em branco e com isso os dados foram considerados no somatório total.

Fonte: Autor

5.3. Avaliação do desempenho da usina

O objetivo da avaliação de desempenho é verificar se a planta está ou não produzindo energia tal como projetada (ALMEIDA e ZILLES, 2012). Os valores analisados são referentes a produção anual de energia (kWh/ano). A planta deve estar tecnicamente 100% disponível e deve produzir energia durante todo o período de medição, (SILVA et al., 2016; MONTEIRO et al., 2017; CEMIG, 2014a).

O período de análise de desempenho realizado iniciou-se a partir da data em que se emitiu o certificado de aceitação em maio de 2014. Esta verificação de desempenho da planta ocorreu em relação à produção de energia anual avaliada durante o período em que a planta esteve disponível. O período durante o qual a planta não esteve fornecendo energia a rede não foram considerados na verificação de desempenho anual. A avaliação de desempenho foi realizada através da avaliação do registro de dados da usina (CEMIG, 2014a).

5.4. Análise dos dados simulados no PVsyst 1 com dados Meteonorm

A empresa Matifer foi responsável pela elaboração das simulações realizadas no PVsyst que utilizada a base meteorológica Meteonorm. Nas simulações foi feita a projeção estimada de produção de energia da instalação em estudo, desde a concepção de projeto detalhado, dimensionamento e simulação horária, resultando em um relatório completo com a simulação calculada, a distribuição de energia durante todo o ano, a produção total de energia [kWh / ano] que é importante para a avaliação da rentabilidade do sistema PV (CEMIG, 2014b).

Na tabela 23, são apresentados os dados da simulação no PVsyst para os 4 setores da usina, destaca-se as seguintes informações:

- Localização das Estações Meteorológicas LEMs;
 - o LEM-1 setor Leste, estação meteorológica DL01
 - o LEM-2 setor Oeste, estação meteorológica DL02
 - o LEM-3 setor Sul, estação meteorológica DL03
 - LEM-4 setor Norte, estação meteorológica DL04
- Somatório dos resultados obtidos em cada um dos 4 setores que correspondem as localizações das estações meteorológicas:
- Quantidade de segmentos, *Performance Ratio* PR [%] (são todas as perdas envolvidas em um SFCR, ex: gerador FV, inversor FV e outros elementos do sistema), Potência Nominal [kW], Potência Unitária Módulo [Wp], Potência (pico) [kWp], Energia [kWh], Produção Específica [kWh/kWp/ano], N.º de Módulos e Inclinação Azimute [°].
- Dados de energia gerada anual extraídos do PVsyst.

Pode-se verificar na tabela 23 que ocorreu uma pequena diferença de geração de energia anual entre os setores Leste e Oeste, mesmo os dois setores sendo idênticos na quantidade módulos instalados. Essa diferença de energia anual gerada pelo lado Oeste de 3.439 kWh/ano indica que este tende a ser mais eficiente quando comparado ao Leste. A diferença entre os setores Norte e sul já era esperada de se acontecer.

| LEM LEM-1 LEM-2 | • | | Setor Leste Oeste | Móc 1.5 | lulos | Azim -88 92 | ute | Energ [kW 430 433 | gia An /h/ano .374,0 .813,0 | ual o] 00 | |
|--|-----------------|--------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-------------------|--|-----------------------------|--------------------------------------|-----------------|---|
| LEM-3 | | | Norte | 1.3 | 380 | 0° | 0° | | 385.016,00 | | |
| LEM-4 | | | Sul | 1.380 | | 1.380 180° | |)° | 360 | .891,0 | 0 |
| Localização das Estações Meteorológicas | Segmento Totais | PR [%] | Potência Nominal [kW] | Modelo do Módulo [Wp] | Potência (pico) [kWp] | Energia [kWh] | Produção Específica [kWh/kWp/ano] | N.º de Módulos | Inclinação | Azimute [°] | |
| LEM 1 a 4 | 88 | 72% | 1.320,00 | 240 | 1.418,40 | 1.610.094 | 1.135 | 5.910 | 8° | - | |

Tabela 23: Energia gerada anual – 4 setores – PVsyst

5.5. Análise dos dados do medidor Fluke 435 II

Os dados de medição coletado utilizando o analisador de energia da Fluke também foram analisados. Foi calculada a produção específica da usina considerando os 3 casos: i) dados simulados no PVSyst; ii) dados coletados no SCADA e iii) dados coletados com medidor da Fluke. Para cálculo da produção específica final foi utilizada a equação 8 que permitiu avaliar o desempenho da USF Mineirão para um prazo de 12 meses.

$$\operatorname{Produção} \operatorname{Específica} \operatorname{Final}_{kWh/kWp/ano} = \frac{\operatorname{Energia} \operatorname{Gerada} \operatorname{anual}_{MWh/ano}}{\operatorname{Potência} \operatorname{Pico}_{kWp}}$$
(8)

Os resultados da produção específica final estão apresentados na tabela 24.

| Tabela 24. Floudção específica filia | | | | | | | | |
|---|-----------|-------------------------|---------------------------------------|--|--|--|--|--|
| PRODUÇÃO ESPECÍFICA FINAL [kWh/kWp/ano] | | | | | | | | |
| Base de dados meteorológica solarimétrica: | Meteonorm | Estações DL01 a DL04 | INMET | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | PVsyst | SCADA | Analisador de Energia Fluke 435 II | | | | | |
| Elaborador por: | (Matifer) | (Autor) | (Silva et al. 2016) | | | | | |
| Produção Específica Final: | 1.135,47 | 1.254,35 | 1.236,95 | | | | | |
| Razão (%): | 100% | 110% | 109% | | | | | |

Tabela 24: Produção específica final

Para efeito de comparação de resultados entre os citados na tabela 25, pode-se verificar que os estudos realizados com os dados do Sistema SCADA (DL01 a 04) e com os dados do medidor da Fluke, Silva et al. (2016) demonstram que o valor percentual acumulado foi de 10% e 9% respectivamente, acima da simulação no PVsyst feita pela Matifer (garantia contratual de 100% da geração de energia simulada), e com isso, mantendo um bom desempenho no período de análise de 12 meses, conforme pode ser verificado na tabela 25.

| ENERGIA GERADA ANUAL [kWh/ano] | | | | | |
|---|--------------|-------------------------|---------------------------------------|--|--|
| Base de dados meteorológica solarimétrica: | Meteonorm | Estações DL01 a DL04 | INMET | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | PVsyst | SCADA | Analisador de Energia Fluke 435 II | | |
| Elaborador por: | (Matifer) | (Autor) | (Silva et al. 2016) | | |
| Energia gerada anual: | 1.610.094,00 | 1.778.670,00 | 1.754.000,00 | | |
| Razão (%): | 100% | 110% | 109% | | |

Tabela 25: Energia gerada anual

Fonte: Autor

5.6. Análise dos resultados simulados no PVsyst com dados INMET

As simulações realizadas por Monteiro et al. (2017) no software PVsyst também foram analisadas neste trabalho. Em Monteiro et al. (2017) foi considerado todos os 88 segmentos modelados em 3D e as perdas decorrentes do sombreamento para a estimativa da produção de energia. Essas perdas ocorrem devido aos braços de concretos que há em cada segmento, sendo que as maiores perdas cerca de 40% ao amanhecer vão aos poucos diminuindo até chegar a 1% por volta das 9:30h. Após as 15:00h ocorre o contrário, as perdas, aos poucos, vão aumentando até chegar a 40% próximo ao anoitecer.

Também nas simulações, Monteiro et al. (2017) identificaram através dos registros da estação meteorológica solarimétricas INMET/UFMG, Figura 9, que o período de melhor geração ocorre de setembro a fevereiro, meses com maior incidência de radiação solar, o que coincide com as análises realizadas por Silva et al. (2016) item 2.4. Quanto aos registros das estações meteorológicas solarimétricas DL01 a DL 04 da USF Mineirão, o melhor perfil de irradiação foi identificado no mês de janeiro de 2015, atingindo valores de irradiância 866 W/m² (menor) e 1151 W/m² (maior) com média de 1033 W/m², conforme detalhado no APÊNDICE D – Irradiância solar horária média mensal [W/m²] – Estações DL01 a 04.

Com relação a geração de energia anual, considerando todos os 88 segmentos da usina fotovoltaica, simulados por Monteiro et al. (2017) no PVsyst usando dados meteorológicos do INMET/UFMG, verificou que o resultado global de simulação de energia

no período de monitoramento para a USF Mineirão foi melhor em 9% em comparação com as simulações do PVsyst elaborado pela Matifer que usa os dados meteorológicos da base Meteronorm, e praticamente idêntico ao desempenho real Fluke 435 II, o que ficou em conformidade com o apresentado na tabela 26:

| PRODUÇÃO ESPECÍFICA FINAL [kWh/kWp/ano] | | | | | | |
|---|-----------|---------------------------------------|---------------------------|--|--|--|
| Base de dados meteorológica solarimétrica: | Meteonorm | INMET | INMET | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | PVsyst | Analisador de Energia Fluke 435 II | PVsyst | | | |
| Elaborador por: | (Matifer) | (Silva et al. 2016) | (Monteiro et al. 2017) | | | |
| Produção Específica Final: | 1.135,47 | 1.236,95 | 1.241,54 | | | |
| Razão (%): | 100% | 109% | 109% | | | |
| Fonte: Autor | | | | | | |

Tabela 26: Produção específica final

Ainda com relação ao monitoramento, a geração anual de energia, também ficou em conformidade com os dados reais e simulados, conforme mostra tabela 27.

ENERGIA GERADA ANUAL [kWh/ano] Base de dados meteorológica Meteonorm INMET INMET solarimétrica: Analisador de Software / Sistema / Equipamento: **PVsyst PVsyst** Energia Fluke 435 II (Monteiro et al. **Elaborador por:** (Matifer) (Silva et al. 2016) 2017) Energia gerada anual: 1.610.094,00 1.754.000,00 1.761.000,00 Razão (%): 100% 109% 109%

Tabela 27: Energia gerada anual

Fonte: Autor

5.7. Análise dos dados reais do SCADA – comparativo dos 4 setores da usina

Os dados coletados através do sistema SCADA de monitoramento "On-line" da usina também foram analisados pelo autor, mas sem as correções feitas com as medições feitas com o Fluke 435 II. Nas tabelas 28 e 29 estão detalhados os dados de geração de energia anual e que foram extraídos do Sistema SCADA. Mesmo os setores sendo idênticos na quantidade de módulos (Norte / Sul e Leste / Oeste), a diferença de geração anual pode ter sido influenciada pelos resultados apresentados na Tabela 24. Os dados estão por segmento

e relacionados com a localização da estação meteorológica LEM-2 setor Oeste e LEM-1 setor Leste que estão instaladas na USF Mineirão.

| Localização da Estação Meteorológica LEM-2 | | | Setor Oeste | | | | |
|--|---|-----------------------------------|-------------|---|--|----------------|--|
| Resultados do SCADA | | | | 479.162,91 kWh/ano | | | |
| Quantidade de Módulos 1 575 | | | Quantidade | e de Módulos | 75 | | |
| Tota | is no Setor | | | por se | gmento | | |
| Potência Uni | tária Módulo [W | /p] | 240 | Inclinação d | dos Módulos | 8° | |
| Potência | Nominal [kW] | | 15,00 | Potência (p | pico) [kWp] | 18,00 | |
| Segmento | Energia [kWh] PVsyst - MATIFER | Energia [kWh] SCADA - AUTOR | | Produção Específica [kWh/kWp/ano] PVsyst | Produção Específica [kWh/kWp/ano] SCADA | Azimute [°] | |
| 78 | 20.761 | 22 | 2.841 | 1.153 | 1.269 | 50 | |
| 79 | 20.672 | 22 | 2.756 | 1.148 | 1.264 | 53 | |
| 80 | 20.763 | 22 | 2.872 | 1.154 | 1.271 | 56 | |
| 81 | 20.769 | 22.881 | | 1.154 | 1.271 | 58 | |
| 82 | 20.785 | 22.906 | | 1.155 | 1.273 | 61 | |
| 83 | 20.769 | 22.893 | | 1.154 | 1.272 | 64 | |
| 84 | 20.766 | 22.898 | | 1.154 | 1.272 | 67 | |
| 85 | 20.824 | 22.961 | | 1.157 | 1.276 | 69 | |
| 86 | 20.780 | 22 | 2.932 | 1.154 | 1.274 | 72 | |
| 87 | 20.733 | 22 | 2.895 | 1.152 | 1.272 | 75 | |
| 88 | 20.703 | 22 | 2.866 | 1.150 | 1.270 | 77 | |
| 1 | 20.775 | 22 | 2.957 | 1.154 | 1.275 | 80 | |
| 2 | 20.716 | 22 | 2.908 | 1.151 | 1.273 | 84 | |
| 3 | 20.688 | 22 | 2.883 | 1.149 | 1.271 | 86 | |
| 4 | 20.660 | 22 | 2.857 | 1.148 | 1.270 | 89 | |
| 5 | 20.608 | 22 | 2.811 | 1.145 | 1.267 | 92 | |
| 6 | 20.530 | 22 | 2.731 | 1.141 | 1.263 | 95 | |
| 7 | 20.460 | 22 | 2.663 | 1.137 | 1.259 | 98 | |
| 8 | 20.428 | 22 | 2.630 | 1.135 | 1.257 | 101 | |
| 9 | 20.354 | 22 | 2.553 | 1.131 | 1.253 | 104 | |
| 10 | 20.269 | 22 | 2.469 | 1.126 | 1.248 | 106 | |

Tabela 28: Energia gerada anual SCADA – LEM-2 Oeste – SCADA

Fonte: Autor

Pode-se verificar que no Sistema SCADA ocorreu uma diferença de geração de energia anual entre as tabelas 28 (LEM-2 Oeste: 479.162,91 kWh/ano) e 29 (LEM-1 Leste: 476.215,86 kWh/ano) e essa diferença foi 2.947,05 kWh/ano em relação à quantidade de energia gerada a mais pelo setor LEM-1 Leste, refletindo que o setor Oeste foi mais eficiente

em geração de energia em 0,62% que o Leste no período analisado de 12 meses neste estudo.

| Localização da Estação Meteorológica LEM-1 | | | Setor Leste | | | |
|--|---|-----------------------------------|--------------------|---|--|----------------|
| Resultados do SCADA | | | 476.215,86 kWh/ano | | | |
| Quantida Tota | ade de Módulos iis no Setor | | 1.575 | Quantidade por se | e de Módulos gmento | 75 |
| Potência Uni | tária Módulo [W | /p] | 240 | Inclinação d | dos Módulos | 8° |
| Potência | Nominal [kW] | | 15,00 | Potência (p | pico) [kWp] | 18,00 |
| Segmento | Energia [kWh] PVsyst - MATIFER | Energia [kWh] SCADA - AUTOR | | Produção Específica [kWh/kWp/ano] PVsyst | Produção Específica [kWh/kWp/ano] SCADA | Azimute [°] |
| 34 | 20.761 | 22 | 2.011 | 1.153 | 1.223 | -130 |
| 35 | 20.672 | 22 | 2.080 | 1.148 | 1.227 | -127 |
| 36 | 20.763 | 22 | 2.134 | 1.154 | 1.230 | -127 |
| 37 | 20.769 | 22 | 2.219 | 1.154 | 1.234 | -121 |
| 38 | 20.785 | 22.343 | | 1.155 | 1.241 | -118 |
| 39 | 20.769 | 22.435 | | 1.154 | 1.246 | -115 |
| 40 | 20.766 | 22.492 | | 1.154 | 1.250 | -113 |
| 41 | 20.824 | 22.547 | | 1.157 | 1.253 | -110 |
| 42 | 20.780 | 22 | 2.610 | 1.154 | 1.256 | -107 |
| 43 | 20.733 | 22 | 2.655 | 1.152 | 1.259 | -105 |
| 44 | 20.703 | 22 | 2.679 | 1.150 | 1.260 | -102 |
| 45 | 20.775 | 22 | 2.776 | 1.154 | 1.265 | -99 |
| 46 | 20.716 | 22 | 2.830 | 1.151 | 1.268 | -96 |
| 47 | 20.688 | 22 | 2.936 | 1.149 | 1.274 | -93 |
| 48 | 20.660 | 22 | 2.973 | 1.148 | 1.276 | -91 |
| 49 | 20.608 | 22 | 2.991 | 1.145 | 1.277 | -88 |
| 50 | 20.530 | 23 | 3.041 | 1.141 | 1.280 | -85 |
| 51 | 20.460 | 23 | 3.041 | 1.137 | 1.280 | -82 |
| 52 | 20.428 | 23 | 3.103 | 1.135 | 1.283 | -79 |
| 53 | 20.354 | 23 | 3.131 | 1.131 | 1.285 | -77 |
| 54 | 20.269 | 23 | 3.190 | 1.126 | 1.288 | -74 |

Tabela 29: Energia gerada anual – LEM-1 Leste – SCADA

Fonte: Autor

Nas tabelas 30 e 31 estão detalhados os dados de geração de energia anual e que foram extraídos do Sistema SCADA. Os dados estão por segmento e relacionados com a localização da estação meteorológica LEM-4 setor Sul e LEM-3 setor Norte.

| Localização da Estação Meteorológica LEM-4 | | | Setor Sul | | | |
|--|---|-----------------------------------|--------------------|---|--|----------------|
| Resultados do SCADA | | | 400.173,88 kWh/ano | | | |
| Quantida Tota | ade de Módulos ais no Setor | | 1380 | Quantidade por se | e de Módulos gmento | 60 |
| Potência Uni | tária Módulo [V | Vp] | 240 | Inclinação d | dos Módulos | 8° |
| Potência | Nominal [kW] | | 15,00 | Potência (p | pico) [kWp] | 14,40 |
| Segmento | Energia [kWh] PVsyst - MATIFER | Energia [kWh] SCADA - AUTOR | | Produção Específica [kWh/kWp/ano] PVsyst | Produção Específica [kWh/kWp/ano] SCADA | Azimute [°] |
| 11 | 16.225 | 17 | 7.985 | 1.127 | 1.249 | 110 |
| 12 | 16.152 | 17 | 7.908 | 1.122 | 1.244 | 115 |
| 13 | 16.078 | 17 | 7.823 | 1.117 | 1.238 | 121 |
| 14 | 15.969 | 17.705 | | 1.109 | 1.229 | 126 |
| 15 | 15.846 | 17.574 | | 1.100 | 1.220 | 131 |
| 16 | 15.797 | 17.522 | | 1.097 | 1.217 | 136 |
| 17 | 15.704 | 17.414 | | 1.091 | 1.209 | 141 |
| 18 | 15.641 | 17 | 7.339 | 1.086 | 1.204 | 147 |
| 19 | 15.541 | 17 | 7.237 | 1.079 | 1.197 | 152 |
| 20 | 15.520 | 17 | 7.216 | 1.078 | 1.196 | 158 |
| 21 | 15.502 | 17 | 7.190 | 1.077 | 1.194 | 163 |
| 22 | 15.448 | 17 | 7.128 | 1.073 | 1.189 | 168 |
| 23 | 15.415 | 17 | 7.095 | 1.070 | 1.187 | 174 |
| 24 | 15.432 | 17 | 7.118 | 1.072 | 1.189 | 179 |
| 25 | 15.474 | 17 | 7.154 | 1.075 | 1.191 | -176 |
| 26 | 15.437 | 17 | 7.121 | 1.072 | 1.189 | -170 |
| 27 | 15.475 | 17 | 7.162 | 1.075 | 1.192 | -165 |
| 28 | 15.547 | 17 | 7.240 | 1.080 | 1.197 | -160 |
| 29 | 15.609 | 17 | 7.304 | 1.084 | 1.202 | -155 |
| 30 | 15.650 | 17 | 7.356 | 1.087 | 1.205 | -149 |
| 31 | 15.716 | 17 | 7.425 | 1.091 | 1.210 | -144 |

Tabela 30: Energia gerada anual – LEM-4 Sul – SCADA

Pode-se verificar que no sistema SCADA também ocorreu uma diferença de geração de energia anual entre os setores sul - tabela 30 (LEM-4 Sul: 400.173,88 kWh/ano) e norte - tabela 31 (LEM-3 Norte: 423.117,35 kWh/ano), mesmo os dois setores sendo idênticos na quantidade de 1380 módulos instalados. Essa diferença 22.9343,47 kWh/ano em relação à quantidade de energia gerada a mais pelo setor LEM-3 Norte equivale que este setor foi mais eficiente em geração de energia em de 5,42% que o Sul neste estudo.

| Localização da Estação Meteorológica LEM-4 | | | Setor Sul | | | |
|---|---|-----------------------------------|----------------------|---|--|----------------|
| Resultados do SCADA | | | 423.117,35 kWh/ano | | | |
| Quantidade de Módulos Totais no Setor 1380 | | | Quantidade por se | e de Módulos gmento | 60 | |
| Potência Uni | tária Módulo [V | Vp] | 240 | Inclinação d | dos Módulos | 8° |
| Potência | Nominal [kW] | | 15,00 | Potência (p | pico) [kWp] | 14,40 |
| Segmento | Energia [kWh] PVsyst - MATIFER | Energia [kWh] SCADA - AUTOR | | Produção Específica [kWh/kWp/ano] PVsyst | Produção Específica [kWh/kWp/ano] SCADA | Azimute [°] |
| 55 | 16.928 | 18 | 3.640 | 1.176 | 1.294 | -70 |
| 56 | 16.964 | 18 | 3.671 | 1.178 | 1.297 | -65 |
| 57 | 16.958 | 18 | 3.654 | 1.178 | 1.295 | -60 |
| 58 | 16.922 | 18 | 3.608 | 1.175 | 1.292 | -55 |
| 59 | 16.886 | 18.559 | | 1.173 | 1.289 | -49 |
| 60 | 16.883 | 18.550 | | 1.172 | 1.288 | -44 |
| 61 | 16.804 | 18.460 | | 1.167 | 1.282 | -38 |
| 62 | 16.756 | 18.406 | | 1.164 | 1.278 | -33 |
| 63 | 16.747 | 18 | 8.390 | 1.163 | 1.277 | -28 |
| 64 | 16.716 | 18 | 8.358 | 1.161 | 1.275 | -23 |
| 65 | 16.666 | 18 | 8.304 | 1.157 | 1.271 | -17 |
| 66 | 16.599 | 18 | 3.236 | 1.153 | 1.266 | -12 |
| 67 | 16.653 | 18 | 8.282 | 1.156 | 1.270 | -6 |
| 68 | 16.641 | 18 | 8.270 | 1.156 | 1.269 | -1 |
| 69 | 16.588 | 18 | 3.222 | 1.152 | 1.265 | 5 |
| 70 | 16.592 | 18 | 3.223 | 1.152 | 1.265 | 10 |
| 71 | 16.628 | 18.261 | | 1.155 | 1.268 | 15 |
| 72 | 16.643 | 18 | 8.282 | 1.156 | 1.270 | 20 |
| 73 | 16.636 | 18 | 8.283 | 1.155 | 1.270 | 26 |
| 74 | 16.652 | 18 | 8.309 | 1.156 | 1.271 | 31 |
| 75 | 16.706 | 18 | 3.362 | 1.160 | 1.275 | 36 |

Tabela 31: Energia gerada anual – LEM-3 Norte – SCADA

Na tabela 32, estão o somatório dos resultados obtidos em cada um dos 4 setores que correspondem as "LEMs – Localização das Estações Meteorológicas". Sendo que a geração anual registrada a maior nos setores Leste e Oeste do que o setor Norte, se dá pelo fato destes setores possuírem maior quantidade de módulos instalados.

| LEN | 1 | | Set | or | Mód | lulos | Azimute | Ener [k\ | rgia An Nh/an | ual o] | |
|--|----------|----------------------------|------------------------------------|----------------------------|---------------------------|--------------------------|---|--|------------------|------------|---------------|
| LEM | -1 | | Les | te | 1.5 | 575 | -88° | 47 | 6.215,8 | 36 | |
| LEM | -2 | | Oe | ste | 1.5 | 575 | 92° | 47 | 9.162,9 | 91 | |
| LEM | -3 | | No | rte | 1.3 | 80 | -1° | 42 | 3.117,3 | 35 | |
| LEM | -4 | | Su | ıl | 1.3 | 80 | 179° | 40 | 0.173,8 | 38 | |
| Localização das Estações Meteorológicas | Segmento | Potência Nominal Γ kW 1 | Potência Unitária Módulo [Wp] | Potência (pico) [kWp] | Energia [kWh] - PVsyst | Energia [kWh] - SCADA | Produção Específica [kWh/kWp/ano] - PVsyst | Produção Específica [kWh/kWp/ano] - SCADA | N.º de Módulos | Inclinação | Azimute [°] |
| LEM 1 a 4 | 88 | 1320 | 240 | 1.418,40 | 1.610.094 | 1.778.670 | 1.135,15 | 1.254,00 | 5910 | 8° | - |

Tabela 32: Energia gerada anual – 4 setores – SCADA

Pode-se verificar que na comparação dos resultados entre a simulação feita no PVsyst pela Matifer e a análise de dados no sistema SCADA pelo autor, encontrou-se uma diferença de 168.576,00 kWh/ano o que representa uma diferença de 10% de geração maior para o SCADA em relação ao PVsyst, lembrando que cada um possui a sua base de dados meteorológicos solarimétricos, conforme tabela 33.

| rabela 55. Ellergia gerada anual – azimute por segmento | | | | | |
|---|--------------------------------|--|--|--|--|
| ENERGIA GERADA ANUAL [kWh/ano] | | | | | |
| PVsyst (MATIFER) Inclinação 8° | SCADA (AUTOR) Inclinação 8° | Diferença entre simulação em software e medição real | | | |
| 1.610.937,00 | 1.778.670,00 | 168.576,00 | | | |
| 100% | 110,00% | 10% | | | |

labola 33: Enorgia gorada anual – azimuto nor sogmonto

Fonte: Autor

5.8. Análise dos resultados do TRNSYS

A seguir será apresentado os resultados obtidos nas simulações do TRNSYS realizados pelo autor que serão também comparados com os resultados apresentados nos trabalhos anteriores analisados e com os dados reais de medição.

5.8.1. Simulação da usina completa TRNSYS 1 – dados do ano típico anual – azimute 0º (Norte) – inclinação 8º

A primeira simulação realizada no TRNSYS foi da usina completa considerando os 5910 módulos todos com inclinação de 8° e orientados para o Norte geográfico, ou seja, azimute 0°. O objetivo desta simulação é avaliar o efeito da inclinação e orientação dos painéis para a melhor condição possível. Nesta simulação, verificou-se que a diferença de geração de energia anual foi muito pequena entre a simulação feita no PVsyst pela Matifer e no TRNSYS pelo autor, dando uma diferença de apenas 5.454 kWh/ano o que representa uma diferença de 0,3% de geração a mais para o PVsyst em relação TRNSYS, mesmo usando a mesma base de dados meteorológicos solarimétricos Meteonorm, conforme apresenta a tabela 34.

| 0 | <u> </u> | 3 | | | | |
|----------------------------------|---------------------------------|--------------|--|--|--|--|
| ENERGIA GERADA ANUAL [kWh/ano] | | | | | | |
| TRNSYS / Meteonorm (AUTOR) | PVsyst / Meteonorm (MATIFER) | Razão (%) | | | | |
| 1.798.483,00 | 1.803.937,00 | 100,30% | | | | |
| Fonte: Autor | | | | | | |

Tabela 34: Energia gerada anual – azimute 0° e inclinação 8°

Na figura 44 são apresentados os resultados da simulação que foram salvos automaticamente pelo software TRNSYS em um arquivo com extensão .csv, onde constavam os dados da simulação para as 8760 horas do ano, os dados totais anuais acumulados de 1579,8 kW/m² de irradiação e 1.798.483 kWh/ano para energia gerada.



Figura 44 – Resultado gráfico da simulação – azimute 0° e inclinação 8°

Fonte: Autor

5.8.2. Simulação da usina completa TRNSYS 1 – dados do ano típico

Para melhor visualizar as análises de dados feitas no estudo da geração de energia elétrica anual na USF Mineirão, com azimute 0° e inclinação de 8°, foram geradas simulações mensais para os meses de dezembro de 2014 e janeiro de 2015 no TRNSYS por possuírem irradiação solar global horizontal com registos mais idênticos apresentados no APÊNDICE C – Irradiação solar global horizontal – sistema SCADA (kWh/m²). Como exemplo, as figuras 45 e 46, apresentam os dados da potência e da radiação solar considerando para ambos os meses, 744 horas para 31 dias. A simulação no TRNSYS para o mês de janeiro foi de 143.104 kWh/mês e para o mês de dezembro foi de 145.213 kWh/mês.



Figura 46 – Mês de Janeiro de 2015 do ano típico – 143.104 kWh/mês



Fonte: Autor

5.8.3. Simulação dos 4 setores da usina – TRNSYS 2 – inclinação 8º – azimute do setor

Nesta série de simulações, foram utilizados o ângulo de inclinação de 8º e os valores de ângulo de azimute de referência para cada setor Leste, Oeste, Norte e Sul. Foram calculados o aumento percentual de geração de energia de cada simulação PVsyst e TRANSYS em relação a medição real do sistema SCADA. Para cálculo do aumento percentual foi utilizada a equação 9 que permitiu avaliar o desempenho entre os estudos realizados.

Aumento (%) =
$$\begin{bmatrix} \left(\frac{\frac{kWh}{m \acute{o} dulo}_{m \acute{a} x}}{\frac{kWh}{m \acute{o} dulo}_{m \acute{n}}}\right) / \\ \frac{kWh}{m \acute{o} dulo}_{m \acute{n}}} \\ x100$$
(9)

a) Setor Oeste: foi utilizado o azimute de 92° para os 1575 módulos que compõe este setor. Este azimute foi escolhido, pois este é o posicionamento da célula de referência instalada no segmento 5 do lado OESTE do Mineirão (que está voltada para o lado do Centro de Treinamento Esportivo da UFMG) e onde está instalada a Estação Meteorológica DL02.

Analisando a razão em relação aos dados registrados de geração de energia no Setor OESTE, verifica-se que o Sistema SCADA gerou 9,46% mais energia do que o garantido na simulação feita no PVsyst. Já a razão para a simulação do TRNSYS, verifica-se que o Sistema SCADA está gerando 3,23% mais energia do que esta simulação de M&V, conforme apresentado na tabela 35.

| ENERGIA GERADA ANUAL [kWh/ano] | | | | | | |
|---|--------------|------------|-------------------------|--|--|--|
| LEM-2 – Oeste – 1.575 m | Azimute: 92° | | | | | |
| Base de dados meteorológica solarimétrica: | Meteonorm | Meteonorm | Estações DL01 a DL04 | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | PVsyst | TRNSYS | SCADA | | | |
| Elaborador por: | (Matifer) | (Autor) | (Autor) | | | |
| Energia gerada anual: | 433.813,00 | 464.163,00 | 479.162,91 | | | |
| Razão (%): | 100% | 103,23% | 109,46% | | | |

Tabela 35: Comparativo kWh/ano – 4 setores – azimute 92° (Setor Oeste)

b) Setor Sul: foi utilizado o azimute de 179° para simulação dos 1380 módulos, pois este é o posicionamento referente a célula de referência instalada no segmento 24 do lado SUL do Mineirão (que está voltada para o lado da Escola Veterinária da UFMG) e onde está instalada a Estação Meteorológica DL04.

Analisando a razão em relação aos dados registrados de geração de energia no Setor SUL, verifica-se que o Sistema SCADA gerou 9,82% mais energia do que o garantido na simulação feita no PVsyst. Já a razão para a simulação do TRNSYS, verifica-se que o Sistema SCADA está gerando 2,20% mais energia do que esta simulação de M&V, conforme apresentado na tabela 36.

| ENERGIA GERADA ANUAL [kWh/ano] | | | | | | |
|---|---------------|------------|-------------------------|--|--|--|
| LEM-4 – Sul – 1.380 módul | Azimute: 179° | | | | | |
| Base de dados meteorológica solarimétrica: | Meteonorm | Meteonorm | Estações DL01 a DL04 | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | PVsyst | TRNSYS | SCADA | | | |
| Elaborador por: | (Matifer) | (Autor) | (Autor) | | | |
| Energia gerada anual: | 360.891,00 | 391.575,00 | 400.173,88 | | | |
| Razão (%): | 100% | 102,20% | 109,82% | | | |

Tabela 36: Comparativo kWh/ano – 4 setores – azimute 179° (Setor Sul)

Fonte: Autor

c) Setor Leste: aplicado azimute de -88° para simulação dos 1575 módulos, posicionamento referente a célula de referência instalada no segmento 49 do lado LESTE do Mineirão (voltada para o lado da UFMG) e onde também está instalada a Estação Meteorológica DL01.

Analisando a razão em relação aos dados registrados de geração de energia no Setor LESTE, verifica-se que o Sistema SCADA gerou 9,63% mais energia do que o garantido na simulação feita no PVsyst. Já a razão para a simulação do TRNSYS, verifica-se que o Sistema SCADA está gerando 3,05% mais energia do que esta simulação de M&V, conforme apresentado na tabela 37.

| ENERGIA GERADA ANUAL [kWh/ano] | | | | | | |
|---|---------------|------------|-------------------------|--|--|--|
| LEM-1 – Leste – 1.575 módu | Azimute: -88° | | | | | |
| Base de dados meteorológica solarimétrica: | Meteonorm | Meteonorm | Estações DL01 a DL04 | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | PVsyst | TRNSYS | SCADA | | | |
| Elaborador por: | (Matifer) | (Autor) | (Autor) | | | |
| Energia gerada anual: | 430.374,00 | 462.136,00 | 476.215,86 | | | |
| Razão (%): | 100% | 103,05% | 109,63% | | | |

Tabela 37: Comparativo kWh/ano – 4 setores – azimute -88° (Setor Leste)

d) Setor Norte: aplicado azimute de -1° para simulação dos 1380 módulos, posicionamento referente a célula de referência instalada no segmento 68 do lado NORTE do Mineirão (que está voltada para o lado do Ginásio Mineirinho), e onde também está instalada a Estação Meteorológica DL03.

Analisando a razão em relação aos dados registrados de geração de energia no Setor NORTE, verifica-se que o Sistema SCADA gerou 9,00% mais energia do que o garantido na simulação feita no PVsyst. Já a razão para a simulação do TRNSYS, verifica-se que o Sistema SCADA está gerando 0,75% mais energia do que esta simulação de M&V, conforme apresentado na tabela 38.

| ENERGIA GERADA ANUAL [kWh/ano] | | | | | | | | | | |
|---|--------------|------------|-------------------------|--|--|--|--|--|--|--|
| LEM-3 – Norte – 1.380 mód | Azimute: -1° | | | | | | | | | |
| Base de dados meteorológica solarimétrica: | Meteonorm | Meteonorm | Estações DL01 a DL04 | | | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | PVsyst | TRNSYS | SCADA | | | | | | | |
| Elaborador por: | (Matifer) | (Autor) | (Autor) | | | | | | | |
| Energia gerada anual: | 385.016,00 | 419.947,00 | 423.117,35 | | | | | | | |
| Razão (%): | 100% | 100,75% | 109,00% | | | | | | | |

Tabela 38: Comparativo kWh/ano – 4 setores – azimute -1° (Setor Norte)

5.8.4. Simulação dos 8 setores da usina – TRNSYS 3 – inclinação 8º – azimute do setor

Nesta seção, são apresentados os resultados de simulações realizadas no TRNSYS para 8 setores da usina divididos em Norte, Sul, Leste, Oeste, Nordeste, Sudeste, Noroeste e Sudoeste. Na tabela 39 estão os resultados obtidos em cada um dos 8 setores comparando as simulações do TRNSYS, do PVsyst e os dados reais do sistema SCADA.

| STI | Setor | LEM | Módulos | Azimute | Resultados | Resultados | Resultados | | |
|-------------------|----------|------|---------|--------------|---------------|---------------|---------------|--|--|
| | | | | | do PVsyst | do TRNSYS | do SCADA | | |
| | | | | | Energia Anual | Energia Anual | Energia Anual | | |
| | | | | | [kWh/ano] | [kWh/ano] | [kWh/ano] | | |
| STI-1 | Oeste | DL02 | 825 | 92° | 227.783,00 | 243.832,00 | 251.699,68 | | |
| STI-2 | Sudoeste | - | 720 | 126° | 193.282,00 | 207.396,00 | 214.244,47 | | |
| STI-3 | Sul | DL03 | 660 | 179° | 170.432,00 | 187.275,00 | 189.001,67 | | |
| STI-4 | Sudeste | - | 750 | -127° | 198.869,00 | 215.851,00 | 220.463,73 | | |
| STI-5 | Leste | DL01 | 825 | -88° | 226.391,00 | 241.371,00 | 250.529,26 | | |
| STI-6 | Nordeste | - | 720 | -55° | 202.147,00 | 215.908,00 | 222.607,25 | | |
| STI-7 | Norte | DL04 | 660 | -1° | 183.229,00 | 200.844,00 | 201.234,99 | | |
| STI-8 | Noroeste | - | 750 | 58° | 207.961,00 | 224.651,00 | 228.888,95 | | |
| Total DL01 a DL04 | | 5910 | - | 1.610.094,00 | 1.737.128,00 | 1.778.670,00 | | | |
| Fonte: Autor | | | | | | | | | |

Tabela 39: Energia gerada anual – 8 setores TRNSYS, PVsyst e SCADA 1

Dado que o número de módulos é diferente em cada setor devido a geometria da usina, para analisar os resultados acima dos 8 setores de forma normalizada, utilizou-se o valor da energia gerada anual por setor, dividido pela quantidade de módulos existentes em cada setor. Os resultados são apresentados nas tabelas 40 (PVsyst), 41 (SCADA) e 42 (TRNSYS). Para cálculo da variação percentual foi utilizada a equação 10 que permitiu avaliar o desempenho entre os estudos realizados.

$$Variação (\%) = \begin{bmatrix} \begin{pmatrix} \frac{kWh}{modulo_{máx}} \\ \frac{kWh}{modulo_{mín}} \end{pmatrix} \\ \\ \frac{kWh}{modulo_{mín}} \end{bmatrix} x100$$
(10)
| SISTEMA PVsyst | | | | | | | | |
|----------------|--------------|-----------------------|----------|---------------------------------|----------------------------|--|--|--|
| Nº Módulos | kWh/ano | Média (kWh/Módulo) | Setor | Comparação entre setores | Variação Percentual (%) | | | |
| 825 | 227.783,00 | 276,10 | Oeste | | | | | |
| 720 | 193.282,00 | 268,45 | Sudoeste | Norte e Sul | 7,51 | | | |
| 660 | 170.432,00 | 258,23 | Sul | | | | | |
| 750 | 198.869,00 | 265,16 | Sudeste | | | | | |
| 825 | 226.391,00 | 274,41 | Leste | Oeste e Leste | 0,61 | | | |
| 720 | 202.147,00 | 280,76 | Nordeste | | | | | |
| 660 | 183.229,00 | 277,62 | Norte | | | | | |
| 750 | 207.961,00 | 277,28 | Noroeste | Nordeste (máx.) e Sul (mín.) | 8,72 | | | |
| 5.910 | 1.610.094,00 | N/A | N/A | | | | | |

Tabela 40: Energia gerada anual – média por módulo – 8 setores – PVsyst

Fonte: Autor

| Tabela 41: Energia gerac | la anual – média j | por módulo – 8 s | setores – SCADA |
|--------------------------|--------------------|------------------|-----------------|
| | | 4 | |

| SISTEMA SCADA | | | | | | | | | |
|---------------|--------------|-----------------------|----------|---------------------------------|----------------------------|--|--|--|--|
| Nº Módulos | kWh/ano | Média (kWh/Módulo) | Setor | Comparação entre setores | Variação Percentual (%) | | | | |
| 825 | 251.699,68 | 305,09 | Oeste | | | | | | |
| 720 | 214.244,47 | 297,56 | Sudoeste | Norte e Sul | 6,47 | | | | |
| 660 | 189.001,67 | 286,37 | Sul | | | | | | |
| 750 | 220.463,73 | 293,95 | Sudeste | | | | | | |
| 825 | 250.529,26 | 303,67 | Leste | Oeste e Leste | 0,47 | | | | |
| 720 | 222.607,25 | 309,18 | Nordeste | | | | | | |
| 660 | 201.234,99 | 304,90 | Norte | | | | | | |
| 750 | 228.888,95 | 305,19 | Noroeste | Nordeste (máx.) e Sul (mín.) | 7,97 | | | | |
| 5.910 | 1.778.670,00 | | | | | | | | |

| SISTEMA TRNSYS | | | | | | | | |
|----------------|--------------|-----------------------|----------|------------------------------|----------------------------|--|--|--|
| Nº Módulos | kWh/ano | Média (kWh/Módulo) | Setor | Comparação entre setores | Variação Percentual (%) | | | |
| 825 | 243.832,00 | 295,55 | Oeste | | | | | |
| 720 | 207.396,00 | 288,05 | Sudoeste | Norte e Sul | 7,25 | | | |
| 660 | 187.275,00 | 283,75 | Sul | | | | | |
| 750 | 215.851,00 | 287,80 | Sudeste | | | | | |
| 825 | 241.371,00 | 292,57 | Leste | Oeste e Leste | 1,02 | | | |
| 720 | 215.908,00 | 299,87 | Nordeste | | | | | |
| 660 | 200.844,00 | 304,31 | Norte | | | | | |
| 750 | 224.651,00 | 299,53 | Noroeste | Norte (máx.) e Sul (mín.) | 7,25 | | | |
| 5.910 | 1.737.128,00 | | | | | | | |

Tabela 42: Energia gerada anual – média por módulo – 8 setores – TRNSYS

Fonte: Autor

Comparando os resultados entre os setores opostos Leste e Oeste pode-se verificar que a variação percentual de geração de energia anual é bem pequena, entre 0,47% a 1,02% para as simulações entre PVsyst e TRNSYS e para a medição real feita pelo Sistema SCADA. Já para os setores opostos Norte e Sul os valores da variação percentual foram bem parecidos, entre 6,47% a 7,51%, mas ao se comparar o maior valor pelo menor valor encontrado da energia gerada anual por setor, dividido pela quantidade de módulos existentes em cada setor, a simulação no PVsyst e a medição do Sistema SCADA ficaram bem próximos, entre 7,97% e 8,72% para o NORDESTE que foi o valor máximo e para o SUL que foi o valor mínimo. Já na simulação do TRNSYS o maior valor ficou no NORTE e não no NORDESTE, com variação percentual mais baixa, em 7,25%. Essa diferença pode estar relacionada a utilização de dados meteorológicos de bases diferentes para a simulação (Meteronorm TMY2) e para a medição real (Estações DL01 a DL04) ou devido a outros fenômenos (ex: recurso solar, temperatura de operação de célula e ao tipo de montagem para módulos fotovoltaicos) não representados completamente pelos modelos de simulação utilizados.

Ressalta-se que o valor máximo simulado no TRNSYS registrado no setor Norte, normalmente, é o setor com melhor aproveitamento da irradiação solar diária. Entretanto, nos

dados do sistema SCADA o Nordeste registrou maior geração média por modulo, requerendo estudos adicionais futuros para investigação da possível causa desta diferença.

5.8.5. Análise dos 8 setores da usina – TRNSYS 4 e SCADA 2

Nesta seção, são apresentados também os resultados de simulações realizadas no TRNSYS e PVsyst para os 8 setores da usina, mas na tabela 43 os resultados obtidos em cada um dos 8 setores para os dados reais do sistema SCADA, foram corrigidos conforme análise feita na Tabela 21 do item 5.2.

| STI | Setor | LEM | Módulos | Azimute | Resultados do PVsyst | Resultados do TRNSYS 4 | Resultados do SCADA + correções Fluke 435 II | | |
|-------|--------------|-------------|---------|---------|------------------------------|------------------------------|---|--|--|
| | | | | | Energia Anual [kWh/ano] | Energia Anual [kWh/ano] | Energia Anual [kWh/ano] | | |
| STI-1 | Oeste | DL02 | 825 | 92° | 227.783,00 | 250.044,00 | 266.934,73 | | |
| STI-2 | Sudoeste | - | 720 | 126° | 193.282,00 | 212.5969,00 | 226.971,02 | | |
| STI-3 | Sul | DL03 | 660 | 179° | 170.432,00 | 191.856,00 | 200.233,79 | | |
| STI-4 | Sudeste | - | 750 | -127° | 198.869,00 | 221.208,00 | 233.623,77 | | |
| STI-5 | Leste | DL01 | 825 | -88° | 226.391,00 | 247.501,00 | 265.590,94 | | |
| STI-6 | Nordeste | - | 720 | -55° | 202.147,00 | 221.489,00 | 236.504,10 | | |
| STI-7 | Norte | DL04 | 660 | -1° | 183.229,00 | 206.109,00 | 214.049,30 | | |
| STI-8 | Noroeste | - | 750 | 58° | 207.961,00 | 230.476,00 | 243.219,18 | | |
| 1 | ſotal | DL01 a DL04 | 5910 | - | 1.610.094,00 | 1.781.252,00 | 1.887.126,83 | | |
| | Fonte: Autor | | | | | | | | |

Tabela 43: Energia gerada anual – 8 setores TRNSYS 4, PVsyst e SCADA 2

Os novos valores de geração de energia elétrica acumulada medidos através do sistema SCADA com as correções do Fluke 435 II analisados, verificou-se que a usina fotovoltaica passou a apresentar uma geração de 1.887,00 MWh/ano ante aos 1.778 MWh/ano, e para o TRNSYS 4 uma geração de 1.781,00 MWh/ano ante aos 1.737,00 MWh/ano ambos da Tabela 39, o que corresponde a uma operação acima do esperado, 17% e 11% respectivamente, para o mesmo período estudado (MAI/14 a ABR/15). Estes dados serão verificados conforma o IPMVP na análise das amostras no item 5.10.8.

5.8.6. Análise dos resultados obtidos

Analisando as simulações anteriores, verifica-se que a orientação e a quantidade de módulos a mais em cada um dos setores identificados pela localização das salas dos inversores, como o STI-5 Setor LESTE, STI-6 Setor NORDESTE, STI-8 Setor NOROESTE e STI-1 Setor OESTE faz com que estes setores gerem mais energia anualmente, o que obviamente é de se esperar. Vale destacar que os azimutes considerados sempre foram com base no Norte Geográfico e não Magnético (indicado em bússolas).

Como nos estudos realizados por Santos (2013) a declinação magnética⁵ registrada foi de 21,5° para a cidade de Belo Horizonte, não foi necessário se aplicar uma correção entre o Norte Geográfico e o Norte magnético, uma que essa variação localmente é de apenas 9' (minutos) por ano, o que num prazo de 10 anos tem-se um total de 90' (minutos) que convertidos em graus (°) corresponde a uma correção de 1,5° (1° = 60') em 10 anos conforme detalhado em Pereira et al. (2006). E foi justamente essa "correção" que levou Santos (2013) a elaborar ábacos para as capitais brasileiras e especificamente para Belo Horizonte, onde verifica-se que para atingir os maiores níveis de irradiação solar é necessário que a superfície mantenha uma inclinação até 30° e com variação de azimute entre +60° e -60° Fachadas Norte. Em Belo Horizonte tem-se, em média, uma irradiação solar global de 5,7 kWh/m²/dia que corresponde a 2.091 kWh/m²/ano.

Analisando o ábaco da Figura 10 do item 3.5 proposto por Santos (2013) para Belo Horizonte e comparando com os dados de geração simulados no presente trabalho, verificase que os setores de maiores gerações de energia anual são justamente aqueles que estão entre os azimutes de +60° e -60°, ou seja, os setores Nordeste, Norte e Noroeste.

No estudo de caso em questão, a inclinação utilizada foi de 8°, mas esta é uma limitação arquitetônica do próprio Estádio Mineirão e que não pode ser alterada por este ser um prédio tombado pelo patrimônio histórico e cultural.

Com relação a orientação dos painéis, ao comparar as simulações realizadas no TRNSYS com Azimute 0°, ou seja, orientados para o norte geográfico que obteve uma geração anual de 1.798 MWh/ano com a simulação no TRNSYS considerando o respectivo azimute dos 8 setores que resultou em uma geração de 1.737 MWh/ano, verifica-se uma variação percentual de aproximadamente 3,5%. O valor desta variação pode não ser tão expressivo devido a pequena inclinação dos painéis com 8°, sendo que para a cidade de Belo Horizonte o recomendado seria uma inclinação próximo a latitude local em torno de 20°. Ressalta-se que, as limitações arquitetônicas afetam o desempenho das instalações

⁵ Consultando o site <u>https://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web/</u> do Centro Nacional de Informações do Meio Ambiente no EUA, verificou-se que o mesmo possui uma calculadora via web de declinação magnética, onde foi utilizado o modelo WMM (2014/19) para a localização geográfica do estádio (Latitude = 19° 51' 57" ; Longitude = 43° 58' 16"), que apresentou uma declinação de 22,3° para o dia 10/02/2014 e de 22,4° para 06/10/2017.

requerendo assim uma avaliação sistêmica antes da execução do projeto de uma usina fotovoltaica. As ferramentas de simulações são muito úteis para previsão e podem fornecer resultados satisfatórios quando bons modelos são utilizados (ex: Eckstein, 1990; De Soto, Klein e Beckman, 2006). De uma forma geral, a ferramenta TRNSYS permite realizar análises consistentes acerca de sistemas fotovoltaicos.

5.9. Análise do IPMVP

5.9.1. Técnicas de medição e verificação – M&V

As técnicas de M&V são utilizadas, usualmente, para a determinação das economias de energia elétrica ou geração de energia através de fontes renováveis. Deve-se escolher aquela que seja melhor aplicada ao tipo de projeto energético e onde o interesse seja analisar o desempenho dos sistemas afetados por ações de eficiência energética "AEE" ou geração de energia elétrica implementada, devido às responsabilidades assumidas pelas partes envolvidas em um contrato de desempenho (IPMVP Vol. I, 2012).

Algumas questões específicas para as energias renováveis estão envolvidas no estabelecimento de uma linha de base do uso de energia e custos para fins de M&V. Estes incluem o fato de que os sistemas de energias renováveis fornecem energia em vez de simplesmente reduzir consumo, conforme o estudo realizado, e que os sistemas de energia renováveis também podem ser localizados em locais remotos e distantes das redes elétricas e assim do ponto de acesso a grande maioria dos usuários (IPMVP Vol. III Part. II, 2003).

Como as tecnologias de energia renováveis são usadas em um sistema de entrega de energia, não há necessidade de uma linha de base se as reivindicações de desempenho forem baseadas na entrega, em vez de economia gerada. No entanto, as opções de M&V descritas aqui podem ser aplicadas medindo-se a energia fornecida pelos sistemas de energia renováveis ou o resultado em economia de energia gerada para uma instalação como um todo. É importante afirmar que é possível especificar se o desempenho e as reivindicações são baseados na entrega ou na economia de energia (IPMVP Vol. III Part. II, 2003).

A seguir serão descritas todas as etapas do IPMVP necessárias para análise da usina fotovoltaica que foram utilizadas no presente trabalho. Destaca-se que o desempenho de uma usina é avaliado pela quantidade de energia gerada, ou seja, pela entrega.

5.10. Opção do IPMVP e fronteira de medição

5.10.1. Identificação de variáveis independentes

Inicialmente, é necessário identificar as variáveis independentes na usina. Uma variável independente que interfere diretamente no projeto proposto seria o clima, ou seja, neste caso foi considerada a irradiação solar que é a variável de maior influência e é a fonte

para a geração de energia da USF Mineirão que foi implementada. Para os estudos e simulações iniciais foram utilizados dados históricos de bancos de dados de estações meteorológicas solarimétricas Meteonorm (PVsyst - Matifer e TRNSYS - Autor), já mencionadas anteriormente e gerados para estas finalidades. As demais variáveis relacionadas as condições climáticas, como por exemplo a temperatura ambiente e velocidade do vento não foram consideradas neste estudo.

Para a determinação da variável dependente, que neste caso é a quantidade anual de energia gerada pela usina fotovoltaica, foi medido efetivamente toda a energia gerada pelo sistema implementado, seja através do sistema SCADA de Monitoramento Online ou pelos analisadores de energia Fluke 435 Série II instalados em cada uma das oito salas técnicas dos inversores. Esta variável também foi determinada por meio de simulações computacionais. Os resultados da simulação no TRNSYS foram comparados com todos os outros resultados de cada estudo realizado por autores diferentes.

5.10.2. Fronteira de medição

A fronteira de medição que foi adotada para a verificação da geração proporcionada pela usina solar fotovoltaica foi feita através dos inversores de frequência que convertem a energia gerada do sistema e injetam (C.C. para C.A.) na rede de distribuição da CEMIG, mas passando pelos quadros de distribuição existentes nas duas subestações internas do estádio para controle de faturamento, onde está instalado o sistema SCADA.

5.10.3. Efeitos interativos

Como o projeto consistiu na instalação de uma central de geração de fonte solar a "economia proporcionada" muito mencionada na documentação referente ao IPMVP Vol. III Part. II (2003), que trata da implementação de projetos de energia renováveis para a compensação de energia gerada por energia consumida, porém, tal fato não ocorre no Estádio do Mineirão, uma vez que toda energia gerada pela USF Mineirão está sendo entregue diretamente na rede da CEMIG. Com isso, os efeitos interativos resultantes de uma ação de eficiência energética como a ocorrência de elevações ou reduções secundárias de consumo energético nos sistemas energéticos internos do cliente não irão ocorrer, mesmo com a existência da usina fotovoltaica no telhado do estádio.

5.10.4. Opção D do IPMVP – simulação TRNSYS e PVsyst

Para a determinação da geração de energia anual, foram analisados os dados registrados pelas simulações no software TRNSYS que modelaram adequadamente o desempenho energético na instalação USF Mineirão, conforme apresentado na tabela 44.

| Elaboração e estudo | Simulador Calibrado | Base Meteorológica Solarimétrica | Opção IPMVP Vol. III Part. II (2003) |
|-------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|--|
| Autor | TRNSYS | Meteonorm | D |
| (CEMIG 2014a; MONTEIRO et al. 2017) | PVsyst | Meteronorm / Estação INMET | D |

| Tabela | 44: C | Opcão | D do | IPMVP | – simulacă | ão TRNSYS | е | PVs | vst |
|--------|-------|---------|------|--------------|------------|-----------|-----|-----|-----|
| rasola | | p ç a o | | | omaiay | | ••• | | , |

Fonte: Autor

Foi realizada a análise da geração de energia usando as Opções C e D do IPMVP, conforme apresentado no fluxograma da figura 47. Este fluxograma foi feito de acordo com o IPMVP Vol. III Part. II (2003). A opção D se justifica porque a determinação da geração de energia foi realizada baseada na análise de dados simulados do sistema no período estudado, que foram de 12 meses, sendo que a opção C inclui a análise baseado nos dados reais que também foram medidos de maio de 2014 a abril de 2015 permitindo comparação com os dados simulados. Ainda de acordo com o IPMVP, analisando o processo tem-se a seguinte definição de parâmetros:

- Irradiação solar global foram obtidos pela simulação (banco de dados) e análise dos registros acumulados anualmente de irradiação (kWh/m²);
- Energia foram obtidos pela simulação e análise dos registros acumulados anualmente de geração de energia elétrica (kWh/ano).



Figura 47 – Fluxograma geração fotovoltaica - IPMVP opções C e D

Fonte: Autor

5.10.5. Opção C do IPMVP – medição Fluke 435 II e SCADA

Para se realizar uma análise comparativa de resultados com outros registros de geração de energia, foram utilizadas as medições realizadas através do sistema SCADA de monitoramento online e pelos analisadores de energia Fluke 435 Série II, conforme apresentado na figura 47 e tabela 45.

| Elaboração e estudo | Fronteira de medição | Fonte dos dados analisados | Base Meteorológica Solarimétrica | Opção IPMVP Vol. III Part. II (2003) |
|------------------------|----------------------------|--|--|---|
| Matifer | SCADA | Amostra de tensão (V) e corrente (I) lidas através do Sistema SCADA nas 8 salas técnicas de inversores | Estações DL01 a DL04 | С |
| SILVA et al. (2016) | Fluke 435 II | Amostra de tensão (V) e corrente (I) lidas através do analisador de energia Fluke 435 II instalado em cada uma das 8 salas técnicas de inversores | Estação INMET | С |

Tabela 45: Opção C do IPMVP – medição SCADA e Fluke 435 II

Fonte: Autor

Geração de energia: Opção C – Medição de toda a instalação, que de acordo com o IPMVP Vol. III Part. II (2003). Esta opção se justifica porque a determinação da geração de energia é feita com a análise de todos os dados reais do sistema no período de determinação desta geração anual de energia elétrica. O processo terá a seguinte definição de parâmetro:

- SCADA:
 - Irradiação: dados históricos obtidos através das quatro estações meteorológicas solarimétricas que medem a irradiação global em plano horizontal usando um piranômetro *Kipp & Zonen* modelo CMP 21 localizadas em locais estratégicos da usina (fotografia dos dados a cada 15 minutos e não integração);
 - Energia: registros de memória de massa obtidos através dos inversores de frequências dos sistemas de geração, que registra toda a energia gerada.
- Fluke 435 II
 - Irradiação solar: dados históricos solarimétricos obtidos através do piranômetro *Kipp & Zonen* modelo CMP 21 localizado na estação meteorológica solarimétrica do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), instalada dentro do campus da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e fica a cerca de 2 km da USF Mineirão.

 Energia: registros de memória de massa obtidos através do analisador de energia instalado nos quadros elétricos das 8 salas técnicas dos inversores, registrando assim toda a energia gerada.

5.10.6. Período da linha de base

Neste período foram realizadas diversas simulações para se encontrar os melhores arranjos que foram comparados com dados reais da usina solar fotovoltaica. Foram utilizados dados simulados por um período de 12 meses (maio de 2014 a abril de 2015).

5.10.7. Condições da linha de base

As condições de linha base partem dos valores encontrados nas simulações relativas a geração de energia elétrica anual da usina fotovoltaica, que provém de dados técnicos de equipamentos e base de dados meteorológicas solarimétricas históricas do software PVsyst (simulações elaboradas pela empresa Matifer), conforme apresentado na tabela 46. O estudo inicial partiu desta linha base.

| Resultados do PVsyst / Meteonorm – Matifer (CEMIG, 2014a) | | | | | | |
|--|------------|-------------|--|--|--|--|
| Descrição | Quantidade | Unidade | | | | |
| Potência de geração por módulo fotovoltaico | 240 | Wp | | | | |
| Nº de módulos fotovoltaicos | 5910 | peças | | | | |
| Dias de geração por ano | 365 | dias | | | | |
| Potência de geração | 1.418,40 | kWp | | | | |
| Energia gerada por ano pelo PVsyst / Meteonorm | 1.610.094 | kWh/ano | | | | |
| Horas efetivas de Sol/Dia | 1.135,15 | kWh/kWp/ano | | | | |
| Performance - garantia contratual da geração de energia simulada | 100 | % | | | | |

 Tabela 46: Dados para cálculo da geração de energia fotovoltaica – Linha Base

Fonte: Autor

5.10.8. Amostras

Segundo o IPMVP (2012) deve-se avaliar a precisão esperada associada à medição, amostragem e modelagem. Em princípio, cada etapa do processo de obtenção de dados (amostragem, modelagem e medição) deverá perseguir uma meta "95/10", ou seja, 10% de precisão a 95% de confiabilidade. Deverá ser apurado o reflexo de todos os erros no cálculo da geração de energia, o que foi prontamente alcançado e analisado com as simulações realizadas e medições feitas, nos diversos estudos aqui apresentados por cada autor.

São apresentados nas tabelas a seguir os resultados das simulações e medições de cada estudo realizado na usina fotovoltaica para o período de 12 meses de geração de energia elétrica, sendo as horas efetivas de sol / dia, a razão da energia gerada (kWh/ano) pela

potência de geração (kWp), e a performance, a razão da amostra de energia gerada (kWh/ano) pela simulação da energia gerada Linha de Base (kWh/ano):

| Condições Gerais | | | | | | | |
|--------------------------------------|----------------|-------------|--|--|--|--|--|
| Descrição | Quantidade | Unidade | | | | | |
| Inclinação: | 8° graus | | | | | | |
| Setor (es): | norte | N/A | | | | | |
| Azimute (s): | 0° | graus | | | | | |
| Divisão em setores dos 88 segmentos: | 1 | N/A | | | | | |
| Descrição da | Amostra 1 | | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | PVsyst | 1 | | | | | |
| Elaboração por: | Matifer (CEMIC | G, 2014a) | | | | | |
| Base de dados meteorológica: | Meteono | rm | | | | | |
| Descrição | Quantidade | Unidade | | | | | |
| Potência de geração | 1.418,40 | kWp | | | | | |
| Energia gerada pelo PVsyst | 1.803.937 | kWh/ano | | | | | |
| Horas efetivas de Sol/Dia | 1.271,81 | kWh/kWp/ano | | | | | |
| Performance: energia simulada | 112 | % | | | | | |
| Descrição da | Amostra 2 | | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | TRNSYS | 1 | | | | | |
| Elaboração por: | Autor | | | | | | |
| Base de dados meteorológica: | Meteono | rm | | | | | |
| Potência de geração | 1.418,40 | kWp | | | | | |
| Energia gerada pelo TRNSYS | 1.798.483,00 | kWh/ano | | | | | |
| Horas efetivas de Sol/Dia | 1.267,97 | kWh/kWp/ano | | | | | |
| Performance: energia simulada | 112 | % | | | | | |

 Tabela 47: Resultados da geração de energia fotovoltaica – amostra azimute 0°

Fonte: Autor

Fazendo-se a análise da meta "95/10" nos resultados apresentados na tabela 47, a amostra 1 (PVsyst 1) e a amostra 2 (TRNSYS 1) serão descartadas, uma vez que ficam fora das faixas de 10% de precisão e 95% de confiabilidade. Lembrando que as duas simulações foram feitas apenas para definir a quantidade anual de geração de energia e de irradiação solar como se todos os módulos estivessem orientados para o norte geográfico, o que é impossível de acontecer na prática devido à arquitetura conceito implantada no estádio desde a sua construção em 1965.

Os posicionamentos dos módulos ficaram limitados a altura máxima da borda externa (figura 48b) existente nos segmentos, acompanhando obrigatoriamente a inclinação desde a borda interna (figura 48a) existente que já é da própria estrutura do telhado, ou seja, os módulos não poderiam ficar fora dos limites de altura da estrutura arquitetônica existente nos segmentos do estádio, conforme regras de orientações do Conselho do Patrimônio Histórico de Belo Horizonte.



a)

b)

Figura 48 – Segmentos na estrutura do telhado – a) borda interna b) borda externa

Fonte: Autor

| Condições Gerais | | | | | | | |
|--------------------------------------|---------------------|-------|--------|-------------|---------|--|--|
| Descrição | | Quant | tidade | | Unidade | | |
| Inclinação: | | 8 | °° | | graus | | |
| Localização: | LEM-2 | LEM-1 | LEM-3 | LEM-4 | N/A | | |
| Setor (es): | Oeste | Sul | Leste | Norte | N/A | | |
| Azimute (s): | 92° | 179° | graus | | | | |
| Divisão em setores dos 88 segmentos: | 4 | | | | N/A | | |
| Descrição da Amostra 3 | | | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | | | TRNS | SYS 2 | | | |
| Elaboração por: | | | Au | tor | | | |
| Base de dados meteorológica: | | | Meteo | onorm | | | |
| Potência de geração | | kWp | | | | | |
| Energia gerada pelo TRNSYS | 1.737.821 kWh/ | | | | kWh/ano | | |
| Horas efetivas de Sol/Dia | 1.225,20 kWh/kWp/ar | | | kWh/kWp/ano | | | |
| Performance: energia simulada | | 10 | 08 | | % | | |
| | | | | | | | |

Tabela 48: Resultados da geração de energia fotovoltaica – amostra 4 setores Condições Gerais

Fonte: Autor

Tabela 49: Resultados da geração de energia fotovoltaica – amostra 8 setores

| Condições Gerais | | | | | | | |
|--------------------------------------|--------------------|-------------|-------|----------|-------------|--|--|
| Descrição | Quantidade Unidade | | | | Unidade | | |
| Inclinação: | | 8 | 0 | | graus | | |
| Setor (es): | Oeste | Sudoeste | Leste | Sudeste | N/A | | |
| Azimute (s): | 92° | 126° | 179° | -127° | graus | | |
| Setor (es): | Leste | Nordeste | Norte | Noroeste | N/A | | |
| Azimute (s): | -88° | -55° | -1° | 58° | graus | | |
| Divisão em setores dos 88 segmentos: | | 5 | 3 | | N/A | | |
| Descrição da Amostra 4 | | | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | TRNSYS 2 | | | | | | |
| Elaboração por: | Autor | | | | | | |
| Base de dados meteorológica: | Meteonorm | | | | | | |
| Potência de geração | | 1.41 | 8,40 | | kWp | | |
| Energia gerada pelo TRNSYS | | 1.737 | 7.821 | | kWh/ano | | |
| Horas efetivas de Sol/Dia | | 1.22 | 5,20 | | kWh/kWp/ano | | |
| Performance: energia simulada | | 10 | 08 | | % | | |
| Des | scrição d | a Amostra 5 | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | | | TRN | SYS 3 | | | |
| Potência de geração | | 1.41 | 8,40 | | kWp | | |
| Energia gerada pelo TRNSYS | | 1.782 | 1.252 | | kWh/ano | | |
| Horas efetivas de Sol/Dia | | 1.25 | 5,82 | | kWh/kWp/ano | | |
| Performance: energia simulada | | 1: | 11 | | % | | |
| | Fanta | Autor | | | | | |

Fonte: Autor

Fazendo-se a análise da meta "95/10" nos resultados apresentados na tabela 48 e 49, a amostra 3 (TRNSYS 2 para 4 Setores), a amostra 4 (TRNSYS 2 para 8 Setores) ficaram dentro das faixas de 10% de precisão e 95% de confiabilidade, mas a amostra 5 (TRNSYS 3 para 8 Setores) será descartada, uma vez que ficam fora das faixas de 10% de precisão e 95% de confiabilidade.

| Condições Gerais | | | | | |
|---|----------------------------------|-------------|-------------------------|--|--|
| Descrição | Quantidade Unida | | | | |
| Inclinação: | 8° grau | | | | |
| Azimute (s): | Variável conforme o segmento gra | | graus | | |
| Divisão conforme os segmentos: | 88 | | N/A | | |
| Descrição da Amostra 6 | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | Fluke 435 II | | | | |
| Resultados do Fluke 435 II / INMET | Silva et al. (2016) | | | | |
| Potência de geração | 1.418,40 kWp | | | | |
| Energia gerada por ano pelo Fluke 435 II | 1.754.000 | ŀ | <wh ano<="" td=""></wh> | | |
| Horas efetivas de Sol/Dia | 1.236,60 | kW | h/kWp/ano | | |
| Performance | 109 | | % | | |
| Descrição da Amostra 7 | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | PVsy | /st 2 | | | |
| Resultados do PVsyst / INMET | Monteiro et al. (2017) | | | | |
| Potência de geração | 1.418,40 kWp | | kWp | | |
| Energia gerada por ano pelo PVsyst | 1.761.000 | kWh/ano | | | |
| Horas efetivas de Sol/Dia | 1.241,54 | kWh/kWp/ano | | | |
| Performance | 109 % | | % | | |
| Descrição da Amostra 8 | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: | SCADA 1 | | | | |
| Resultados do SCADA / DL01 a DL04 | Autor | | | | |
| Potência de geração | ência de geração 1.418,40 kWp | | kWp | | |
| Energia gerada por ano pelo PVsyst | 1.778.670 | ŀ | <wh ano<="" td=""></wh> | | |
| Horas efetivas de Sol/Dia | 1.254,00 | kW | h/kWp/ano | | |
| Performance | 110 | % | | | |
| Descrição da Amostra 9 | | | | | |
| Software / Sistema / Equipamento: SCADA 2 | | | | | |
| Resultados do SCADA / DL01 a DL04 + | Autor | | | | |
| correções Fluke 435 II / INMET | Autor | | | | |
| Potência de geração | 1.418,40 | kWp | | | |
| Energia gerada por ano pelo PVsyst | 1.887.126 | ŀ | «Wh/ano | | |
| Horas efetivas de Sol/Dia | 1.330,46 | kWh/kWp/ano | | | |
| Performance 117 % | | | | | |

Tabela 50: Resultados da geração de energia fotovoltaica – amostra 88 segmentos

Fonte: Autor

Fazendo-se a análise da meta "95/10" nos resultados apresentados na tabela 50, a amostra 6 (Fluke 435 II), a amostra 7 (PVsyst 2) e a amostra 8 (SCADA 1) ficaram dentro das faixas de 10% de precisão e 95% de confiabilidade, mas a amostra 9 (SCADA 2) será descartada, uma vez que ficou fora das faixas de 10% de precisão e 95% de confiabilidade.

Vale ressaltar que os 2 primeiros estudos foram realizados pelos autores Silva et al. (2016) para a amostra 6 e Monteiro et al. (2017) para a amostra 7. Estas amostras serviram de base para aplicação da Opção D do IPMVP para Monteiro et al. (2017) referente a amostra 7 e aplicação da Opção C do IPMVP para Silva et al. (2016) referente a amostra 6, análises já apresentadas anteriormente nos itens 5.10.4 e 5.10.5 respectivamente

5.10.9. Potência medida

Nas simulações foram definidas as potências de pico do sistema instalado e foram apresentados na Tabela 46 do subitem 5.10.7.

5.10.10. Fatores estáticos

Não foram considerados fatores estáticos, uma vez que no período de análise, todo o sistema de geração foi medido. São fatores estáticos as situações que possam mudar o padrão de geração da energia e que deverão ser acompanhados nos estudos de longo prazo, ou seja, podem ser abordados em trabalhos futuros, pois deverão ser analisados situações como a degradação, pontos quentes, sujidade, etc. Como os períodos da linha de base e da determinação, definidos para o estudo são muito curtos, um ano apenas, há que se definir variáveis que permitam projetar a geração de energia por um período mais longo.

5.10.11. Período de determinação da geração de energia elétrica

O período de determinação da geração de energia elétrica se iniciou logo após a implementação da USF Mineirão, em maio de 2014, onde foi efetuado a medição em um período de 12 meses.

5.10.12. Bases de ajuste

Não aplicável, uma vez que no período de determinação da geração de energia elétrica será medido a geração do sistema durante um ciclo de 1 ano, registrando-se assim tudo o que foi gerado pelo sistema.

5.10.13. Geração de energia elétrica

A geração de energia elétrica foi apurada conforme a seguinte equação 11:

$$GE = Geração_{Det.} \pm \Delta Geração$$
(11)

sendo:

GE – Geração de energia elétrica.

| Geração _{Det.} – | Geração anual determinado a partir das simulações ou das medições | | | | | | | | | |
|---------------------------|---|--------------|-----------|--------------|---------|------------|---------|----------|----|----------|
| | realizada | as no períoc | lo d | le verificaç | ão d | os resulta | idos | | | |
| ∧Geração | _ | Ajustes | aplicados | а | geração | de | energia | elétrica | no | período, |
| | considerado igual a zero neste estudo de caso. | | | | | | | | | |

5.11. Especificação das medições quanto a Potência e o Tempo

5.11.1. Período da linha de base

Análise das medições de linha de base foram as primeiras atividades realizadas antes da análise dos registros de dados obtidos através da simulação calibrada de geração de energia elétrica fotovoltaica propriamente dita. Foram analisados os registros com auxílio de planilhas de Excel, dados que foram gerados pelo sistema SCADA, sistema de monitoramento online da própria usina e pelo analisador de energia Fluke 435 II instalado pela CEMIG para recolher dados da energia (ex: variáveis dependentes – potência, demanda, tempo de funcionamento, fator de coincidência na ponta - FCP) e das variáveis independentes (irradiação solar), perfeitamente sincronizados.

5.11.2. Período de determinação da geração

Após a instalação dos equipamentos e verificação operacional e considerada adequada, foi efetuado as medições num período de 12 meses afim de acompanhar o desempenho da usina conforme as variações meteorológicas solarimétricas também anuais.

5.11.3. Medidores

Para as medições pontuais efetuadas após a implementação da usina fotovoltaica, foram utilizados os seguintes equipamentos:

- Os próprios inversores de frequência instalados no sistema, uma vez que eles registram e armazenam a energia gerada que é fornecida para o sistema elétrico da rede da CEMIG;
- Analisadores de energia instalados para aferição dos inversores de frequência.

5.11.4. Responsabilidade do monitoramento

A responsabilidade do monitoramento é da equipe CEMIG que acompanha e efetua as medições e verificações da USF Mineirão.

6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Este trabalho foi realizado com o objetivo de avaliar o desempenho de geração de energia elétrica anual na USF Mineirão. Os estudos foram realizados especificamente no sistema fotovoltaico instalado no Estádio do Mineirão, localizado na região da Pampulha, setor norte de Belo Horizonte no Estado de Minas Gerais. Para tanto, foram realizadas pesquisas em arquivos de controle e sistemas de monitoramento on-line da CEMIG, além de inspeções técnicas "*in loco*".

Neste trabalho foram feitas simulações computacionais utilizando o software TRNSYS, onde os resultados de geração de energia elétrica nessa simulação do modelo FV da USF Mineirão, primeiramente foram comparados com a simulação no PVsyst feita pela empresa Matifer, onde se obteve uma estimativa dos dados inicias de geração de energia elétrica da usina. Posteriormente, foi comparado os resultados geração de energia do TRNSYS aos dados obtidos através da análise e tratamento de relatórios do sistema SCADA referentes aos 88 segmentos e depois juntando esses segmentos em apenas 4 setores (Norte, Sul, Leste e Oeste). Em seguida, foram feitas análises comparativas entre a simulação do PVsyst da Matifer com os dados do sistema SCADA.

Estas análises possibilitaram realizar simulações da USF Mineirão adotando setor único e azimute 0°, 4 setores e azimutes de localização das 4 estações meteorológicas solarimétricas, 8 setores e azimutes de localização das 8 salas técnicas dos inversores.

Além disso, foram comparados os resultados obtidos por SILVA et al. (2016) na utilização de analisadores de energia de Fluke 435 II e, finalizando, comparou-se os resultados com os encontrados por Monteiro et al. (2017) que avaliou a geração de energia anual através da realização de uma simulação computacional também com o software PVsyst como a Matifer, mas usando os dados meteorológicos solarimétricos da estação INMET/UFMG, ao invés do Meteonorm disponível no software.

Dentre as análises realizadas pode-se destacar a divisão da usina em 8 setores, tanto para a simulação no PVsyst Matifer, Sistema SCADA e Simulação TRNSYS. Nesta análise foi possível verificar a variação da geração de energia por cada setor relativo a salas dos inversores demonstrando que os setores leste e oeste geram, praticamente, a mesma quantidade de energia anual.

Todos resultados reais obtidos através do sistema SCADA de monitoramento on-line, comprovaram que a instalação opera como projetado e performando entre maio de 2014 a abril de 2015 com 95% de disponibilidade, e gerando em média até 10% acima do garantido e simulado pela Matifer no software PVsyst.

É importante salientar que, neste estudo não foi feita a comparação de dados diários ou mensais entre os registros de dados coletados pelo sistema SCADA e pelo analisador de energia Fluke 435 II, pois esta é uma análise que requer mais tempo para ser analisada e comparada em trabalhos futuros, para se verificar com mais precisão os resultados obtidos por cada modo de medição e verificar se os resultados são coerentes e consistentes.

E por fim, foi utilizada a metodologia de "Medição e Verificação" (IPMVP Vol. III Part. II, 2003) para se evidenciar que o projeto simulado "ex-ante" ou "antes da instalação" ficou conforme as medições realizadas "pós instalação" ou "ex-post" após a implantação, o que permitiu avaliar que os resultados de energia gerada na USF Mineirão pelo Sistema SCADA estão de acordo com os resultados das simulações dinâmicas propostas e apresentadas.

Ao longo destes três anos de operação da USF Mineirão, a geração de energia deve se manter com a capacidade de geração de energia em conformidade com as simulações dinâmicas realizadas, o que comprovaria que sistemas fotovoltaicos precisam ser examinados no âmbito de um vasto leque de condições reais de operação para formulação de um modelo dinâmico adequado. Isto é, para assegurar que o modelo de previsão para o desempenho do módulo fotovoltaico tenha um elevado grau de precisão e cubra toda uma variedade de circunstâncias a fim de chegar os objetivos desejados.

No desenvolvimento do trabalho foi identificado que é de fundamental importância, que na fase de estudos de viabilidade técnica, para implantação de sistemas fotovoltaicos, sejam melhor analisadas as possibilidades da incidência e projeções de sombras sobre o gerador fotovoltaico, já que o sombreamento apresenta um grau considerável de impacto sobre o desempenho elétrico do gerador fotovoltaico, além de contribuir para o surgimento de pontos quentes nos módulos fotovoltaicos que aceleram a sua degradação.

No caso da USF Mineirão cabe uma investigação futura sobre o assunto, para se constatar se há a ocorrência de pontos quentes nos quadros de proteções, nas conexões de entrada e/ou saída dos inversos através de Inspeção Termográfica, e deixar registrado os resultados desta termografia e sua análise de impacto sobre a usina em relatórios internos da CEMIG, para posterior solução das ocorrências pela empresa responsável pela operação e manutenção. Também há necessidade de se investigar futuramente a presença de pontos quentes que poderão ser feitas através da Inspeção Termográfica nos módulos em operação ou através da simulação de curto-circuito nos terminais para analisar o comportamento da temperatura em um módulo fotovoltaico.

Para trabalhos futuros, sugere-se também estudos mais abrangentes sobre uma amostra maior de módulos fotovoltaicos, com inspeções visuais em um número maior e ensaios de uma boa amostragem em laboratório, para identificação da degradação e suas principais causas, pois estas impactam significativamente no desempenho energético da planta fotovoltaica em questão ao longo do tempo de operação, e na durabilidade e confiabilidade dos módulos fotovoltaicos, e, consequentemente, no retorno dos investimentos para a implantação da USF Mineirão. Há também necessidade de se verificar o desempenho dos módulos (energia gerada anual por setor dividido pela quantidade de módulos existentes em cada setor) instalados nos setores NORTE e NORDESTE, pois o valor máximo simulado no TRNSYS ficou registrado no setor NORTE, que é o setor com melhor aproveitamento da irradiação solar diária. Entretanto, nos dados do sistema SCADA e na simulação do PVsyst, o NORDESTE registrou maior geração média por módulo, requerendo assim, estudos adicionais futuros para investigação da possível causa desta diferença.

Para o fato do estudo apresentar o descarte de amostras que não ficaram dentro da meta "95/10" devido aos resultados apresentados, isso não quer dizer que os dados de geração estejam errados, mas requer estudos futuros com mais análises estatísticas de regressão destes resultados, avaliando a incerteza destas medições (ex: cálculos da variância, erro padrão, desvio padrão, etc.).

Este estudo também evidenciou a importância do monitoramento da USF Mineirão, pois fornece uma melhor compreensão do recurso solar disponível na região, das variações e incertezas que estão envolvidas na avaliação de um sistema fotovoltaico (ex: falhas) e que afetam a geração de energia.

Finalmente, os trabalhos desenvolvidos nesta dissertação foram fundamentais na avaliação da geração anual de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e, consequentemente, da importância da execução de simulações computacionais em softwares confiáveis como o TRNSYS onde foi possível fazer diversas simulações, e os resultados alcançados atingirem o objetivo proposto, ou seja, simular sistemas fotovoltaicos, analisar os resultados encontrados, implantar a usina, medir e monitorar os parâmetros chaves como irradiação solar e geração de energia elétrica, aplicar as opções de M&V para avaliar se o que foi planejado foi alcançado em termos de geração de energia, estudos que fizeram parte do tema principal desta pesquisa.

7. CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

A dissertação aqui proposta contribuiu, de forma original, conforme destacam os itens abaixo:

- Validação do modelo matemático para condições meteorológicas / solarimétricas de Belo Horizonte-MG através da base de dados Meteonorm; Estações DL01 a DL04 da USF Mineirão e da Estação INMET;
- Avaliação de softwares (TRNSYS e PVsyst) para aplicação em projetos / simulações de sistemas fotovoltaicos;
- Medições reais para acompanhamento de performance de sistemas FVs como da USF Mineirão através do Sistema SCADA de monitoramento "*on-line*" e/ou por analisadores de energia instalados nos inversores como a utilização do modelo Fluke 435 II;
- Metodologia de análise da performance de sistemas FVs através da aplicação do Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Desempenho (*International Performance Measurement and Verification Protocol* – IPMVP Vol. III Part. II, 2003) para projetos de energia renováveis, neste caso na usina USF Mineirão.

8. PUBLICAÇÕES REALIZADAS

Durante o desenvolvimento desta dissertação, foi publicado artigo científico em Congresso Nacional, na área de energia solar. A seguir a publicação realizada.

VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS - 2016)

BUIATTI, G. M.¹; CARVALHO, R. A. S.¹; MARIANO, V. S.¹; SILVA, L. M.²; BARROSO, M. A. L.²; SOUZA, M. E.²; MONTEIRO, LUÍS G.³. **Micro Usina Fotovoltaica Comercial Miramontes: Expansão, Alterações e Análise do Desempenho**. ¹ALSOL Energias Renováveis S/A, Uberlândia-MG, ²EFFICIENTIA / CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais S/A, Belo Horizonte-MG, ³Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia de Energia, Belo Horizonte-MG. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016, Belo Horizonte. Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS), 2016, Belo Horizonte. Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS).

9. REFERÊNCIAS

[Alghamdi, Bahaj, e Wu, 2017] – Abdulsalam S. Alghamdi, AbuBakr S. Bahaj e Yue Wu– **Assessment of Large Scale Photovoltaic Power Generation from Carport Canopies,** Relatório, Sustainable Energy Research Group, University of Southampton, Southampton, UK. Disponível em < <u>http://www.mdpi.com/1996-1073/10/5/686/htm</u> >, acessado em 02/08/2017.

[ABINEE, 2012] – **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. Grupo setorial de sistemas fotovoltaicos ABINEE, 2012.

[ANEEL, 2015a] – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) – **Resolução Normativa N°77/2004**. Disponível em: < <u>http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf</u> >, acessado em: 18 dez. 2015.

[ANEEL, 2015b] – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) – **Resolução Normativa N°481/2012**. Disponível em:< <u>http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf</u> >, acessado em: 18 dez. 2015.

[ANEEL, 2015c] – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) – **Resolução Normativa N°482/2012**. Disponível em:< <u>http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf</u> >, acessado em: 18 dez. 2015.

[ANEEL, 2015d] – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) – **Resolução Normativa N°687/2015**. Disponível em:< <u>http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf</u> >, acessado em: 18 dez. 2015.

[Almeida e Zilles, 2012] – ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R. – Cálculo de parâmetros de desempenho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 3, p. 70 - 77, 2012.

[AMÉRICA DO SOL, 2014] – AMÉRICA DO SOL – **Sistemas fotovoltaicos**. Disponível em < <u>http://americadosol.org/conhecimento-em-energia-fotovoltaica/</u> >, acessado em 18/12/2015.

[ABNT, 2013] – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – **Conversão** fotovoltaica de energia solar – NBR N°10.899. p. 1 – 6, 2013.

[Bahrami et al., 2015] – M. Bahrami¹, Sh. Eslami¹, M. Zandi¹, R. Gavagsaz-ghoachani^{1,4}, A. Payman², M. Phattanasak³, B. Nahid-Mobarakeh⁴, S. Pierfederici⁴.– **Predictive based Reliability analysis of Electrical Hybrid Distributed Generation.** ¹Department of Energy engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran; ²Renewable Energy Research Centre (RERC)-TE, King Mongkut's University of Technology North Bangkok, Thailand; ³GREAH, Université du Havre, Le Havre–France; ⁴GREEN, Université de Lorraine, France, disponível em < <u>http://ieeexplore.ieee.org/document/7369408/</u>>, acessado em 02/08/2017.

[Batista, Lima e Jota, 2017] - Ana Paula Batista¹, Frederico R. S. Lima², Patrícia R. S. Jota¹– **Análise do desempenho energético de uma usina fotovoltaica em operação**. Congresso Nacional de Energia Renováveis CONER-2017, São Paulo, Brasil, disponível em < <u>https://www.coner.org/arquivo/anais_coner_2017.pdf</u> >, acessado em 18/07/2017

[Brecl e Topic, 2011] – BRECL, K; TOPIC, M. – **Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays**. Renewable Energy, v. 36, p. 3211– 3216, 2011.

[Buhler, Cervantes e Krenzinger, 2011] – BUHLER, A. J.; CERVANTES, G. F.; KRENZINGER, A. – **Desenvolvimento de software para pós-processamento de curvas I-V de dispositivos fotovoltaicos.** XVIII Simpósio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (SPES), Lima, Peru, n° 14, 2011.

[Buonomano, Calise, e Vicidomini, 2016] – Annamaria Buonomano, Francesco Calise and Maria Vicidomini – **Design, Simulation and Experimental Investigation of a Solar System Based on PV Panels and PVT Collectors**. Department of Industrial Engineering (DII) – University of Naples Federico II, P.le Tecchio, 80, Naples 80125, Italy. Disponível em < http://www.mdpi.com/1996-1073/9/7/497/htm , acessado em 02/08/2017.

[Carneiro, 2009] – CARNEIRO, J. – **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos – Sistemas ligados à rede e sistemas autónomos**. 2009. 37 f. Projeto Interdisciplinar (Mestrado) – Universidade do Minho, Departamento de Física, Azurém, Portugal.

[Cassandras e Lafortune, 1999] – CASSANDRAS¹, C. G. e LAFORTUNE², S. – **Introduction to discrete event systems**. ¹Dept. of Manufacturing Engineering and Center for Information and Systems Engineering Boston University; ²Dept. of Electrical Engineering and Computer Science, The University of Michigan. Second Edition. 2008

[Cassini, 2016] – CASSINI, D. A. – Impactos da degradação no desempenho elétrico e térmico de módulos fotovoltaicos de sistemas instalados em Minas Gerais - Dissertação (Mestrado) – PUCMG, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte - Minas Gerais, 155 f., 2016.

[CGEE, 2009] – CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – (Ciência, Tecnologia e Inovação) - **Produção de Silício Grau Solar no Brasil**, (CGEE NT, 03/2009), disponível em < <u>https://www.cgee.org.br/serie-documentos-tecnicos</u> >, acessado em 20/03/2017.

[Chivelet, 2010] – CHIVELET, N. M. – **Técnicas de Vedação Fotovoltaica na Arquitetura**: Bookman. Porto Alegre, 2010.

[Chouder et al., 2012] – CHOUDER, A.; SILVESTRE, S.; SADAOUI, N.; RAHMANI, L. – **Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters**. Simulation Modeling Practice and Theory, v. 20, p. 46 – 58, 2012.

[Claridge et al., 1994] – CLARIDGE, D., HABERL, J., LIU, M., HOUCEK, J. E ATHAR, A. 1994. – "Can You Achieve 150% of Predicted Retrofit Savings? Is it Time for Recommissioning?", Anais da ACEEE Summer Study, p. 5.73-5.88, agosto de 1994.

[Christensen, 1985] - ELMER CHRISTENSEN – Flat-Plate Solar Array Project of the U.S. Department of Energy's National Photovoltaics Program, 10 Years of Progress. DOE – United States Department of Energy, JPL – Jet Propulsion Laboratory California Institute of Technology, NASA - National Aeronautics and Space Administration, p. 105, October 1985. Diposnivel em < https://www.google.com.br/search?q=JPL+++Flat-Plate+Solar+Array+Project&rlz=1C1CAFA_en BR629BR629&oq=JPL+++Flat-Plate+Solar+Array+Project+&aqs=chrome..69i57.2965j0j7&sourc eid=chrome&ie=UTF-8#, acessado em 25/02/2016

[Chivelet, 2010] – CHIVELET, N. M. – **Técnicas de Vedação Fotovoltaica na Arquitetura**: Bookman. Porto Alegre, 2010.

[CEMIG, 2001a] – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. **Utilização da Energia Solar CEMIG**. Programa Energia Solar Fotovoltaica CEMIG (Folder CM/CE). Belo Horizonte: CEMIG, 2001.

[CEMIG, 2001b] – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. **Utilização da Energia Solar CEMIG**. Programa Energia Solar Fotovoltaica CEMIG (Folder CM/CE). Belo Horizonte: CEMIG, 2001.

[CEMIG, 2003] – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. Manual de Utilização de Sistemas Fotovoltaicos para a Eletrificação Rural. Manual de Distribuição ND 2.11, Belo Horizonte, 2003.

[CEMIG, 2012a] – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. Alternativas Energéticas: uma visão CEMIG. Belo Horizonte: CEMIG, 2012.

[CEMIG, 2012b] – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais. Belo Horizonte: CEMIG, 2012.

[CEMIG, 2012c] – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição CEMIG – Conexão em Baixa Tensão - Manual de Distribuição ND 5.30, Belo Horizonte: CEMIG, 2012.

[CEMIG, 2014a] – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. **Projeto Minas Solar 2014**. Belo Horizonte: CEMIG, 2014.

[CEMIG, 2014b] – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. **Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão**. (PJ-16.102-MTS-ES-G-50-005 REV1), elaborado pela empresa MATIFER Solar, Portugal, em maio de 2014. Relatório do Estudo Energético realizado no PVsyst Simulation. 404 p.

[Connors et al., 2004] – CONNORS S., MARTIN K., ADAMS M., KERN E., 2004 – **Emissions Reductions from Solar Photovoltaic (PV) Systems** – LFEE Report No.: 2004-003 RP – August 2004. Disponível em < <u>http://web.mit.edu/agrea/docs/MIT-LFEE_2004-003a_ES.pdf</u> >, acessado em 31/08/2016.

[Cook, Billman e Adcock, 1995] – COOK, G., BILLMAN, L., and ADCOCK, R. – **Photovoltaic Fundaments** - National Renewable Energy Laboratory – NREL, U.S. Department of Energy, Washington, DC, 1995.

[CONFAZ, 2015] – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA (Ministério da Fazenda) – Autoriza a concessão de isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Disponível em < https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15 >, acessado em 18/12/2015.

[Cosmas e Dahlan, 2014] – COSMAS, C. A., DAHLAN, N.Y. – **Development of Visual Basic GUI for Option C Energy Saving of IPMVP**, Universiti Teknologi MARA, UiTM – Malásia, disponível em < <u>http://ieeexplore.ieee.org/document/7151670/</u> >, acessado em 22/02/2017.

[Costa F., 2007] – COSTA, F. A. P. L. – **Primórdios do aquecimento global**, artigo originalmente publicado na edição Nº. 238 (junho de 2007) da revista Ciência Hoje (http://cienciahoje.uol.com.br). Disponível em < http://www.lainsignia.org/2007/julio/ecol_001.htm>, acessado em 18/04/2016.

[Costa S., 2014] – COSTA, S.C.S. – **Modelagem e Simulação do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Com e Sem Armazenamento Conectados à Rede Elétrica**, Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Belo Horizonte, 2014.

[David e Dahlan, 2014] – DAVID, M., DAHLAN, N. Y. – **Development of Visual Basic Based GUI for Option A Energy Savings of IPMVP**, ¹Faculty of Electrical Engineering, ²Advanced Computing and Communication Communities of Research, Universiti Teknologi Mara Shah Alam (UiTM), 2014. Disponível em < <u>http://ieeexplore.ieee.org/document/7111788/</u> >, acessado em 11/03/2017.

[De Soto, Klein e Beckman, 2006] – DE SOTO, W; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. – Improvement and Validation of Model for Photovoltaic Array Performance. Solar Energy, v. 80, 78. 2006.

[Dias, 2009] – Dias, J. A. F. – **Soluções técnicas para o projecto de edifícios habitação incorporando produção própria de energia -** Dissertação (Mestrado) – FEUP, Relatório de Projecto realizado no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia, Porto - Portugal, 135 f., 2009.

[DOE, 2002] – DOE/GO-102002-1554 – International Performance Measurement & Verification Protocol, Concepts and Options for Concepts and Options for, Volume I, 2002. Disponível em < <u>www.nrel.gov/docs/fy02osti/31505.pdf</u> >, acessado em 11/03/2017.

[DOE, 1986] – DOE/JPL-1012-125 – "**JPL - Flat-Plate Solar Array Project**". Trought and Agreement with National Aeronautics and Space Administration (NASA) by Jet Propulsion Laboratory California Institute of Technology (Caltech), prepared for U. S. Department of Energy (DOE), (1986). Disponível em < <u>https://www2.jpl.nasa.gov/adv_tech/photovol/ppr_86-90/FSA%20Final%20Rpt%20VII%20-%20Encapsulati</u> on.pdf >, acessado em 25/02/2016.

[DEESE, 1979] – DEESE, David A. – Energy: **Economics, Politics, and Security. In: International Security**, Volume 4, Number 3, Winter 1979, p. 140-153.

[Diniz et al., 2012] – DINIZ, A.S.A.C., NETO, L.V.M., PONCE, F. R. A., SCHIRM, R., FARIA, L.P. P. – **Avaliação da Taxa de Degradação do Desempenho de Módulos e de Sistemas Fotovoltaicos**. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Instituto Politécnico, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Grupo de Estudos em Energia – GREEN. Belo Horizonte, 2012.

[Duffie e Beckman, 2013] – DUFFIE, J.A.; BECKMAN, W.A. – **Solar engineering of thermal processes**. 4 ed. New York: John Wiley & Sons, 936 pages, April 2013.

[Eckstein, 1990] – Jünger Helmut Eckstein – Detailed Modeling of Photovoltaic System Components. Solar Energy Laboratory University of Wisconsin-Madison, EUA, 231 pages, 1990.disponível em< <u>https://sel.me.wisc.edu/publications-theses.shtml</u> >, acessado em 21/01/2018.

[EEA, 2013] – EEA TECHNICAL REPORT Nº 5/2013 – **Achieving energy efficiency through behaviour change: what does it take**?: EEA 2013. Disponível em < <u>https://www.eea.europa.eu/publications/achieving-energy-efficiency-through-behaviour</u> >, acessado em 22/08/2015. [EPE, 2012] – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) – **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Nota Técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2012. 58 p.

[EPE, 2013] – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). – **Expansão da Geração: Empreendimentos Fotovoltaicos**. p. 1 – 39. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

[EPE, 2014a] – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). – **Estudo da Demanda de Energia**. Nota Técnica DEA 13/14. p. 1 – 245. Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível em < <u>http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%201314%20Demanda%20de%20Energia</u> <u>%202050.pdf</u> >, acessado em 12/08/2015.

[EPE, 2014b] – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). – **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Nota Técnica DEA 19/14. p. 1 – 64. Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível em < <u>http://www.epe.gov.br/mercado/</u> <u>Documents/Série Estudos de Energia/DEA 19 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída</u> <u>no Brasil - Condicionantes e Impactos VF (Revisada).pdf</u> >, acessado em 12/08/2015.

[EPE, 2014c] – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) – **Leilão de Energia de Reserva 2014 atrai investimentos de R\$ 7,1 bilhões**. (Release 1º LER 2014 EPE 04/11/2014). Disponível em < <u>http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de% 20Energia%20de%20Reserva%202014/Leil%C3%A3odeEnergiadeReserva2014atraiinvesti mentosdeR\$7,1bi.aspx</u> >, acessado em 12/08/2015.

[EPE, 2015] – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) – **1º Leilão de Energia de Reserva 2015 contrata 1.043 MWp de energia solar**. (Release 1º LER 2015 EPE 28/08/2015). Disponível em < <u>http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A30%20</u> <u>de%20Reserva%20(2015)/Release%2010%20LER%202015%20EPE.pdf</u> >, acessado em 12/08/2015.

[EPE, 2016a] – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) – **Balanço Energético Nacional 2016: Relatório Final - Ano base 2015**. p.1- 296. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em < <u>https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf</u> >, acessado em 10/09/2016.

[EPE, 2016b] – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) – **Balanço Energético Nacional 2016: Relatório Síntese - Ano base 2015**. p.1-62. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em < <u>https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%</u> <u>B3rio%20Final_2016_Web.pdf</u> >, acessado em 10/09/2016.

[EPE, 2016c] – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) – **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**. Ano IX. Nº 107 (Agosto de 2016). Disponível em < <u>http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Resenha%20Mensal%20do%20Mercado%20de%20</u> <u>Energia%20El%C3%A9trica%20-%20Julho%202016.pdf</u> >, acessado em 18/03/2017.

[EPE, 2016d] – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) – **O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças: Climáticas: Produção e Uso de Energia**. Nota Técnica COP21 iNDC – Ano base 2015. P. 1-96. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em < <u>http://antigo.epe.gov.br//mercado/Documents/NT%20COP21%20iNDC.pdf</u> >, acessado em 06/01/2018.

[Erbs, Klein e Duffie, 1982] – ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. – **Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation**. Solar Energy, v. 28, p. 293 – 302, 1982.

[Farah, Whaley e Saman, 2016] – Sleiman Farah*, David Whaley, Wasim Saman – **Simulation** of rooftop photovoltaic shading using TRNSYS. Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2016 International. Marrakech, Marrocos. Disponível em < <u>http://ieeexplore.ieee.org/document/7984037/</u> >, acessado em 02/08/2017.

[Fahrenbruch e Bude, 1983] – FAHRENBRUCH, A.L.; BUBE, R.H. – **Fundamentals of Solar Cells: Photovoltaic Solar Energy Conversion**. Editora Academic Press, New York, 559 p. 1983.

[Feldman e Bolinger, 2016] – FELDMAN, D., and M. BOLINGER. 2016. – On the Path to SunShot: **Emerging Opportunities and Challenges in Financing Solar**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory – NREL, Disponível em < http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65638.pdf , acessado em 08/06/2016.

[FEMP, 2000] – Federal Energy Management Program. **Energy Savings Performance Contracts for Federal Agencies**. Version 2.2, U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, September, 2000.

[FEMP, 2012] – Federal Energy Management Program. **M&V Guidelines: Measurement and Verification for Federal Energy Projects,** DOE/EE-0770, U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, November 2012.

[FNESOL, 2016] – FUNDO CONSTITUCIONAL DE FINANCIAMENTO DO NORDESTE (FNESOL) – **Financiamento à Micro e à Minigeração Distribuída de Energia Elétrica.** Disponível em < <u>https://www.bnb.gov.br/documents/50268/71513/Cartilha BNB</u> <u>microgeração 2016.pdf/dc614dff-2f9a-4ca4-bdc4-42fb9fbc2f02</u> >, acessado em 26/02/2017.

[FRAUNHOFER ISE, 2017a] – FRAUNHOFER ISE | NREL – Fraunhofer institute for Solar Energy Systems ISE | National Renewable Energy Laboratory NREL – **Current Status of Concentrator Photovoltaic Technology CPV Report 1.3 April 2017 TP-6A20-63916**, < <u>https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cpv-report-ise-nrel.pdf</u> >, acessado em 17/01/2018

[FRAUNHOFER ISE, 2017b] – FRAUNHOFER ISE – Fraunhofer institute for Solar Energy Systems ISE – **Photovoltaics Report July 2017**, < <u>https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf</u> >, acessado em 17/01/2018.

[Fthenakis e Moskowitz, 2000] – FTHENAKIS V. M. AND MOSKOWITZ P. D. – **Photovoltaics: Environmental, Health and Safety Issues and Perspectives**. Prog. Photovolt. Res. Appl. 8, 27±38 (2000). Disponível em < <u>http://www.calepa.ca.gov/CEPC/2010/AsltonBird/</u><u>AppAEx7.pdf</u> >, acessado em 31/08/2016.

[Goetzberger, Knobloch e Voss 1998] – GOETZBERGER, A.; KNOBLOCH, J.; VOSS, B. – Crystalline Silicon Solar Cells. USA: John Wiley & Sons Inc., 1998. 238 p.

[Granderson et al., 2012] – GRANDERSON, J.; PRICE, P. N.; SOHN, M. D.; JUMP, D. – Automated measurement and verification: Performance of public domain wholebuilding electric baseline models (2015).

[Green, 2004] – GREEN, M. A. – **Recent developments in photovoltaics**. Solar Energy, v. 76, 2004.

[GREENPRO, 2004] – Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. UE, 2004.

[Guerrero et al., 2014] – GUERRERO, J.; MUÑOZ, Y.; IBÁÑEZ, F.; OSPINO, A. – Analysis of mismatch and shading effects in a photovoltaic array using different technologies. The International Congress of Mechanical Engineering and Agricultural Sciences - CIIMCA2013. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, v 59, 2014.

[Guidolin, Mortarino, 2010] – GUIDOLIN, M.; MORTARINO, C. – **Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates**. Technological Forecasting & Social Change, v.77, p.279-296, 2010.

[Haberl et al., 1996] – HABERL, J., REDDY, A., CLARIDGE, D., TURNER, D., O'NEAL, D. AND HEFFINGTON, W. 1996. – "Measuring Energy-Savings Execução das AEEs: Experiences from the Texas LoanSTAR Program", Oak Ridge National Laboratory Report No. ORNL/Sub/93- SP090/1, February.

[Häberlin, 2012] – HÄBERLIN, H. – Photovoltaics: system design and practice. Wiley-Blackwell, United Kingdom, 2012.

[Hansen e Weisman, 1998] – HANSEN, Shirley J.; WEISMAN, Jeannie C. – **Performance Contracting: Expanding Horizons**. Lilburn, GA: Prentice-Hall, Inc. 1998. 323p.

[Ibrahim, 2011] – IBRAHIM, A. – Analysis of Electrical Characteristics of Photovoltaic Single Crystal Silicon Solar Cells at Outdoor Measurements. Smart Grid and Renewable Energy, v. 2, p. 169-175, 2011.

[IBGE, 2017] – **Projeção da população do Brasil e das Unidades da Federação**. Disponível em < <u>http://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/</u> >, acessado em 1706/2017.

[IEA, 2012] – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. Energy Technology Perspectives 2012. Organization for Economic Cooperation & Development, Paris.

[IEA, 2015a] – TRACKING CLEAN ENERGY PROGRESS (TCEP 2015) – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY < <u>http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Tracking</u> <u>Clean_Energy_Progress_2015.pdf</u> >, acessado em 27/06/2015.

[IEA, 2015b] – WORLD ENERGY OUTLOOK SPECIAL REPORT 2015 – **Energy and Climate Change** < <u>http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015Special</u> <u>ReportonEnergyandClimateChange.pdf</u> > acessado em 20/06/2015.

[IEA, 2016] – WORLD ENERGY BALANCES (WEB 2016) – **Key World Energy Trends** – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA 2016) < <u>http://www.iea.org/publications/free</u> <u>publications/publication/KeyWorldEnergyTrends.pdf</u> > acessado em 20/06/2015.

[IPCC, 2007] – Summary for Policymakers. In: Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 7-22. Disponível em < <u>https://www.ipcc</u> .ch/pdf/assessment-report/ar4/wg2/ar4_wg2_full_report.pdf >, acessado em 31/08/2015.

[IPMVP Vol. II, 2002] – International Performance Measurement & Verification Protocol – **Concepts and Practices for Improved Indoor Environmental Quality**, 2002 - Volume II. Prepared by Efficiency Valuation Organization <u>www.evo-world.org</u>

[IPMVP Vol. III Part. II, 2003] – International Performance Measurement and Verification Protocol – **Concepts and Practices for Determining Energy Savings in Renewable Energy Technologies Applications**, 2003 - Volume III. Prepared by Efficiency Valuation Organization www.evo-world.org

[IPMVP Vol. III Part. I, 2006] – International Performance Measurement and Verification Protocol – **Concepts and Options for Determining Energy Savings in New Construction**, 2006 - Volume III. Prepared by Efficiency Valuation Organization <u>www.evo-world.org</u>

[IPMVP Vol. I, 2012] – International Performance Measurement and Verification Protocol – **Concepts and Options for Determining Energy and Water Savings** - Volume I, EVO 10000 – 1:2012. Prepared by Efficiency Valuation Organization <u>www.evo-world.org</u>

[IRENA, 2015] – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA) – **Renewable Power Generation Costs in 2014,** <u>https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/</u> IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf_>, acessado em 15/03/2016.

[Irvine e Candelise, 2014] – IRVINE, S.J.C.; CANDELISE, C. – Introduction and Technoeconomic Background, in Materials Challenges: Inorganic Photovoltaic Solar Energy, Royal Society Chemistry 2014, p 1-26.

[ISES, 2005] – INTERNATIONAL SOLAR ENERGY SOCIETY – **O** futuro das fontes renováveis de energia para os países em desenvolvimento, disponível em < <u>https://ises.org/fileadmin/user_upload/PDF/ISES_WP_developing_countries_Portuguese_p</u> <u>df</u> >, acessado em 29/01/2017.

[Islam e Meade, 2013] – ISLAM, T e MEADE, N. – The impact of atribute preferences on adoption timing: The case of photovoltaic (PV) solar cells for household electricity generation. Energy Policy, Article in press, 2013.

[Jager, 2006] – JAGER, W. – **Stimulating the diffusion of photovoltaics systems: a behavioural perspective**, Energy Policy, v.34, p.1935-1943, 2006.

[Jarrou e Saute, 2017] – Abderrahmane Jarrou e Dominique Saute – **Simulation, Analysis** and Identification of a Renewable Energy System – Research Center for Automatic Control of Nancy (CRAN), Lorraine University, France. Disponível em < http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8010190/authors >, acessado em 02/08/2017.

[Jelle, Breivik e Rokenes, 2012] – JELLE, B. P.; BREIVIK, C.; ROKENES, H. D. – Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 100, p. 69 – 96, 2012.

[Kanyarusoke, Gryzagoridis, e Oliver, 2015] – Kant KANYARUSOKE, Jasson GRYZAGORIDIS, Graeme OLIVER – Validation of TRNSYS modelling for a _xed slope photovoltaic panel. Mechanical Engineering Department, Cape Peninsula University of Technology, Cape Town, South Africa, disponível em < <u>https://journals.tubitak.gov.tr/elektrik/abstract.htm?id=19617</u> > acessado em 02/08/2017

[Kats, Rosenfeld, e Mcgaraghan, 1997] – KATS, G., ROSENFELD, A., E MCGARAGHAN, S. – "Energy Efficiency as A Commodity: The Emergence of an Efficiency Secondary Market for Savings in Commercial Buildings", Proceedings of the ECEEE 1997 Summer Study, Vol. I, Panel 2.

[Kats, Kumar, e Rosenfeld, 1999] – KATS, G., KUMAR, S., E ROSENFELD, A. – "The Role for an International Measurement & Verificação Standard in Reducing Pollution", Proceedings of the ECEEE 1999 Summer Study, Vol. 1, Panel 1.

[Kea, Yeha e Jian, 2012] – MING-TSUN KEA, CHIA-HUNG YEHA E JHONG-TING JIAN – Analysis of building energy consumption parameters and energy savings measurement and verification by applying eQUEST software (2012).

[Knisely, 2013] – KNISELY, BRETT – Angle of Incidence and Non-Intrusive Cell Quantum Efficiency Measurements of Commercial Photovoltaic Modules. (Degree Master of Science in Technology). Arizona State University, 2013.

[Krarti, 2011] - MONCEF KRARTI - **Energy Audit for Building Systems: An Engineering Approach** - Second Edition, textook, CRC Press, p. 350 (16-13) to 353 (16-17) – 600 pages, 2011. University of Colorado

[Kumar et al., 2016] – Kuldeep Kumar, Ashwini Mudgal, Mayank Thapliyal, Jagendra Srivastava, Viresh Dutta – **Implementation and Analysis of PV-FC Hybrid System Using Design Parameters Obtained From TRNSYS Model**. Photovoltaic Laboratory, Centre for Energy Studies, Indian Institute of Technology Delhi Hauz Khas, New Delhi, 110016, disponível em < <u>http://ieeexplore.ieee.org/document/7584196/</u> >, acessado em 02/08/2017.

[Kymakis, Kalykakis, e Papazoglou, 2009] – KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLOU, T. M. – **Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete**. Energy Conversion and Management, v. 50, p. 433 – 438, 2009.

[KYOCERA, 2007] – World record: Largest stadium-integrated photovoltaic plant expanded with Kyocera solar modules, (2007), disponível em < http://www.kyocerasolar.eu/index/news/news_details.L3NvbGFyX2VsZWN0cmljX3N5c3RlbX MvbmV3cy8yMDA3L2xhcmdlc3Rfc3RhZGI1bS1pbnRlZ3JhdGVk.html>, acessado em 15/04/2017.

[Labay e Kinnear, 1981] – LABAY, D.G., KINNEAR, T.C., 1981. – **Exploring the consumer decision process in the adoption of solar energy systems**. Journal of Consumer Research 8, 271–278.

[Lam, 2007] – LAM, KING-HANG – **Techniques for dynamic modelling of BIPV in supporting system design and BEMS,** University of Hong Kong, (2007).

[Lam et al., 2012] – LAM, K.H.; LAI, T.M.; LO, W.C.; TO, W.M. – The application of dynamic modelling techniques to the grid-connected PV (photovoltaic) systems (2012).

[Lemos, 2016] – Estudo do efeito do acúmulo de sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos. - Dissertação (Mestrado) – CEFET/MG, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte - Minas Gerais, 123 f, 2016.

[Lemos, Ferreira e Jota, 2016] – Lemos, L.O.; Ferreira, A. M.; JOTA, P. R. S. – Efeito da sujidade no desempenho de módulos fotovoltaicos. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016, Belo Horizonte. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016. v. 1. p. 1-7.

[Li, Cheung e Lam, 2005] – LI, D. H. W.; CHEUNG, G. H. W.; LAM, J. C. – Analysis of the operational performance and efficiency characteristic for photovoltaic system in Hong Kong. Energy Conversion and Management, v. 46, p. 1107 – 1118, 2005.

[Li, Liu e Tang, 2011] – LI, Z.; LIU, X.; TANG, R. – **Optical performance of vertical singleaxis tracked solar panels**. Renewable Energy, v. 36, p. 64 – 68, 2011.

[Li e Jin, 2016] – Yang Li. Dengwei Jin – **Investigation of the performance of photovoltaic/thermal system by a coupled TRNSYS and CFD simulation.** State Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering & International Research Center for Renewable Energy, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China. Disponível em < <u>http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X163</u> 06582, acessado em 02/08/2017.

[Lin e Tsang, 2003] – LIN, YUNG-JEN; TSANG, CHIA-PING. – **The effects of starting precursors on the cabothermal synthesis of SiC powders.** Ceramic International, V.29, p. 69-75, 2003. Disponível em < <u>http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/</u>S0272884202000913, acessado em 19/04/2017.

[Liu e Jordan, 1960] - LIU, B.Y.H; JORDAN, R.C. – **The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation**, Solar Energy, Washington, v.4, n.3, p. 1– 19, 1960.

[Lorenzo e Araujo, 1994] – LORENZO, E.; ARAUJO, G.L. – **Electricidad Solar: Ingenieria de los sistemas fotovoltaicos**. Universidad Politécnica de Madrid. Instituto de Energía Solar. 1^a ed. Espanha: Progensa, 1994.

[Neto, 2006] – MACHADO NETO, L. V. B. – **Caracterização de geradores fotovoltaicos e desenvolvimento de seguidor de potência máxima para sistemas autônomos aplicados à eletrificação rural**. 2006. 199 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Viçosa, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, Minas Gerais.

[Marion e Urban, 1995] – MARION, W., URBAN, K. – Users Manual for TMY2s-Typical Meteorological Years Derived from the 1961–1990 National Solar Radiation Data Base, NREL/TP-463-7668, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 1995. Disponível em < <u>http://rredc.nrel.gov/solar/pubs/tmy2/overview.html#source</u> >, acessado em 08/04/2017.

[Marion, et, al, 2005] – MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. – **Performance parameters for grid-connected PV systems**. 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition, Florida, 2005. Disponível em < <u>http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37358.pdf</u> >, acessado em 17/08/2016.

[Marques et al., 2006] – MARQUES, Milton César Silva et al. – **Conservação de Energia: Eficiência Energética de Equipamentos e Instalações**. Itajubá. Eletrobrás / PROCEL Educação. 2006. P. 22-23. 621p.

[Martín, 1998] – MARTÍN, E. C. – **Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis**. 1998. 200 f. Tese (Doutorado) – Universidad Politécnica de Madrid, Escuela técnica superior de ingenieros de telecomunicación, Madrid.

[Martín e Ruiz, 2004] – MARTÍN, N.; RUIZ, J. M. – **Annual angular reflection losses in PV modules**. 2004. – Universidad Politécnica de Madrid (UPM), Instituto de Energía Solar, Madrid. Disponível em < <u>http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.585/abstract</u> >, acessado em 17/08/2016.

[Mavromatakis et al., 2010] – MAVROMATAKIS, F.; MAKRIDES, G.; GEORGHIOU, G.; POTHRAKIS, A.; FRANGHIADAKIS, Y.; DRAKAKIS, E.; KOUDOUMAS, E. – **Modeling the photovoltaic potential of a site**. Renewable Energy, v. 35, p. 1387 – 1390, 2010.

[METEONORM, 2015] – METEONORM – Soma Anual da Irradiação Global Horizontal 1991-2010 **(Yearly Sun Of Global Horizontal Irradiation - GHI)** (Map). Disponível em: < <u>http://meteonorm.com/images/uploads/demo_uploads/ghi_v715_hr.png</u> >, acessado em 28/10/15.

[Michels et al., 2010] – MICHELS, R. N.; SANTOS. J. A. A.; GNOATTO, E.; KAWANAGH, E.; FISCHBORN, M.; HALMEMAN, M. C. R. – **A** influência da temperatura na eficiência de painéis fotovoltaicos em diferentes níveis de incidênciada radiância solar, disponível em < <u>https://agrogeoambiental.ifsuldeminas.edu.br/index.php/Agrogeoambiental/article/view/288</u> >, acessado em 26/03/2017.

[MME, 2009] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) – Estudo e Propostas de Utilização de Geração Fotovoltaica Conectada à Rede, em Particular em Edificações Urbanas. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF. Brasília, p. 1 – 93, 2009.

[MME, 2011] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – **Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEF) – Premissas e Diretrizes Básicas**, Versão 18/10/2011. Disponível em < <u>http://www.mme.gov.br/documents/10584/1432134/Plano+Nacional+Efici%C3%AAncia+Ene</u> <u>rg%C3%A9tica+%28PDF%29/74cc9843-cda5-4427-b623-b8d094ebf863?version=1.1</u> >, acessado em 11/07/2015.

[MME, 2015a] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – **Boletim Energia Solar no Brasil e no Mundo (BESBM 2015)**. Disponível em < <u>http://www.mme.gov.br/documents/10584/</u> <u>3580498/17+-+Energia+Solar++Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-</u> <u>1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv</u> <u>154</u> >, acessado em 30/07/2016.

[MME, 2015b] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME, 2015) – Brasil inicia projeto de geração de energia por placas solares flutuantes, disponível em < http://www.mme.gov.br/web/guest/paginainicial/outrasnoticas//asset_publisher/32hLrOzMKw Wb/content/brasil-inicia-projeto-de-geracao-de-energia-por-placas-solares-flutuantes >, acessado em 04/03/2017.

[MME, 2015c] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – **Programa de Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD)**. Disponível em < <u>http://www.mme.gov.br/documents/10584/</u> 3013891/15.12.2015+Apresenta%C3%A7%C3%3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66cfa5cb 507fd06?version=1.0 >, acessado em 28/02/2016.

[MME, 2016a] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico (BMSE Julho/2016).** Disponível em <<u>http://www.mme.gov.br/</u> <u>documents/10584/3308684/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico++Julh</u> <u>o-2016.pdf/e0b62e34-ec50-4e84-8453-af84a6d70123</u>>, acessado em 01/09/2016.

[MME, 2016b] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – **Brasil registra 3.565 conexões de geração distribuída até maio** - Assessoria de Comunicação Social (ACS de 11/08/2016). Disponível em < <u>http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/07/brasil-registrou-mais-de-3-5-</u> <u>mil-conexoes-de-energia-em-2016</u> >, acessado em 11/01/2017.

[MME, 2016c] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2024)**. Disponível em < <u>http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/pde</u> >, acessado em 14/02/2016.

[MME, 2016d] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – **Programas de Eficiência Energética – PROPEE.** Disponível em < <u>http://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-</u> <u>energetica</u> >, acessado em 14/02/2016.

[MME, 2016e] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – **Boletim Energia Solar no Brasil e no Mundo (BESBM 2016)**. Disponível em < <u>http://www.mme.gov.br/documents/10584/35804</u> <u>98/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-</u> <u>4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154</u> >, acessado em 10/01/2018.

[MME, 2016f] – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico (BMSE Julho/2017).** Disponível em <<u>http://www.mme.gov.br/docu</u> <u>ments/10584/4475726/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Junho+-</u> +2017.pdf/0dd6b734-e3c2-4418-a6df-33d1a5087c86>, acessado em 10/01/2017.

[Monteiro A., 2014] – MONTEIRO JUNIOR, A. 2014 – **Modelagem da Usina Fotovoltaica do Estádio do Mineirão para Estudos de Propagação Harmônica**. - Dissertação (Mestrado) – UFMG, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - Minas Gerais, 134 f, 2014.

[Monteiro L. et al., 2017] – MONTEIRO, L. G., MACEDO, W.N., TORRES, P. F., SILVA. M. M., AMARAL, G., PITERMAN, A. S., LOPES, B. M., FRAGA, J. M., BOAVENTURA, W. C. – **One-Year Monitoring PV Power Plant Installed on Rooftop of Mineirão Fifa World Cup/Olympics Football Stadium**. Revista Energias, Vol.10, Ed. 2, 2017, disponível em < <u>http://www.mdpi.com/1996-1073/10/2/225/htm</u> >, acessado em 13/05/2017.

[Munoz et al., 2011] – MUNOZ, M.A.; ALONSO-GARCÍA, M.C.; VELA, N; CHENLO, F. – **Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions**. Solar Energy, v. 85, p. 2264 – 2274, 2011.

[Nakabayashi, 2014] – NAKABAYASHI, R. K. – **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futura**s. 2016. 155 f. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo - USP (2014).

[NREL, 2017] – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – **Best Research Cells Photovoltaics 2017**, disponível em < <u>https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png</u> >, acessado em 10/01/2017.

[NSRDB Vol. I, 1992] – **User's Manual - National Solar Radiation Data Base (1961-1990).** Version 1.0. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory and Asheville, NC: National Climatic Data Center.

[Núñez et al., 2016] – NÚÑEZ, R.; JIN, C.; VICTORIA, M.; DOMÍNGUEZ, C.; ASKINS, S.; HERRERO, R.; ANTÓN, I.; SALA, G. – **Spectral study and classification of worldwide locations considering several multijunction solar cell technologies**. 2016 – Universidad Politécnica de Madrid (UPM), Instituto de Energía Solar, Madrid. Disponível em < <u>http://oa.upm.es/40485/1/multijunction_solar_cell_technologies_postprint.pdf</u> >, acessado em 03/06/2017.

[Ositelu, 2010] – OSITELU. O; CETINER. R; BAYRAKCI. M; TAMMINEEDI. C; JAGARLAMUDI. V. – **Design and Simulation of a Distributed PV System for Pennsylvania State University** (2010).

[Patterson, 1996] – PATTERSON, M. – What is Energy Efficiency? - Concepts, Indicators and Methodological Issues. Energy Policy v. 24, n.5, p. 377-390, 1996.

[Pereira et al., 2006] PEREIRA, ELIZABETH et al. (2006) – Curso de Capacitação em Aquecimento Solar – Projeto SOL BRASIL, Manual do Professor.

[Pimentel, 2011] – **O fim da era do petróleo e a mudança do paradigma energético mundial: perspectivas e desafios para a atuação diplomática brasileira** / Fernando Pimentel. – Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão, 2011. 236 p. ISBN 978-85-7631-308-3. Disponível em < <u>http://funag.gov.br/loja/download/838Fim da_Era do_Petroleo_e a_Mudanca do Paradigma Energetico Mundial O.pdf</u> > acessado em 25/07/2015.

[Pinho e Galdino, 2014] – ¹PINHO, J. T.; ²GALDINO, M. A. E.– **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES – CEPEL – DTE – CRESESB). ¹ Universidade Federal do Pará, Coordenador do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) e do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia (INCT-EREEA). ² Departamento de Materiais, Eficiência Energética e Geração Complementar (DME) do Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobras. Rio de Janeiro, RJ. Disponível em < <u>www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual de_Engenharia_FV_2014.pdf</u> >, acessado em 19/09/2015

[Planalto, 2014] – **Mineirão é o primeiro estádio a receber Selo Platinum de Sustentabilidade.** Disponível em < <u>http://www.brasil.gov.br/meioambiente/2014/07/mineirao-e-o-primeiro-a-receber-selo-platinum-de-sustentabilidade</u> > acessado em 25/02/2017.

[Planalto, 2015a] – PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA – **Incidência do PIS e COFINS na micro ou minigeração distribuída.** Disponível em < <u>http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-</u> <u>2018/2015/lei/l13169.htm</u> >, acessado em 25/02/2017.

[Planalto, 2015b] – PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA – **Programa Luz para Todos.** Release publicado em 26/05/2015. Disponível em < <u>http://www2.planalto.gov.br/noticias/2015/05/</u> prorrogado-ate-2018-luz-para-todos-deve-beneficiar-mais-um-milhao-de-brasileiros >, acessado em 15/03/2016.

[PVEDUCATION, 2015] – **First photovoltaic Devices.** < <u>http://www.pveducation.org/</u> <u>pvcdrom/manufacturing/first-photovoltaic-devices#footnote5_ds8d08k</u> >, acessado em 08/08/2015.

[PVGIS, 2012] – **Photovoltaic Geographical Information System**. Joint Research Centre (JRC), Institute for Energy and Transpot (IET). Disponível em < <u>http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/countries/countries-europe.htm</u> >, acessado em 28/10/2015.

[PVSYST, 2017] – Photovoltaic Software. Disponível em: <<u>http://www.pvsyst.com</u>>.

[Rogers, 1995] – ROGERS, E. M. – **Diffusion of Innovations**. 4th Ed. New York: The Free Press, 1995.

[Rüther, Kleiss e Bücher, 1996] – RÜTHER, R.; KLEISS, G.; BÜCHER,K. – **The Seasonal Performance of Thin Film Solar Modules in Façade and Roof** - Mounted Photovoltaic Systems. In: European Solar Energy Conference. Freiburg. 1996.

[Rüther, 2004] – RÜTHER, Ricardo. – Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil – Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

[Salamoni, 2004] – SALAMONI, I. – Metodologia para cálculo de geração fotovoltaica em áreas urbanas aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte - Dissertação (Mestrado) – UFSC, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – Santa Catarina, 155 f, 2004.

[Santos, 2013] – SANTOS, ÍSIS PORTOLAN dos – **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura**, 2013. 278 f. Tese (Doutorado) – disponível em < <u>https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/</u>106916/318113.pdf?sequence=1&isAllowed=y >, acessado em 07/06/2017.

[Seguell, 2009] – SEGUEL, J. I. L. – **Projeto de um Sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital** - Dissertação (Mestrado) – UFMG, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - Minas Gerais, 222 f, 2009.

[Silva, el at. 2016] – SILVA, M. M.; SOUZA, M. E.; LOPES, B. M.; GONZALEZ, M. L. y; BOAVENTURA, W. C.; CARDOSO, E. N. – Análise da Geração de Energia da Usina Solar Fotovoltaica do Mineirão. SBSE 2016.

[Singh, 2013] – SINGH, G. K. – **Solar power generation by PV (photovoltaic) technology**: A review. Energy, v. 53, p. 1 – 13, 2013.

[Soto, Klein, Beckman, 2006] – SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. – Improvement and validation of a model for a photovoltaic array performance. Solar Energy, v. 80, p. 78 – 88, 2006.

[Souza, F., 2014] – SOUZA, F. H. A. F. – **Inspeção e Monitoramento do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede: estudo de caso real**, Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Belo Horizonte, 2014.

[Souza, M., 2014] – SOUZA, M. E. – **Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real** - Dissertação (Mestrado) – UFMG, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - Minas Gerais, 120 f, 2014.

[SPE, 2017] – SOLAR POWER EUROPE – **Global Market Outlook 2017 - 2021**. p. 1 – 60, SPE, 2017. Disponível em < <u>https://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/global-market-outlook-2017-2021</u>>, acessado em 27/12/2017.

[SWISSINFO, 2010] – STADE DE SUISSE WANKDORF – **A maior usina solar do mundo num estádio de futebo**l. Publicado em 22/02/10. Disponível em < <u>http://www.swissinfo.ch/</u> <u>por/a-maior-usina-solar-do-mundo-num-est%C3%A1dio-de-futebol/8310648</u>>, acessado em 10/06/2016.

[SUNEARTHTOOLS, 2017] - Ferramentas para designers e consumidores de energia solar – Sun Position: cálculo da posição do sol no céu para cada local sobre a terra a qualquer hora do dia, azimute e caminho solar. Disponível em < <u>www.sunearthtools.com</u> >, acessado em 04/11/2017.

[Tamizhmani e Kuitche, 2013] – TAMIZHMANI, G.; KUITCHE, J. – Accelerated lifetime testing of photovoltaic modules. Solar America Board for Codes and Standards, 2013. Disponível em < <u>http://www.solarabcs.org/about/publications/reports/acceleratedtesting/pdfs/SolarABCs-33-2013.pdf</u> >, acessado em 20/08/2016. [Teodoro, 2014] – TEODORO, P. H. M. – **Dinâmicas física e histórica na conjuntura do desenvolvimento sustentável**. Acta Scientiarum. Human and Social Sciences, v. 36, p. 73-84, 2014. Disponível em < <u>http://dx.doi.org/10.4025/actascihumansoc.v36i1.21220</u> >, acessado em 24/01/2017.

[Tessarolo et al., 2015] – TESSAROLO, M.; GUERRERO, A.; GEDEFAW, D.; BOLOGNESI, M.; PROSA, M.; XU, X.; MANSOUR, M.; WANG, E.; SERI, M.; ANDERSSON, A.; MUCCINI, M.; GARCIA-BELMONTE, G. – **Predicting thermal stability of organic solar cells through an easy and fast capacitance measurement**. 2015 – Institute of Advanced Materials (INAM), Universitat Jaume I, Castelló, Spain. Disponível em < <u>www.elp.uji.es/recursos/paper275.pdf</u> >, acessado em 03/06/2017.

[TRNSYS, 2006] – TRNSYS 16 DOCUMENTATION (2006-01) – Using the simulation studio, Standard Component Library Overview, Component Mathematical Reference and Weather Data. Disponível em < <u>http://sel.me.wisc.edu/trnsys/</u> > no help do software.

[TRNSYS, 2014] – TRNSYS 17 DOCUMENTATION (2014-05) – Using the simulation studio, Standard Component Library Overview, Component Mathematical Reference and Weather Data. Disponível em < <u>http://sel.me.wisc.edu/trnsys/</u> > no help do software.

[UNFCCC, 1998] – Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1998 < <u>http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf</u> >, acessado em 18/07/2015.

[Vidal, Barra e Pinhão, 2013] – VIDAL, L. C.; BARRA, E.; PINHÃO, J. C. M. S. – **Modelagem e simulação de um gerador fotovoltaico em MATLAB™ para estudo do uso de cargas intermitentes**, X SEGeT – Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia, Gestão e Tecnologia para Competitividade, (2013) disponível em <<u>http://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos13/34218330.pdf</u> >, acessado em 26/03/2017.

[Yau e Lim, 2016] – YAU, Y.H., LIM, K.S. – **Energy analysis of green office buildings in the tropics—Photovoltaicsystem**, Department of Mechanical Engineering, University of Malaya, 50603 Kuala Lumpur, Malaysia. 2016. Disponível em < <u>http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778816303711</u> >, acessado em 04/03/2017.

[Zomer, 2014] – ZOMER, C. D. – Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações, 2014. 258 f. Tese (Doutorado) – disponível em < <u>http://www.labeee.ufsc.br/node/627</u> >, acessado em 13/05/2017.

[Wohlgemuth e Kurtz, 2011] – WOHLGEMUTH, J.H. KURTZ, S. – **Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity. IEEE International Reliability Physics Symposium** Monterey, California, April 10-14, 2011.

[WCED, 1987] – WORLD COMMISSION ON ENVIRONMENT AND DEVELOPMENT – WCED, '**Our Common Future**' (Oxford: Oxford University Press) 1987, p. 43.

10. APÊNDICE A – Catálogo módulo MPrime 240



MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 215 - 245





CERTIFICAÇÃO

- Inspecção periódica TÜV
- Certificado segundo a norma IEC 61215
- Testes de Segurança, IEC 61730.1, IEC 61730.2,
- EC 61701 (Corrosão de Nevoeiro Salino)
- Testes de Amónia IEC 62716
- Testados sob quantidades elevadas de neve 5,400 Pa
- Licença Kitemark® KM 574853, pelo Grupo BSI
- UL 1703 pela CSA
- Marcação CE
 Classe de segurança 2
- Classe de segurança z

A EMPRESA

Especializada na distribuição de módulos fotovoltaicos, kits e componentes, a MPrime foca-se na flexibilidade, excelência no atendimento e na inovação tecnológica contínua, com o objectivo de oferecer aos seus clientes em todo o mundo, o melhor conjunto de produtos, de serviços e garantias. Parte integrante da Martifer Solar, a MPrime beneficia de uma larga experiência internacional em instalações solares fotovoltaicas.

PONTOS FORTES DOS MÓDULOS MPRIME

- Eficiência e bom desempenho, com garantia linear.
- Potência positiva até mais 4,99 Watts.

 Vidro com 4 milímetros de espessura, que o torna apropriado para um clima de granizo e neve, e uma textura de superfície interna que aumenta a absorção da radiação solar.

 Produzidos numa fábrica com uma capacidade de produção de 50 MW, expansível até 100 MW, totalmente automatizada e robotizada, o que permite um alto nível de qualidade no produto final.

GARANTIA

A MPrime assegura garantias de primeira classe nos seus módulos:

 25 anos de garantia linear de desempenho: redução anual máxima de 0,68%, após o segundo ano, 25º ano: 80,7%. De acordo com as condições aplicáveis, a garantia MPrime entra em vigor no momento da compra e pode ser consultada no Certificado de Garantia do módulo.

• Garantia do Produto: 10 anos.

BENEFÍCIOS DA GARANTIA LINEAR









MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 215 - 245

| ESPECIFICAÇÕES ELECTRICAS | | | | | | | | |
|--|---------------------|-------------------|-------------------------------|--------------------|------------------|-------|-------|-------|
| | | | | | | | | |
| Potência Nominal (Wp) | Рмрр | 215 | 220 | 225 | 230 | 235 | 240 | 245 |
| Variação Positiva da Potência | Риом | | | [P | пом-0; Рпом+4.99 | [W | | |
| Corrente em MPP (A) | Імрр | 7.72 | 7.88 | 7.98 | 8.12 | 8.15 | 8.21 | 8.23 |
| Tensão MPP (V) | VMPP/UMPP | 27.84 | 27.91 | 28.20 | 28.33 | 28.82 | 29.24 | 29.77 |
| Tensão de Circuito Aberto (V) | Voc/Uoc | 36.28 | 36.55 | 36.95 | 37.19 | 37.44 | 37.80 | 37.83 |
| Tensão de Curto Circuito (A) | Isc | 8.17 | 8.23 | 8.37 | 8.39 | 8.41 | 8.58 | 8.60 |
| Eficiência do Módulo | ղ (%) | 13.4 | 13.7 | 14.0 | 14.3 | 14.6 | 14.9 | 15.2 |
| Tensão Máxima do Sistema | VSYST | | | | + 1,000 V ** | | | |
| Valor Máximo de Fusível de String | 1 | | | | 12 A | | | |
| NOCT | | | | | 47.3 °C | | | |
| Coeficientes de Temperatura: | | | | | | | | |
| Potência | γ(Pmpp) | | | | -0.45%/°C | | | |
| Tensão | β[Voc] | | | | -0.324% /°C | | | |
| Corrente | a(Isc) | | | | 0.076%/°C | | | |
| * Valores em condições de teste padrão STC (ma | ssa de ar AM 1.5. i | rradiância 1000 W | /m ² , temperatura | da célula de 25 °C | 1 | | | |

* Valores em condições de teste padrão STC (massa de ar AM 1,5, irradiância 1000 W/m², temperatura da célula de 25 °C

35 módulos

525 módulos

Tolerância máxima de potência: ±3% ** Tensão Positiva

ESPECIFICAÇÕES MECÂNICAS

| Dimensões | 1,639 x 982 x 35 mm |
|---------------------|---|
| Peso | 20 kg |
| Células Solares | Multicristalino 60, células de 6 polegadas |
| Protecção Frontal | Temperado e Texturado com Espessura de 4mm |
| Encapsulante | EVA (Ethylene Vinyl Acetate) |
| Protecção Posterior | PPE (Polyester Polyester Primer) |
| Moldura | Alumínio Anodizado Prata |
| Díodos | 3 Díodos Bypass (10,5A) |
| Caixas de Junção | IP 65, c/ 3 Díodos Bypass |
| Cabo | 2 Cabos de 0,8 m |
| Conector | Weidmüller (compatível MC4) com opção de conector Tyco |
| EMBALAGEM | |



982



CURVAS I-V

Módulos por palete

Módulos por contentor de 40 pés



1639

ATENSÃO: Leia as instruções de segurança e de instalação antes de utilizar o produto. (disponiveis em WWW.MPRIMESOLAR.COM). NOTA: As especificações incluídas neste documento estão sujeitas a alterações sem aviso próvio por parte da empresa. Em caso de conflitos/problemas que possam surgir devido a erros de interpretação, as condições que prevalecem são a descritas na versão original linglês).

MPRIME SOLAR SOLUTIONS, S.A. ZONA INDUSTRIAL, APARTADO 17 / 3684-001 OLIVEIRA DE FRADES, PORTUGAL TEL. +351 232 811 381 FAX. +352 232 767 750 E. INFO.PT@MPRIMESOLAR.COM WWW.MPRIMESOLAR.COM

PT065-TCD-MODULE/02/04.12(PT)
11. APÊNDICE B – Catálogo inversor Ingeteam 15TL

| INGECON | SUN | | | Smar Transformerkes |
|---|---|---|--|---|
| | 10TL / 12.5TL / | 15TL / 1 | 8TL | |
| A ROBUST SOLUTION FOR OUTDOOR PV SYSTEMS | Three phase inverter for medi industrial roots and for plants tracking systems. Maximum efficiency with the independent MPPT inputs Power conversion stage comp independent power modules v advanced maximum power po system (MPPT). Easy to install Fast-on connectors. Manual d from the grid. Robust design Stainless sheet housing for ind outdoor installation (IP65). Ab externe temperatures. | um sized with solar ee with an oint tracker disconnection loor and ite to withstand | Easy to maint internal datalo strage. Contro or on-site from Status and ala Screen. Lisefu Software inclu it includes, wit softwares inge ingecon® Web recording the e through intern communicatio Standard 5 ye for up to 25 ye | ain gger for up to 3 months data of hom either a remote PC the invester front key pad. If the of more than 20 years. If the of more than 20 years. Monitor for displaying and data checkly from the inverter at. It includes also RS-485 rs. ar warranty, extendable ears |
| | PROTECTROME • Reserve polarity. • Input and output overveilagen with type 3 surge arrester monitoring. • Output short-circuits and overlands. • Output short-circuits and overlands. • Insulation failures. • Arti-islancing with automatic disconnection. | OPTIONAL ADD - DC breaker. - Additional by to protect ag the AC output - Ethermat or B communication - Modern for C communication | ssores or 2 surge emoter and overveitage et t kaatooth on. SMCPRS remote on. | Potential free context, factory set to indicate an insulation failure or, optionally, that the insurtar is convected to the grid |
| 000 | Ingetesan | | | EFICENCY INCLOV INC |
| www.ingeteam.com | | | | Innotone |

SUN INGECON

Smart transformeriess

| | 10TL | 12.5TL | 15TL | 18TL | | |
|------------------------------------|------------------|--------------------|--------------------|-----------------|--|--|
| Input (DC) | | | | | | |
| Recommended PV array power range? | 11.4 - 12.9 KWp | N.Z-1625800 | 17.1 - 195 KWb | 189-71 KWb | | |
| Voltage range MPY | 195-450V | 145-450 V | 160-450 V | 190-450 V | | |
| Voltage range DC [®] | 125-550V | 125 - 550 V | 125-5501 | 125-550 V | | |
| Maximum current DC 9MPPTP | 72 A | AEE | 33.8 | 33.8 | | |
| DC inputs | 12 | 12 | 12 | 12 | | |
| METT | 3 | 3 | 3 | 3 | | |
| Output (AC) | | | | | | |
| Rated cover NC® | 11 KW | 13.849 | 16.5 KW | 18 KW | | |
| Temperature at rated power | 78 | 45°C | 229 | 00 | | |
| Maximum current AC | 17.8 | 24.2.8 | 75.5 A | 76.2.A | | |
| Rated voltage AC | 400 V* | 400 V* | 400 V* | 400 V* | | |
| Frequency AC | 50/60Hz | 50/60Hz | 50/60Hz | 50/60Hz | | |
| Phi Cosine* | 1 | 1 | 1 | 1 | | |
| Phi Cosine adjustable | Yes, Sman-11 KNA | Yes. Smax-13.8 kVA | Yes, Smax-16.5 KWA | Yes Smaa-18 kVA | | |
| THD* | 3 | 6% | C% | 63 | | |
| Efficiency | | | | | | |
| Maximum efficiency | 96.8% | 97% | 97% | 97% | | |
| Euroefficiency | 95.7% | 95.1% | 96.1% | 96.1% | | |
| General Information | | | | | | |
| Air cooline | 234 mPh | 234 m?h | 734 mPh | 234 mith | | |
| Stand-by consumption** | <00W | COW | -COW | <0W | | |
| Consumption at night | DW | OW | DW | OW | | |
| Ambient temperature | -20°C to +70°C | -70°C to +70°C | -20°C to +70°C | -20°C to +70°C | | |
| Relative humidity (non-condensing) | 0.95% | 0.92% | 0.98% | 0-9% | | |
| Protection class | 1765 | 195 | 1765 | 195 | | |
| | | | | | | |

¹Yoliase phase to share results! results!
Number of asset to share results! results!
Number of the state results in the



Ingeteam

| | r | | | | | | - | | | - | | | |
|-----------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------------|
| Segmentos | JAN/15 | FEV/15 | MAR/15 | ABR/15 | MAI/14 | JUN/14 | JUL/14 | AGO/14 | SET/14 | OUT/14 | NOV/14 | DEZ/14 | Média Anual |
| 1 | 131,50 | 154,10 | 126,60 | 129,60 | 115,50 | 113,40 | 124,20 | 137,20 | 141,20 | 137,70 | 143,20 | 133,20 | 1587,50 |
| 2 | 131,60 | 154,10 | 126,40 | 129,20 | 115,00 | 112,70 | 123,50 | 136,60 | 141,00 | 137,60 | 143,30 | 133,30 | 1584,30 |
| 3 | 131,70 | 154,10 | 126,30 | 128,90 | 114,60 | 112,30 | 123,00 | 136,30 | 140,80 | 137,50 | 143,30 | 133,40 | 1582,10 |
| 4 | 131,70 | 154,00 | 126,20 | 128,60 | 114,10 | 111,70 | 122,50 | 135,80 | 140,50 | 137,50 | 143,40 | 133,50 | 1579,50 |
| 5 | 131,80 | 154,00 | 126,00 | 128,20 | 113,60 | 111,00 | 121,80 | 135,30 | 140,20 | 137,40 | 143,40 | 133,60 | 1576,30 |
| 6 | 131,90 | 154,00 | 125,80 | 127,80 | 113,10 | 110,40 | 121,20 | 134,70 | 140,00 | 137,30 | 143,50 | 133,70 | 1573,30 |
| 7 | 131,90 | 153,90 | 125,60 | 127,50 | 112,60 | 109,80 | 120,50 | 134,20 | 139,70 | 137,20 | 143,50 | 133,80 | 1570,20 |
| 8 | 132,00 | 153,90 | 125,50 | 127,20 | 112,20 | 109,30 | 120,00 | 133,80 | 139,40 | 137,10 | 143,50 | 133,90 | 1567,80 |
| 9 | 132,10 | 153,90 | 125,30 | 126,80 | 111,70 | 108,70 | 119,50 | 133,30 | 139,20 | 137,10 | 143,60 | 134,00 | 1565,00 |
| 10 | 132,10 | 153,80 | 125,10 | 126,50 | 111,30 | 108,20 | 118,90 | 132,90 | 138,90 | 137,00 | 143,60 | 134,10 | 1562,40 |
| 11 | 132,20 | 153,80 | 124,90 | 126,00 | 110,60 | 107,40 | 118,20 | 132,20 | 138,60 | 136,90 | 143,70 | 134,20 | 1558,70 |
| 12 | 132,30 | 153,70 | 124,60 | 125,40 | 109,90 | 106,50 | 117,20 | 131,40 | 138,10 | 136,70 | 143,70 | 134,30 | 1553,80 |
| 13 | 132,40 | 153,60 | 124,30 | 124,80 | 109,10 | 105,50 | 116,20 | 130,60 | 137,70 | 136,60 | 143,80 | 134,50 | 1549,10 |
| 14 | 132,50 | 153,50 | 124,00 | 124,20 | 108,30 | 104,60 | 115,30 | 129,80 | 137,20 | 136,50 | 143,90 | 134,60 | 1544,50 |
| 15 | 132,60 | 153,40 | 123,70 | 123,70 | 107,70 | 103,80 | 114,60 | 129,20 | 136,90 | 136,30 | 144,00 | 134,70 | 1540,70 |
| 16 | 132,70 | 153,40 | 123,50 | 123,20 | 107,10 | 103,10 | 113,80 | 128,50 | 136,50 | 136,20 | 144,00 | 134,90 | 1537,00 |
| 17 | 132,80 | 153,30 | 123,20 | 122,70 | 106,50 | 102,40 | 113,10 | 127,90 | 136,20 | 136,10 | 144,10 | 135,00 | 1533,30 |
| 18 | 132,90 | 153,20 | 123,00 | 122,30 | 106,00 | 101,70 | 112,50 | 127,30 | 135,80 | 136,00 | 144,20 | 135,10 | 1529,90 |
| 19 | 133,00 | 153,10 | 122,80 | 121,90 | 105,50 | 101,10 | 111,90 | 126,80 | 135,60 | 135,90 | 144,20 | 135,20 | 1527,10 |
| 20 | 133,00 | 153,00 | 122,60 | 121,60 | 105,20 | 100,70 | 111,50 | 126,40 | 135,30 | 135,80 | 144,30 | 135,30 | 1524,80 |
| 21 | 133,10 | 152,90 | 122,40 | 121,30 | 104,90 | 100,30 | 111,20 | 126,00 | 135,10 | 135,80 | 144,30 | 135,40 | 1522,80 |
| 22 | 133,10 | 152,90 | 122,30 | 121,10 | 104,70 | 100,10 | 110,90 | 125,80 | 135,00 | 135,70 | 144,40 | 135,40 | 1521,40 |
| 23 | 133,20 | 152,80 | 122,20 | 121,00 | 104,60 | 99,90 | 110,80 | 125,60 | 134,80 | 135,70 | 144,40 | 135,40 | 1520,40 |
| 24 | 133,20 | 152,70 | 122,10 | 120,90 | 104,50 | 99,80 | 110,80 | 125,50 | 134,80 | 135,60 | 144,40 | 135,50 | 1519,90 |
| 25 | 133,20 | 152,70 | 122,10 | 120,90 | 104,60 | 99,90 | 110,80 | 125,50 | 134,70 | 135,60 | 144,40 | 135,40 | 1519,90 |
| 26 | 133,20 | 152,60 | 122,00 | 121,00 | 104,80 | 100,00 | 111,00 | 125,60 | 134,80 | 135,60 | 144,40 | 135,40 | 1520,50 |
| 27 | 133,20 | 152,60 | 122,10 | 121,10 | 105,00 | 100,20 | 111,30 | 125,80 | 134,80 | 135,60 | 144,40 | 135,40 | 1521,40 |
| 28 | 133,20 | 152,60 | 122,10 | 121,20 | 105,30 | 100,50 | 111,60 | 126,00 | 134,90 | 135,60 | 144,40 | 135,30 | 1522,70 |
| 29 | 133,20 | 152,50 | 122,10 | 121,40 | 105,60 | 100,90 | 112,00 | 126,40 | 135,10 | 135,60 | 144,40 | 135,30 | 1524,50 |
| 30 | 133,10 | 152,50 | 122,20 | 121,80 | 106,10 | 101,50 | 112,60 | 126,90 | 135,30 | 135,70 | 144,30 | 135,20 | 1527,20 |
| 31 | 133,10 | 152,50 | 122,30 | 122,10 | 106,60 | 102,10 | 113,20 | 127,40 | 135,50 | 135,70 | 144,30 | 135,10 | 1529,90 |
| 32 | 133,00 | 152,50 | 122,50 | 122,50 | 107,30 | 102,80 | 114,00 | 128,00 | 135,80 | 135,80 | 144,20 | 135,00 | 1533,30 |
| 33 | 132,90 | 152,50 | 122,60 | 122,90 | 107,80 | 103,40 | 114,60 | 128,50 | 136,10 | 135,90 | 144,20 | 134,90 | 1536,30 |
| 34 | 132,90 | 152,50 | 122,80 | 123,30 | 108,30 | 104,00 | 115,30 | 129,00 | 136,40 | 135,90 | 144,10 | 134,80 | 1539,20 |
| 35 | 132,80 | 152,50 | 122,90 | 123,50 | 108,70 | 104,50 | 115,70 | 129,40 | 136,60 | 136,00 | 144,10 | 134,70 | 1541,40 |
| 36 | 132,80 | 152,50 | 122,90 | 123,50 | 108,70 | 104,50 | 115,70 | 129,40 | 136,60 | 136,00 | 144,10 | 134,70 | 1541,40 |
| 37 | 132,80 | 152,50 | 123,10 | 124,20 | 109,60 | 105,50 | 116,80 | 130,20 | 137,10 | 136,10 | 144,00 | 134,50 | 1546,40 |
| 38 | 132,70 | 152,50 | 123,20 | 124,50 | 110,00 | 106,00 | 117,30 | 130,60 | 137,30 | 136,20 | 144,00 | 134,40 | 1548,70 |
| 39 | 132,70 | 152,50 | 123,40 | 124,80 | 110,40 | 106,50 | 117,80 | 131,10 | 137,50 | 136,20 | 143,90 | 134,30 | 1551,20 |
| 40 | 132,60 | 152,60 | 123,50 | 125,00 | 110,80 | 107,00 | 118,30 | 131,40 | 137,70 | 136,30 | 143,90 | 134,30 | 1553,40 |
| 41 | 132,60 | 152,60 | 123,60 | 125,40 | 111,30 | 107,50 | 118,90 | 131,90 | 137,90 | 136,40 | 143,90 | 134,20 | 1556,00 |
| 42 | 132,50 | 152,60 | 123,80 | 125,70 | 111,70 | 108,00 | 119,40 | 132,30 | 138,20 | 136,40 | 143,80 | 134,10 | 1558,60 |
| 43 | 132,50 | 152,60 | 123,90 | 126,00 | 112,20 | 108,60 | 120,00 | 132,80 | 138,40 | 136,50 | 143,80 | 134,00 | 1561,10 |
| 44 | 132,40 | 152,60 | 124,10 | 126,30 | 112,70 | 109,10 | 120,60 | 133,20 | 138,70 | 136,60 | 143,70 | 133,90 | 1563,90 |
| 45 | 122.20 | 152 70 | 124 20 | 126.70 | 113.10 | 109,70 | 121.10 | 133.70 | 138,90 | 136,70 | 143,70 | 133,80 | 1566,50 |
| | 132,30 | 152,70 | 12 1)20 | | | , | | | | | | | |
| 46 | 132,30 | 152,70 | 124,40 | 127,00 | 113,60 | 110,30 | 121,70 | 134,20 | 139,20 | 136,70 | 143,60 | 133,70 | 1569,40 |

12. APÊNDICE C – Irradiação solar global horizontal – sistema SCADA (kWh/m²)

| Segmentos | JAN/15 | FEV/15 | MAR/15 | ABR/15 | MAI/14 | JUN/14 | JUL/14 | AGO/14 | SET/14 | OUT/14 | NOV/14 | DEZ/14 | Média Anual |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------------|
| 48 | 132.20 | 152.80 | 124.60 | 127.60 | 114.50 | 111.30 | 122.80 | 135.00 | 139.60 | 136.90 | 143.50 | 133.50 | 1574.40 |
| 49 | 132.10 | 152.80 | 124.80 | 128.00 | 114.90 | 111.90 | 123.30 | 135.50 | 139.90 | 137.00 | 143.50 | 133.40 | 1577.00 |
| 50 | 132.00 | 152.80 | 125.00 | 128.40 | 115.50 | 112.50 | 124.00 | 136.00 | 140.20 | 137.00 | 143.40 | 133.30 | 1580.10 |
| 51 | 132.00 | 152.90 | 125.10 | 128.70 | 115.90 | 113.10 | 124.60 | 136.50 | 140.40 | 137.10 | 143.40 | 133.20 | 1582.90 |
| 52 | 131.90 | 152.90 | 125.30 | 129.00 | 116.40 | 113.60 | 125.10 | 136.90 | 140.70 | 137.20 | 143.30 | 133.10 | 1585.60 |
| 53 | 131.80 | 152.90 | 125.40 | 129.40 | 116.80 | 114.20 | 125.70 | 137.30 | 140.90 | 137.30 | 143.30 | 133.00 | 1588.10 |
| 54 | 131,80 | 153,00 | 125,60 | 129,70 | 117,30 | 114,80 | 126,30 | 137,80 | 141,10 | 137,30 | 143,20 | 132,90 | 1590,90 |
| 55 | 131,70 | 153,00 | 125,80 | 130,10 | 117,90 | 115,50 | 127,00 | 138,40 | 141,50 | 137,40 | 143,20 | 132,80 | 1594,40 |
| 56 | 131,60 | 153,10 | 126,10 | 130,70 | 118,70 | 116,40 | 128,00 | 139,20 | 141,90 | 137,50 | 143,10 | 132,70 | 1598,90 |
| 57 | 131,50 | 153,20 | 126,40 | 131,30 | 119,50 | 117,40 | 128,90 | 140,00 | 142,30 | 137,70 | 143,00 | 132,50 | 1603,50 |
| 58 | 131,40 | 153,30 | 126,70 | 131,80 | 120,20 | 118,30 | 129,80 | 140,60 | 142,60 | 137,70 | 142,90 | 132,30 | 1607,50 |
| 59 | 131,30 | 153,40 | 126,90 | 132,30 | 120,90 | 119,10 | 130,60 | 141,30 | 143,00 | 137,90 | 142,80 | 132,20 | 1611,60 |
| 60 | 131,10 | 153,40 | 127,20 | 132,80 | 121,50 | 119,90 | 131,40 | 142,00 | 143,40 | 138,00 | 142,70 | 132,10 | 1615,70 |
| 61 | 131,10 | 153,50 | 127,50 | 133,30 | 122,10 | 120,60 | 132,10 | 142,60 | 143,70 | 138,10 | 142,70 | 131,90 | 1619,20 |
| 62 | 131,00 | 153,60 | 127,70 | 133,70 | 122,50 | 121,20 | 132,70 | 143,20 | 144,00 | 138,20 | 142,60 | 131,80 | 1622,20 |
| 63 | 130,90 | 153,70 | 127,90 | 134,00 | 123,00 | 121,80 | 133,20 | 143,60 | 144,30 | 138,30 | 142,50 | 131,70 | 1625,00 |
| 64 | 130,80 | 153,80 | 128,10 | 134,30 | 123,30 | 122,20 | 133,70 | 144,00 | 144,60 | 138,40 | 142,50 | 131,60 | 1627,30 |
| 65 | 130,80 | 153,90 | 128,20 | 134,60 | 123,60 | 122,60 | 134,00 | 144,40 | 144,80 | 138,40 | 142,40 | 131,60 | 1629,30 |
| 66 | 130,70 | 153,90 | 128,40 | 134,80 | 123,80 | 122,90 | 134,30 | 144,60 | 144,90 | 138,50 | 142,40 | 131,50 | 1630,70 |
| 67 | 130,60 | 154,00 | 128,50 | 134,90 | 123,90 | 123,10 | 134,40 | 144,80 | 145,00 | 138,60 | 142,40 | 131,50 | 1631,70 |
| 68 | 130,60 | 154,10 | 128,60 | 135,00 | 123,90 | 123,10 | 134,40 | 144,90 | 145,10 | 138,60 | 142,40 | 131,50 | 1632,10 |
| 69 | 130,60 | 154,10 | 128,60 | 135,00 | 123,80 | 123,10 | 134,40 | 144,80 | 145,10 | 138,60 | 142,40 | 131,50 | 1632,10 |
| 70 | 130,60 | 154,20 | 128,60 | 135,00 | 123,70 | 123,00 | 134,20 | 144,80 | 145,10 | 138,60 | 142,40 | 131,50 | 1631,60 |
| 71 | 130,60 | 154,20 | 128,60 | 134,90 | 123,50 | 122,70 | 134,00 | 144,60 | 145,10 | 138,60 | 142,40 | 131,60 | 1630,70 |
| 72 | 130,60 | 154,20 | 128,60 | 134,70 | 123,10 | 122,40 | 133,60 | 144,30 | 145,00 | 138,60 | 142,40 | 131,60 | 1629,20 |
| 73 | 130,70 | 154,30 | 128,50 | 134,50 | 122,80 | 122,00 | 133,10 | 144,00 | 144,80 | 138,60 | 142,40 | 131,70 | 1627,30 |
| 74 | 130,70 | 154,30 | 128,50 | 134,20 | 122,30 | 121,50 | 132,60 | 143,60 | 144,60 | 138,50 | 142,50 | 131,80 | 1625,20 |
| 75 | 130,80 | 154,30 | 128,40 | 133,90 | 121,80 | 120,90 | 132,00 | 143,20 | 144,40 | 138,50 | 142,60 | 131,90 | 1622,60 |
| 76 | 130,80 | 154,30 | 128,20 | 133,50 | 121,20 | 120,20 | 131,20 | 142,60 | 144,10 | 138,40 | 142,60 | 131,10 | 1619,30 |
| 77 | 130,90 | 154,30 | 128,00 | 133,10 | 120,60 | 119,40 | 130,50 | 142,00 | 143,80 | 138,40 | 142,70 | 132,20 | 1615,80 |
| 78 | 131,00 | 154,30 | 127,90 | 132,80 | 120,10 | 119,00 | 129,90 | 141,60 | 143,60 | 138,30 | 142,70 | 132,30 | 1613,50 |
| 79 | 131,00 | 154,30 | 127,80 | 132,50 | 119,70 | 118,50 | 129,50 | 141,20 | 143,40 | 138,30 | 142,80 | 132,30 | 1611,40 |
| 80 | 131,10 | 154,30 | 127,70 | 132,20 | 119,30 | 118,00 | 128,90 | 140,80 | 143,20 | 138,20 | 142,80 | 132,40 | 1609,10 |
| 81 | 131,10 | 154,30 | 127,60 | 132,00 | 118,90 | 117,50 | 128,50 | 140,50 | 143,00 | 138,20 | 142,90 | 132,50 | 1606,90 |
| 82 | 131,10 | 154,30 | 127,50 | 131,70 | 118,60 | 117,10 | 128,00 | 140,20 | 142,80 | 138,10 | 142,90 | 132,90 | 1605,00 |
| 83 | 131,20 | 154,30 | 127,40 | 131,40 | 118,20 | 116,60 | 127,50 | 139,80 | 142,60 | 138,10 | 142,90 | 132,70 | 1602,80 |
| 84 | 131,30 | 154,20 | 127,20 | 131,10 | 117,80 | 116,10 | 127,00 | 139,40 | 142,40 | 138,00 | 143,00 | 132,50 | 1600,20 |
| 85 | 131,30 | 154,20 | 127,10 | 130,80 | 117,30 | 115,50 | 126,40 | 138,90 | 142,20 | 137,90 | 143,00 | 132,90 | 1597,60 |
| 86 | 131,40 | 154,20 | 127,00 | 130,50 | 116,80 | 115,00 | 125,80 | 138,50 | 141,90 | 137,90 | 143,10 | 133,00 | 1594,90 |
| 87 | 131,40 | 154,20 | 126,80 | 130,20 | 116,40 | 114,40 | 125,20 | 138,00 | 141,70 | 137,80 | 143,10 | 133,00 | 1592,40 |
| 88 | 131,50 | 154,20 | 126,70 | 130,00 | 116,00 | 114,00 | 124,80 | 137,70 | 141,50 | 137,70 | 143,20 | 133,10 | 1590,30 |
| Médias | 131,93 | 153,40 | 125,38 | 128,03 | 114,23 | 111,45 | 122,58 | 135,30 | 140,00 | 137,15 | 143,43 | 133,5 | 1576,40 |

As linhas realçadas na cor cinza na tabela acima são referentes aos segmentos onde se localizam as estações meteorológicas – LEMs, sendo a DL01, setor Leste, instalada no segmento 49, a DL02, setor Oeste, instalada no segmento 5, a DL03, setor Norte, instalada no segmento 68 e a DL04, setor Sul, instalada no segmento 24.

| HORÁRIO | Mai/14 | Jun/14 | Jul/14 | Ago/14 | Set/14 | Out/14 | Nov/14 | Dez/14 | Jan/15 | Fev/15 | Mar/15 | Abr/15 |
|----------|----------------|--------|--------|--------|---------|--------|------------|--------|-------------|--------|------------|------------|
| 05:00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:15:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 05:30:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 05:45:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 12 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 2 |
| 06:00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 27 | 3 | 3 | 2 | 4 | 7 | 3 |
| 06:15:00 | 7 | 2 | 2 | 5 | 32 | 49 | 8 | 7 | 3 | 8 | 24 | 12 |
| 06:30:00 | 21 | 6 | 5 | 17 | 69 | 76 | 24 | 19 | 7 | 16 | 50 | 33 |
| 06:45:00 | 48 | 21 | 17 | 42 | 108 | 115 | 47 | 39 | 21 | 26 | 83 | 61 |
| 07:00:00 | 76 | 46 | 40 | 75 | 154 | 149 | 78 | 70 | 42 | 52 | 124 | 90 |
| 07:15:00 | 116 | 76 | 64 | 113 | 196 | 187 | 114 | 109 | 75 | 80 | 162 | 130 |
| 07:30:00 | 157 | 110 | 94 | 163 | 245 | 226 | 143 | 152 | 114 | 110 | 192 | 189 |
| 07:45:00 | 191 | 143 | 124 | 217 | 290 | 290 | 180 | 192 | 176 | 149 | 216 | 217 |
| 08:00:00 | 221 | 170 | 164 | 267 | 349 | 335 | 209 | 237 | 216 | 187 | 268 | 236 |
| 08:15:00 | 243 | 272 | 212 | 331 | 405 | 374 | 242 | 283 | 263 | 222 | 338 | 306 |
| 08:30:00 | 251 | 270 | 212 | 406 | 463 | 443 | 314 | 363 | 322 | 270 | 371 | 325 |
| 08:45:00 | 380 | 270 | 316 | 460 | 540 | 443 | 372 | 303 | 401 | 378 | /36 | 383 |
| 00:43:00 | 125 | 200 | 252 | 504 | 592 | 517 | /21 | 1/0 | 401 | 256 | +30 520 | 427 |
| 09:00:00 | 433 | 402 | 206 | 567 | 625 | 557 | 431 | 445 | 449 | 425 | 559 | 427 |
| 09.13.00 | 400 E 21 | 402 | 424 | 600 | 691 | 554 | 401 E04 | 405 | 400 E 76 | 425 | 530 | 401 E12 |
| 09.30.00 | 521 | 440 | 424 | 600 | 702 | 591 | 504 | 507 | 570 | 445 | 569 | 407 |
| 09:45:00 | 505 | 452 | 457 | 033 | 703 | 702 | 535 | 291 | 725 | 551 | 555 | 497 |
| 10:00:00 | 599 | 501 | 529 | 722 | /11 | 703 | 594 | 653 | 725 | 569 | 558 | 546 |
| 10:15:00 | 617 | 545 | 493 | /22 | 775 | 750 | 599 | 691 | /5/ | 589 | 634 | 609 |
| 10:30:00 | 616 | 600 | 530 | 6// | 837 | 761 | 623 | 650 | 808 | 605 | 620 | 602 |
| 10:45:00 | 645 | 585 | 543 | 713 | 869 | 760 | 643 | 762 | 842 | 651 | 660 | 662 |
| 11:00:00 | 647 | 572 | 565 | 768 | 876 | 773 | 683 | 767 | 886 | 758 | 721 | 659 |
| 11:15:00 | 653 | 667 | 584 | 762 | 893 | 845 | 704 | 801 | 882 | 666 | 725 | 724 |
| 11:30:00 | 634 | 640 | 599 | 805 | 903 | 860 | 683 | 790 | 896 | 661 | 799 | 643 |
| 11:45:00 | 728 | 630 | 563 | 787 | 922 | 783 | 770 | 911 | 876 | 747 | 724 | 788 |
| 12:00:00 | 703 | 650 | 539 | 822 | 884 | 821 | 788 | 771 | 891 | 746 | 733 | 638 |
| 12:15:00 | 681 | 599 | 580 | 821 | 864 | 849 | 780 | 780 | 865 | 716 | 670 | 554 |
| 12:30:00 | 703 | 642 | 566 | 812 | 846 | 856 | 781 | 796 | 937 | 679 | 626 | 644 |
| 12:45:00 | 645 | 596 | 585 | 802 | 836 | 853 | 761 | 889 | 994 | 768 | 637 | 565 |
| 13:00:00 | 633 | 592 | 541 | 702 | 802 | 793 | 833 | 939 | 961 | 762 | 660 | 653 |
| 13:15:00 | 565 | 592 | 502 | 690 | 759 | 769 | 782 | 809 | 863 | 831 | 561 | 588 |
| 13:30:00 | 600 | 501 | 496 | 709 | 733 | 797 | 752 | 829 | 950 | 752 | 561 | 566 |
| 13:45:00 | 526 | 548 | 473 | 689 | 708 | 762 | 762 | 793 | 1033 | 725 | 567 | 523 |
| 14:00:00 | 549 | 495 | 463 | 636 | 718 | 724 | 686 | 814 | 890 | 714 | 699 | 517 |
| 14:15:00 | 535 | 458 | 403 | 610 | 658 | 663 | 757 | 762 | 840 | 771 | 647 | 483 |
| 14:30:00 | 480 | 436 | 408 | 545 | 606 | 580 | 641 | 775 | 741 | 678 | 522 | 486 |
| 14:45:00 | 420 | 417 | 365 | 511 | 551 | 575 | 612 | 769 | 723 | 661 | 534 | 431 |
| 15:00:00 | 408 | 365 | 324 | 477 | 502 | 528 | 600 | 765 | 718 | 618 | 453 | 430 |
| 15:15:00 | 288 | 310 | 276 | 426 | 437 | 467 | 513 | 681 | 692 | 561 | 464 | 382 |
| 15:30:00 | 244 | 257 | 214 | 330 | 395 | 449 | 502 | 688 | 619 | 514 | 428 | 268 |
| 15:45:00 | 211 | 205 | 184 | 270 | 353 | 418 | 515 | 600 | 550 | 503 | 361 | 262 |
| 16:00:00 | 178 | 146 | 146 | 222 | 244 | 334 | 466 | 519 | 554 | 466 | 284 | 215 |
| 16:15:00 | 147 | 113 | 120 | 177 | 208 | 301 | 412 | 503 | 482 | 469 | 246 | 167 |
| 16:30:00 | 98 | 84 | 82 | 156 | 158 | 228 | 338 | 463 | 453 | 389 | 209 | 140 |
| 16:45:00 | 67 | 64 | 54 | 92 | 128 | 189 | 281 | 447 | 404 | 338 | 164 | 92 |
| 17:00:00 | 36 | 31 | 40 | 62 | 89 | 148 | 240 | 363 | 345 | 269 | 143 | 67 |
| 17:15:00 | 19 | 14 | 19 | 36 | 52 | 108 | 188 | 296 | 310 | 289 | 105 | 40 |
| 17:30:00 | 7 | 5 | 7 | 18 | 27 | 101 | 17/ | 227 | 228 | 207 | 60 | 17 |
| 17:45:00 | / | 2 | 2 | 6 | 2/ Q | 68 | 174 | 108 | 176 | 175 | 32 | 5 |
| 18.00.00 | - - | 0 | 1 | 0 | 2 | 11 | 101 | 171 | 164 | 162 | 1/ | 2 |
| 18.15.00 | 0 | 0 | | 0 | 3 2 | 20 | 101 | 122 | 104 | 105 | 4 | 2 |
| 10.13.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 30 | 40 | 132 | 105 | 70 | 2 | 2 |
| 10:30:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 20 | 49 | 92 | 105 | /9 | 3 | 2 |
| 10:45:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 10 | 24 | 10 | /9 | 48 | 3 | 2 |
| 19:00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 4 | 11 | 41 | 4/ | 33 | 3 | 2 |
| 19:15:00 | 0 | 0 | 0 | U | 2 | 2 | 4 | 20 | 25 | 15 | 3 | 2 |
| 19:30:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Û |

13. APÊNDICE D – Irradiância solar horária média mensal [W/m²] – Estações DL01 a 04

Melhores registros estão identificados pelas células verdes, seguido pelas amarelas.



^{14.} APÊNDICE E – Identificação dos segmentos e seus azimutes⁶

⁶ TRNSYS : no *type* 'Dados Meteorológicos', o ângulo de azimute de superfície ou eixo de rotação segue a seguinte regra : Para o modo de rastreamento 1, esta entrada é o azimute fixo da superfície. Os azimutes são definidos positivos quando de frente para o equador: 0 = voltado para o equador, 90 = virado a oeste, -90 = voltado para o leste.

15. APÊNDICE F – Ligação das strings no inversor – segmentos com 60 módulos



Fonte: CEMIG (2014a)

16. APÊNDICE G – Ligação das *strings* no inversor – segmentos com 75 módulos



Fonte: CEMIG (2014a)



17. APÊNDICE H – Fotos aéreas da USF Mineirão

Sombreamento ocorrendo na parte da manhã



Sombreamento ocorrendo na parte da tarde



USF Mineirão sem sombreamento por volta das 13 horas



88 segmentos, sendo os "Menores" com 60 módulos e os "Maiores" com 75 módulos

18. APÊNDICE I – Histórico do projeto USF Mineirão

A CEMIG iniciou o projeto de estádio solar para a Copa do Mundo de 2014. Essa ideia aproveitou o exemplo da Eurocopa 2008, em cujos estádios teve o aproveitamento energético solar, como o do maior estádio solar do Mundo na época, o *Stade de Suisse*, anteriormente conhecido como Estádio de *Wankdorf*, em Berna, na Suíça, que possui no topo do estádio e cobrindo uma área de 12.000 m², uma instalação fotovoltaica integrada de 7.930 módulos Kyocera, sendo 5.122 módulos KC167GH-2 (167Wp) ligados a 7 inversores SolarMax125 e mais 2.808 módulos KC175GHT-2 (175Wp), ligados a 4 inversores SolarMax100C (KYOCERA, 2007). A capacidade instalada da USF do Estádio de *Wankdorf* é de 1.350kWp oferecendo uma produção energética de 1.134MWh/ano e redução de créditos de carbono de 630 tCO₂eq/ano (KYOCERA, 2007).



USF Stade de Suisse Wankdorf Bern - 1,35MWp

Fonte: Adaptado de KYOCERA (2007)

A proposta da concessionária de energia local, CEMIG, foi a montagem de uma usina fotovoltaica, aproveitando a cobertura do estádio Mineirão, para gerar, entregar e comercializar a energia elétrica via rede de distribuição da própria empresa. O suprimento de energia elétrica do Mineirão continuou a ser feito de maneira independente pela CEMIG, ou seja, a energia gerada no Mineirão não foi utilizada para auto suprimento do estádio, embora uma parcela dessa energia tenha sido contabilizada para os concessionários do estádio, detalhado no Projeto Minas Solar (CEMIG, 2014a).

Para permitir uma decisão de investimento foi elaborado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) juntamente com o Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (Instituto Ideal) um estudo de Viabilidade Técnico-econômico que analisou o custo da energia para algumas tecnologias a serem aplicadas, o aproveitamento de crédito de carbono e elaborado um projeto básico. Esse estudo foi a base

do *startup*, pois já vai aprovado uma linha de crédito junto ao Banco Alemão de Desenvolvimento KFW (*Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW Entwicklungsbank*), pelo governo brasileiro dentro do Acordo Brasil-Alemanha, para o financiamento do empreendimento, bem como no projeto de eficiência energética do estádio, no montante de 10 milhões de euros, em condições especiais. Também havia sido assinado com a GIZ Brasil (Sociedade Alemã para a Cooperação Internacional - *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*) um memorando de entendimentos, visando aprofundar a cooperação técnica e científica, com vistas ao treinamento dos nossos técnicos em eficientização energética e fontes renováveis, focando no momento a Copa 2014 (CEMIG, 2014a).

Junto a agência reguladora do setor elétrico ANEEL, foram feitos contatos com o intuito de avaliar a liberação da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD) e concessão de outros benefícios por se tratar de energia de pouco montante e com finalidade ambiental, além de ser específica para a Copa do Mundo 2014, conforme Resolução Normativa nº 77 de 18/08/2004 (ANEEL, 2015a) que estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD), para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição sejam menor ou igual a 30MW e a Resolução Normativa nº 481 de 17/04/20012 (ANEEL, 2015b) que atualizou o parágrafo 1º da Resolução Normativa nº 77 com os percentuais de desconto de TUST e TUSD, e seus respectivos prazos de concessão do subsídio pelo governo federal (CEMIG, 2014a).

O próximo passo foi definir a tecnologia e o tamanho da usina fotovoltaica:

| IDEAL | REAL |
|---|---|
| Identificar a melhor área de radiação solar dentro de uma região | Estádio pronto. A radiação já está determinada. |
| Melhor orientação possível (voltado ao norte e inclinação igual à latitude) | Idem. O formato do estádio (segmentos) provoca áreas de sombreamentos e perda azimutal, além de ter inclinação fixa (8°) |
| Tecnologia de maior rendimento | Dependeu-se da avaliação do custo-benefício. As condições meteorológicas, estruturais, arquitetônicas e do Patrimônio limitaram a escolha da tecnologia. |
| Aprovação no Patrimônio já pronta | É uma questão mais difícil, devido à exigência do controle do Patrimônio Histórico e dos arquitetos em não haver interferência no visual aéreo do estádio. Os módulos têm uma cor azulada forte que obrigou fazer um layout bem harmônico. |
| Estimular a ampla competição | Devido ao caráter estatal CEMIG, foi necessário se enquadrar na |
| entre fornecedores de solução | lei 8.666. Foi contratada a solução integral (turney key) |
| e de equipamentos. | abrangendo desde o projeto executivo até o comissionamento. |

Dados de projeto ideal e real do Mineirão

Dentre as alternativas estudadas, eram possíveis vários cenários de configuração de projeto, de modo a adequar às limitações e achar a melhor razão custo-benefício. E das tecnologias existentes a serem estudadas o uso de células solares poderiam ser de silício monocristalino, silício amorfo ou telureto de cádmio (CdTe) de filme fino (flexível ou rígido). A capacidade instalada da usina ficaria entre 500 a 1.000 kWp, sendo que a instalação dos módulos fotovoltaicos sobre o concreto, teria que ser evitando o sombreamento e talvez embutido também na nova cobertura transparente (policarbonato) ou uma solução mista. Já a expectativa de redução de CO₂ apontavam o estudo que ficaria entre 300 a 600 tCO₂eq / ano (dependendo da tecnologia).

Em meados de novembro de 2010 foram realizadas várias simulações de configuração arquitetônica, analisando vários tipos de tecnologias de módulos fotovoltaicos e materiais. Isso porque a cobertura transparente (policarbonato) exige uma série de condicionantes que limita o contato e o peso dos módulos. Isso exige análise criteriosa, visando a otimização do espaço e maior rentabilidade. Outra limitação imposta é que também não poderia haver impacto visual (vista da Lagoa, que é tombada pelo Patrimônio Municipal). Então diante desses fatos, a tecnologia a ser escolhida seria fixada sob o concreto, cobrindo cerca de 60% da cobertura.

Nesse mesmo período a empresa EFFICIENTIA (do grupo CEMIG) elaborou um projeto de eficientização energética no estádio, contando com ajuda de um consultor especializado em arenas esportivas, e dentro dos preparativos para a Copa 2014, até maio de 2011 era a previsão da conclusão das especificações técnicas do Mineirão para a posterior seleção, por licitação, da empresa que faria *o turn-key*⁷, para que o edital para essa licitação estivesse publicado no início do 2º semestre de 2011, pois o Mineirão Solar deveria ser concluído até 31/12/2012, seis meses antes da Copa das Confederações⁸.

Com a definição do processo licitatório, em dezembro de 2012 foi assinado o Contrato de Implantação, Operação e Manutenção da Usina Solar Fotovoltaica do Estádio Mineirão (USF Mineirão) com a empresa portuguesa Martifer Solar que foi a vencedora do certame com a apresentação de seu estudo técnico (CEMIG, 2014a).

⁷ Turn key ou Chave na mão, é um tipo de operação empregada em processos licitatórios no qual a empresa contratada fica obrigada a entregar a obra em condições de pleno funcionamento. Tanto o preço do serviço quanto o prazo para entrega são definidos no próprio processo.

⁸ Copa das Confederações - torneio de futebol usado para avaliar / expor os problemas de infraestrutura nas cidades-sede da Copa do Mundo de Futebol. Obrigatoriamente é realizada no ano que antecede à Copa do Mundo e é promovida pelo mesmo país-sede. Trata-se de um teste prático da capacidade do país em sediar um evento desse porte.