



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DO IFBAIANO E
METODOLOGIA PARA ESTIMAR A GERAÇÃO DE ENERGIA**

BRUNO FILGUEIRAS REBELO DE MATOS

Salvador – Bahia – Brasil
2023

BRUNO FILGUEIRAS REBELO DE MATOS

**ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DO IFBAIANO E
METODOLOGIA PARA ESTIMAR A GERAÇÃO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia, em cumprimento às exigências para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

*Orientador: Prof. Dr. Fernando Augusto Moreira
Orientador: Prof. Dr. Kleber Freire da Silva*

Salvador – Bahia - Brasil
2023

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Matos, Bruno Filgueiras Rebelo de
Análise de sistemas fotovoltaicos do IFBaiano e
metodologia para estimar a geração de energia / Bruno
Filgueiras Rebelo de Matos. -- Salvador, 2023.
113 f. : il

Orientador: Fernando Augusto Moreira.
Coorientador: Kleber Freire da Silva.
Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica) -- Universidade Federal da
Bahia, Universidade Federal da Bahia, 2023.

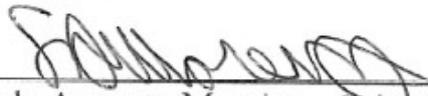
1. sistema fotovoltaico. 2. geração. 3. energia. 4.
perdas. I. Moreira, Fernando Augusto. II. Silva,
Kleber Freire da. III. Título.

BRUNO FILGUEIRAS REBELO DE MATOS

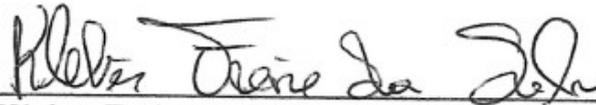
**ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DO IFBAIANO E
METODOLOGIA PARA ESTIMAR A GERAÇÃO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia

Aprovada em 21 de dezembro de 2023



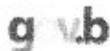
Fernando Augusto Moreira – Orientador
UFBA – Universidade Federal da Bahia



Kleber Freire da Silva – Orientador
UFBA – Universidade Federal da Bahia



André Luiz de Carvalho Valente – Membro Interno
UFBA – Universidade Federal da Bahia



Documento assinado digitalmente

DURVAL DE ALMEIDA SOUZA

Data: 26/04/2024 19:34:51-0300

verifique em <https://validar.it.gov.br>

Durval de Almeida Souza – Membro Externo
IFBA – Instituto Federal da Bahia

A

Angela C. Filgueiras de Matos, mãe querida, por sempre me apoiar nos estudos

Paulo N. C. Rebelo de Matos, pai querido, por me orientar nas dificuldades

Márcia F. R. de Matos, irmã querida, por ser tão parceira

João F. Rebelo de Matos, filho querido, por me dar força frente as dificuldades

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que me apoiaram na decisão de iniciar o mestrado e contribuíram para que nunca desistisse durante esses mais de 6 anos entre aluno especial e regular.

Trabalhar e estudar num curso *stricto sensu* da maior Universidade Federal de meu estado e possivelmente de todo o Nordeste na área de Engenharia Elétrica não foi nem um pouco fácil para mim.

A vontade e, de certa forma a necessidade de ter uma vida um pouco mais confortável financeiramente para minha família e em especial para meu filho que estava por nascer, foram os grandes combustíveis que me fizeram continuar seguindo por este caminho.

Mesmo tendo um início muito difícil, após quase 10 anos de formado e fora de atividades acadêmicas na área elétrica, tendo resultados medíocres e a autoestima muito baixa por minhas notas, acredito que fiz bem em continuar no mestrado.

O contexto mundial e pessoal não ajudaram. Passamos pela pandemia e passei por um divórcio com filho pequeno. Tive um semestre letivo interrompido, o que gerou um prolongamento do período do mestrado. Tive a necessidade de fazer mais disciplinas que o mínimo exigido e mais tempo investido. Para piorar meu objeto de estudo do mestrado precisou mudar me forçando a ter que reavaliar o que escrever em minha pesquisa.

Muitos desafios a vencer e mesmo quando vieram coisas boas como um melhor emprego veio também a mudança de cidade e afastamento de minha família. Mais trabalho e menos tempo livre para se dedicar ao mestrado. Foram muitas noites de estudo, após o dia inteiro trabalhando num estaleiro. Precisei me dedicar investindo tempo de pesquisa nos finais de semana, que a princípio são para descanso e lazer. Todas minhas férias neste período foram utilizadas para produzir com mais intensidade e tirar os atrasos.

Como qualquer aluno do programa cumpri todas as exigências comprovando conhecimento na língua inglesa e adquirindo aprovação de artigo submetido em revista. O aceite do artigo não ocorreu de primeira e foi às custas de uma série de problemas, mas no fim deu tudo certo.

Quem me conhece sabe como sou tranquilo, mas tiveram momentos que perdi um pouco o controle. Por isso peço desculpas e agradeço meus orientadores Kleber Freire e Fernando Moreira pela paciência.

Durante a minha graduação tive um colega que passou mais de 15 anos fazendo a faculdade. Fortemente vinculado com o Centro Acadêmico ele parecia que queria apenas fazer uma carreira política, mas isso não se mostrou uma verdade. Depois de todas as dificuldades ele fez uma nova graduação e tornou-se mestre. Foi muito triste saber que faleceu na semana de defender a tese de doutorado. Obrigado José Alexandre pelo exemplo de perseverança.

Muito obrigado a minha namorada, Julyana Gomes Barbosa, por ser tão carinhosa, cuidadosa, parceira, amorosa, lutadora, delicada, trabalhadora. Adoro a forma como você me trata, como nos divertimos e somos felizes juntos. Sou grato pelo seu apoio e por entender a minha necessidade de fazer sacrifícios em minha reta final de estudos do mestrado. Tenho muito orgulho e admiração pela mulher que você é. Te amo, moção!

Muito obrigado pela vida e a família a meus avós, em especial meu avô Eduardo Matos (in memoriam) e Joaquim Filgueiras (in memoriam), além de minha avó Odette Filgueiras.

Muito obrigado, Márcia Filgueiras Rebelo de Matos por ser uma irmã cuidadosa, preocupada com meu bem-estar e felicidade. Ao longo de toda minha vida acredito que você sempre foi a pessoa mais próxima de mim. Mesmo sendo mais nova sempre foi protetora. Te agradeço por sua amizade e me acolher nos momentos de dificuldades. Te amo, irmã!

Muito obrigado Paulo Nei Campos Rebelo de Matos por suas orientações, por ser sempre um homem responsável, simples, honesto, verdadeiro. Seu jeito educado e respeitável com qualquer pessoa sempre foram uma referência, contribuindo para a formação de meu caráter. Que Deus te abençoe e faça que sejamos sempre mais fortes e unidos. Te amo, pai!

Muito obrigado a Angela Cristina Filgueiras de Matos por ser sempre uma mãe maravilhosa! Tenho muita sorte de ser seu filho e saber que tenho em você todo o apoio possível na realização de meus objetivos. Quando as dificuldades aparecem me dá bons conselhos, quando preciso focar numa meta em meio a uma enxurrada de problemas você me ajuda. É a cola em nosso núcleo familiar e também nos Filgueiras. Agradeço a Deus e a ti por sua existência. Te amo, mãe!

Muito obrigado João Falcão Rebelo de Matos, você é um filho espetacular! Sempre muito amoroso, feliz, engraçado, inteligente, agregador, disciplinado, gentil, educado, organizado, enfim, uma série de qualidades que seu pai enxerga, valoriza e que são verdadeiras. Hoje vivemos em cidades distantes, mas saiba que a partir de agora redobrarei meus esforços para voltar a viver próximo de você. Espero que a conquista do mestrado me ajude a abrir portas para esse objetivo. Te amo, papi!

“Tenha fé em Deus, Tenha fé na vida,
Tente outra vez”

Raul Seixas, Paulo Coelho e Marcelo Motta (1975)

RESUMO

Nesta dissertação foram analisados os sistemas fotovoltaicos dos campi Guanambi e Uruçuca do IFBaiano a partir de informações dos projetos de instalações, das visitas técnicas, da consulta aos *stakeholders*, e principalmente, pela avaliação dos dados disponíveis na Internet alimentados pelos inversores de frequência da Fronius. Inicialmente foram abordados os atributos de impactos na geração de energia e as perdas que reduzem a geração de energia elétrica em um sistema fotovoltaico. Para cada um destes fatores foram criadas propostas a fim de quantificá-los com o objetivo de estimar o quanto de energia teria sido gerada, comparando-se com a produção real. Além desta comparação, foram realizadas avaliações entre os dois sistemas fotovoltaicos, utilizando-se figuras de mérito.

No capítulo de “Metodologia para estimar a geração de um sistema fotovoltaico”, os valores calculados foram rerepresentados de forma tabelada. O método no qual foram percorridos cálculos específicos do sistema foi definido como Detalhado, enquanto o obtido pela análise conjunta dos dois sistemas fotovoltaicos foi denominado Aproximado. A descrição deste segundo método parte do pressuposto que não se conhece os resultados reais destas duas gerações e seu objetivo é tornar simples e objetiva a estimativa de geração de energia de um sistema fotovoltaico qualquer. As estimativas foram comparadas com a energia gerada para averiguar se os resultados finais são fidedignos. O resultado do método Aproximado mostrou-se satisfatório, divergindo em menos de 10% entre os valores reais e os estimados.

Por último está exemplificado um estudo de caso para aplicação da metodologia desenvolvida com o objetivo de estimar a geração de energia num suposto sistema fotovoltaico. As etapas de cálculo foram orientadas com assertividade, de forma rápida, fornecendo dados com qualidade para tomadas de decisão em um curto intervalo de tempo.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico; Geração; Energia; Perdas.

ABSTRACT

In this dissertation, the photovoltaic systems of the Guanambi and Uruçuca campi of IFBaiano were analyzed based on information from installation projects, technical visits, consultation with stakeholders, and mainly, by evaluating the data available on the Internet fed by Fronius frequency inverters. Initially, the attributes of impacts on energy generation and the losses that reduce the generation of electrical energy in a photovoltaic system were addressed. For each of these factors, proposals were created in order to quantify them with the aim of estimating how much energy would have been generated, comparing with actual production. In addition to this comparison, evaluations were carried out between the two photovoltaic systems, using figures of merit.

In the chapter “Methodology for estimating the generation of a photovoltaic system”, the calculated values were represented in tabular form. The method in which system specific calculations were performed was defined as Detailed, while that obtained by the joint analysis of the two photovoltaic systems was called Approximate. The description of this second method assumes that the real results of these two generations are not known and its objective is to make the estimation of energy generation from any photovoltaic system simple and objective. The estimates were compared with the energy generated to check whether the final results were reliable. The result of the Approximate Method proved to be satisfactory, differing by less than 10% between the real and estimated values.

Finally, a case study is exemplified for the application of the methodology developed with the aim of estimating energy generation in a supposed photovoltaic system. The calculation steps were guided assertively, quickly, providing quality data for decision making in a short period of time.

Keywords: Photovoltaic system; Generation; Energy; Losses.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício	29
Figura 2: Geração de eletricidade. Top 10 no mundo.....	32
Figura 3: Variação da posição do plano de trajetória do Sol no céu ao longo do ano para um observador no hemisfério Sul.....	34
Figura 4: Curvas de eficiência de conversão CC-CA como função da potência de saída de um inversor FV para diferentes tensões CC de entrada.....	39
Figura 5: Arranjo físico do sistema fotovoltaico instalado no campus Guanambi.....	55
Figura 6: Sistema fotovoltaico do campus Guanambi. Vista Superior.....	56
Figura 7: Posição do bloco no campus. Orientação cartográfica na bússola.....	56
Figura 8: Inclinações e direcionamentos do telhado do Pavilhão de aulas 3	57
Figura 9: Opções de instalação no telhado de outros blocos do campus Guanambi.	58
Figura 10: Posição do bloco CTA (Centro de Tecnologia de Alimentos) e Salas de aula. Orientação cartográfica na bússola à direita.....	63
Figura 11: Inclinações e direcionamentos do telhado do CTA.....	64
Figura 12: I_{SC} , V_{OC} e $P_{máx}$ normalizadas, variando em função da temperatura.....	68
Figura 13: <i>String</i> A, relativo ao primeiro inversor	72
Figura 14: Gráfico de Irradiância, Temperatura nas placas solares e Corrente de entrada no inversor 1 do SFV de Guanambi	73
Figura 15: Potência de saída do inversor de frequência Fronius de 20.000W	75
Figura 16: Visão do entorno do bloco CTA do campus Uruçuca	78
Figura 17: Imagem superior: Sistema fotovoltaico completo, com as placas danificadas destacadas em vermelho; Imagem inferior esquerda: Uma das placas danificadas; Imagem inferior à direita: a outra placa danificada	82
Figura 18: Geração de energia, por inversor, no campus Uruçuca nos primeiros 5 anos.....	83
Figura 19: Geração do campus Uruçuca no mês de janeiro de 2020	84
Figura 20: Geração de energia no ano de 2020 no campus Uruçuca	84
Figura 21: Geração do campus Uruçuca no mês de fevereiro de 2020	85
Figura 22: Geração de energia no mês de abril de 2020 no campus Uruçuca.....	85
Figura 23: Geração de energia no campus Uruçuca no dia 9 de abril de 2020	86
Figura 24: Geração do SFV de Uruçuca no dia 6 de maio de 2020	86
Figura 25: Eficiência das placas solares em função da temperatura e idade.....	94

Figura 26: Gráfico da geração de energia nos primeiros 5 anos do SFV de Guanambi.....	99
Figura 27: Gráfico da geração de energia nos primeiros 5 anos do SFV de Uruçuca.....	100
Figura 28: Campus Governador Mangabeira do IFBaiano	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Irradiação sobre as placas de cada inversor e quantidade de placas conectadas no SFV de Guanambi	60
Tabela 2: Eficiência do inversor de frequência 12.5-3M da Fronius.....	76
Tabela 3: Geração de energia em função da intensidade de irradiação por dia.....	80
Tabela 4: Produtividade dos sistemas fotovoltaicos nos 5 anos completos de estudo	89
Tabela 5: Irradiação máxima nos locais onde foram instaladas as placas solares.....	91
Tabela 6: Eficiência típica de módulos comerciais	93
Tabela 7: Resumo dos fatores de impacto na geração dos SFV em Guanambi e Uruçuca	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Amperes
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CTA	Bloco do Centro de Tecnologia de Alimentos
EPIA	European Photovoltaic Industry Association, ou em português, Associação Das Indústrias Fotovoltaicas Europeias
eV	Elétron volt
Hz	Hertz
Isc	Corrente de curto-circuito
IFBaiano	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Baiano
M	Metro
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> , ou em português, Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
Pmax	Potência máxima
SPDA	Sistema de Proteção contra descargas Atmosféricas
SFV	Sistema Fotovoltaico
STC	<i>Standard Testing Conditions</i> , ou em português, Condições padrões de teste
V; kV	Volt; Quilovolt
Voc	Tensão de circuito aberto
W; kW; MW; GW	Watt; Quilowatt; Megawatt; Gigawat
Wp; kWp	Watt-pico; Quilowatt-pico
kWh	Quilowatt-hora

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	15
LISTA DE TABELAS	17
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	18
SUMÁRIO	19
CAPÍTULO I.....	21
1. INTRODUÇÃO.....	21
1.1. OBJETIVOS.....	23
1.1.1. Objetivos específicos	23
1.1.2. Organização textual.....	24
CAPÍTULO II	28
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	28
2.1. PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	28
2.2. RADIAÇÃO, IRRADIÂNCIA E IRRADIAÇÃO SOLAR	30
2.3. LOCALIZAÇÃO, ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO DAS PLACAS SOLARES .	33
2.4. PERDAS POR REFLEXÃO.....	35
2.5. PERDAS POR DESEMPENHO DAS PLACAS SOLARES.....	36
2.6. PERDAS POR <i>MISMATCH</i>	37
2.7. PERDAS POR QUEDA DE TENSÃO NO CABEAMENTO CC	38
2.8. PERDAS NOS INVERSORES DE FREQUÊNCIA.....	39
2.9. PERDAS POR SOMBREAMENTO.....	41
2.10. PERDAS POR SUJEIRA	41
2.11. PERDAS POR PLACA SOLAR DANIFICADA	42
2.12. FIGURAS DE MÉRITO	43
2.12.1. Produtividade – Y (<i>Yield</i>).....	44
2.12.2. Taxa de Desempenho (<i>Performance Ratio</i>)	46
CAPÍTULO III.....	48
3. METODOLOGIA	48
3.1. SISTEMA DE MONITORAMENTO <i>ON-LINE</i>	51
CAPÍTULO IV	53
4. DESENVOLVIMENTO	53
4.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO (SFV) DO CAMPUS GUANAMBI	55
4.1.1. Irradiação no sistema fotovoltaico de Guanambi	58
4.1.2. Geração do sistema fotovoltaico de Guanambi.....	61
4.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO DO CAMPUS URUÇUCA	63
4.2.1. Irradiação no sistema fotovoltaico de Uruçuca.....	64
4.2.2. Geração do Campus Uruçuca.....	65
4.3. ESTIMATIVAS DAS PERDAS NA GERAÇÃO DE ENERGIA	66
4.3.1. Perdas por desempenho.....	66
4.3.2. Perdas por <i>mismatch</i>	69
4.3.3. Perdas por queda de tensão no cabeamento CC	69

4.3.4. Perdas nos inversores	74
4.3.5. Perdas por sombreamento.....	77
4.3.6. Perdas por sujEIRA.....	77
4.3.7. Perdas por placas danificadas.....	82
4.4. COMPARATIVO ENTRE OS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	88
4.4.1. Produtividade – Y (<i>Yield</i>).....	88
4.4.2. Taxa de Desempenho ou <i>Performance Ratio</i> (PR).....	89
CAPÍTULO V.....	91
5. METODOLOGIA PARA ESTIMAR A GERAÇÃO DE UM SFV	91
CAPÍTULO VI.....	106
6. CONCLUSÃO	106
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	109

CAPÍTULO I

1. INTRODUÇÃO

A instalação de sistemas fotovoltaicos (SFV's) tem sido uma crescente mundial. Os investimentos nessa área têm se mostrado muito rentáveis, mas ainda há muito o que melhorar, seja na capacidade de absorção das placas solares, seja no processo decisório de projeto e manutenção destes sistemas.

Os sistemas fotovoltaicos dos campi Guanambi e Uruçuca do Instituto Federal Baiano (IFBaiano) iniciaram suas gerações de energia em janeiro e fevereiro de 2017, respectivamente. Desde então a energia solar está sendo captada e transformada em energia elétrica para alimentação das cargas elétricas.

Em agosto do ano de 2017, o autor desta dissertação foi contratado como primeiro Engenheiro Eletricista efetivo desta Instituição tendo como um dos objetivos analisar estas instalações. A Direção da Reitoria e dos dois campi, além da própria equipe de Engenharia, tinham a preocupação em saber o que estava sendo gerado; se esta energia estava sendo bem aproveitada, se as definições de projeto foram boas, se a geração de energia ocorria dentro de um padrão razoável de qualidade; entre outras informações que pudessem ser úteis.

Ao passo que outras demandas de instalações elétricas de maior prioridade estavam sendo resolvidas, novas ações foram sendo tomadas para a instalação de novos sistemas fotovoltaicos. Infelizmente, muito em função das dificuldades decorrentes da Pandemia do coronavírus, não foi possível realizar novas instalações e o foco voltou-se para o objetivo inicial: avaliar o quanto os sistemas fotovoltaicos instalados são produtivos.

Talvez um cálculo superficial fosse suficiente para uma resposta, mas todos os envolvidos desejavam entender melhor o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos e então maximizar os próximos investimentos a serem feitos.

O processo de contratação; reconhecimento do campus; avaliação de possibilidades e riscos; formulação do projeto; aprovação do projeto; aquisição dos equipamentos; instalação; testes e comissionamentos não são tarefas simples. Analisar estes processos depois de prontos exige uma sensibilidade em reconhecer dificuldades enfrentadas por outras pessoas. As críticas a serem apresentadas aqui têm um enfoque positivo, servindo como orientação e referência, para engenheiros e interessados na área de sistemas fotovoltaicos.

Nos campi Guanambi e Uruçuca foram instalados sistemas fotovoltaicos de 70,225 kWp. As placas solares são do tipo silício monocristalino, os inversores de frequência são configuráveis para dois MPPT's (*Maximum Power Point Tracking*, ou em português, Rastreamento do Ponto de Máxima Potência) e foi realizada conexão do tipo *On-grid*, ou seja, com medidor bidirecional contabilizando o fornecimento de energia elétrica para a concessionária, no caso da energia gerada ser maior que a demanda instantânea do campus.

Estes sistemas fotovoltaicos foram contratados por um mesmo edital de licitação pública e, portanto, utilizando-se do mesmo arcabouço de documentações. A formulação do projeto e definição dos equipamentos são muito similares, contribuindo para aprofundar com maior detalhamento os estudos de caso no que diz respeito aos impactos dos atributos de geração e de perdas contidas nestes processos. Todos os fatores foram quantificados, ou estipulados a partir de outros estudos científicos, permitindo a comparação de cenários diferentes através de operações simplificadas e bem fundamentadas.

As semelhanças contribuíram para aprofundar com maior detalhamento os estudos de caso, tornando mais evidente o impacto de cada atributo da geração e das perdas contidas nestes processos.

O conjunto de análises fomentou a proposta de um método aproximado para se estimar a geração de energia de um sistema fotovoltaico (SFV). As previsões puderam ser feitas com poucas premissas básicas, bastando alguns poucos dados a serem disponibilizados pelo interessado em instalar um sistema fotovoltaico. Uma boa previsão de estimativas de geração de energia, considera as condições ambientais, com a possibilidade de analisar diferentes locais de instalação, quantidade de placas, orientações e inclinações existentes entre os diversos telhados disponíveis, contribuindo bastante para que a negociação da compra e instalação de um sistema fotovoltaico seja bem-sucedida. Os clientes interessados em investir num SFV desejam otimizar seus recursos e, portanto, é interessante ter respostas rápidas para as diversas possibilidades de instalação. Responder brevemente, de forma bem embasada, calculada e justificada demonstra um maior domínio no assunto transmitindo confiança àquele que tem interesse em fazer um investimento.

No fim deste trabalho está enunciada uma proposição de instalação de SFV a fim de testar o método aproximado de forma genérica e fixar sua aplicação. Desta forma as dificuldades ainda existentes podem ser sanadas, propiciando uma maior segurança na apresentação das estimativas.

1.1. OBJETIVOS

Esta dissertação se propôs a discutir melhorias nos projetos e manutenções de sistemas fotovoltaicos. No desenvolvimento foram realizados os cálculos dos métodos detalhados e aproximados que embasam as estimativas de geração de energia. O principal objeto deste trabalho é o desenvolvimento do método aproximado, pois serve de base para estimativas qualificadas e simplificadas de geração de energia similares às encontradas nos campi Guanambi e Uruçuca do Instituto Federal Baiano (IFBaiano).

1.1.1. Objetivos específicos

A geração de energia de um sistema fotovoltaico possui dois pilares básicos. O primeiro refere-se aos atributos de impacto nas definições de projeto e o segundo relativo às perdas presentes nas diversas fases da geração. Neste sentido foram percorridos os seguintes objetivos específicos:

- Exposição dos atributos de impacto da geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos. O que são eles, de que forma variam, quais as causas de suas variações;
- Identificação das perdas de um sistema fotovoltaico e o que pode ser feito para evitá-las;
- Definição da estratégia de dimensionamento destes fatores que influenciam na geração de um sistema fotovoltaico;
- Orientações para que sejam elaboradas instalações com maior qualidade e produtividade;
- Avaliação dos métodos detalhado e aproximado no sentido de gerar confiabilidade aos usuários.

1.1.2. Organização textual

Esta dissertação está organizada conforme os seguintes capítulos:

- Capítulo I – Introdução

Neste capítulo de Introdução foi descrito como se deu o processo de iniciação dos estudos relativos aos sistemas fotovoltaicos dos campi Guanambi e Uruçuca. A princípio o objeto do trabalho estaria voltado para a instalação das placas solares nos outros campi e reitoria do IFBaiano, mas a contratação não teve sucesso e em função da desistência da contratada o foco dos estudos foram para onde já existiam os sistemas instalados.

No item subsequente deste capítulo foram definidos os objetivos desta Dissertação, tendo a criação do método aproximado como o principal propósito deste estudo, que por sua vez adiciona qualidade e velocidade nas estimativas de geração de energia de um sistema fotovoltaico similar aos de Guanambi e Uruçuca.

- Capítulo II – Fundamentação teórica

No segundo capítulo são dissertados os fenômenos físicos que dão base teórica para o processo de geração de energia elétrica dentro de uma placa solar. Este conhecimento nos permite entender como a energia solar é transformada e como pode ser potencializada ou diminuída esta geração.

Tendo-se o suporte básico para o entendimento do processo são apresentados conceitos importantes sobre radiação, irradiação e irradiância solar, pois estes termos são comumente utilizados nesta Dissertação.

Um panorama sobre o potencial de geração de energia elétrica dos principais geradores de energia por fonte solar é relatado e são feitas ponderações sobre o Brasil em relação aos países que mais geram energia elétrica advinda da energia solar no mundo.

Na sequência são discutidos os fatores de impacto na geração de energia, ou seja, a localização, a orientação e a inclinação das placas solares. As condições físicas nas quais as placas solares estão submetidas são limitantes para sua geração e não se relacionam com o processo de perdas, depois que a energia incide sobre as placas. Por isso este item foi separado das perdas.

Depois de explicados os fatores de impacto na geração são discorridas as causas das perdas de energia no sistema fotovoltaico, iniciando-se pela eficiência de geração dos módulos e se encerrando com a saída de energia dos inversores de frequência.

Por fim, ainda no segundo capítulo, são enunciadas as figuras de mérito que nos permite avaliar sistemas fotovoltaicos com outra fontes de energia ou uma instalação de placas solares com uma outra, seja de características semelhantes ou diferentes. Estes conceitos foram aplicados no fim do capítulo de Desenvolvimento ao comparar as gerações dos campus Guanambi e Uruçuca.

- Capítulo III – Metodologia

Em Metodologia foi apresentada a estratégia de análise dos sistemas fotovoltaicos de Guanambi e Uruçuca. Tudo começou com o levantamento de documentos, conversas com os diretores e equipe de manutenção, trocas de e-mail com o Engenheiro responsável pela instalação dos SFV's entre outras ações com o intuito de dominar o projeto aprovados junto a Concessionária de energia e entender como de fato foi efetivada a instalação nestes dois campi.

A instalação destes SFV's foi prevista com a integração dos dados para acompanhamento da geração via internet. As equipes de manutenção possuem este acesso on-line ao portal do inversor de frequência que nos permite visualizar a geração de energia nos últimos dez anos da instalação, ou seja, desde o momento em que entrou em funcionamento até o fim desta Dissertação.

- Capítulo IV – Desenvolvimento

Os sistemas fotovoltaicos foram analisados em detalhe no capítulo de Desenvolvimento. Em visitas técnicas aos campi foram identificadas as configurações de instalação, segundo suas respectivas localizações, orientações das placas e inclinações para cada um dos inversores. Estes dados serviram de base para o cálculo teórico do quanto de energia estes SFV's seriam capazes de gerar.

De posse destas informações os próximos passos foram os cálculos das perdas de energia envolvidas no processo, desde a absorção de energia pelas placas solares à sua transmissão e processamento pelos inversores de frequência.

Foram consideradas diversas perdas de energia como a queda de desempenho das placas solares com o tempo e a temperatura, as perdas por *mismatch*, as perdas por queda de tensão no cabeamento, as perdas nos inversores de frequência em função da tensão de entrada e da temperatura, além das perdas por sujeira nas placas e das perdas por placas danificadas.

Ao fim deste capítulo foram calculadas as figuras de mérito dos dois SFV a fim de comparar dados de forma quantitativa das gerações nestes dois campi.

- Capítulo V – Metodologia para estimar a geração de um sistema fotovoltaico

No Desenvolvimento foram realizados os cálculos de cada etapa de geração e perdas do SFV. Todos estes cálculos representam o cálculo segundo o método detalhado, que é bastante específico e um tanto demorado de se realizar.

A ideia neste capítulo da Dissertação foi tornar este processo mais rápido juntando o que há de comum nos campi e procurando aplicar taxas de perdas que representam a média entre eles no que se mostrou diferente.

Avaliando a maneira pela qual as placas estão instaladas, como e quanto as perdas são impactantes no processo foi criado o método aproximado, que dinamiza o processo de cálculo das estimativas de geração de energia de um SFV com características semelhantes aos de Guanambi e Uruçuca.

Os resultados obtidos pelos métodos detalhados e aproximados foram comparados com os reais de modo que os valores obtidos pelo método aproximado divergiram em menos de 10% do real, o que nos permite confiar na qualidade desta metodologia.

Ao longo dos capítulos III e IV os métodos detalhado e aproximado foram explicitados de forma didática, por isto o critério de velocidade na obtenção das estimativas de geração de energia pode não ter sido tão evidente. A fim de que isto se tornasse claro, ao fim do Capítulo V foi sugerido um exemplo de cálculo de estimativas de geração de energia de modo que o modelo aproximado foi aplicado de forma sucinta, tirando quaisquer dúvidas de que este método não seja rápido e bom o suficiente.

- Capítulo VI – Conclusão

No último capítulo desta Dissertação foram feitos resgates às proposições apontadas na Introdução, identificando o alinhamento entre o que se propôs escrever e o resultado obtido ao longo de todo o trabalho.

As metodologias de cálculo foram abordadas mais uma vez destacando a importância do método aproximado em função de sua simplicidade, rapidez e confiabilidade.

CAPÍTULO II

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para uma melhor compreensão dos sistemas fotovoltaicos são expostos conteúdos de relevância que dão suporte a uma melhor qualidade técnica aos projetos e a execução.

2.1. PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

A geração de energia fotovoltaica é proveniente da luz irradiada pelo sol. Através de dispositivos semicondutores a luz é aproveitada gerando tensão e corrente elétrica.

Existem materiais na natureza classificados como semicondutores, que são constituídos de uma faixa de valência totalmente preenchida por elétrons e uma faixa de condução totalmente “vazia” a temperaturas muito baixas. A separação entre as duas faixas de energia permitida dos semicondutores (“gap de energia”) é da ordem de 1eV, o que os diferencia dos isolantes onde o gap é de vários eVs. Como consequência desse fato, os semicondutores apresentam várias características interessantes. Uma dessas características é o aumento de sua condutividade com a temperatura, devido à excitação térmica de portadores da faixa de valência para a faixa de condução. (PRADO JUNIOR, 2004)

Esta característica dá aos semicondutores determinados atributos especiais, como o aumento da sua condutividade quando há o aumento da temperatura, em função da excitação dos elétrons da banda de valência para a banda de condução. Uma propriedade fundamental para as células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons, na faixa do visível, com energia superior ao gap do material, excitarem elétrons à banda de condução. Este efeito, que pode ser observado em semicondutores puros, também chamados de intrínsecos, não garante por si só o funcionamento de células fotovoltaicas. Para obtê-las é necessária uma estrutura apropriada para que os elétrons excitados possam ser coletados, gerando uma corrente útil. (TOLEDO, 2010).

Cada átomo de silício tem quatro elétrons de valência, e para atingir uma configuração estável se ligam a quatro átomos vizinhos, formando uma rede cristalina. Portanto não há elétrons livres.

A fim de potencializar o efeito fotovoltaico o cristal de silício é dopado com substâncias que alteram a sua rede cristalina. Se ao silício for misturado átomos de Arsênio ou de Fósforo, que possuem 5 elétrons de valência, um desses elétrons ficará livre, permitindo que com pouca energia térmica esse elétron salte para a banda de condução. Esse tipo de impureza é chamado de doadora de elétrons, ou dopante n.

Se doparmos o silício com materiais como o Alumínio ou Boro, que possuem 3 elétrons de valência, faltará um elétron para criar uma ligação covalente. Esse buraco se comporta como uma carga positiva, já que com pouca energia térmica um elétron vizinho vem ocupar esse buraco, deixando um buraco onde estava, fazendo com que haja uma movimentação do buraco. Esse tipo de impureza é chamado de dopante p.

Se combinarmos as duas impurezas no mesmo cristal intrínseco de silício, formamos uma Junção P-N. Na área de contato da junção, os elétrons livres do semiconductor Tipo-N fluem para os buracos do semiconductor Tipo-P até que se forme um campo elétrico que impede o fluxo permanente de elétrons.

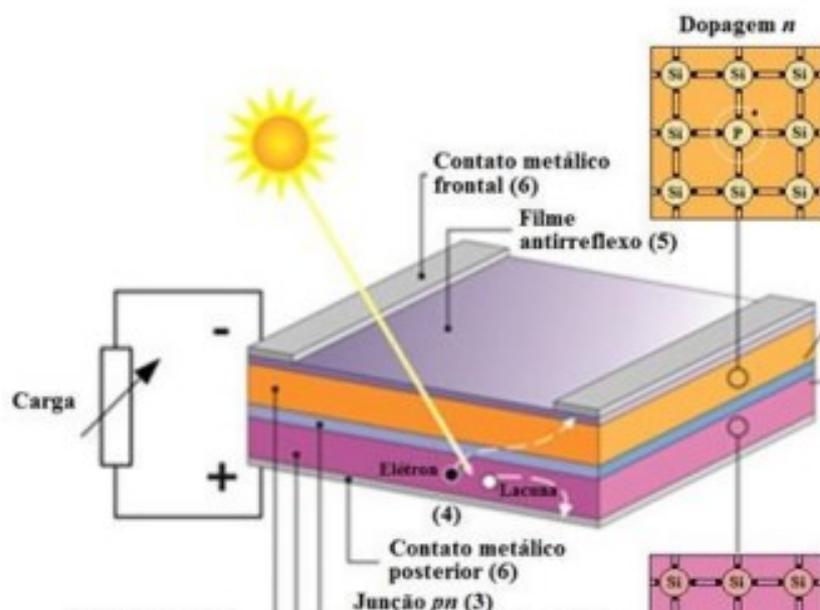


Figura 1: Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício

Fonte: Adaptada de MOEHLECKE E ZANESCO, 2005

Se a Junção P-N for exposta à radiação solar, os fótons com energia superior ao gap liberam mais buracos-elétrons livres que criam uma corrente elétrica na área da junção. Alguns dos elétrons liberados são recombinados, se não forem capturados. (BLUESOL, 2023)

Fótons com energia superior ou inferior à necessidade geram calor desnecessário, que diminui a eficiência da célula fotovoltaica. Abaixo o balanço energético médio de uma célula fotovoltaica de silício cristalino:

- 100% da Irradiação solar:
 - Perda de 3% com Reflexão e sombreamento dos contatos frontais;
 - Perda de 23% pela irradiação de ondas compridas (fótons com energia insuficiente);
 - Perda de 32% pela irradiação de ondas curtas (fótons com energia excedente);
 - Perda de 8,5% pela recombinação de elétrons;
 - Perda de 20% pelo gradiente de elétrica, especialmente na região do campo elétrico;
 - Perda de 0,5% pelas perdas térmicas na condução elétrica;
 - Aproveitamento de 13% da energia elétrica incidida (SOUZA. R. DI, 2017)

Acima estão apresentados valores genéricos segundo o autor SOUZA (2017). Nesta dissertação são realizados cálculos cujos valores representam percentuais do valor inicial, mas de forma diferente. Os atributos de impacto na geração e as perdas de energia também foram definidos segundo percentuais para os sistemas fotovoltaicos de Guanambi e Uruçuca. No caso do método detalhado foram realizados cálculos mais aprofundados, levando-se em consideração as especificidades do campus, já no método aproximado os cálculos são concisos e genéricos, considerando-se taxas médias destes dois campi.

2.2. RADIAÇÃO, IRRADIÂNCIA E IRRADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é a energia proveniente do Sol propagada pelo vácuo por meio de ondas eletromagnéticas.

Ao atravessar a atmosfera, a radiação global interage com seus constituintes e parte dessa radiação é espalhada em outras direções, sendo dividida em radiação solar difusa e

radiação solar direta. A radiação global é medida por um radiômetro específico denominado Piranômetro. (RAMOS, 2017)

A radiação que chega em linha reta entre o Sol e a Terra é chamada de radiação direta, enquanto a decorrente do espalhamento da radiação solar na atmosfera ou superfície é chamada de difusa. A radiação global é a soma da radiação direta com a radiação difusa.

A irradiância é a medida da potência de radiação sobre uma superfície plana. Para o estudo de sistemas fotovoltaicos sua medida é feita numa relação de potência em W (ou kW) sobre a área em metros quadrados. A irradiância é uma medida instantânea da radiação.

Esta medida instantânea tem aplicabilidade limitada. Para a geração de energia é mais importante a maneira como irradiância se comporta ao longo do tempo, afinal a geração de energia é feita continuamente. A irradiação solar é a variável que mensura essa energia ao longo do tempo. Seu conceito pode ser definido como a integral no tempo da irradiância. Sua unidade de medida é a de energia em kWh sobre a área em metros quadrados para um determinado intervalo de tempo, normalmente um dia.

Para todas as localidades a irradiação varia com o passar dos dias, portanto em estudos de sistemas fotovoltaicos adota-se o valor de irradiação média diária para o período de um ano, ou seja, são somadas as irradiações de cada dia de um ano e o valor obtido é dividido por 365. Este atributo, que varia com a posição geográfica, simplifica as previsões da geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico.

Por ser um país tropical o Brasil possui condições climáticas bastante favoráveis a geração de energia solar. Nosso potencial energético é bastante grande, mas nossa produção ainda é relativamente pequena. Em 2019 a China ultrapassou a marca de mais de 253,8 GW de capacidade de Sistema Fotovoltaica instalada, bem acima do segundo colocado, os Estados Unidos com 93GW. Esses dois países dispõem de uma vasta área para produção de energia solar e cuja irradiação solar alcança níveis razoáveis a altos em boa parte dos seus territórios. Em terceiro e quarto lugares, estão respectivamente o Japão e a Alemanha.

Estes dois últimos possuem uma área muito inferior à do Brasil, estão localizados em latitudes superiores ao Trópico de Câncer, de modo que irradiação é bem inferior a do nosso país, mas, ainda assim, produzem mais energia de origem Fotovoltaica.

A Alemanha possui uma forte cultura de investimento em sistemas fotovoltaicos há bastante tempo e aos poucos têm perdido posições no ranking devido ao rápido crescimento destas instalações por todo o mundo.

O Japão é ainda menor que a Alemanha, mas seu crescimento tem sido intenso nos últimos anos.

Na Figura 2 a seguir, está mostrado o Top 10 no mundo de geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos no ano de 2020. Em 2017 o Brasil chegou a entrar neste grupo seletivo, mas perdeu posições recentemente. No ano de 2020 o Brasil atingiu 6,6GW de capacidade instalada, o que representa a 14ª posição no mundo.

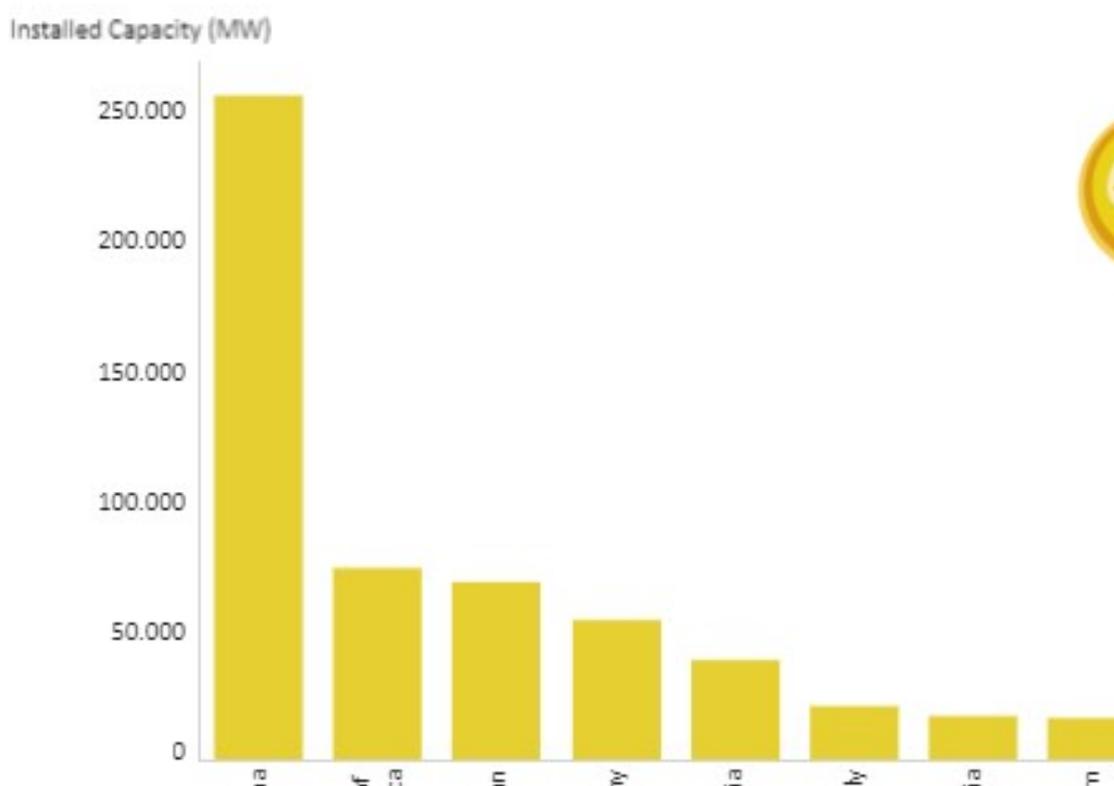


Figura 5: Geração de eletricidade. Top 10 no mundo.

Fonte: Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA). Ano de 2020.

Diante desse panorama pode-se afirmar que o Brasil tem um potencial de crescimento bem alto. Isto precisa ser desenvolvido com projetos de qualidade, com um bom grau de previsibilidade, considerando as condições locais.

2.3. LOCALIZAÇÃO, ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO DAS PLACAS SOLARES

Os módulos fotovoltaicos devem ser instalados para absorver ao máximo a energia solar incidente. Para que isto ocorra com qualidade faz-se necessário conhecer o movimento da Terra em relação ao Sol.

Ao longo do ano o Eixo da Terra em relação ao Sol se altera de modo que identificamos as estações. Quando os raios solares atingem perpendicularmente a linha do Equador pode ser Outono ou Primavera para o hemisfério Sul e Norte da Terra.

Digamos que com o transcorrer dos dias a linha reta perpendicular ao plano da Terra de menor distância ao Sol passa a estar no hemisfério Sul, portanto é Primavera neste hemisfério. Este deslocamento tem um limite que é definido pelo Trópico de Capricórnio. Isto ocorre em 21 de dezembro (Solstício de Verão do hemisfério Sul), dia que demarca o início do Verão no hemisfério Sul e o Inverno no hemisfério Norte da Terra. Esta linha imaginária está localizada na latitude de $23,27^\circ$ ao Sul do Equador.

Nos dias seguintes a linha perpendicular de menor distância entre a Terra e o Sol segue no sentido oposto, do Trópico de Capricórnio em direção ao hemisfério Norte, quando no dia 21 de março (Equinócio de Outono do hemisfério Sul) passa novamente sobre a linha do Equador. A partir deste dia o hemisfério Sul deixa de ser Verão e passa a ser Outono. O hemisfério Norte deixa de ser Inverno e passa a ser Primavera.

A linha perpendicular de menor distância entre a Terra e o Sol continua em direção ao Norte até atingir o Trópico de Câncer, situado a uma latitude de $23,27^\circ$ acima da linha do Equador, no dia 21 de junho (Solstício de Inverno do hemisfério sul). A partir deste dia o Sul deixa de ser Outono e passa a ser Inverno enquanto o Norte deixa de ser Primavera e passa a ser Verão.

No sentido inverso a linha perpendicular de menor distância entre a Terra e o Sol passa a diminuir sua latitude até voltar a coincidir com a linha do Equador no dia 21 de setembro (Equinócio de Primavera do hemisfério Sul). O Sul deixa de ser Inverno e volta a ser Primavera, enquanto o Norte deixa de ser Verão e volta a ser Outono.

Este ciclo se repete indefinidamente com o passar dos anos. Um observador na Terra percebe o movimento relativo destas mudanças através da órbita do Sol no céu. Na Figura 3 o observador encontra-se no hemisfério Sul a uma latitude inferior à do Trópico de Capricórnio.

No solstício de junho a órbita do sol é a menor ao longo do ano, de modo que o tempo e a intensidade de irradiação para este observador também é a menor do ano (levando-se em consideração o tempo aberto). O observador possivelmente encontra-se próximo à latitude de $23,27^\circ$ (ao Sul), pois a maior órbita do Sol ocorre no Solstício de dezembro ou próximo desta data.

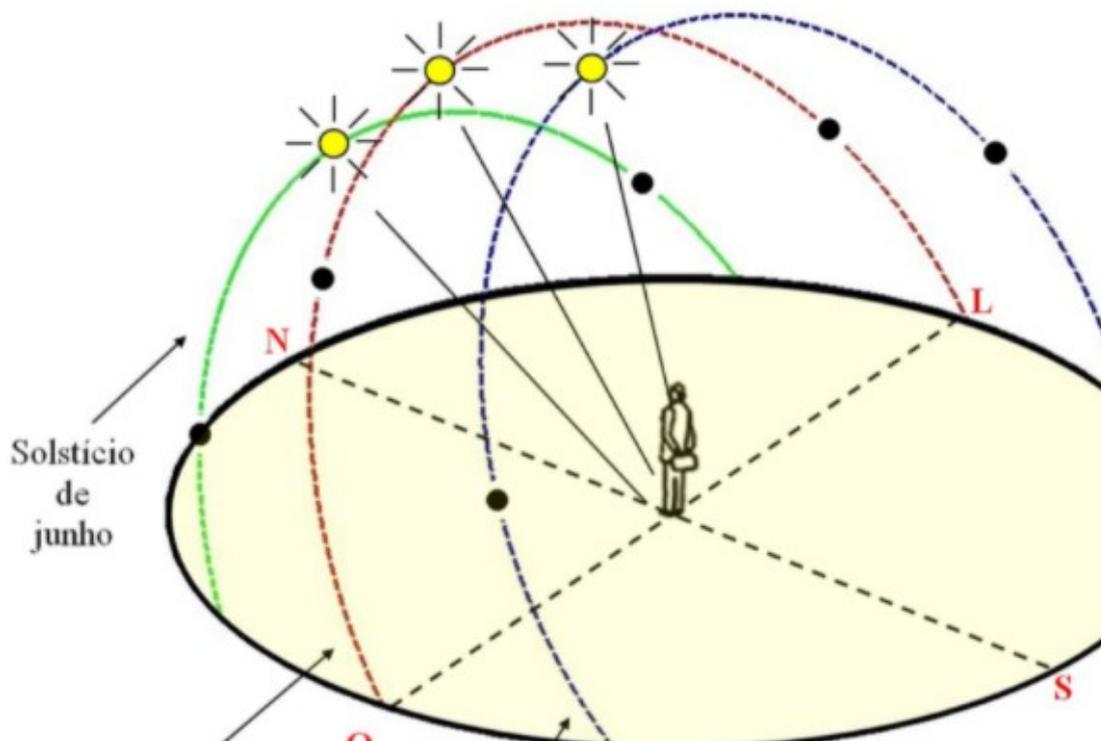


Figura 9: Variação da posição do plano de trajetória do Sol no céu ao longo do ano para um observador no hemisfério Sul

Fonte: *Astronomia diurna. Revista Brasileira de Física*

Quanto mais próximo do Trópico de Capricórnio, mais próximo da data de 21 de dezembro será o dia cuja órbita é a mais longa do ano. Fora das localidades situadas entre os trópicos de Câncer e Capricórnio, serão dois os dias mais longos para um observador na Terra isto, porque a linha perpendicular de menor distância entre o Sol e a Terra segue em direção a um dos Trópicos e volta no sentido oposto. Para uma localidade cuja latitude seja maior que a um dos Trópicos, terá seus dias mais longos, por exemplo, no dia 19 de dezembro e no dia 23 de dezembro.

Enquanto o Sol atinge as linhas imaginárias dos Trópicos de Câncer e Capricórnio com mais intensidade em um dia do ano, nos solstícios, isto ocorre em dois dias nas localidades sobre a linha do Equador, nos equinócios.

Tendo-se domínio sobre estes movimentos relativos entre a Terra e o Sol fica simples entender quais devem ser a Orientação e a Inclinação ideais dos módulos fotovoltaicos.

Um sistema fotovoltaico previsto a ser instalado no hemisfério Sul deve ter seus módulos orientados para o Norte Geográfico, pois a órbita do Sol para um observador nesta localização passa mais tempo na direção Norte. No sentido oposto, uma instalação prevista a ser localizada no Norte Geográfico deve estar voltada para o Sul.

Quanto à inclinação dos módulos, a medida adequada é justamente a que compensa esse afastamento do ponto da instalação em relação a linha do Equador. Ou seja, uma localidade que está a 20° de latitude ao Sul do Equador deverá ter uma inclinação de 20° e estar voltada para o Norte Geográfico. Estas medidas têm algumas variações pequenas, uma vez que a superfície da Terra não é perfeitamente plana, variando a altitude local.

Os módulos fotovoltaicos devem ser direcionados para onde a irradiação solar atinge a Terra com maior intensidade e durante mais tempo ao longo do ano, melhorando a performance da geração de energia solar do Sistema.

2.4. PERDAS POR REFLEXÃO

As placas solares de silício cristalino (Si-c) são projetadas para que este equipamento tenha resistência mecânica adequada para uma instalação segura, em dimensões adequadas ao manuseio e que sejam capazes de suportar a exposição a intempéries.

Os módulos fotovoltaicos de silício cristalino (Si-c) são construídos de modo a obter-se um dispositivo com dimensões e resistência mecânica mais adequados ao manuseio, instalação e exposição a intempéries. São produzidos através da superposição de uma série de camadas, acima e abaixo do plano das células, e laminação. Com isso forma-se um conjunto de 3 a 4 camadas transparentes sobre a superfície das células. São elas um filme de passivação e efeito antirreflexo (AR) sobre a superfície da célula, um polímero encapsulante, vidro, e possivelmente um filme fino sobre o vidro, com a finalidade de produzir um efeito autolimpante e evitar o depósito de resíduos diversos sobre o vidro. As perdas por reflexão na superfície de uma célula não encapsulada são muito elevadas e ultrapassam o valor de 30%

para incidência normal, segundo Magnin e Harari (2014). As camadas presentes sobre uma célula inserida em um módulo reduzem essa reflexão. Por isso, devem ser otimizadas para reduzi-la ao máximo, pois têm um impacto direto na eficiência de um módulo. (DEFERRARI, 2018, p. 1)

Parte da energia que incide sobre uma placa solar é perdida por reflexão. Melhorar a performance deste requisito resulta em uma placa mais eficiente. Nesta dissertação as perdas por reflexão não são objeto de uma análise mais aprofundada, pois a eficiência é um dos parâmetros de especificação disponíveis no manual da placa solar. Na porcentagem de eficiência de um módulo já estão embutidas as perdas por reflexão deste equipamento.

2.5. PERDAS POR DESEMPENHO DAS PLACAS SOLARES

As perdas de desempenho das placas em função da idade são advindas de dois fenômenos. O primeiro chama-se PID (*Potential Induced Degradation*) e tem como origem a degradação sofrida pelos materiais da placa fotovoltaica devido sua exposição a um potencial externo em relação à terra; já o segundo efeito, o LID (*Light induced Degradation*), refere-se às pequenas perdas de eficiência em função da temperatura das placas (CARVALHO, 2018).

Com o passar do tempo as placas fotovoltaicas perdem seu desempenho. De um modo geral a perda de desempenho costuma ser maior no primeiro ano. Nos anos seguintes, até o fim de sua vida útil, essa perda tende a ser linear com uma porcentagem menor que no primeiro ano.

As perdas por temperatura ocorrem dinamicamente ao longo de um dia, alterando a medida de corrente e tensão das placas solares. Por conseguinte, a potência também muda em função dessas variáveis. A taxa com que a corrente se modifica em função da temperatura é bem pequena, se comparada à tensão terminal, e numa taxa positiva; isto significa que para condições de incidência iguais, quando a temperatura sobre as placas aumenta a corrente também aumenta um pouco.

Com a taxa de variação da tensão terminal nas placas em função da temperatura o processo é oposto. Uma placa solar em condições iguais de irradiação, caso a temperatura aumente, a tensão nos terminais torna-se menor.

Os manuais das placas solares disponibilizam os coeficientes de temperatura para a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e para a tensão de circuito aberto (V_{oc}), ambas na unidade de $\%/^{\circ}\text{C}$. Não necessariamente são estas taxas as quais as placas funcionam em condições de geração, visto que elas não estão instaladas em curto-circuito nem em circuito aberto, mas é válido entender o quanto a temperatura pode impactar na geração dos sistemas fotovoltaicos

Em relação à Potência de geração, esta varia numa taxa intermediária à tensão e à corrente, ou seja, com uma intensidade menor que a tensão e maior que a corrente, mas também com uma taxa negativa. Portanto, para uma mesma Irradiação, quando a temperatura aumenta nas placas solares, a Potência de geração diminui. O dado que é disponibilizado como referência no manual é o coeficiente de temperatura de potência máxima (P_{max}) também em $\%/^{\circ}\text{C}$.

Os valores de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e potência máxima variam em função da temperatura. Há manuais de módulos fotovoltaicos que não se limitam a informar estes valores apenas em uma condição de teste, disponibilizando um gráfico com curvas para estas três grandezas. O eixo das ordenadas é apresentado em porcentagens normalizadas de modo que é possível ter essas três medidas num único gráfico.

2.6. PERDAS POR *MISMATCH*

Um dos fatores que afetam a potência da matriz fotovoltaica é a perda por descasamento (*mismatch*) devido às diferenças entre cada célula que compõe o módulo, sendo que as características das células dependem de processos de fabricação. A tecnologia de fabricação de módulos fotovoltaicos melhorou consideravelmente, resultando em uma maior eficiência e melhor processo de controle de qualidade, o que possibilitou uma menor tolerância de potência máxima de módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado. (GASPARIN et al.,2016)

A intensidade das perdas por *mismatch* pode variar em função de uma série de situações:

- Placas solares de especificações diferentes em um mesmo MPPT;
- Pequenas diferenças de fabricação entre as diversas placas solares instaladas;

- Perdas por avarias nas placas solares;
- Placas instaladas com orientação (ângulo azimutal) e inclinação diferente em um mesmo MPPT;
- Diferentes temperaturas entre as placas solares. A depender da posição algumas placas são mais bem ventiladas, com temperaturas mais amenas, enquanto outras com temperaturas mais elevadas são rodeadas por placas solares em todos os lados.

Todos estes fatores contribuem para o descasamento de tensões e correntes produzidas. Em geral uma análise sobre esse atributo de perda é pouco aprofundada em função da complexidade em dimensionar esses efeitos separadamente, e também por não haver uma alta relevância sobre a geração total dos sistemas fotovoltaicos. Na prática as perdas por *mismatch* costumam ser estimadas, obtendo-se resultados satisfatórios.

2.7. PERDAS POR QUEDA DE TENSÃO NO CABEAMENTO CC

Sistemas fotovoltaicos estão sempre expostos ao tempo. Para as instalações elétricas o calor do Sol é prejudicial não só na fase de geração de energia, mas também na distribuição desta energia até o inversor e deste até o quadro de energia CA, que receberá a energia produzida pelo Sistema.

Na fase de projetos é necessário prever onde o inversor de frequência deve ser instalado, preferencialmente, próximo às placas solares, e se possível, também próximo ao quadro CA que receberá a energia proveniente do sistema fotovoltaico. Reduzir as distâncias contribui para baixar o investimento em cabos, na fase de instalação, e diminuir as perdas nos cabeamentos durante a geração.

Os cabeamentos do polo positivo e do polo negativo das *strings* (fileira de placas solares instaladas em série) até o inversor de frequência podem ser bastante extensos. As perdas na fiação elétrica são devidas ao mal dimensionamento do cabeamento, muitas vezes não respeitando a potência que será gerada e não levando em consideração o comprimento necessário dos cabos (TONOLO, 2019).

As perdas de energia nos trechos de cabeamento CC são pouco consideradas nas estimativas de geração de energia de sistemas fotovoltaicos. No desenvolvimento desta dissertação está apresentada uma forma de analisar tais perdas a fim de avaliar o quanto são importantes nas estimativas de geração.

2.8. PERDAS NOS INVERSORES DE FREQUÊNCIA

Os inversores de frequência são os equipamentos de maior tecnologia em um sistema fotovoltaico. Eles recebem a energia dos geradores de corrente contínua (placas solares) e as transforma em corrente alternada na frequência e tensões utilizadas no local.

Para que isto aconteça são realizadas algumas operações. Uma delas é a sincronização do sinal de saída com a rede a qual entrega a energia. Isto é essencial para o devido funcionamento, pois caso não ocorra, o paralelismo com a rede não poderá ser feito.

Um inversor de frequência pode contar com várias funções, além da transformação da corrente e tensão contínuas em grandezas alternadas, a depender de seu nível tecnológico. Entre as mais importantes pode se destacar a de registrar dados do SFV na Internet.

A eficiência de um inversor fotovoltaico não é constante, ela varia de acordo com a quantidade de energia que está sendo convertida no momento, de acordo com a tensão CC e também de acordo com a temperatura do inversor. Cada inversor possui a sua própria curva de eficiência. A Figura 4 a seguir, apresenta alguns exemplos de curvas de eficiência de um inversor fotovoltaico em função da potência de saída e tensão CC. (SOUZA ,2020)

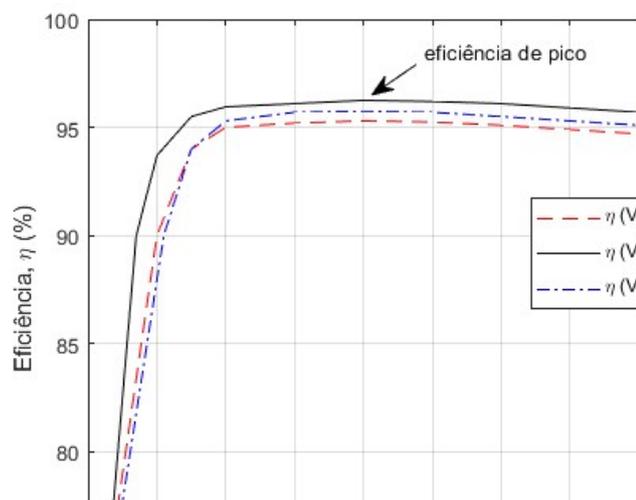


Figura 13: Curvas de eficiência de conversão CC-CA como função da potência de saída de um inversor FV para diferentes tensões CC de entrada. Fonte: Souza, J. P., 2020

Como pode ser observado, existe uma eficiência de pico na faixa de 20% a 40% da Potência de Saída do inversor. A eficiência de pico nas folhas de dados técnicos não é um valor tão efetivo, pois na maioria das vezes os inversores operam fora de sua potência nominal. Mesmo que um inversor apresente uma eficiência de pico de 99% em sua folha de dados técnicos, ele poderá operar com essa eficiência durante um instante do dia ou pouco operar com essa eficiência. Em virtude dos inversores nem sempre trabalharem em condições ideais, a eficiência ponderada se mostra como uma medida mais adequada. (SOUZA, 2020)

Outro fator impactante para o resultado final da eficiência do inversor está na sua capacidade de rastrear o ponto de máxima Potência (MPPT). Quando o sistema fotovoltaico se encontra sob forte intensidade de irradiância sua curva de potência em função da tensão torna-se mais esbelta, enquanto em baixos níveis de irradiância esta curva se torna mais espreada. Nesta segunda condição as variações de potência são mais amenas, o que dificulta o algoritmo reconhecer qual o ponto de máxima potência. Uma variação mais brusca de irradiância facilita a detecção do ponto de máxima potência, contribuindo para uma conversão de energia elétrica com melhor eficiência do inversor de frequência Fotovoltaico. Hoje em dia os inversores conseguem atingir um alto nível de eficiência do MPPT, ultrapassando taxas de 99,9%.

Um bom inversor, com taxas de eficiência superiores a 95% para uma potência de saída normalizada por volta de 50%, pode ter seu rendimento diminuído caso a potência de geração de energia se mantenha frequentemente abaixo desta região. Observa-se que baixando para menos de 20%, a queda de eficiência é considerável. Para evitar esse tipo de situação uma estratégia de projeto é a de se instalar um *array* de módulos fotovoltaicos cuja potência seja superior à sua capacidade nominal, estratégia conhecida por *Oversizing*. Claro que isto precisa ser feito com parcimônia, avaliando se este aumento pode gerar uma sobrecorrente ou um sobretensão além dos limites de capacidade do inversor.

A figura de mérito em questão que dimensiona estas relações entre a potência instalada e a potência nominal do inversor é conhecida por Fator de Dimensionamento do inversor (FDI).

$$FDI = \frac{\text{Potencia Nominal do Inversor}}{\text{Potência de pico do gerador Fotovoltaico}} \quad (1)$$

O casamento mais adequado entre as potências do gerador (placas solares) e do inversor depende, entre outros fatores, da curva de eficiência deste. Porém, constata-se que, em razão

da boa qualidade dos inversores usados para a conexão à rede elétrica, a produtividade ótima pode ser atingida para uma faixa relativamente grande de valores de FDI. Contudo, para valores de FDI inferiores a 0,6, observam-se perdas de produtividade que aumentam de forma intensa. (ZILLES, 2015)

2.9. PERDAS POR SOMBREAMENTO

As perdas por sombreamento podem ter um efeito muito importante em um sistema fotovoltaico, pois uma única célula de uma das placas fotovoltaicas que esteja sombreada reduz a geração de uma placa e por conseguinte de um *string* e um *array* que se conecta a um inversor.

Em função da órbita realizada pelo Sol que varia seu posicionamento ao longo do dia e por trajetórias diferentes ao longo do ano, torna-se complexo estimar os efeitos do sombreamento sobre um sistema fotovoltaico.

Em determinadas situações, é possível ocorrer sombreamentos parciais em instalações fotovoltaicas provocados por edificações vizinhas, vegetação próxima ou até uma fileira de módulos em outra. Nesses casos, as células de um módulo ou painel não estão expostas às mesmas condições. Se uma célula fotovoltaica em um conjunto em série for sombreada, a corrente que circula por todo o conjunto será limitada pela corrente dessa célula (menor corrente). Essa célula sombreada passa a dissipar potência e aquecer podendo, em casos extremos, causar danos à estrutura do módulo, fenômeno chamado de *hotspot* (CHEPP, 2018).

As perdas por sombreamento podem ter um impacto considerável na geração total, portanto as verificações dos possíveis sombreamentos são importantes em um projeto de SFV. Como, no caso de haver sombreamentos, a complexidade da análise é enorme, então algumas ferramentas computacionais são necessárias para estimar estas perdas.

2.10. PERDAS POR SUJEIRA

Entre as possíveis perdas de geração de energia elétrica em um sistema fotovoltaico, a perda por sujeira é a que demanda maior comprometimento pelo proprietário. Enquanto

outras perdas advêm de boas ou más escolhas de posicionamento das placas e especificações de equipamentos, a sujeira depende de como é realizada a manutenção preventiva do sistema.

Depois de instalados alguns dos SFV's possuem plano de manutenção, noutros a manutenção ocorre de maneira corretiva quando o responsável pela manutenção é informado por uma notificação do Sistema *On-line* que uma falha ocorreu. De maneira preventiva ou corretiva são tomadas ações para regularizar a geração de energia.

A sujeira não é registrada como falha pelo sistema. Se os mantenedores do SFV não tiverem atenção com a limpeza uma boa capacidade de geração pode ser perdida.

A depender da vegetação e clima locais os níveis de poeira e areia podem ter um efeito maior ou menor na geração de energia. Um ambiente com vegetação bastante arborizada pode prejudicar a produção de maneira mais severa, enquanto regiões pouco arborizadas sofrerão um efeito bem menor em função da sujeira.

Ainda existe uma carência de conhecimento no âmbito da sujidade em diferentes localidades do globo. Os poucos estudos sistemáticos existentes na literatura são em maior parte dedicados para usinas de grande porte em ambientes com alta concentração de poeira e areia. Se há difundido a mensagem de que não vale o esforço, material e econômico, para a limpeza dos módulos fotovoltaicos, em particular para sistemas de microgeração. Entretanto, não se encontra uma sustentação metodológica e experimental para essa mensagem e, dependendo das condições, nível de ocupação, poluição, índice pluviométrico e inclinação do gerador fotovoltaico, as perdas de produtividade podem justificar a implantação de uma rotina de limpeza. (REZENDE, 2018)

2.11. PERDAS POR PLACA SOLAR DANIFICADA

As perdas por placa solar danificada são extremamente impactantes na redução de geração de energia em um sistema fotovoltaico. Este tipo de perda pode ocorrer por diversas razões, desde uma instalação descuidada a algum agente externo que provoque uma avaria irremediável ao módulo.

Os módulos fotovoltaicos ficam sob a ação das intempéries e necessitam da instalação de SPDA's (Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas), contudo sua proteção é limitada. O Brasil é um dos países onde há o maior número de raios por ano e mesmo que a instalação do SPDA seja feita com qualidade, não impede que um raio atinja estas placas e as destruam.

Durante o transporte ou mesmo na execução de um sistema fotovoltaico uma placa pode sofrer um choque mecânico, resultando em um pequeno dano. A depender do grau de comprometimento do instalador e da forma como o contratante exerce ou deixa de realizar sua fiscalização, uma falha que aparentemente não se destaca pode reduzir a produção de todo o sistema. Uma pequena avaria expostas às condições climáticas, como um sol intenso e muita chuva, pode reduzir a vida útil destes equipamentos. Vale salientar que boa parte dos módulos são previstos para se manterem instalados por cerca de 30 anos e em alguns casos ficam situados onde ocorrem precipitações de neves e granizo.

Ao longo do tempo a sujeira dos módulos torna-se cada vez mais intensa, demandando a realização de lavagens das placas. É importante que durante a realização deste serviço sejam tomados cuidados para não pisar nelas, principalmente no centro, evitando danos irreversíveis para estes equipamentos.

Em uma região com aves de médio a grande porte estes bichos podem estranhar a existência dos módulos fotovoltaicos nos telhados. Em alguns casos eles bicam os módulos, gerando avarias. Quando a instalação é realizada no solo a possibilidade de ocorrer danos é ainda maior por ação de algum animal terrestre que suba nas placas solares. Existem relatos de gado se apoiando nas placas solares, destruindo as placas. Quando isto ocorre o animal pode tomar choques elétricos que podem ser letais.

A maneira pela qual uma placa solar é danificada pode ocorrer das mais variadas formas. Avaliar o impacto de uma avaria é de extrema complexidade devido a irregularidade das rachaduras apresentadas no painel fotovoltaico danificado. Isso faz com que a análise para determinar a absorção da irradiação solar pelas células e a característica da temperatura sob a mesma, seja de difícil realização. (MENDONÇA, 2017)

2.12. FIGURAS DE MÉRITO

Para a avaliação de sistemas geradores de energia foram criadas figuras de mérito que se tornaram referência nessa linha de estudos. Algumas têm como função comparar tecnologias

de diferentes fontes de geração, outras são utilizadas para comparar sistemas de mesma fonte energética.

O Fator de Capacidade representa um valor médio, em porcentagem, do quanto uma fonte geradora fornece energia em relação a sua capacidade nominal durante um intervalo de tempo. Exemplo: Um sistema fotovoltaico com fator de capacidade igual a 0,2, significa que no período em análise, a planta produziu, em média, 20% de sua capacidade se ocorresse de forma continuada com potência plena. Na prática o que existe é uma variação ao longo do tempo, mas esta figura ajuda obter uma noção média da geração do sistema.

Um Sistema que gera determinada quantidade de energia e não se faz uma referência em relação a sua capacidade acaba se tornando um dado bastante limitado quanto a sua performance. Se um sistema fotovoltaico produz 100 MWh por ano e não se sabe qual a potência em kWp das placas, então fica impossível avaliar o quanto este é produtivo.

A geração solar possui baixos índices de Fator de Capacidade, quando comparada a outras fontes. Isto ocorre muito em função do cálculo de Fator de Capacidade incluir o período da noite, no qual a geração é nula.

O Fator de Capacidade típico de um Sistema Solar Fotovoltaico fica em torno de 12 a 18% (SOBRINHO, 2017). É interessante calcular este índice para avaliar se sistemas similares estão produzindo menos do que o esperado.

2.12.1. Produtividade – Y (*Yield*)

A produtividade é a razão entre a energia produzida e a potência instalada. Geralmente o período de avaliação refere-se a um ano. Basicamente, a diferença entre o Fator de Capacidade (FC) e a produtividade (Y) é que este parâmetro não é dividido pelo tempo. A análise é feita estabelecendo-se um tempo de referência para comparar os sistemas. Sem a divisão pelo tempo os valores deixam de ser fracionários, ficando numa dimensão mais agradável para a comparação de sistemas de uma mesma fonte de energia, no caso a fotovoltaica.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica têm sua produtividade alterada em função de vários fatores, entre eles: nível de irradiação; inclinação e orientação do painel fotovoltaico; sombreamento parcial; temperatura de operação; eficiência e ponto de operação

dos inversores; fiação e conectores; sujeira sobre o painel fotovoltaico; etc. Conhecer, analisar e atuar buscando melhoria no desempenho de um SFV, é determinante para o aumento da geração de energia elétrica (URBANETZ JUNIOR et al.,2014).

O *Yield* é um das mais intuitivas figuras de mérito para comparação de diferentes sistemas fotovoltaicos. Seu conceito aborda apenas o resultado final em função da capacidade instalada. A relação da energia gerada (kWh) em um determinado período, geralmente de um ano, sobre a potência instalada (kWp) do sistema fotovoltaico são orientadores para identificar o quão produtiva é a instalação, não sendo consideradas as circunstâncias específicas do sistema. Atributos de impacto na geração como a localização, orientação, inclinação e sombreamento não são parâmetros de referência nesta análise. O que vale é o resultado final. Isoladamente a produtividade não indica qual a qualidade de um projeto. Um SFV instalado em uma localização fria com baixas taxas de irradiação pode ter um projeto melhor desenvolvido que um formulado para uma cidade quente, de intensa irradiação, e mesmo assim a produtividade do sistema na cidade fria ser menor do que na cidade quente. Para o índice de produtividade o que realmente importa é o quanto se gera de energia para uma determinada capacidade instalada.

Não ter o domínio dessa figura de mérito pode levar a um entendimento equivocado sobre a instalação. Para uma comparação coerente é interessante avaliar se as condições de operação foram bem diferentes.

Por maiores que sejam os esforços para gerar um bom projeto fotovoltaico, os atributos naturais têm um forte impacto na geração de energia. Isto não significa que em localidades privilegiadas não se devam realizar análises atentas para a criação de um bom projeto.

Do ponto de vista matemático a produtividade (*Yield*) é expressa da seguinte forma:

$$Y = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência nominal Instalada}} \quad (2)$$

Como citado anteriormente, em geral, a produtividade é normalmente calculada para o período de um ano, sendo que em sistemas fotovoltaicos costuma-se utilizar a unidade de geração em kWh e a potência nominal instalada em kWp.

2.12.2. Taxa de Desempenho (*Performance Ratio*)

Outra figura de mérito de grande importância para mensurar a qualidade de um sistema fotovoltaico é a Taxa de Desempenho (TD) ou Taxa de Performance.

Apenas uma pequena parte da irradiação que atinge as placas solares é transformada em energia elétrica. A fatia de energia definida pelo produto entre a intensidade de irradiação e a eficiência dos módulos fotovoltaicos, representa, em tese, a energia máxima que este sistema pode produzir. Este valor é a referência de medida para se calcular a Taxa de Desempenho.

A *Performance Ratio* é um valor do quanto de energia foi gerada, normalmente pelo período de um ano, em relação ao valor teórico máximo de energia que pode ser gerada, considerando a irradiação horizontal, para este mesmo período. O valor máximo teórico leva em consideração a eficiência nominal das placas solares e sua dimensão total.

Exemplo: Pode-se calcular a energia teórica máxima possível, considerando a irradiação horizontal, para o período de um ano, de um sistema fotovoltaico situado em uma localidade cuja irradiação total horizontal é de 5 kWh/m² por dia, com uma área ocupada pelos módulos fotovoltaicos de 10 m² e sendo a eficiência nominal dos módulos de 15%, conforme descrito a seguir. Em geral esta figura de mérito é calculada para o período de um ano, logo a informação que trata do período de um ano poderia ter sido omitida. Continuando, para se obter a energia teórica máxima possível bastaria multiplicar a irradiação total pelo número de dias do ano, pela área dos módulos fotovoltaicos e pela eficiência destes.

$$\text{Energia Máxima Teórica} = I \times t \times A \times \eta \quad (3)$$

I = Irradiação total horizontal (Média diária)

t = Número de dias

A = Área dos módulos

η = Eficiência nominal dos módulos

Multiplicando os 3 dados apresentados pela quantidade de dias no ano, 365 dias, encontra-se como resultado a energia máxima teórica no valor de 2.737,5 kWh.

A fim de calcular a Taxa de Desempenho bastaria obter o valor de energia gerada por este sistema num ano e dividir pela energia máxima teórica. Supondo que a Energia gerada

tivesse sido de 2000 kWh, então a Taxa de Desempenho seria de 73%. Isto significa que 27% do potencial máximo de produção foi desperdiçado com as perdas do sistema.

As fontes de perda são várias e já foram citadas nesta Dissertação, tais como perdas por sombreamento, por sujeira e eficiência das placas; perdas nos inversores, perdas no cabeamento CC, entre outras. Quanto menores forem as perdas, mais eficiente o Sistema Fotovoltaico. Desta forma a Taxa de Desempenho aumenta, tendendo para o valor de 100%.

A Taxa de Desempenho é uma figura de mérito cujo foco da análise é voltada para a qualidade do projeto, tirando-se um pouco o foco do contexto local. Claro que a depender das condições em que o sistema fotovoltaico está previsto ser instalado, não há muito que se fazer. Como exemplo tem-se a instalação no telhado de uma casa situada num bairro bastante urbanizado com prédios vizinhos bastante altos. Por mais que se deseje gerar o máximo de energia e sejam feitas manutenções adequadas, ainda assim é difícil evitar o sombreamento, que tem um peso considerável nas perdas de geração de um sistema fotovoltaico.

Um valor padrão para a taxa de desempenho recomendado por fabricantes é de $TD=0,75$. (CALDAS,2016)

CAPÍTULO III

3. METODOLOGIA

Os estudos desenvolvidos nesta dissertação foram voltados para os cinco primeiros anos desde o início da geração de energia dos sistemas fotovoltaicos de Guanambi e Uruçuca.

A princípio o que se tinha à disposição era o edital de licitação para contratação dos sistemas fotovoltaicos. O Instituto Federal do Sul de Minas Gerais foi o responsável por consultar Institutos Federais do Brasil se tinham interesse em contratar sistemas fotovoltaicos, baseados nos critérios estipulados no edital. Cada unidade de sistema fotovoltaico foi prevista uma capacidade de instalação de 70,225 kWp. O IFBaiano conseguiu participar deste processo solicitando a contratação de duas unidades, uma para o campus Guanambi, outra para o Campus Uruçuca.

Com o objetivo de conhecer essas instalações foram feitos contatos com vários *stakeholders* (envolvidos neste processo), entre eles os diretores dos campi, servidores responsáveis pelo monitoramento destes sistemas, eletricitistas de manutenção, concessionária de energia elétrica, a Coelba, e também com os responsáveis técnicos pelo projeto e execução dos sistemas fotovoltaicos.

A análise das instalações pôde ser desenvolvida com uma boa qualidade e quantidade de informações devido ao acesso à plataforma *on-line* de acompanhamento da geração de energia. Além dos dados em tempo presente, os inversores de frequência registram dados por um período de até 10 anos, segundo o fabricante, abrangendo, portanto, todo o período de funcionamento destes sistemas.

No campus Guanambi foram feitos diversos registros fotográficos, primeiro do Bloco chamado Pavilhão de Aulas 3, depois dos inversores de frequência. Na sequência foram vistos os encaminhamentos dos eletrodutos por onde chegam os cabeamentos das placas solares aos inversores e quais são os eletrodutos com o cabeamento de saída, que se conectam a rede elétrica da edificação.

Neste campus houve condições dos inversores serem muito bem alocados, na sombra, em corredores largos com um bom nível de ventilação. Todas as instalações estão muito bem organizadas, sem qualquer sinal de terem sido alvo de vandalismo. Possivelmente as

instalações encontram-se da mesma forma como foram entregues ao IFBaiano com o encerramento do serviço no ano de 2017.

Durante a visita técnica foram realizadas inspeções visuais do telhado com registros por fotos. Inicialmente a inspeção ocorreu de uma maneira mais superficial a fim de identificar alguma situação mais grave, como uma placa quebrada ou mal fixada. Num segundo momento o sistema foi analisado com maior detalhe, observando-se quais placas estavam muito sujas, quais eram os encaminhamentos dos cabos fotovoltaicos das placas até se conectarem aos respectivos inversores, entre outras observações e medições.

Sobre as placas solares repousou-se o inclinômetro e foram fotografados os ângulos de inclinação destes módulos. Ainda no telhado mediu-se o ângulo azimutal através de um aplicativo de bússola, de modo que as medidas foram registradas por *prints* da tela do celular.

Visto o telhado e os inversores de frequência o passo seguinte foi identificar onde a energia gerada se integrava às instalações elétricas da edificação, pela conexão dos cabos a um quadro elétrico.

Na tarde deste primeiro dia de visita técnica ao campus Guanambi, foi iniciada a lavagem das placas solares. Por ser um bloco com uma extensa área de instalação das placas, foram necessários dois turnos para a limpeza completa, encerrando este serviço no fim da manhã do segundo dia da visita técnica.

Na tarde do segundo dia de visita técnica foram realizadas mais fotos e gravados vídeos de como o sistema fotovoltaico ficou depois de limpo com o uso de um drone. Tal equipamento permitiu obter uma visão mais ampla e distante do bloco, e até mesmo de todo o campus. As imagens obtidas são muito boas, mesmo quando a altura do drone estava bastante alta. Pode-se afirmar que a visão superior agregou maior qualidade nas discussões sobre possibilidades de instalações de SFV neste campus.

Na contratação foi especificado que as instalações dos sistemas fotovoltaicos fossem do tipo *on-grid*, ou seja, conectadas a rede de energia elétrica da concessionária de energia. Isso permite que o excesso de energia elétrica seja devolvido à concessionária. Ao fim do mês a concessionária cobra o saldo entre o que foi consumido e o que foi fornecido pelo campus.

Ainda que os sistemas fotovoltaicos de 70,225 kWp possam ser considerados robustos, tanto o campus Guanambi quanto Uruçuca não geraram créditos na geração de energia, pois a demanda por consumo de energia elétrica nestes campi é bastante alta.

O registro do fornecimento de energia pela unidade consumidora é realizado pelos medidores de energia bidirecional, um para cada campus. Tais equipamentos só podem ser instalados pela concessionária de energia elétrica.

A empresa contratada dos sistemas fotovoltaicos encarregou-se de formular e dar entrada do projeto junto a concessionária de energia, a Coelba, para apresentar tecnicamente o que seria instalado. Uma vez aprovado o projeto a empresa pôde seguir com as aquisições dos equipamentos para a instalação. Depois de executado e testado, foi solicitada uma vistoria da Coelba. A equipe de técnicos da concessionária fez uma inspeção local aprovou o serviço realizado e substituiu o medidor unidirecional pelo bidirecional.

Projetos, Plantas, ART's, Cartas de autorização, Cartas de aprovação do projeto apresentado à Coelba, Cálculos de demanda, fotos do campus, Parecer de Acesso, Memorial Descritivo, entre outras documentações foram elaboradas pela Contratada durante a fase de aprovação do projeto. O engenheiro eletricista responsável disponibilizou tais documentos para a fiscalização do IFBaiano, contribuindo para aprofundar os conhecimentos desta pesquisa.

No Campus Uruçuca foram seguidas as mesmas etapas metodológicas na obtenção de informações do sistema fotovoltaico instalado neste campus. Houve pequenas diferenças entre as quais vale destacar abaixo.

O Bloco onde estão instaladas as placas chama-se Centro de Tecnologia de Alimentos (CTA). Na inspeção visual preliminar foi possível identificar uma diferença marcante em relação ao campus Guanambi, as placas solares de Uruçuca estavam muito sujas.

A cidade de Uruçuca localiza-se no litoral sul da Bahia, na microrregião formada pelas cidades de Ilhéus e Itabuna, de modo que seu território faz parte da região cacauzeira. Seu clima bastante quente e úmido favorece a existência de árvores de porte como do palmito, do dendê e do próprio cacau. A escola de Uruçuca possui um perfil agrícola muito forte e é visível a abundância da flora dentro do campus. Esse contexto local explica o porquê das placas estarem tão sujas. As constantes precipitações, a terra bastante barrenta e também as pequenas inclinações das placas contribuíram para a formação de uma lama preta sobre elas. Ao observar estas condições foi possível depreender como tal sistema estava funcionando muito aquém de sua capacidade, o que se confirmou com a análise dos dados *on-line* fornecidos pelo inversor de frequência.

Foram feitos registros fotográficos das placas e vale destacar a existência de duas delas danificadas. Também foram tiradas fotos dos inversores de frequência, dos cabeamentos, do quadro elétrico que recebe a energia gerada, entre outros registros que contribuíram para entender e verificar como está executado o SFV.

Com o inclinômetro obteve-se o grau de inclinação das placas. No campus Uruçuca todos os módulos estão em um mesmo plano do telhado do bloco.

Com a bússola foi confirmada a direção das placas numa medida similar ao que era previsto encontrar, observando-se a edificação pela vista superior, através do *Google Maps*.

No que diz respeito às documentações elaboradas, o conteúdo do projeto de Guanambi e Uruçuca são bem semelhantes. Isto deve-se ao fato de terem sido realizadas pela mesma empresa vencedora da licitação. Inclusive, como os inversores de frequência são da mesma marca, o sistema de monitoramento *On-line* destas instalações é o mesmo.

3.1. SISTEMA DE MONITORAMENTO *ON-LINE*

O Sistema de monitoramento *On-line* dispõe de vários dados da instalação. Na página inicial, nomeada pela aba “Visão Geral”, são mostrados: a potência gerada em tempo real; o gráfico do balanço energético do dia; o rendimento em R\$ do dia, do mês, do ano e o total desde o início de sua instalação; os picos de temperatura máxima e mínima do dia atual e a expectativa dos próximos sete dias; uma foto do sistema fotovoltaico, numa visão superior, identificando que se trata de fato do campus em questão; entre outras informações.

O Sistema ainda possui as abas de “Análise”, “Balanço energético”, “Relatórios”, “Mensagens de serviço” e “Configurações”. Na aba “Análise” são demonstradas as fontes de dados e a potência. Duas outras abas são disponibilizadas dentro da aba “Análise”, uma de “Histórico”, voltada para o que foi gerado, e outra de “Simulação”, voltada para o que se pretende gerar. Na aba “Histórico” podem ser feitas análises bem criteriosas da produção presente ou passada. São dois os tipos de fontes de dados: os inversores e a *Sensor Box*. Os dados armazenados pelos inversores são as correntes CA de saída do inversor, as correntes de entrada em cada MPPT (Normalmente uma, e quando configurada, podem ser até duas), o fator de potência, a potência aparente, a potência reativa, a potência ativa, as tensões de saída em cada uma das fases e a voltagem de entrada em cada MPPT.

A *Sensor Box* foi prevista no escopo de contratação do edital com o objetivo de registrar mais alguns dados locais, permitindo ampliar a capacidade de análise do sistema fotovoltaico. Os sensores das *Sensor Box's* instalados medem a velocidade do vento; a Irradiância, ao longo de um dia específico definido; a Irradiação, quando são vistas gerações dos dias de um determinado mês; ou de um mês comparada a outros meses do ano; ou mesmo a geração de um ano, comparada com outros anos. Além disso, é possível obter a temperatura ambiente ou a temperatura nos módulos registradas ao longo de um dia. Todas estas informações podem ser cruzadas com o intuito de entender como funcionam estes dois sistemas fotovoltaicos.

Estes dados da geração de energia favoreceram a análise das definições de projeto, identificando se foram adequadas; se as condições de manutenção tiveram impacto na geração de energia; qual o impacto das perdas envolvidas na geração, entre outras avaliações que servem como referência para tomadas de decisão em novos projetos.

No Campus Guanambi todos os inversores entraram em funcionamento no fim de janeiro de 2017 enquanto no Campus Uruçuca no início de fevereiro de 2017.

No desenvolvimento desta Dissertação são comparadas as produções previstas com as reais, buscando encontrar quais as causas destas diferenças. No sentido de agregar melhorias a outros projetos, são feitas sugestões de como as gerações destes dois campi poderiam ter resultados mais satisfatórios.

Os sistemas fotovoltaicos estão instalados há mais de 5 anos, portanto, o período de análise para comparação entre o que foi gerado e a estimativa de geração refere-se aos primeiros 5 anos de funcionamento dos sistemas.

CAPÍTULO IV

4. DESENVOLVIMENTO

De posse do arcabouço teórico discutido no Capítulo II e da Metodologia discutida no Capítulo III, foram realizados cálculos dos atributos de impacto na geração de energia e também das perdas de energia. Todas as análises foram feitas para se obter um maior domínio de como a energia é processada em um sistema fotovoltaico.

Cada uma das perdas é quantificada e transformada em uma porcentagem de perdas. Para algumas delas foram desenvolvidas metodologias que permitiram quantificar de forma mais precisa, para outras são necessários estudos ainda mais aprofundados sobre determinado tópico, o que exigiria a produção de um novo conteúdo acadêmico específico. Ainda assim em todos os casos foram feitas pesquisas para subsidiar a estimativa e a definição das perdas.

A maior parte dos sistemas fotovoltaicos são projetados para edificações cujo projeto arquitetônico não previu a instalação das placas solares. Por isso os atributos locais quase nunca são os ideais em termos de orientação e inclinação das placas solares.

Por diversas razões a instalação nos telhados é quase sempre a mais indicada, devido principalmente a pouca área livre e plana disponível em um terreno. Ainda que exista disponibilidade há duas desvantagens nesta escolha. Primeira, o custo para instalação sobre o solo é mais alto do que no telhado e a segunda decorre da ampla vida útil de um sistema fotovoltaico, por volta de 30 anos. Com o passar do tempo o local escolhido para a instalação pode se tornar mais útil para outra aplicação. Não é interessante pensar em realocar as placas, pois isto incorre em mais custos para o contratante do SFV.

Em geral as tabelas que fornecem os valores médios de irradiação diária se limitam às condições de placa solar em posição horizontal ou inclinada na mesma medida que sua latitude e voltada para o Norte. A orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos diferentes destes padrões também precisam ser consideradas no projeto de um sistema fotovoltaico.

Infelizmente não existe uma fórmula simplificada e orientadora que nos permita estimar essas perdas. Neste caso o mais adequado é utilizar um simulador que retorne quantitativamente o impacto dessas definições.

Existem diversos simuladores de sistemas fotovoltaicos entre os quais vale destacar o site Global Solar Atlas (<https://globalsolaratlas.info>) que dispõe de uma rica fonte de dados gratuitos, abertos e de consulta *on-line*. Os dados utilizados são fornecidos pela Solargis, uma grande fornecedora de simuladores fotovoltaicos, possuindo papel de destaque no fomento destes sistemas.

Definindo-se a localização em estudo, seja por um endereço (cidade), ou coordenada geográfica, este simulador disponibiliza primeiramente a irradiação média diária para um plano paralelo à superfície da Terra e para as condições ideais de latitude e longitude. Seu diferencial é que nele pode-se obter a taxa de irradiação média diária em função de qualquer orientação de ângulo azimutal e inclinação das placas solares. Com a irradiação média diária ideal e real, basta normalizar a irradiação real em relação à ideal que se terá um percentual do impacto da orientação e inclinação na geração de energia dos sistemas fotovoltaicos.

4.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO (SFV) DO CAMPUS GUANAMBI

O sistema fotovoltaico de Guanambi é constituído por 5 inversores de frequência de potência nominal de 12.500W e 266 placas solares de 265 Wp. Segundo o arranjo físico mostrado na Figura 5 foram instalados 4 inversores, cada um alimentado por 3 *strings*, de 18 placas solares cada, em paralelo, e no quinto inversor foram instaladas 3 *strings*, com 16 módulos cada, também em paralelo. Contudo, de forma a completar a carga prevista a ser instalada de 70kWp, o projetista incluiu mais uma placa em uma das *strings* do quinto inversor de frequência.

Existem outras diferenças do desenho para a instalação real. No desenho os cabeamentos de polo positivo de cada *string* estariam conectados entre si, e os negativos também conectados entre si, seguindo a corrente em um único cabeamento para cada polo até o inversor. Na montagem real estas *strings* se mantêm sem conexão entre elas e são conectadas separadamente aos terminais dos inversores de frequência, que internamente faz o paralelismo destas conexões.

Outras inconsistências foram identificadas e discutidas no item 4.1.1 desta dissertação.

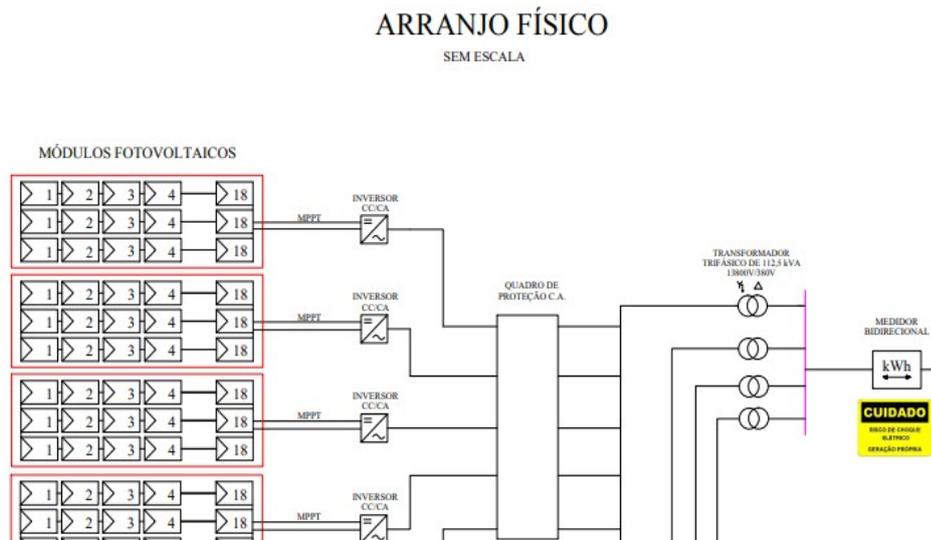


Figura 17: Arranjo físico do Sistema Fotovoltaico instalado no campus Guanambi
Fonte: Projeto apresentado à concessionária de Energia Elétrica, Coelba.

Na Figura 6 está mostrado o sistema fotovoltaico do campus Guanambi numa visão superior obtida por drone.



*Figura 21: Sistema Fotovoltaico do campus Guanambi. Vista Superior
Fonte: Fotografia obtida in-loco através de drone*

Na Figura 7 encontra-se o posicionamento do Bloco Pavilhão de Aulas 3 segundo a orientação cartográfica. Pode-se verificar que seu alinhamento transversal é bastante próximo ao alinhamento Sul-Norte e, em corte longitudinal, ao alinhamento Oeste-Leste. In-loco foi identificado que o ângulo azimutal está desalinhado com o Norte geográfico em apenas 14° negativos (346° em valor positivo) o que está bastante de acordo com a Imagem do satélite.



*Figura 25: Posição do bloco no campus. Orientação cartográfica na bússola.
Fonte: Google Maps*

Na Figura 8 foram inseridas setas amarelas para tornar mais fácil o entendimento de quais são as direções cartográficas e identificar o sentido de inclinação das placas solares.



*Figura 8: Inclinações e direcionamentos do telhado do Pavilhão de aulas 3
Fonte: Fotografia obtida in-loco através de drone*

Existem dois planos de instalação voltados para o Norte. Um se encontra no plano B e outro no plano D. Os planos A, C e E estão voltados para o Sul. Os outros planos do telhado estão voltados para o Oeste e Leste, onde não foram instaladas placas solares.

Nos planos A, B e C estão instalados 54 módulos fotovoltaicos para o Inversor-1, 54 para o Inversor-2 e mais 54 para o Inversor-3. Cada array que se liga a um destes 3 inversores é composto por 3 strings em paralelo com 18 módulos em cada string.

No plano D estão instalados 84 módulos, sendo 54 instalados no Inversor-4 e 30 no Inversor-5. Para este último inversor, além dos 30 módulos, foram conectados outros 19 módulos do plano E, orientados para o Sul, visto que não cabem todos no plano D.

O plano A é o que possui maior área disponível, mas com a pior orientação para a instalação das placas, uma vez que a instalação se encontra no hemisfério Sul. Esta situação só não é tão ruim devido à pequena inclinação dos planos (4°), medido in-loco, de modo que se aproxima de um plano paralelo à superfície da Terra.

Provavelmente a escolha por este bloco foi feita em função de se tratar de uma edificação razoavelmente nova em relação a outras do campus, ter um telhado amplo, no qual cabem todas as placas solares previstas, além de estar em boas condições para a instalação. Caso este sistema fotovoltaico tivesse sido montado aproveitando-se ao máximo a direção

para o Norte, instalando alguns inversores de frequência e suas respectivas placas solares em outros blocos do campus, a geração teria sido maior.

Na Figura 9 são mostrados os planos F, G, H e I do telhado de outros blocos. Analisando-se a disponibilidade de telhados no campus é possível reconhecer que o plano F do Bloco Administrativo possui uma área bastante extensa, maior do que a área do plano E, voltada para o Norte. No plano A estão instalados 138 módulos fotovoltaicos, no plano B estão 12 e no plano C mais 12 placas. Certamente estas 162 placas caberiam no telhado do Bloco Administrativo. Se tivessem sido instaladas estas 162 no Bloco Administrativo, então apenas as 19 placas solares do plano E, conectadas ao inversor de frequência 5, estariam voltadas para o Sul considerando o sistema como um todo. Decisões melhores formuladas contribuiriam para uma melhor qualidade do projeto, gerando-se mais energia.



Figura 9: Opções de instalação no telhado de outros blocos do campus Guanambi

Fonte: Fotografia obtida in-loco através de drone

4.1.1. Irradiação no sistema fotovoltaico de Guanambi

Nos planos A, B e C da Figura 8 estão instalados 54 módulos fotovoltaicos para o inversor 1, 54 para o inversor 2 e mais 54 para o inversor 3. Cada *array* que se liga a um dos inversores é composto por 3 *strings* de 18 placas em paralelo.

Os sentidos dos pontos cardeais estão alinhados com a imagem da Figura 8 portanto os planos A, C e E possuem um ângulo azimutal que se aproxima de 180°. *In-loco* foi feita a medição do ângulo azimutal obtendo-se o valor de 166°. Ainda que as 12 placas do plano B estejam bem próximas do alinhamento com o Norte sua geração é similar às outras voltadas

para o Sul, pois não foram definidos 2 MPPT's para nenhum destes 3 inversores. Os módulos instalados neste plano estão ligados em série com outros orientados para o azimute 166° , estrangulando-se a produção do conjunto de acordo com a menor geração.

Inversor 1:

Simulando-se a produção de energia no site <https://globalsolaratlas.info>, para a configuração instalada com inclinação 4° , ângulo azimutal 166° e coordenada geográfica de (-14.302° , -42.693°) foi obtida uma irradiação sobre as placas de $5,936\text{kWh/m}^2$ por dia. Considerando que estas placas tivessem sido instaladas no Bloco Administrativo o sentido de instalação seria oposto, com um ângulo azimutal de 346° ou muito próximo deste valor, resultando em uma irradiação de $6,124\text{kWh/m}^2$ por dia, um aumento pouco maior que 3%. Isto resultaria num acréscimo considerável de geração de energia.

Inversor 2:

Os módulos do inversor 2 também estão voltados para o Sul na mesma inclinação e orientação do inversor 1. Logo sua irradiação também é de $5,936\text{kWh/m}^2/\text{dia}$ e poderia ter sido de $6,124\text{kWh/m}^2/\text{dia}$ se o sistema estivesse instalado no Bloco Administrativo.

Inversor 3:

Parte dos módulos do inversor 3 estão instalados no plano A, voltados para o Sul (ângulo azimutal de 166°) com uma inclinação de 4° , outros módulos estão instalados no plano B voltado para o Norte (ângulo azimutal de 346°) com inclinação de 6° e uma terceira parte dos módulos estão instalados no plano C, voltados para o Sul (ângulo azimutal de 166°) com uma inclinação de 6° . Como foi utilizado apenas um MPPT, então a geração está regulada pela pior condição. Para este inversor a pior situação trata-se do plano C, pois está voltado para o Sul com uma inclinação de 6° . Neste caso a irradiação obtida foi de $5,877\text{kWh/m}^2/\text{dia}$ e poderia ter sido de $6,124\text{kWh/m}^2$ por dia se o sistema estivesse instalado no Bloco Administrativo. Isto resultaria num acréscimo de 4% na geração de energia.

Inversor 4:

Os módulos deste inversor são os que se encontram mais bem posicionados, não por acaso pode ser verificado no histórico de geração de energia que é de fato o inversor que mais produziu energia no sistema. A instalação definida foi muito bem projetada de modo que não há uma sugestão de melhora para o *array* deste inversor de frequência. Em função de sua localização, orientação e inclinação, a irradiação incidente é de 6,124 kWh/m² por dia.

Inversor 5

Foram instalados 30 módulos com vista para o Norte e 19 para o Sul. Estas definições foram condicionadas pela área existente. De forma adequada foi configurado para este inversor um segundo MPPT, maximizando a produção dos dois conjuntos sem que um estrangulasse a máxima produção do outro conjunto. Portanto aqui também não há sugestão de melhoria. Para as 30 placas voltadas para o Norte a irradiação é de 6,124 kWh/m² por dia, enquanto as 19 placas conectadas ao MPPT 2 são de 5,936 kWh/m² por dia. Adotando-se uma média ponderada a irradiação para o conjunto de placas deste inversor é de 6,051 kWh/m² por dia.

Na Tabela 1 estão resumidas as informações desenvolvidas acima.

Tabela 1 - Irradiação sobre as placas de cada inversor e quantidade de placas conectadas no SFV de Guanambi

SFV de Guanambi	Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3	Inversor 4	Inversor 5
Número de placas ligadas Ao inversor (unidades)	54	54	54	54	49
Irradiação diária média sobre as Placas fotovoltaicas ligadas Ao inversor (kWh/m ² /dia)	5,936	5,936	5,877	6,124	6,051

Visto que o inversor 5 possui menos placas, a irradiação média ponderada sobre todo o sistema fotovoltaico é de 5,984 kWh/m²/dia.

4.1.2. Geração do sistema fotovoltaico de Guanambi

Uma vez obtidos os níveis de irradiação, a próxima etapa é estimar a geração de energia destes sistemas na condição em que foram instalados.

Segundo o manual (*datasheet*) a eficiência da placa solar JKM265PP-60 da Jinko Solar, utilizada nestes sistemas é de 16,19%. A energia gerada para um módulo é dada por:

$$Eg = Ei \times A \times \eta \quad (4)$$

Eg = Energia média gerada por um módulo em um dia

Ei = Irradiação diária média (média relativa ao período de um ano)

A = Área do módulo

η = Rendimento da placa solar

A área útil de um módulo pode ser definida pela área total da placa, excluindo-se o trecho das molduras em alumínio. As dimensões da área útil de uma placa são de 1,63m x 0,97m, portanto 1,58 m².

Observando o rendimento da placa identifica-se uma eficiência nominal de 16,19%. Ao fim do primeiro ano as placas utilizadas perdem 2,5% de sua capacidade. Ainda que neste primeiro ano não se tenha uma garantia de decréscimo do desempenho de forma linear, o que se tem como dado é o valor inicial e o valor final. Por isso a perda de desempenho foi considerada a média destes valores.

A eficiência média do primeiro ano foi definida pelo valor nominal, 16,19%, subtraído em 1,25% de seu valor, resultando em um rendimento médio do primeiro ano de 15,99%. Do primeiro ano em diante há uma queda linear da performance numa taxa de 0,7% ao ano, atingindo o patamar de 80,7% no 25º ano, quando daí em diante o fabricante não garante a queda de desempenho de forma linear da placa.

No início do segundo ano a placa solar tem uma queda de rendimento de 2,5% em relação ao valor inicial. Ao fim do segundo ano este valor chega a 3,2%. Logo o valor médio para o segundo ano é de 2,85%, em relação ao valor inicial de 16,19%.

Aplicando esta taxa de perdas de desempenho ao valor nominal de eficiência resulta numa eficiência média para o segundo ano no valor de 15,73%.

No início do terceiro ano a queda de desempenho é de 3,2% e encerra o terceiro ano com 3,9%, logo o valor médio é de 3,55%. Este valor também poderia ser calculado adicionando 0,7% à queda média do segundo ano, que foi de 2,85%.

Para uma queda média do desempenho de 3,55% em relação ao valor nominal de eficiência, resulta uma eficiência média para o terceiro ano de 15,62%.

Para o quarto ano esta lógica se mantém. Cada ano a eficiência da placa diminui 0,7% em relação a seu valor nominal e segue nesse padrão até o vigésimo quinto ano. No quarto ano a eficiência média da placa obtida é de 15,50% e no quinto ano de 15,39%.

Como no primeiro ano a eficiência média foi de 15,99%, a do segundo ano foi de 15,73%, a do terceiro ano de 15,62%, a do quarto ano de 15,50% e no quinto ano de 15,39% então o valor médio é de 15,64%. Este valor é 3,37% menor que o nominal, portanto, essa é a queda de rendimento média por idade das placas utilizadas nestes dois SFV's, durante os cinco primeiros anos.

No item anterior foram feitos cálculos da Irradiação média das placas solares. Agora estão dispostas a medida de área útil das placas e as eficiências médias anuais, portanto pode-se calcular a geração teórica máxima do sistema na saída das placas solares.

Geração teórica máxima do SFV do campus Guanambi:

A irradiação média diária de todo o conjunto de placas é de 5,984 kWh/ m²/ dia; a área unitária de uma placa solar é de 1,58 m²; são 265 unidades de placas solares; o rendimento médio de 15,99 % no 1° ano; 15,73% no 2° ano; 15,62% no 3° ano; 15,50% no 4° ano e 15,39% no 5° ano.

A energia teórica máxima gerada no campus Guanambi, segundo suas configurações de orientação, inclinação e localização é dada por:

$$E_g = E(1^\circ \text{ ano}) + E(2^\circ \text{ ano}) + E(3^\circ \text{ ano}) + E(4^\circ \text{ ano}) + E(5^\circ \text{ ano}) = 715.419,45 \text{ kWh}$$

$$E(1^\circ \text{ ano}) = (5,984 \times 1,58 \times 265 \times 15,99\% \times 365)$$

$$E(2^\circ \text{ ano}) = (5,984 \times 1,58 \times 265 \times 15,73\% \times 365)$$

$$E(3^\circ \text{ ano}) = (5,984 \times 1,58 \times 265 \times 15,62\% \times 365)$$

$$E(4^\circ \text{ ano}) = (5,984 \times 1,58 \times 265 \times 15,50\% \times 366)$$

$$E(5^\circ \text{ ano}) = (5,984 \times 1,58 \times 265 \times 15,39\% \times 365)$$

A energia máxima teórica de geração calculada para o sistema fotovoltaico do campus Guanambi nos primeiros 5 anos é igual a 715.419,45 kWh, ou 715,42 MWh.

4.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO DO CAMPUS URUÇUCA

O sistema fotovoltaico do campus Uruçuca é bastante similar ao de Guanambi. Eles foram contratados numa mesma época, seguindo os mesmos critérios. As divergências existentes ocorreram em função das características locais. Ou seja, a disponibilidade de edificações e seus telhados, condições estruturais dos telhados, orientação dos planos dos telhados, condição das instalações elétricas na edificação, entre outros pontos que foram considerados pela Contratada.

Na Figura 10 tem-se a visualização das edificações do campus Uruçuca. Esta imagem obtida do Google Maps é do ano de 2021. Nela podem ser identificados diversos blocos do campus, porém apenas dois destes possuem boas condições de instalação dos sistemas fotovoltaicos, o Bloco de Salas de Aula e o CTA (Centro de Tecnologia de Alimentos). Isto porque as outras edificações dispõem de pouca área ou são velhas e não seria confiável a instalação destas placas nos telhados destes blocos, incorrendo em riscos aos seus usuários. É possível perceber que nas edificações mais antigas há um escurecimento das telhas decorrentes do envelhecimento e sujeira.

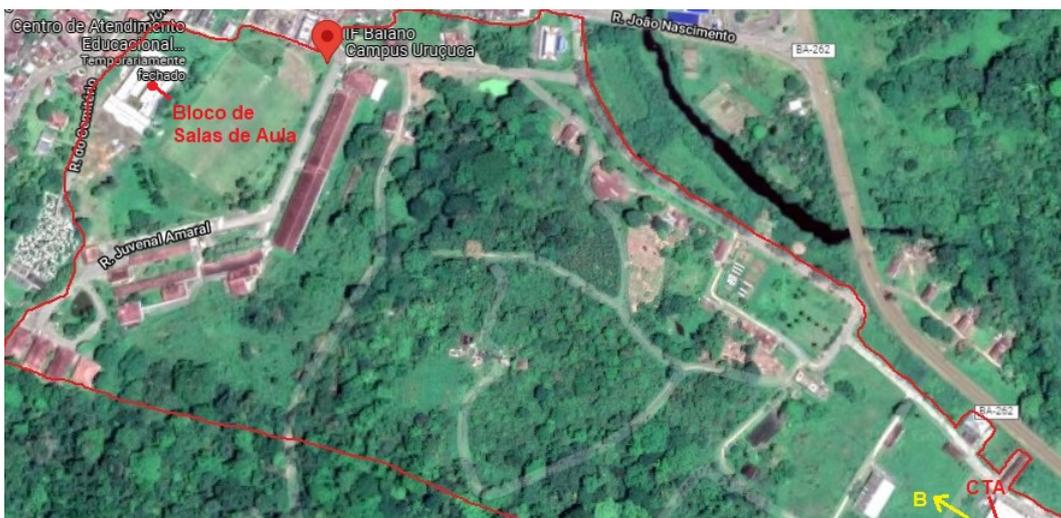


Figura 10: Posição do bloco CTA (Centro de Tecnologia de Alimentos) e Salas de aula. Orientação cartográfica na bússola à direita.

Fonte: Google Maps

Para facilitar o entendimento das próximas figuras, foram inseridas setas com os sentidos A e B na mesma direção de orientação das maiores áreas dos telhados do CTA na Figura 11.

A instalação do sistema fotovoltaico foi executada entre o fim do ano de 2016 e início do ano de 2017. Neste período o Bloco de Salas de Aula ainda não havia sido construído, portanto o bloco adequadamente escolhido foi o CTA.

Todas as placas solares do campus Uruçuca encontram-se sobre um mesmo plano do telhado deste Bloco como pode ser visto na Figura 11. O telhado deste Bloco possui 4 planos, sendo os planos Y e Z os maiores e com as mesmas dimensões. O plano Z está voltado para o sentido de A enquanto o plano Y para o sentido de B.



Figura 11: Inclinações e direcionamentos do telhado do CTA.
Fonte: Fotografia obtida in-loco através de drone

Através de uma simples análise identifica-se que a orientação definida para os módulos não foi a adequada. Conforme Figura 10 o sentido mais próximo da direção Norte é a do plano Y. Não há razões que justifiquem a instalação não ter sido feita na melhor direção uma vez que os telhados dispõem de uma mesma área e mesma situação estrutural.

In-loco foi registrado o ângulo azimutal de orientação das placas, obtendo-se o valor de 107° . Tal valor está condizente com as imagens do satélite.

4.2.1. Irradiação no sistema fotovoltaico de Uruçuca

O sistema fotovoltaico do campus Uruçuca não foi direcionado no melhor sentido. O ângulo azimutal das placas foi de 107° , mais voltado para o Sul, quando as placas poderiam

ter sido de 287° , que é o ângulo azimutal do sentido B na Figura 10, melhor alinhado com a direção Norte. A inclinação medida no telhado foi de 4° , igual à encontrada no telhado do campus Guanambi.

Simulando-se no Global Atlas para uma inclinação de 4° , ângulo azimutal de 107° na posição geográfica de $(-14.598^\circ, -39.277^\circ)$, verifica-se uma irradiação de $4,882 \text{ kWh/m}^2$ por dia. Caso o telhado utilizado fosse o do plano Y a inclinação seria a mesma de 4° com ângulo azimutal 287° , resultando numa irradiação de $4,936 \text{ kWh/m}^2$ por dia, um aumento pouco maior que 1%. Esta taxa é bem pequena, mas que poderia ser obtida sem um aumento de custo ou dificuldade na execução desta instalação.

Para o campus Uruçuca não se faz necessária a análise de possibilidades da geração em função da posição das placas no telhado para cada inversor de frequência, como feito para o campus Guanambi, uma vez que todas as placas estão num mesmo plano, com orientações e inclinações iguais.

4.2.2. Geração do Campus Uruçuca

A irradiação média diária no campus Uruçuca é de $4,882 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$; a área unitária de uma placa solar é de $1,58 \text{ m}^2$; são 265 unidades de placas solares; o rendimento médio de 15,99 % no 1º ano; 15,73% no 2º ano; 15,62% no 3º ano; 15,50% no 4º ano e 15,39% no 5º ano.

A energia gerada no campus Uruçuca, segundo suas configurações de orientação, inclinação e localização é dada por:

$$E_g = E(1^\circ \text{ ano}) + E(2^\circ \text{ ano}) + E(3^\circ \text{ ano}) + E(4^\circ \text{ ano}) + E(5^\circ \text{ ano}) = 583.744,02 \text{ kWh}$$

$$E(1^\circ \text{ ano}) = (4,936 \times 1,58 \times 265 \times 15,99\% \times 365)$$

$$E(2^\circ \text{ ano}) = (4,936 \times 1,58 \times 265 \times 15,73\% \times 365)$$

$$E(3^\circ \text{ ano}) = (4,936 \times 1,58 \times 265 \times 15,62\% \times 365)$$

$$E(4^\circ \text{ ano}) = (4,936 \times 1,58 \times 265 \times 15,50\% \times 366)$$

$$E(5^\circ \text{ ano}) = (4,936 \times 1,58 \times 265 \times 15,39\% \times 365)$$

A energia máxima teórica de geração calculada para o sistema fotovoltaico do campus Uruçuca nos primeiros 5 anos é igual a 583.744,02 kWh ou 583,74MWh.

4.3. ESTIMATIVAS DAS PERDAS NA GERAÇÃO DE ENERGIA

4.3.1. Perdas por desempenho

As perdas por desempenho das placas solares ocorrem em função de dois aspectos principais: idade da placa e temperatura.

Nos sistemas fotovoltaicos dos campi Guanambi e Uruçuca foram utilizadas placas solares de mesmo modelo, a JKM265PP-60 da Jinko Solar. Esta placa perde seu desempenho em 2,5% no primeiro ano. Nos anos seguintes, até o 25º ano, ocorrem perdas lineares de 0,7% ao ano. Depois do 25º ano a degradação já não segue necessariamente uma tendência linear. Ainda assim, a placa continuará produzindo e sendo útil na geração de energia.

O manual da placa também dispõe de um gráfico que mostra a relação entre a temperatura das placas e sua potência máxima de geração normalizada. Ao contrário do que o senso comum tende a acreditar, quanto maior a temperatura, menor a eficiência da placa.

Uma vez que a temperatura varia de forma dinâmica ao longo de um dia, então foi necessária uma avaliação de qual a medida representativa do sistema, tornando factível a estimativa de perda média de potência por elevação da temperatura. Vale ressaltar que a temperatura de referência na qual sua produção é de 100% ocorre em 25°C, quando testada segundo as condições STC (*Standard Testing Conditions*, ou em português, Condições Padrões de Teste).

Campus Guanambi

No item 4.1.2 foi incluída a queda de desempenho de geração em função da idade, mas não em função da temperatura.

A irradiância e a temperatura da célula solar são fatores que influenciam diretamente na potência elétrica disponível em seus terminais. Na presença de alta irradiância, as células operam entre 20°C e 40°C acima da temperatura ambiente, provocando uma perda de energia considerável e, portanto, redução da eficiência causada pelas altas temperaturas (HABERLIN, 2012).

O Sistema *on-line* do inversor registra a temperatura ambiente onde está localizado o sistema fotovoltaico, com um termômetro afastado há cerca de 1 metro de altura dos módulos fotovoltaicos. Também dispõe de um outro termômetro colocado na mesma altura destas placas com o objetivo de registrar a temperatura nas placas.

Fazendo uma análise gráfica é perceptível que próximo de meio dia são verificadas as maiores altas de temperatura ambiente e das placas. Tal resultado era o esperado e pôde ser confirmado.

O sistema fotovoltaico costuma iniciar a geração em torno de 05:45h e encerrar às 18:30h. Em geral, a partir das 7:20h da manhã, a temperatura nas placas tende a aumentar num ritmo maior que a temperatura ambiente. A partir deste horário, quanto maior a temperatura ambiente, maior a temperatura nas placas. Quando a temperatura ambiente se mantém por volta de 30°C a das placas registra uma temperatura por volta de 45°C, quando aquela atinge 40°, a das placas atinge 62°C.

No fim do dia, por volta das 17:15h os valores dessas temperaturas voltam a se igualar. No finalzinho da tarde a temperatura das placas ainda tende a se tornar levemente inferior à do ambiente. Tal fato se mantém até o dia seguinte, quando o sistema inicia sua geração, normalmente com a temperatura das placas um pouco inferior à do ambiente.

Ainda que o dado de temperatura média da cidade seja de fácil acesso na internet, é preciso levar em consideração que durante o dia a temperatura tende a ser mais alta que a média, pois à noite a temperatura costuma baixar.

Analisando-se a variação da temperatura durante um dia, considerando dias das quatro estações, pode-se concluir que a temperatura média das placas solares em estudo é de aproximadamente 45°C durante o ciclo de geração de um dia. Visto que a temperatura média de Guanambi é de 25,9°C, segundo o portal <https://globalsolaratlas.info>, então uma boa referência para se estimar a temperatura nas placas é de 20°C acima da média local da cidade.

Na Figura 12 tem-se o gráfico de Corrente de curto-circuito (I_{sc}), Tensão de circuito aberto (V_{oc}) e Potência máxima (P_{max}) normalizadas. Este gráfico está disponível no manual

da placa utilizada em Guanambi e Uruçuca. Na linha verde, em 46°C, a potência máxima da placa é de aproximadamente 90% de sua capacidade, portanto as perdas de desempenho em função da temperatura são de 10%.

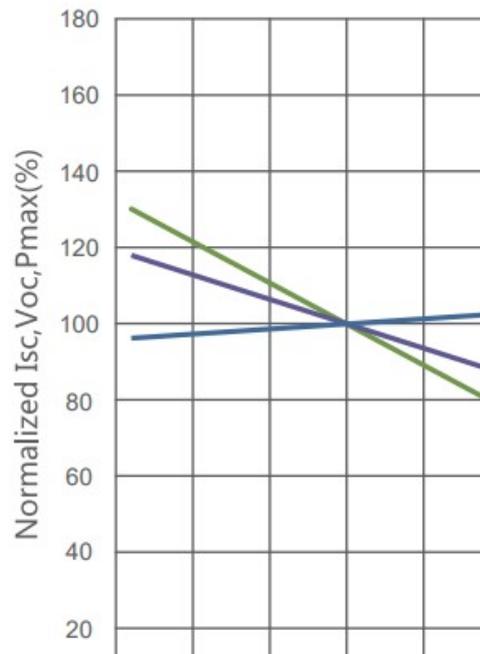


Figura 12: I_{sc} , V_{oc} e $P_{máx}$ normalizadas, variando em função da temperatura

Fonte: Manual da placa solar JKM265PP-60 da Jinko Solar

Campus Uruçuca

No campus Uruçuca a situação é bastante semelhante à encontrada em Guanambi pelo fato de usarem as mesmas placas e serem cidades com temperaturas médias semelhantes. Como a temperatura média de Uruçuca é de 24,1°C, então, considerando uma temperatura média das placas 20°C maior que a ambiente, resulta em uma temperatura média nas placas de 44,1°C. Analisando novamente a Figura 12 pode-se verificar que a diferença para Guanambi é irrisória portanto a perda de desempenho das placas em função da temperatura também foi definida no valor de 10% no campus Uruçuca.

4.3.2. Perdas por *mismatch*

Conforme discutido em 0 as perdas por *mismatch* referem-se aos descasamentos entre as placas solares, o que é bastante complexo analisar. Seriam necessários estudos bastante aprofundados a fim de estimar quanto cada atributo de descasamento contribui para resultar em perdas na geração. Ainda assim uma análise específica poderia não ser válida para outras configurações de instalações com placas de modelos diferentes.

O *mismatch* tem um impacto mais considerável quando são instaladas placas solares de modelos diferentes, que não é o caso de Guanambi nem de Uruçuca.

No campus Guanambi, no inversor 3, ocorreram perdas por *mismatch* em função das diferentes orientações e inclinações das placas instaladas em um mesmo MPPT. No item 4.1.2 foram discutidos os impactos resultantes dessas causas e obtidos os valores da geração de energia.

Ainda que as placas sejam de mesmo modelo, existem pequenas diferenças de fabricação entre elas. Além disso, algumas ficam instaladas ao centro do conjunto de placas, de modo que sua temperatura tenderá a ser mais alta que placas instaladas na borda do conjunto, e, portanto, recebem uma melhor ventilação.

Na literatura são variadas as estimativas na avaliação das perdas por *mismatch*. Segundo Macedo (2020) as perdas por *mismatch* variam entre 1% e 5%. Outros autores, como Rodrigues (2019) desconsideram esta perda. Aqui foi estipulado o valor de 1% com perdas de *mismatch* tanto para o campus Guanambi como o campus Uruçuca.

4.3.3. Perdas por queda de tensão no cabeamento CC

A potência elétrica fornecida pelas placas é o resultado do produto entre a tensão elétrica e a corrente elétrica, portanto a energia elétrica gerada é dada pela multiplicação destes dois parâmetros, tensão e corrente, multiplicados pelo tempo. Como num circuito fechado a corrente se mantém a mesma, então as perdas de energia no cabeamento podem ser calculadas através das quedas de tensão nestes cabeamentos.

Exemplo: Uma *string* gera uma tensão de 500V entre o terminal positivo da última placa e o terminal negativo da primeira placa. Atribuindo-se que a corrente neste arranjo seja

de 10A e que exista uma queda de tensão no valor de 2% entre a da saída das placas e a entrada do inversor de frequência, então a tensão de entrada no inversor é igual a 490V. Multiplicando este valor versus a corrente de entrada, 10A, totaliza-se uma potência de 4900 W (tensão x corrente).

Nesta situação a potência gerada pelas placas foi de 5000W (500V*10A) e a potência de entrada no inversor foi de 4900W, uma diferença de 2%, os mesmos 2% relativos à queda de tensão. Isto significa que a queda de tensão, representa também, a perda de potência no cabeamento CC, pois a corrente permanece a mesma, percorrendo as *strings* até o inversor de frequência.

Uma estratégia de dimensionar as perdas no cabeamento CC da saída dos módulos fotovoltaicos até a entrada no inversor pode ser feita de forma indireta, calculando-se a queda de tensão nesse cabeamento. Neste cálculo são incluídos todos os fatores que interferem na perda de energia nestes cabos, ou seja, temperatura, comprimento, bitola do cabo, características do metal de condução, tensão e corrente aplicados.

A fórmula da queda de tensão é apresentada abaixo com sua respectiva legenda:

$$\Delta V \% = \frac{\rho \times (L1 + L2) \times I \times 100}{V \times S} \quad (5)$$

ρ = Resistividade do material (cobre)

L1= Comprimento do cabo da primeira placa fotovoltaica do arranjo ao inversor.

L2 = Comprimento do cabo da última placa fotovoltaica ao inversor

I = Corrente nominal do projeto

V= Tensão nominal

S= Bitola do cabeamento

A resistividade do cobre é de 0,0172 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ para uma temperatura de 20°, variando segundo um coeficiente de temperatura de 0,004 /°C. Ao longo do dia a temperatura nos módulos varia, então faz-se necessário definir uma temperatura média.

Como já discutido em outros tópicos, foi tomada como referência de temperatura média nas placas solares de Guanambi a medida de 46°C, que também pode ser remetida a temperatura no cabeamento CC.

A resistividade do cobre varia em função da temperatura, então primeiro faz-se necessário encontrar o valor de resistividade para a temperatura de referência do sistema fotovoltaico.

A fórmula da variação da resistividade em função da temperatura é demonstrada pela Equação 6:

$$\rho_n = \rho \times (1 + \Delta T \times \alpha) \quad (6)$$

ρ_n = resistividade do material (cobre) para a temperatura desejada, no caso, 46°C

ρ = resistividade do material (cobre) padrão, a 20°C, igual a 0,0172 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

α = coeficiente de temperatura da resistividade do cobre, igual a 0,004/°C

ΔT = Diferença de temperatura = 46-20=26°C

O valor de resistividade a 46°C é de 0,01898 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$. Este é um valor médio, mas poderia ser utilizado um valor de temperatura qualquer (instantâneo), caso o objeto de estudo fosse uma situação específica.

Voltando à equação de queda de tensão, o próximo passo é estipular o comprimento entre as placas fotovoltaicas e o inversor. A ideia, a princípio, é de se calcular primeiro as quedas de tensão nas *strings* mais compridas, pois terão maiores perdas, estrangulando a geração de todo o *array*.

Inversor 1:

A disposição das placas fotovoltaicas pode ser observada na Figura 13. Para o inversor de frequência 1, a *string* mais distante está localizada na área definida como A. Em vermelho é desenhado o encaminhamento do cabo CC de polo positivo, que se conecta à primeira placa desta área. O cabo preto segue para a última placa solar definida neste conjunto.

A distância L1 é de aproximadamente 22,20 metros e L2 de 27,84 metros. Somados um total de 50,04 metros.



*Figura 13: String A, relativo ao primeiro inversor
Fonte: Fotografia obtida in-loco através de drone*

Uma vez que se tem o valor de irradiação média diária e, adotando-se a temperatura média nos cabamentos iguais a temperatura média das placas, no valor de 46°C , então a corrente média pode ser calculada.

A irradiância corresponde a um valor de potência que incide sobre as placas solares e varia continuamente. Ao dividir a irradiação média diária pelo tempo de exposição ao sol tem-se um valor de potência média incidente sobre as placas solares, ou seja, uma irradiância constante durante o período de incidência do sol.

A irradiação média diária no plano onde estão instaladas as placas solares de Guanambi que alimentam o inversor 1 é de $5,936 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. Dividindo-se por 12 (12 horas de exposição à luz solar), resulta em uma potência média sobre as placas de 494 W/m^2 por dia.

Consultando o manual da placa solar obtém-se a corrente de máxima potência nas condições de STC (irradiância de 1000 W/m^2) é igual a $8,44 \text{ A}$. A corrente das placas solares tende a variar proporcionalmente com a sua irradiância. Portanto para uma irradiância de 494 W/m^2 a corrente das placas tende a ser próxima de $4,17 \text{ A}$. Sob este valor ainda há uma pequena influência da temperatura.

Ainda de acordo com o manual, a corrente de curto-circuito varia com a temperatura numa taxa de $0,06\%/^{\circ}\text{C}$. Visto que a temperatura média foi definida em 46°C , e nas condições STC a temperatura é de 25°C , então haverá um aumento de $1,26\%$ no valor da corrente de saída das placas. Esta porcentagem é a resultante da diferença de temperatura em estudo, 46°C , menos a temperatura STC, 25°C , multiplicado pelo coeficiente $0,06\%/^{\circ}\text{C}$. Aplicando-se este aumento de corrente em função da temperatura aos $4,17 \text{ A}$, encontra-se $4,22 \text{ A}$. Vale frisar que esta é a corrente em cada *string*. O Sistema *on-line* do inversor Fronius, fornece os

valores somados das correntes das 3 *strings*, resultando em um valor médio de corrente de aproximadamente 12,66A.

Na Figura 14 é apresentado como exemplo a geração de energia em 8 de março de 2017. Na temperatura de 48°C, próxima dos 46°C estipulados, e com uma irradiância próxima do valor médio de 494 W/m² (o Sistema *on-line* adota o nome de irradiância, quando deveria ser de irradiancia) a corrente de entrada no inversor 1, somadas as três *strings*, realmente se aproxima bastante do valor de 12,66A, no caso 12,44A.

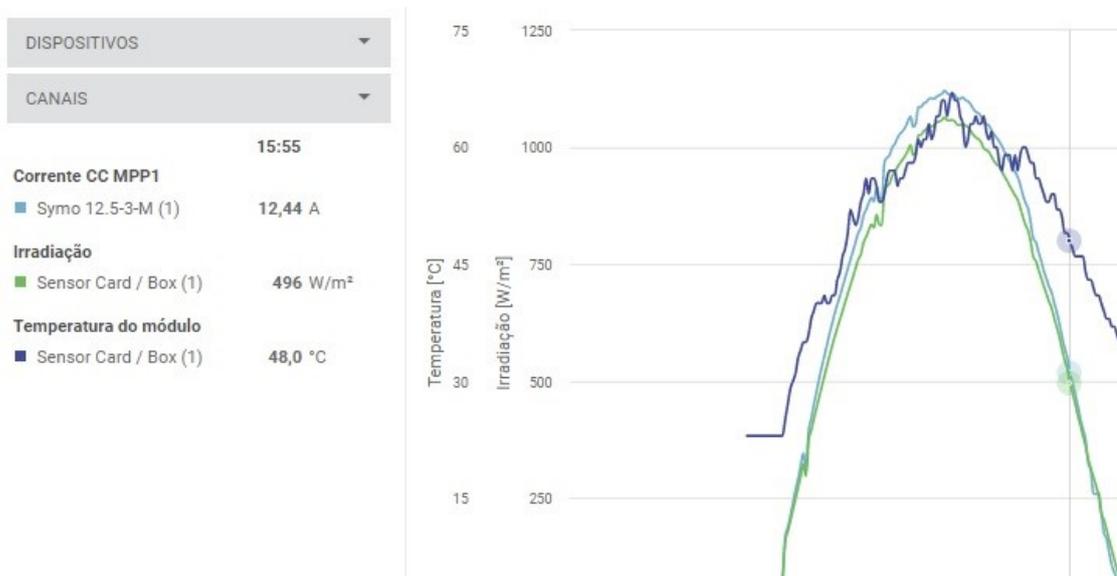


Figura 14: Gráfico de Irradiância, Temperatura nas placas solares e Corrente de entrada no inversor 1 do SFV de Guanambi

Fonte: Sistema de Monitoramento do inversor de frequência Fronius

A fim de continuar os cálculos da queda de tensão a próxima variável estimada foi a tensão média do circuito.

Para um determinado valor de irradiância, quando a temperatura dos módulos aumenta a potência máxima gerada pode reduzir significativamente. O coeficiente de temperatura da potência máxima da placa utilizada é de -0,4%/°C. Para uma temperatura de 46°C, a diferença de temperatura em relação à STC é de 21°C, o que representa uma queda no valor percentual da tensão de 8,4%. Como a tensão de máxima potência é igual a 31,4V na temperatura de 25°C, então a 46°C o valor é de 28,76V. Considerando-se 18 módulos conectados em série, a tensão média da *string* resultante corresponde a 517,72 V. Esta é a tensão média que chega nos terminais do inversor 1.

Obtidos todos os valores médios representativos do funcionamento do sistema fotovoltaico no inversor 1 pode-se calcular a queda de tensão no Cabeamento CC. A queda de tensão para $\rho = 0,01898 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$; $L1+L2 = 50,04 \text{ m}$; $I = 4,22 \text{ A}$; $V = 517,72\text{V}$; $S = 6\text{mm}^2$ (bitola do cabo instalado) é igual a 0,13%, um valor pequeno.

Como a corrente segue por um circuito fechado então o que vai determinar a perda de energia do sistema é a queda de tensão, pois a potência é dada pela corrente x tensão. A mesma queda percentual decorrente da tensão se expressa na potência e por conseguinte na energia final que é fornecida ao inversor de frequência. Portanto, a queda percentual de 0,13% resulta na perda de energia também de 0,13%.

Estes cálculos mostram que o impacto das perdas no cabeamento CC é muito pequeno para o funcionamento geral do sistema, visto que não atinge nem 0,2% da energia transmitida no inversor 1 do sistema fotovoltaico de Guanambi.

Fazendo uma análise da queda de tensão para outras *strings* do inversor 1 e também das *strings* dos outros inversores do sistema fotovoltaico de Guanambi, verifica-se uma baixa queda de tensão para todos estes casos, pois a resistividade ρ é a mesma e os outros parâmetros mudam pouco.

Ampliando esta análise para o campus Uruçuca as perdas nos cabeamento CC também podem ser consideradas baixas, pois os valores dos parâmetros estão no mesmo nível dimensional.

4.3.4. Perdas nos inversores

A eficiência dos inversores de frequência varia em função da tensão de entrada, da potência que está sendo fornecida a este equipamento e da temperatura. O impacto da temperatura só costuma ser efetivo se a tensão de entrada no inversor for razoavelmente baixa e a temperatura ambiente for acima de 45°C, como pode ser verificado na Figura 15. Tanto em Guanambi como Uruçuca é bastante raro a temperatura ambiente chegar a tais níveis e mesmo assim, quando ocorre, há um aumento de irradiação associada, gerando uma tensão de entrada maior nos inversores o que por si só anula o efeito das perdas por aumento de temperatura. Em função disso as perdas nos inversores de frequência por efeito da temperatura foram desconsideradas.



Figura 15: Potência de saída do inversor de frequência Fronius de 20.000W

Fonte: Manual do inversor de frequência Symo 20.0-3-M da Fronius

A fim de analisar a eficiência do inversor de frequência no processo de transformação do sinal foram estimados os valores médios de tensão e potência fornecidas ao inversor Fronius.

Tomando como referência o desenvolvido no item 4.3.3, o valor médio de tensão fornecida aos inversores está na faixa de 517V. Já a corrente fornecida, obtida pela soma das correntes médias das três *strings*, é de 12,66A. Multiplicando-se estas variáveis, resulta numa potência média fornecida aos inversores de 6.545,22W. Em relação à potência nominal do inversor de frequência este valor representa 52%.

Na Tabela 2 estão os rendimentos do inversor de frequência Fronius Symo 12.5-3-M, variando em função da potência normalizada fornecida a este equipamento.

Tabela 2 - Eficiência do inversor de frequência 12.5-3-M da Fronius

EFFICIENCY	SYMO 12.5-3-M
Max. efficiency	98.0 %
European efficiency (η_{EU})	97.6 %
η at 5 % Pac.r ¹⁾	88.7 / 93.1 / 90.1 %
η at 10 % Pac.r ¹⁾	92.9 / 96.1 / 94.6 %
η at 20 % Pac.r ¹⁾	95.4 / 97.3 / 96.6 %
η at 25 % Pac.r ¹⁾	95.6 / 97.6 / 97.0 %
η at 30 % Pac.r ¹⁾	95.9 / 97.7 / 97.2 %
η at 50 % Pac.r ¹⁾	96.4 / 98.0 / 97.5 %
η at 75 % Pac.r ¹⁾	96.5 / 98.0 / 97.6 %
η at 100 % Pac.r ¹⁾	96.5 / 97.8 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %

Para uma potência normalizada de 52%, a medida tabelada mais próxima é a de 50%. Os três valores da segunda coluna são relativos à tensão de entrada nos valores de 420V, 600V e 800V, respectivamente. Como a tensão média calculada foi de 571 V, então a opção mais próxima é a de 600V, resultando numa eficiência de 98%. Portanto a perda de energia neste processo foi de apenas 2%.

Como os 5 inversores de frequência instalados no campus Guanambi são de mesmo modelo, com características de instalação bem semelhantes, então foi este o valor de eficiência adotado nas cinco situações.

No campus Uruçuca há uma única diferença importante em relação ao campus Guanambi, o inversor de frequência utilizado é de um modelo diferente, no caso o inversor de frequência Fronius Symo 15.0-3-M.

Para uma tensão média fornecida de 571V e uma potência média fornecida de 6.545,22W ao inversor de frequência, então o valor tabelado de eficiência para este modelo é de 98,1%, o que representa uma perda de 1,9%. Uma diferença muito pequena em relação ao campus Guanambi.

Quanto ao rendimento do MPPT, os inversores utilizados possuem um rendimento bastante alto. De acordo com o manual é maior que 99,9%, portanto as perdas de energia no rastreamento da máxima potência nos inversores foram desconsideradas.

4.3.5. Perdas por sombreamento

O sombreamento nas placas pode ter características estáticas, como árvores, prédios, torres, caixas d'água, ou dinâmicas como animais, pássaros, nuvens. Os efeitos climáticos já são considerados pelo valor médio de irradiação local, mas os outros fatores, estáticos ou dinâmicos, não.

A órbita do sol muda ao longo dos dias e estações do ano. Mesmo obstáculos estáticos, como uma árvore, mudam o sombreamento ao longo do tempo. O impacto sobre a geração das placas é muito complexo de ser estimado de tal modo que não existe um cálculo simplificado deste atributo. Assim, quando se deseja obter uma medida aproximada, faz-se necessário recorrer aos simuladores.

No campus Guanambi existem algumas árvores próximas à edificação que não são muito altas, portanto as perdas por sombreamento foram desprezadas.

No campus Uruçuca não existem obstáculos estáticos que provocam sombreamento nos módulos. O que ocorre são os sombreamentos em função de folhas ou pássaros. Certamente o impacto na geração em função destas causas são baixas e também foram desconsideradas.

4.3.6. Perdas por sujeira

Na visita técnica realizada para análise do sistema fotovoltaico de Guanambi foi identificada uma quantidade considerável de sujeira sobre as placas solares. A sujeira com aparência de barro era perceptível a olhos nu, mas pouco intensa. Já no campus Uruçuca a quantidade de sujeira encontrada foi bastante grande e numa cor mais escura de composição aparentemente humosa, como a encontrada no solo deste campus.



*Figura 16: Visão do entorno do bloco CTA do campus Uruçuca.
Fonte: Fotografia obtida in-loco através de drone*

Em Guanambi o clima é bastante seco com uma vegetação pouco arborizada. Já em Uruçuca o clima é bastante úmido com uma vegetação bem arborizada. Observando a Figura 7 e a Figura 9 de Guanambi, além da Figura 10 e a Figura 16 de Uruçuca é possível reconhecer com facilidade as vegetações locais. Ironicamente, há algumas árvores que geram um pequeno sombreamento nas placas solares de Guanambi, mas não há nas placas instaladas no campus Uruçuca. Sobre as placas de Guanambi foram encontradas finas camadas de sujeira com uma cor barrenta. A limpeza com água, esfregando-as com o uso de vassouras, retirou uma parte da sujeira, mas, ainda assim, permaneceu uma parte impregnada nas placas.

Em Uruçuca a sujeira possuía características bem diferentes. A sujeira encontrada era formada por uma lama preta. Quase todas as placas estavam bem sujas e pôde-se perceber que havia uma composição mais orgânica. Era evidente que as perdas por sujeira eram bem maiores do que no campus Guanambi.

Apesar de uma sujeira maior, ao lavar as placas foi identificado que o material depositado tinha menor aderência que as encontradas nas placas de Guanambi.

Para medir o impacto da limpeza na geração de energia foi preciso normalizar a geração de energia em função da intensidade de irradiação sobre as placas solares. Sem uma

normalização qualquer aumento ou uma redução na irradiação solar podem camuflar uma análise de impacto da limpeza das placas.

A geração de energia nas placas tende a ser proporcional à irradiação, logo para um determinado valor de irradiação que diminui em 50% a geração também tenderá a se aproximar da metade.

Como a intensidade de irradiação e a energia gerada por dia estão disponíveis no sistema *on-line* da Fronius, então foram levantados estes valores durante um período, pouco antes e pouco depois da lavagem das placas solares.

Na Tabela 3 estão apresentados os dados de Irradiação, Geração de energia diária dos SFV's e o valor da Energia gerada no dia dividido pela Irradiação. O período amostrado inicia-se no dia 01/09/2021 e se encerra em 21/10/2021, nos campi Guanambi e Uruçuca. Ao dividir a geração pela irradiação esta nova variável representa o quanto o sistema fotovoltaico está produzindo de energia elétrica para uma unidade de irradiação. Sozinhas estas medidas não possuem uma representatividade importante, mas comparando-se com a medição de outros dias é possível verificar quanto o sistema foi mais ou menos eficiente.

Tabela 3 - Geração de energia em função da intensidade de irradiação por dia

Data	Campus Guanambi			Campus Uruçuca		
	Energia de Irradiação (kWh/m ² /dia)	Energia gerada (kWh)	Energia gerada dividida Pela irradiação	Energia de Irradiação (kWh/m ² /dia)	Energia gerada (kWh)	Energia gerada dividida Pela irradiação
01/09/21	6,15	337,35	54,85	2,08	66,7	32,07
02/09/21	6	326,97	54,50	3,79	118,94	31,38
03/09/21	6,55	350,5	53,51	3,36	110,11	32,77
04/09/21	6,56	348,2	53,08	4,25	132,31	31,13
05/09/21	6,01	313,95	52,24	4,49	132,58	29,53
06/09/21	6,34	331,94	52,36	5,09	160,4	31,51
07/09/21	6,4	345,25	53,95	5,6	165,47	29,55
08/09/21	6,61	352,06	53,26	5,18	162,21	31,31
09/09/21	6,72	355,62	52,92	4,61	143,35	31,10
10/09/21	6,79	355,3	52,33	5,32	165,09	31,03
11/09/21	6,71	355,43	52,97	4,83	150,98	31,26
12/09/21	6,8	369,48	54,34	5,14	160,55	31,24
13/09/21	6,67	356,91	53,51	5,05	156,04	30,90
14/09/21	6,63	351,83	53,07	4,56	139,47	30,59
15/09/21	6,85	366,6	53,52	5,45	168,04	30,83
16/09/21	6,85	366,89	53,56	5,56	168,69	30,34
17/09/21	7	382,26	54,61	4,99	153,05	30,67
18/09/21	7,24	385,85	53,29	5,78	176,6	30,55
19/09/21	6,96	362,88	52,14	5,81	173,33	29,83
20/09/21	6,79	363,17	53,49	5,62	172,76	30,74
21/09/21	6,82	357,81	52,46	5,25	157,58	30,02
22/09/21	6,45	33,8	5,24	5,58	170,02	30,47
23/09/21	4,68	259,51	55,45	2,5	78,15	31,26
24/09/21	6,26	345,1	55,13	2,71	85,13	31,41
25/09/21	6,24	344,9	55,27	2,63	79,98	30,41
26/09/21	6,87	372,71	54,25	3,59	112,04	31,21
27/09/21	6,55	355,67	54,30	4,27	126,22	29,56
28/09/21	6,97	379,43	54,44	4,89	183,19	37,46
29/09/21	6,78	364,45	53,75	4,93	254,01	51,52
30/09/21	6,2	328,25	52,94	5,89	305,26	51,83
01/10/21	6,58	349,09	53,05	4,49	235,92	52,54
02/10/21	5,92	316,8	53,51	6,07	310,34	51,13
03/10/21	7,19	379,49	52,78	4,43	229,04	51,70
04/10/21	7,26	383,89	52,88	6,08	309,8	50,95
05/10/21	7,23	380,88	52,68	5,89	307,76	52,25
06/10/21	7,21	383,81	53,23	5,48	283,21	51,68
07/10/21	7,2	380,73	52,88	6,83	348,13	50,97
08/10/21	7,08	380,66	53,77	5,42	287,39	53,02
09/10/21	6,84	370,7	54,20	2,53	140,63	55,58
10/10/21	6,29	338,5	53,82	4,14	214,31	51,77
11/10/21	5,39	282,69	52,45	4,99	256,51	51,40
12/10/21	3,89	219,35	56,39	2,64	143,63	54,41
13/10/21	4,28	247,04	57,72	1,31	70,83	54,07
14/10/21	7,21	386,92	53,66	5,58	269,41	48,28
15/10/21	4,82	268,66	55,74	5,59	282,93	50,61
16/10/21	7,09	385,8	54,41	5,03	271,23	53,92
17/10/21	7,34	396,53	54,02	5,65	290,31	51,38
18/10/21	7,15	382,18	53,45	6,14	319,06	51,96
19/10/21	5,58	299,96	53,76	5,28	267,96	50,75
20/10/21	4,45	242,07	54,40	3,51	191,18	54,47
21/10/21	2,96	175,03	59,13	2,27	124,65	54,91

No campus Guanambi a lavagem ocorreu nos dias 21 e 22 de setembro de 2021. Avaliando-se a produção do campus Guanambi até 20 de setembro de 2021 a média de energia gerada para cada kWh/m² incidente em um dia foi de 53,39 kWh. Nos dias posteriores ao da lavagem, de 23/09/21 a 21/10/21, essa taxa passou para um valor médio de 53,81 kWh gerados para cada kWh/m² incidente em um dia. A eficiência da geração aumentou bem pouco. Tomando-se o valor final como sendo o de referência, a perda em função da sujeira estava sendo de 0,8%.

Até o dia anterior a lavagem das placas de Uruçuca, no dia 27 de setembro de 2021, cada unidade de Irradiação em kWh/m² incidido em um dia produzia cerca de 29kWh a 32 kWh gerado por todas as placas. No dia 28/09/2021 as placas começaram a ser lavadas, encerrando o serviço apenas no dia 29/09/2021. Depois da lavagem este índice subiu bastante. Cada kWh/m² incidente sobre as placas passou a gerar energia em todo o sistema numa faixa entre 50 kWh e 54 kWh por dia.

A média antes do dia 27/09/2021 era de 30,89 kWh/dia. Do dia 30/09/21 a 21/10/21 essa média subiu para 51,76 kWh/dia. Adotando-se novamente o valor final como referência, então a sujeira estava contribuindo para uma perda de 40,35% da energia. Um valor muito alto.

Vale frisar que mesmo depois de realizada a lavagem não significa que as placas tenham ficado 100% limpas. Uma fina camada de sujeira manteve-se sobre os módulos, impedindo o aproveitamento pleno dos raios solares.

4.3.7. Perdas por placas danificadas

Placas danificadas geram perdas muito complexas de se estimar, pois o nível do dano pode variar bastante. No pior dos casos o módulo fotovoltaico quebrado pode impedir a passagem de corrente entre a placa solar a montante e a jusante, abrindo o circuito elétrico que alimenta o inversor e cessando a geração de energia de toda uma *string*.

Quando danificada, a placa solar precisa ser trocada o mais breve possível. No campus Guanambi nenhuma das placas solares foi encontrada danificada, porém em Uruçuca foram identificadas duas. Certamente as *strings* destas placas de Uruçuca sofreram uma queda considerável, afastando o nível de geração de energia das previsões de geração para este sistema.

A Figura 17 mostra o posicionamento das placas no sistema fotovoltaico, destacando-se em vermelho as que foram encontradas danificadas. Mais abaixo, nesta mesma Figura, uma foto aproximada das placas danificadas.

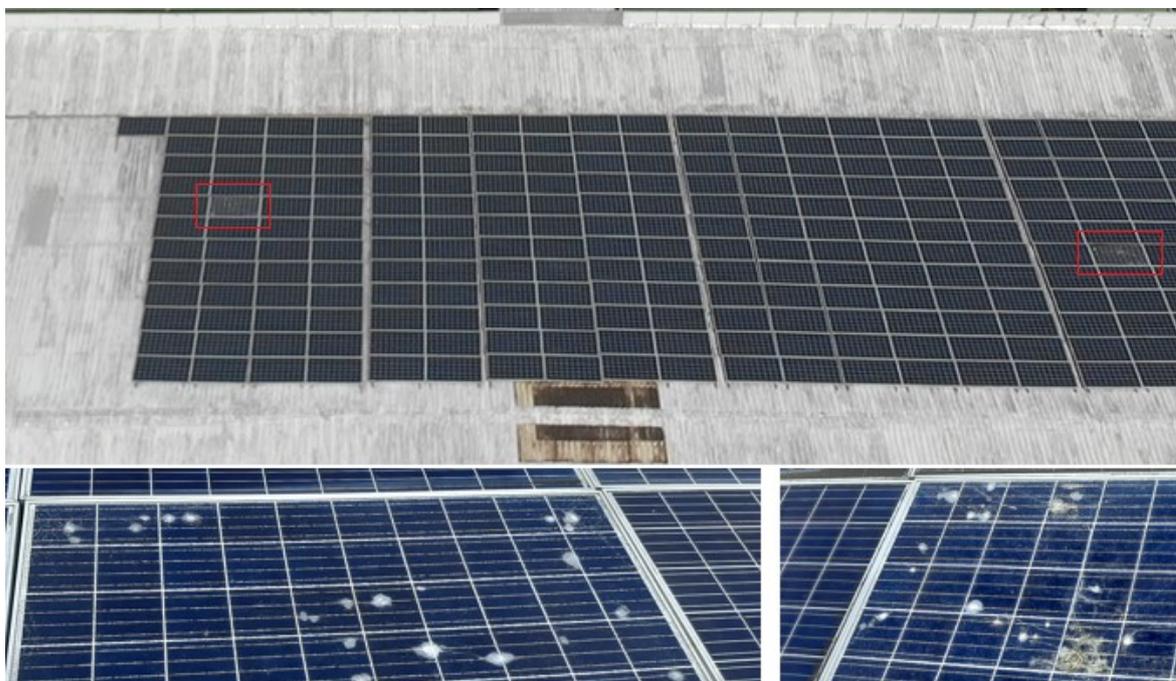


Figura 17: Imagem superior: Sistema Fotovoltaico completo, com as placas danificadas destacadas em vermelho; Imagem inferior esquerda: Uma das placas danificadas; Imagem inferior à direita: a outra placa danificada

Fonte: Fotos tiradas in-loco

Devido à complexidade como placas danificadas podem afetar um sistema fotovoltaico, estimar o seu impacto não é adequado para se adotar como referência em um outro modelo genérico. Depois que um módulo fotovoltaico é danificado de forma impactante, ocorre uma queda considerável na geração de energia e todas as estimativas de geração feitas deixam de seguir uma linha de tendência esperada para este sistema fotovoltaico.

Por isso a análise da queda de geração de energia do campus Uruçuca não serve como referência para outros sistemas. Seu objetivo foi apenas o de extrapolar, para o período prejudicado pela placa danificada, como seria a geração no inversor deste circuito, se este dano não tivesse ocorrido. Para fazer isto foram equiparadas as gerações de energia em períodos de funcionamento normal nos períodos prejudicados pelos danos nas placas.

Observando-se a Figura 18, verifica-se que o ano de 2017 teve uma geração inferior ao ano de 2018, isto porque no primeiro ano a geração se iniciou a partir do dia 9 de fevereiro de 2017. No mês de janeiro a irradiação é bastante intensa e certamente a geração de todo o ano de 2017 seria consideravelmente maior se tivesse iniciada no primeiro dia do ano.

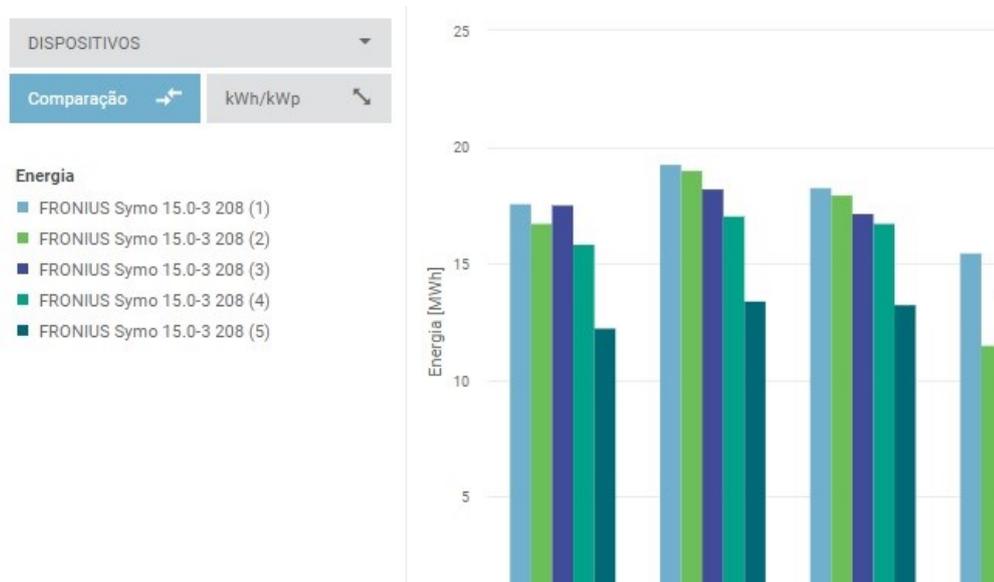


Figura 18: Geração de energia, por inversor, no campus Uruçuca nos primeiros 5 anos.

Fonte: Sistema de Monitoramento do inversor de frequência Fronius

Avaliando-se a geração de energia ao longo dos anos foi possível reconhecer uma queda considerável da geração entre os anos de 2019 e 2020.

Investigando a situação foi identificado no mês de janeiro que houve alguma falha, comprometendo a geração de quase todo o mês, conforme Figura 19.



Figura 19: Geração do campus Uruçuca no mês de janeiro de 2020

Fonte: Sistema de Monitoramento do inversor de frequência Fronius

Na Figura 20 está mostrada a geração de energia ao longo dos meses de 2020. O primeiro impacto importante a ser considerado é a queda proporcional da geração de energia no inversor 5 no mês de fevereiro, mas que voltou à normalidade nos outros meses.

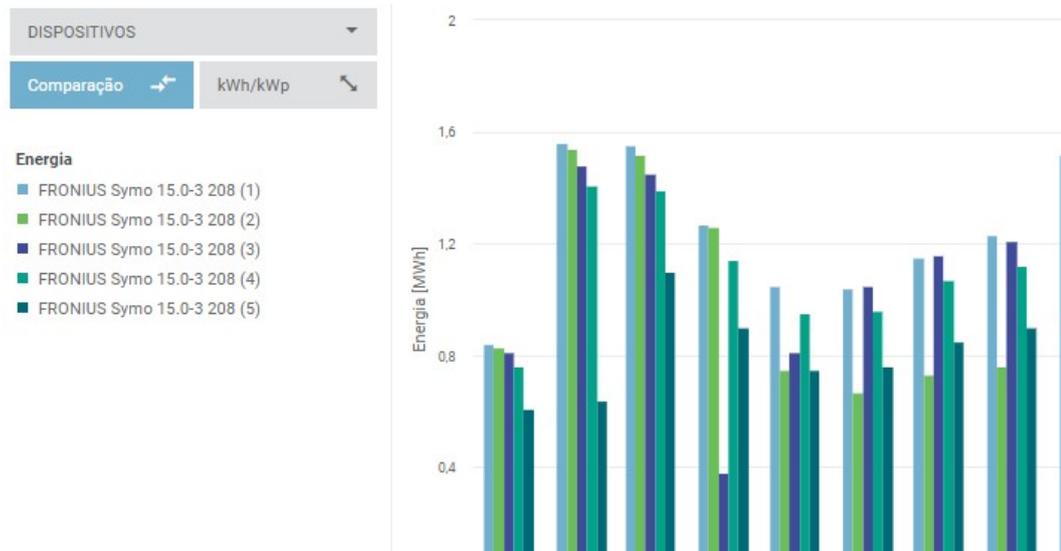


Figura 20: Geração de energia do ano de 2020 no campus Uruçuca

Fonte: Sistema de Monitoramento do inversor de frequência Fronius

Analisando o mês de fevereiro com o auxílio da Figura 21, identifica-se que no período de 3 de fevereiro a 13 de fevereiro nada foi gerado. Uma falha ocorreu no dia 2 de fevereiro e voltou a normalidade no dia 14 de fevereiro.

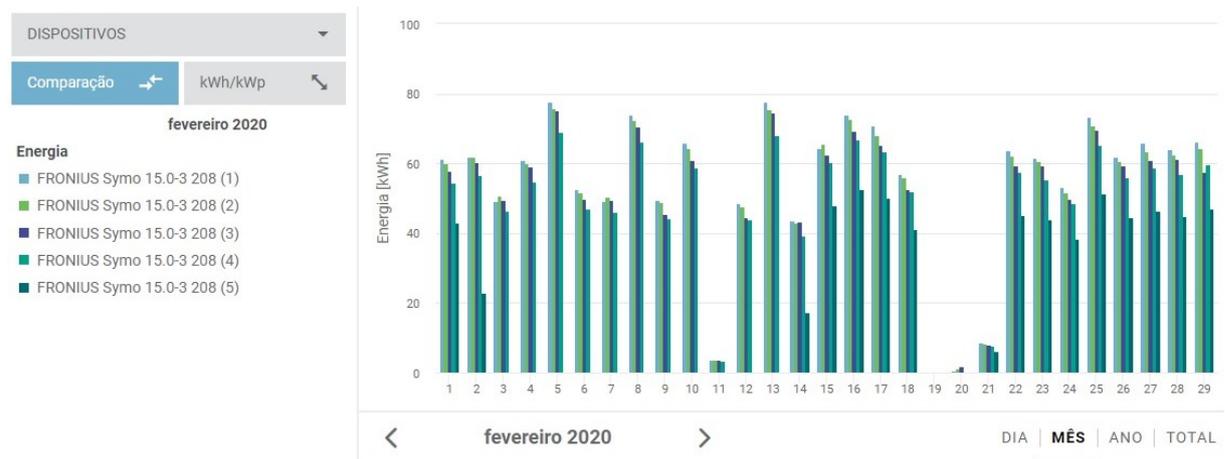


Figura 21: Geração do campus Uruçuca no mês de fevereiro de 2020

Fonte: Sistema de Monitoramento do inversor de frequência Fronius

Focando novamente na Figura 20, há indícios de falha no inversor 3 entre o mês de março e abril. No mês de março não foi identificada nenhuma anormalidade, mas em abril existem duas falhas importantes. Na Figura 22 está mostrada a geração em abril. A primeira falha foi identificada no dia 6 de abril, uma vez que não foi marcada nenhuma produção.

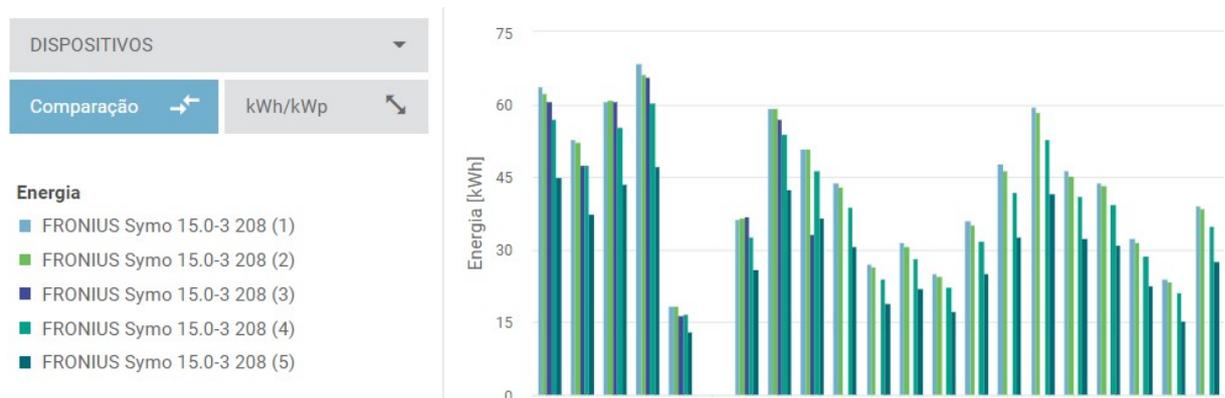


Figura 22: Geração de energia no mês de abril de 2020 no campus Uruçuca

Fonte: Sistema de Monitoramento do inversor de frequência Fronius

A segunda falha ocorreu no dia 9 de abril, pois a partir do dia 10 não há produção de energia no inversor 3, indicando que a queda ocorrida no dia anterior se manteve de forma duradoura. Este inversor voltou a gerar energia apenas no dia 6 de maio de 2020.

Na Figura 23 estão os registros da geração de energia do dia 9 de abril. A geração foi amostrada nesta imagem às 12:50h, quando a produção no inversor 3 passa a ser de zero. Muito provavelmente foi neste momento que uma das placas foi danificada.



Figura 23: Geração de energia no campus Uruçuca no dia 9 de abril de 2020

Fonte: Sistema de Monitoramento do inversor de frequência Fronius

Em contato com a equipe que acompanhava a geração de energia no campus foram obtidas algumas informações acerca do ocorrido.

Em algum momento identificaram a falha que informava o modo proteção. Resolveram subir no telhado do CTA no dia 6 de maio de 2020 para verificar se algo estranho estava acontecendo. Havia duas placas danificadas.

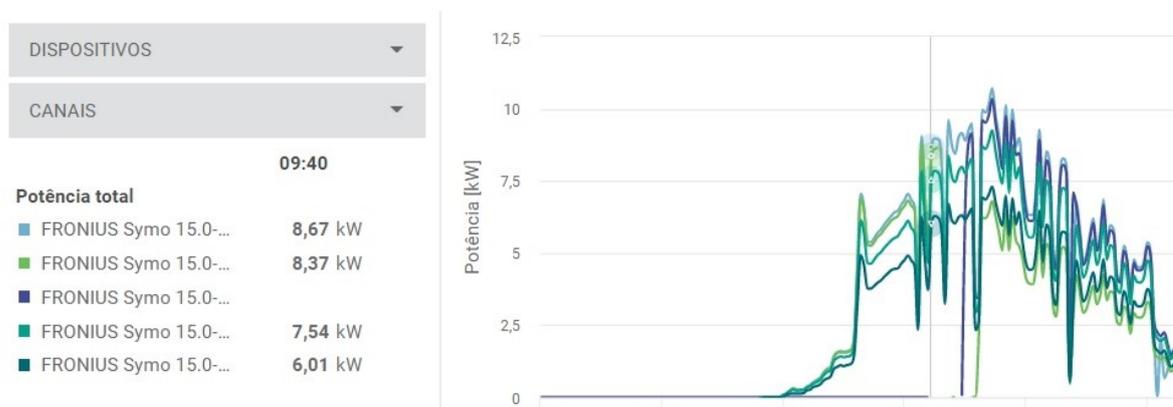


Figura 24: Geração do SFV de Uruçuca no dia 6 de maio de 2020

Fonte: Sistema de Monitoramento do inversor de frequência Fronius

Os componentes da equipe não lembram exatamente os passos dados para corrigir a situação, mas o que pode ser visto na Figura 24 é que, por volta das 10:00h a geração do inversor 3 voltou a funcionar normalmente. É provável que uma das placas estivesse em falha nesse inversor. Ao desligar e religar este inversor voltou a funcionar normalmente. Mesmo danificada a placa parece continuar gerando energia.

Quanto ao inversor 2 pode-se perceber que por volta de 9:50h ele foi desligado e por volta das 10:50h foi religado, mas gerando proporcionalmente menos energia. A equipe lembra mais facilmente de ter desconectado um dos circuitos dos inversores, ou seja, uma *string* por completo. Provavelmente a segunda placa danificada estava alimentando este inversor. Por precaução removeram a *string*, dando maior segurança e confiabilidade ao sistema, porém com uma queda na geração neste inversor.

Essas discussões sobre a geração de energia de um SFV em função das placas danificadas reiteram o que já havia sido exposto: é complexo analisar os impactos e estimar suas perdas. Uma vez reconhecido um módulo danificado os responsáveis pelo sistema devem procurar substituir a placa com brevidade. Sendo difícil, sugere-se desconectar apenas este módulo. Como na prática o acesso ao cabeamento debaixo das placas exige montar e remontar uma série de módulos, o que não é indicado para uma equipe de eletricitas que não possui conhecimentos e ferramentas específicos, então é indicado isolar toda a *string* por uma questão de segurança.

Vale salientar que é bastante importante trocar o módulo fotovoltaico por um outro de mesmo modelo. Caso seja por um modelo diferente é importante procurar um com especificações bem semelhantes, pois ocorrerão perdas por *mismatch* num nível muito maior do que apresentado por módulos de mesmo modelo. Se não houver disponibilidade de uma nova placa de igual modelo ou semelhante, é melhor não utilizar uma nova e então conectar o módulo a montante com o módulo a jusante, evitando que ocorra um gargalo para a passagem de corrente, o que deteriora a geração de energia.

4.4. COMPARATIVO ENTRE OS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

4.4.1. Produtividade – Y (*Yield*)

Em Guanambi o primeiro dia de geração de energia foi 30 de janeiro de 2017, deste modo o primeiro ano encerrou em 29 de janeiro de 2018. Seguindo esta lógica o segundo ano vai do dia 30 de janeiro de 2018 ao dia 29 de janeiro de 2019; o terceiro ano do dia 30 de janeiro de 2019 ao dia 29 de janeiro de 2020; o quarto ano do dia 30 de janeiro de 2020 ao dia 29 de janeiro de 2021 e o quinto ano do dia 30 de janeiro de 2021 ao dia 29 de janeiro de 2022.

Em Uruçuca o primeiro dia do sistema fotovoltaico em funcionamento foi o dia 9 de fevereiro de 2017, assim o primeiro ano vai do dia 9 de fevereiro de 2017 a 8 de fevereiro de 2018; o segundo ano do dia 9 de fevereiro de 2018 ao dia 8 de fevereiro de 2019; o terceiro ano do dia 9 de fevereiro de 2019 ao dia 8 de fevereiro de 2020; o quarto ano do dia 9 de fevereiro de 2020 a 8 de fevereiro de 2021 e o quinto ano do dia 9 de fevereiro de 2021 a 8 de fevereiro de 2022.

A produtividade mensura quão produtivo é um Sistema sem levar em consideração as características específicas, mas apenas seu resultado final.

Os campi Guanambi e Uruçuca possuem a mesma potência instalada no valor de.

O cálculo de produtividade é definido pela divisão entre a energia gerada sobre a potência instalada, igual a 70,225 kWp, em um determinado período de tempo, no caso um ano. Dividindo-se os anos de geração segundo as datas de instalações dos sistemas fotovoltaicos foi formulada a Tabela 4 que mostra a produtividade destes sistemas fotovoltaicos ano a ano.

Tabela 4: Produtividade dos Sistemas Fotovoltaicos nos 5 anos completos de estudo

Ano	Campus Guanambi		Campus Uruçuca	
	Energia Gerada (kWh)	Y(kWh/kWp)	Energia Gerada (kWh)	Y(kWh/kWp)
1°	105.640	1.504,31	91.603	1.304,42
2°	103.193	1.469,47	87.166	1.241,24
3°	97.826	1.393,03	77.431	1.102,61
4°	102.902	1.465,32	66.137	941,79
5°	111.812	1.592,20	67.296	958,29

A produtividade do campus Guanambi é maior que a de Uruçuca em todos os anos e a diferença só fez aumentar com o passar do tempo.

Nos dois primeiros anos o SFV do campus Uruçuca gerou energia dentro de uma faixa razoável e foi deteriorando-se do terceiro ano em diante, caindo em mais de 15% da sua geração inicial. Estas quedas de geração estão associadas com as sujeiras sobre as placas e as placas danificadas.

4.4.2. Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio* (PR)

A Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio* (PR), indica uma relação entre a energia real gerada e a energia teórica máxima possível que poderia ser fornecida pelos módulos instalados horizontalmente.

A energia teórica máxima possível para o Campus Guanambi num período de 5 anos é obtida pelo produto da Irradiação total horizontal (Média diária) pelo número de dias, pela área coberta pelos módulos e a eficiência nominal dos módulos.

A Irradiação total horizontal na localização onde foram instaladas as placas de Guanambi é de 6,043 kWh/m²/dia; nestes primeiros 5 anos de instalação foram transcorridos 1826 dias; a área coberta pelos módulos é de 433,75 m² e a eficiência nominal das placas é de 16,19%. Multiplicando-se todos esses fatores resulta numa energia teórica máxima a ser gerada pelo SFV do Campus Guanambi no valor de 774,89 MWh.

A energia de fato gerada foi de 521,37 MWh, portanto a Taxa de Desempenho do SFV do campus Guanambi foi de 67,28%. Um valor próximo de 75%, é o recomendado para instalações de sistemas fotovoltaicos.

Muito provavelmente este valor seria mais próximo da referência se todas as placas estivessem voltadas para o Norte e houvesse uma rotina de limpeza dos módulos, evitando o incrustamento de sujeira sobre elas.

No campus Uruçuca a Irradiação total horizontal é de 4,923 kWh/m²/dia; a quantidade de dias, a área coberta pelos módulos e a eficiência nominal das placas é a mesma do campus Guanambi. Calculando-se a energia teórica máxima a ser gerada pelo SFV do Campus Uruçuca o valor obtido é igual a 631,28 MWh.

Como a energia de fato gerada neste campus nos 5 primeiros anos de instalação foi de 389,63 MWh, então a Taxa de Desempenho é igual a 61,72%. Mais energia poderia ter sido gerada se as placas estivessem melhor orientadas, voltadas para o Norte; houvesse uma rotina de lavagens; e fossem substituídas as placas danificadas.

Comparando os resultados obtidos entre os campi Guanambi e Uruçuca verifica-se que o projeto de Guanambi teve melhor resultado. Abaixo algumas razões:

- Duas placas solares do campus Uruçuca foram danificadas;
- No campus Uruçuca houve um acúmulo de sujeira muito maior sobre as placas solares;
- No campus Uruçuca as placas poderiam ter sido instaladas no telhado melhor orientado para o Norte.

CAPÍTULO V

5. METODOLOGIA PARA ESTIMAR A GERAÇÃO DE UM SFV

No desenvolvimento desta Dissertação foram analisadas as gerações de energia dos campi Guanambi e Uruçuca cujos sistemas fotovoltaicos estão instalados há mais de 5 anos. Neste capítulo pretende-se demonstrar cálculos de estimativas, seguindo o sentido natural deste processo, ou seja, antes de se ter os sistemas fotovoltaicos em funcionamento.

Existem diversas formas de se estimar a geração de energia de um SFV, mas, quase sempre, são feitas proposições sem a demonstração dos cálculos de referência que embasam a escolha destes valores.

Neste capítulo são reapresentadas as estimativas, agora descritas de forma sucinta, percorrendo as várias etapas do processo de geração de energia, desde a irradiação solar que atinge as placas, até o fornecimento da energia pelos inversores de frequência.

A intenção é tornar estes cálculos de previsão da geração de energia os mais simples, e fidedignos possíveis, de modo a diminuir o tempo de análises por especialistas na área. Para tal são demonstrados os cálculos dos atributos de impacto e das perdas segundo dois métodos. No primeiro foram adotados valores de cálculos detalhados, segundo os critérios específicos analisados no Desenvolvimento. No segundo método foram considerados valores médios obtidos pela comunhão das perdas dos dois campi. O primeiro método de cálculo foi nomeado como método detalhado e o segundo como método aproximado, sendo este último a proposição desta Dissertação.

Na Tabela 5 estão as medidas de irradiação das melhores inclinações e orientações na localização onde foram instaladas as placas solares do campus Guanambi e Uruçuca, segundo o site <https://globalsolaratlas.info>.

Tabela 5 - Irradiação máxima nos locais onde foram instaladas as placas solares

sistemas fotovoltaicos	Campus Guanambi	Campus Uruçuca
Energia média diária incidente na melhor Condição local (orientação e inclinação)	6,286 kWh/m ²	5,036 kWh/m ²

Nos itens 4.1.1 e 4.2.1 foram analisados os valores médios de irradiação solar segundo as orientações e inclinações nas quais as placas foram instaladas. No campus Guanambi obteve-se a irradiação média ponderada igual a 5,984 kWh/m²/dia e no campus Uruçuca a irradiação média ponderada igual a 4,882 kWh/m²/dia. Comparando estes valores com as máximas possíveis resulta-se numa taxa de subaproveitamento das condições locais no campus Guanambi no valor de 4,81% e de 3,06% em Uruçuca.

Os cálculos de irradiações médias ponderadas foram desenvolvidos detalhadamente na dissertação de modo que foram consideradas as instalações das placas em telhados diferentes e em quantidades diferentes. Para as estimativas aproximadas a irradiação de referência é a incidente sobre o telhado onde há a maior quantidade de placas solares. Caso o projetista entenda como necessário incluir mais um plano, pode ser calculada a irradiação média ponderada, fazendo-se uma proporção da quantidade de placas instaladas em cada plano.

Seguindo este critério, a irradiação média diária no campus Guanambi, para apenas uma única orientação e inclinação de telhado, é a que incide sobre o plano A do Bloco Pavilhão de Aulas 3, pois neste telhado estão instaladas a maior quantidade de placas solares. Isto pode ser verificado observando-se a Figura 8.

A irradiação média no plano A é de 5,936 kWh/m²/dia o que representa uma taxa de subaproveitamento de 5,57% em relação a irradiação máxima deste local, na orientação e inclinação ideais, que é de 6,286 kWh/m²/dia.

A taxa de subaproveitamento da irradiação média obtida pelos cálculos detalhados é de 4,81%, enquanto a irradiação média definida por aproximação, adotando-se o plano E como referência, é de 5,57%, uma diferença menor que 1%, em módulo, um valor pouco significativo. Como no campus Uruçuca todas as placas estão no mesmo plano, então não há diferença alguma entre a análise detalhada e a aproximada.

Diante da diferença apresentada entre estas irradiações pode-se considerar válido o critério de aproximação, que toma como referência a irradiação incidente sobre o telhado no qual serão instalados mais módulos fotovoltaicos. Assim é agregada uma maior agilidade na avaliação das estimativas de geração de energia de um sistema fotovoltaico.

Apenas uma pequena parte da energia incidente sobre as placas solares é absorvida pelas placas solares e transformada em energia elétrica. A eficiência nominal dos módulos fotovoltaicos de Guanambi e Uruçuca é de 16,19%.

De acordo com a EPIA, *European Photovoltaic Industry Association*, uma placa solar cuja tecnologia é de silício monocristalino costuma ter uma eficiência de 16% segundo o mostrado na Tabela 6. O valor apresentado está bem de acordo com o modelo instalado nos sistemas fotovoltaicos de Guanambi e Uruçuca. Portanto para placas solares de outra tecnologia de produção devem ser adotados os valores de eficiência desta tabela.

Tabela 6 - Eficiência típica de módulos comerciais

Tecnologia	Eficiência	Média
Silício Monocristalino	13% a 19%	16%
Silício Policristalino	11% a 15%	13%
Silício Amorfo	4% a 8%	6%

Fonte: EPIA (European Photovoltaic Industry Association) 2011

A eficiência nominal da placa não representa perfeitamente o que se consegue aproveitar de energia em uma instalação real, pois existem as perdas de desempenho em função da idade e temperatura.

Como visto no item 4.1.2 para um período de 5 anos a perda de desempenho média é de 3,37% da eficiência nominal. Como esta é 16,19%, aplicando-se tal perda obtém-se uma eficiência média de 15,64%. Portanto a perda de energia por queda de desempenho por idade degrada a geração das placas em 0,55% da energia incidente sobre elas para os primeiros 5 anos de instalação.

Quanto à perda de desempenho em função da temperatura, tendo-se uma placa solar como referência para a estimativa de geração, o manual deve ser consultado para identificar qual a potência máxima normalizada nos módulos fotovoltaicos a uma temperatura de 20°C acima da média local onde se deseja instalar as placas solares.

Caso ainda não se saiba qual placa utilizar então vale seguir como referência a mesma encontrada em Guanambi e Uruçuca, ou seja, com uma perda em função da temperatura de 10% da eficiência nominal o que representa 1,62% de toda a energia incidente sobre elas.

Toda energia incidente sobre as placas solares sofre uma queda de 0,55% em função da idade e de 1,62% em função da temperatura, portanto o valor de eficiência nominal da placa solar considerando estas degradações, resulta numa eficiência média final de 14,02 %.

A perda de desempenho em função da temperatura tem um peso de quase 3 vezes a perda da idade para um período de 5 anos. Para um período de 25 anos de instalação a perda

de desempenho média por idade é de 10,514% em relação a eficiência nominal, o que resulta na queda da eficiência da placa de 16,19% para 14,48%, uma perda de 1,7%. Incluindo 1,62% a estes 1,7%, então a eficiência média final para um período de 25 anos é de 12,87%.

Na Figura 25 estão destacadas as medidas de eficiências calculadas acima.

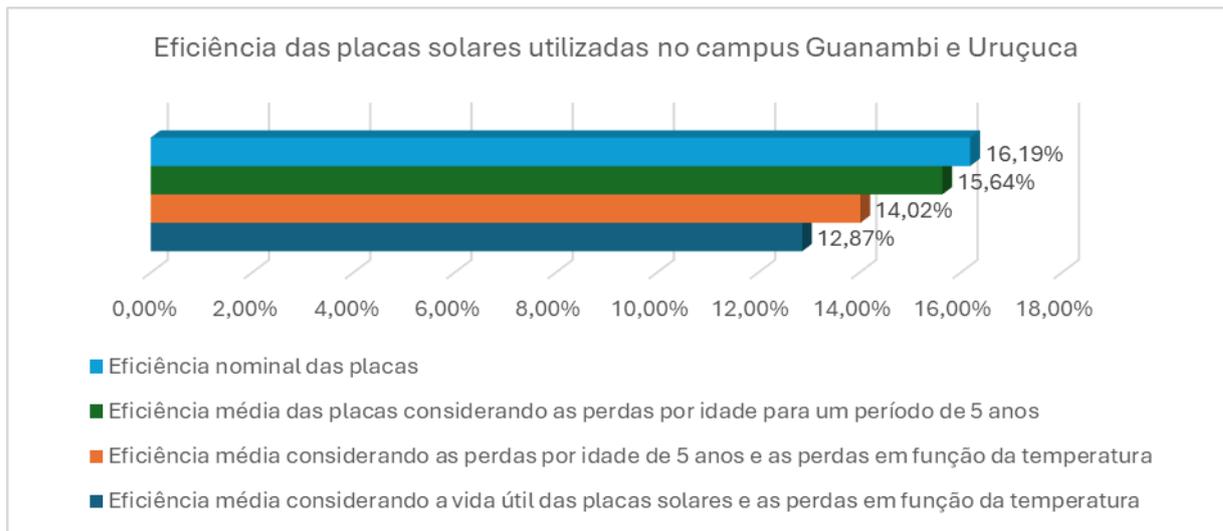


Figura 25 - Eficiência das placas solares em função da temperatura e idade

Fonte: Autor

A irradiação média diária no campus Guanambi encontrada pelo método detalhado foi de 5,984 kWh/m²/dia. Aplicando-se a eficiência média das placas solares para um período de 5 anos, igual a 14,02%, resulta numa saída de energia de 0,839 kWh/m²/dia.

Para o método aproximado a irradiância média diária estabelecida como referência foi de 5,936 kWh/m²/dia. A eficiência no método detalhado representa a média de funcionamento de toda a vida útil das placas solares e seu valor é 12,87%. Multiplicando estas variáveis obtém-se uma saída de energia igual a 0,764 kWh/m²/dia.

No campus Uruçuca as placas são do mesmo modelo, portanto as perdas de desempenho por idade são equivalentes. No que diz respeito a temperatura, as condições são similares às de Guanambi de modo que foram adotadas as mesmas taxas de desempenho por temperatura. Deste modo as eficiências em Guanambi e Uruçuca são iguais tanto para o método detalhado como para o método aproximado.

A irradiação média diária no método detalhado e aproximado de Guanambi é de 4,882 kWh/m²/dia, multiplicando-se pela eficiência de 14,02% para um período de 5 anos, resulta numa saída de energia de 0,684 kWh/m²/dia. Para o método aproximado é considerado o período total de vida útil, logo a eficiência é de 12,87%, resultando numa saída de energia igual a 0,628 kWh/m²/dia.

Conforme discutido no item 4.3.2 o valor estipulado de perdas por *mismatch* (descasamento dos módulos fotovoltaicos) foi definido em 1% para os dois campi. Portanto, para o método detalhado de Guanambi a energia estimada decaiu para 0,831 kWh/m²/dia, enquanto para o método aproximado decaiu para 0,756 kWh/m²/dia. Aplicando-se as perdas de *mismatch* pelo método detalhado do campus Uruçuca resulta numa saída de 0,677 kWh/m²/dia e no método aproximado a saída é de 0,622 kWh/m²/dia.

No item 4.3.3 foram demonstrados os cálculos de perdas de energia no cabeamento CC. A perda calculada entre as placas e a entrada do inversor de frequência 1 do campus Guanambi foi muito pequena, igual a 0,13%. Esta taxa foi utilizada para todos os inversores de frequência deste campus segundo o método detalhado. Para o método aproximado a perda no cabeamento CC foi desconsiderada. Portanto a saída do método detalhado em Guanambi é de 0,830 kWh/m²/dia e no método aproximado continua igual a 0,756 kWh/m²/dia.

Como a obtenção das perdas por cabeamento CC em Guanambi requereram muitos cálculos e resultaram em valores baixos, então a taxa de perdas igual a 0,13% também foi adotada para o campus Uruçuca no método detalhado. Aplicando esta taxa a 0,677 kWh/m²/dia este valor nem se modifica. No método aproximado as perdas foram desconsideradas e a energia de saída continuou igual a 0,622 kWh/m²/dia.

Os modelos dos inversores de frequência do campus Guanambi e Uruçuca são diferentes, mas da mesma linha Fronius. Conforme exposto em 4.3.4 a perda no inversor do campus Guanambi foi de 2,0% e no campus Uruçuca de 1,9%. Como a média destes valores é 1,95%, então o valor adotado como perda média foi de 2,0% para o aproximado.

No campus Guanambi a perda de 2% foi igual no método detalhado e no método aproximado, portanto a saída de energia do inversor de frequência é igual a respectivamente 0,813 kWh/m²/dia e 0,741 kWh/m²/dia. Para o campus Uruçuca a perda no método detalhado foi de 1,9%, resultando em uma saída de energia igual a 0,664 kWh/m²/dia; já no método aproximado, com uma perda de 2%, a quantidade de energia passou de 0,622 kWh/m²/dia para 0,610 kWh/m²/dia.

Para os dois tipos de inversores a perda no MPPT é menor que 0,1%, portanto desprezível.

Em relação ao sombreamento não foi possível realizar uma estimativa com cálculos simplificados por isto essa perda foi desconsiderada para os dois métodos em ambos os campi. Por parte do projetista é necessário evitar ao máximo que o sombreamento ocorra, pois

apenas uma célula fotovoltaica de um módulo pode degradar a geração de energia de dezenas de módulos conectados a um inversor.

Quanto às perdas por sujeira não existem dados que permita avaliar como a intensidade de sujeira aumentou ao longo do tempo. O que se sabe é que a primeira lavagem de cada um dos sistemas fotovoltaicos ocorreu nos dias 21 e 22 de setembro de 2021 em Guanambi e nos 28 e 29 de setembro de 2021 em Uruçuca.

A fim de estimar as perdas da geração de energia em função da sujeira foram feitas algumas considerações. No campus Guanambi a sujeira teve um impacto bem pequeno, calculada igual a 0,8%. Este valor foi interpretado como constante no período em estudo de 5 anos. Aplicando-se esta perda ao método detalhado de Guanambi a saída de energia passou de 0,813 kWh/m²/dia para 0,806 kWh/m²/dia.

Em Uruçuca a perda por sujeira foi bastante alta, portanto parece mais condizente com a realidade supor que houve um aumento gradativo de sujeiras sobre as placas. Para uma taxa de crescimento linear no tempo, então o valor médio a ser considerado como taxa de perdas foi definido pela metade da calculada em 4.3.6, ou seja, metade de 40,35%, que é 20,18%, até o mês de setembro de 2021.

Do dia que foram feitas as lavagens até o fim do período em análise de 5 anos (60 meses), ainda restavam 4 meses e meio. Supondo que a sujeira voltou a aumentar de forma linear na mesma tendência que nos primeiros 55 meses e meio então, no mês 60, a sujeira voltou a crescer e atingiu uma taxa de perdas de 3,27%. Novamente o valor a ser considerado é a média, portanto a perda média neste segundo período é a metade de 3,27%, logo 1,64%.

Calculando-se uma média ponderada relativa a estes dois períodos, então a perda por sujeira no método detalhado do campus Uruçuca foi de 18,78%. Portanto a energia disponível no método detalhado de Uruçuca que era de 0,664 kWh/m²/dia passou para 0,539 kWh/m²/dia.

Para as estimativas do método aproximado de Guanambi e Uruçuca faz-se necessário interpretar o conjunto de dados de ambos os campi mesmo entendendo que as realidades entre eles são diferentes, pois o intuito deste método é apresentar um valor genérico que possa ser utilizado em outras estimativas. Como o intervalo de possibilidades se mostrou bem amplo, pois a perda média por sujeira de Guanambi foi de apenas 0,8% e a perda média por sujeira em Uruçuca foi alta, de 18,78%, então foram analisadas situações vivenciadas por outros autores.

No artigo sobre análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujeira, dos autores Rezende e Zilles (2018), as taxas de perdas calculadas também variaram bastante. No caso em que as limpezas ocorreram mensalmente, a taxa de perda foi igual a 0,6%; quando o intervalo de tempo foi de 7 meses a perda obtida foi de 4,0%; e quando a sujeira acumulada foi de 30 meses a taxa foi de 10,5 %.

Segundo Soares Junior (2018) em seu artigo intitulado de “Impacto da sujeira sobre o desempenho de sistemas fotovoltaicos”, as perdas de geração média por sujeira observadas no sistema avaliado foram de 20%.

Como o valor médio obtido para o campus Guanambi foi de 0,8% e no campus Uruçuca foi de 18,78%, então o valor médio entre eles é igual a 9,79%, semelhante ao obtido por Rezende e Zilles para um acúmulo de sujeira em um período de 30 meses sem lavagem. Portanto a taxa adotada para a perda média por sujeira no método aproximado foi de 9,79%.

Caso a análise de estimativas seja formulada como proposta para um contratante que se comprometa a realizar limpezas semestralmente esta taxa pode ser modificada para 4,0%.

Seguindo com os cálculos de estimativas para o método aproximado de Guanambi com a taxa de perda média de perdas por sujeira igual a 9,79% a energia decaiu de 0,741 kWh/m²/dia para 0,668 kWh/m²/dia.

No campus Uruçuca a perda por sujeira foi significativamente maior, mas para o método aproximado foi usada a mesma perda média, portanto, a quantidade de energia que era de 0,610 kWh/m²/dia passou para 0,550 kWh/m²/dia.

Quanto às perdas por placa solar danificada, não foi possível estimar o impacto para um modelo genérico, pois, como estudado no caso do campus Uruçuca, a dimensão do dano pode causar perdas em diversos níveis. Uma *string* pode perder toda sua produção ou a depender da avaria, ter uma consequência irrelevante. Entre as diversas causas de perdas esta é a que deve ser dada maior atenção na manutenção do sistema fotovoltaico. Quando um módulo fotovoltaico estiver danificado, os responsáveis pelo sistema precisam tomar ações para remover ou trocar estes equipamentos o quanto antes, pois a quantidade de energia que deixa de ser produzida tende a ser muito grande. O tempo de retorno do investimento (*payback*) será comprometido e não há nada que possa ser feito como forma de compensar o tempo perdido.

Em Guanambi não houve placa danificada, logo os valores calculados para o método detalhado e aproximado se mantiveram respectivamente em 0,806 kWh/m²/dia e 0,668 kWh/m²/dia.

O SFV de Uruçuca teve duas placas danificadas. A partir do dia 6 de maio de 2020 a perda de geração foi de 1/3 da produção no inversor 2, ou seja, 18 placas de 265 instaladas o que representa 6,79% de todas as placas deste SFV. Como esta perda perdurou por um intervalo de 22 meses, dos 60 meses em estudo, então a perda média por placas danificadas foi de 2,49%. Assim no método detalhado, a energia de saída estimada reduz-se de 0,539 kWh/m²/dia para 0,526 kWh/m²/dia. Para o método aproximado não são consideradas as perdas por placas danificadas, pois além de não ser possível prever a intensidade, devem ser providenciadas as trocas das placas o mais breve possível. Por isso a saída de energia deste método aproximado do campus Uruçuca continua ser de 0,550 kWh/m²/dia. Na Tabela 7 está resumido o que foi discutido neste item.

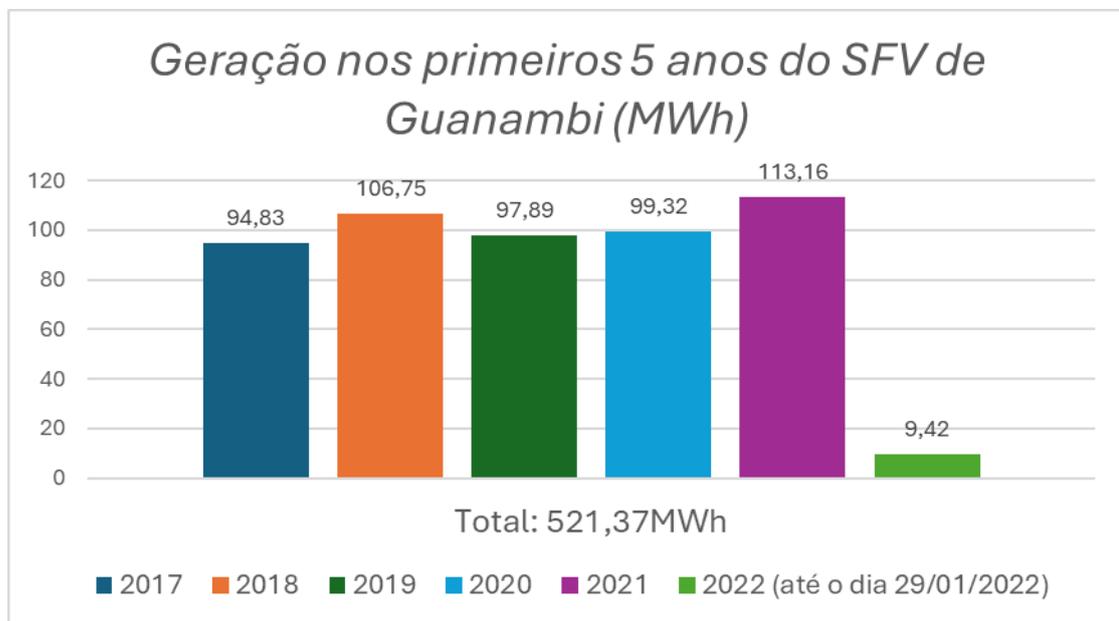
Tabela 7 - Resumo dos fatores de impacto na geração dos SFV em Guanambi e Uruçuca

Fatores de Impacto na geração de Energia Elétrica dos sistemas fotovoltaicos dos Campi Guanambi e Uruçuca	Campus Guanambi		Campus Uruçuca	
	Método detalhado	Método aproximado	Método detalhado	Método aproximado
	Período de 5 anos	Período de 25 anos	Período de 5 anos	Período de 25 anos
Irradiação local máxima	6,286 kWh/m ² /dia		5,036 kWh/m ² /dia	
Irradiação média sobre as placas	5,984 kWh/m ² /dia	5,936 kWh/m ² /dia	4,882 kWh/m ² /dia	4,882 kWh/m ² /dia
Eficiência média considerando as perdas por Idade e as perdas em função da temperatura	14,02%	12,87%	14,02%	12,87%
Energia teórica média na saída das placas considerando as perdas por eficiência	0,839 kWh/m ² /dia	0,764 kWh/m ² /dia	0,684 kWh/m ² /dia	0,628 kWh/m ² /dia
Perdas por Mismatch	1,00%		1,00%	
Energia teórica média na saída das placas considerando as perdas anteriores	0,831 kWh/m ² /dia	0,756 kWh/m ² /dia	0,677 kWh/m ² /dia	0,622 kWh/m ² /dia
Perdas no cabeamento CC	0,13%	-	0,13%	-
Energia teórica média na saída das placas considerando as perdas anteriores	0,830 kWh/m ² /dia	0,756 kWh/m ² /dia	0,677 kWh/m ² /dia	0,622 kWh/m ² /dia
Perdas nos inv. de frequência	2,0%	2,0%	1,9%	2,0%
Energia teórica média na saída das placas considerando as perdas anteriores	0,813 kWh/m ² /dia	0,741 kWh/m ² /dia	0,664 kWh/m ² /dia	0,610 kWh/m ² /dia
Perdas por sujeira	0,80%	9,79%	18,78%	9,79%
Energia teórica média na saída das placas considerando as perdas anteriores	0,806 kWh/m ² /dia	0,668 kWh/m ² /dia	0,539 kWh/m ² /dia	0,550 kWh/m ² /dia
Perdas por placas danificadas	-	-	2,49%	-
Energia teórica média na saída das placas considerando as perdas anteriores	0,806 kWh/m ² /dia	0,668 kWh/m ² /dia	0,526 kWh/m ² /dia	0,550 kWh/m ² /dia

A fim de validar os resultados é importante comparar o que estas previsões mostram com o que de fato foi gerado pelos sistemas fotovoltaicos de Guanambi e Uruçuca.

Na Figura 26 está o resumo do que foi gerado no campus Guanambi desde o seu comissionamento.

Visto que os anos de 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021 estão completamente dentro do período de 5 anos, basta somar estas gerações. Além disso, como o sistema fotovoltaico iniciou seu funcionamento em 30 de janeiro de 2017, então para o cálculo dos 5 anos foi somada a geração de energia do dia primeiro de janeiro de 2022 ao dia 9 de fevereiro de 2022.



*Figura 26 – Gráfico da geração de energia nos primeiros 5 anos do SFV de Guanambi
Fonte: Autor*

Na Tabela 7 encontra-se a energia estimada a ser gerada pelo método detalhado do campus Guanambi igual a 0,806 kWh/m²/dia, sem considerar a área útil das placas solares e o tempo de exposição.

A área útil do somatório de todas as placas é dada pela multiplicação do número de placas, 265, pela área útil unitária igual a 1,58m². O tempo de exposição em dias vai do período de 30 de janeiro de 2017 a 29 de janeiro de 2022, resultando em 1826 dias.

Multiplicando-se estes 4 valores resulta em 613,93 MWh para o método detalhado e 510,72 MWh para o método aproximado. A geração real foi de 521,37 MWh, um valor intermediário entre os métodos, o que indica uma certa coerência nos resultados.

O método aproximado proposto nesta Dissertação, que deve ser utilizado para novas estimativas, teve uma boa precisão, no valor de 2,04%, ou seja, dentro de uma faixa de 10% para um período razoavelmente extenso, de 5 anos.

No campus Uruçuca o sistema fotovoltaico iniciou sua geração no dia 9 de fevereiro de 2017. Na Figura 27 encontra-se a geração real levantada no Sistema *On-line* do inversor Fronius.

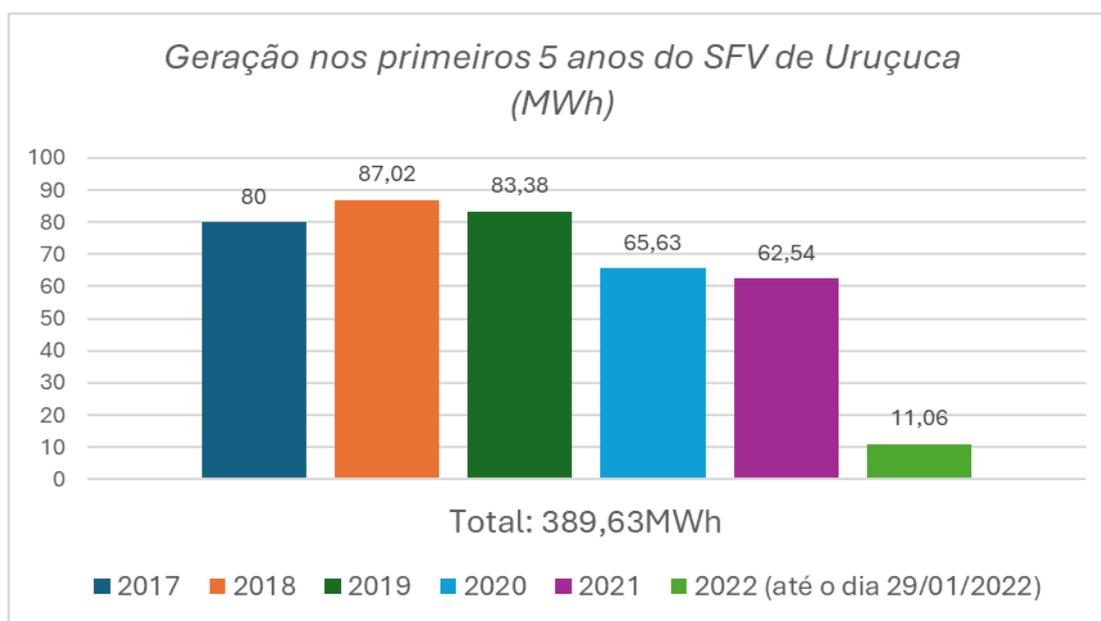


Figura 27 – Gráfico da geração de energia nos primeiros 5 anos do SFV de Uruçuca
Fonte: Autor

Na Tabela 7 encontra-se a energia estimada a ser gerada pelo método detalhado do campus Uruçuca igual a 0,526 kWh/m²/dia, sem considerar a área útil das placas solares e o tempo de exposição.

Multiplicando este valor pelo número de dias, 1826, a quantidade de placas, 265, e a área útil unitária de uma placa, no valor de 1,58m², obtém-se 402,15 MWh de energia prevista a ser gerada pelo método detalhado. Para o método aproximado o resultado foi de 420,50 MWh.

Desta vez o método detalhado previu uma geração menor do que o método aproximado, em função deste não levar em consideração em seus índices os atributos médios entre as instalações de Guanambi e Uruçuca.

A diferença percentual, em módulo, entre o valor estimado no método detalhado, igual a 402,15 MWh, e o valor real gerado, igual a 389,63 MWh, foi de 3,21%, tomando-se como

referência o valor real gerado. Já para o método aproximado a diferença percentual foi de 7,92%, também tomando o real como referência.

Novamente o método aproximado, que deve ser utilizado para novas estimativas segundo o método demonstrado, teve uma boa precisão, dentro de uma faixa de 10% para um período de 5 anos.

O método aproximado foi baseado em algumas premissas básicas que representam a realidade destes sistemas fotovoltaicos de Guanambi e Uruçuca. Ao longo deste período não houve manutenções programadas de modo que as ações sempre eram tomadas de forma corretiva.

As lavagens das placas solares precisam ser feitas regularmente. Caso o contratante do SFV se comprometa a fazer limpezas a cada 6 meses a perda por sujeira aplicada pode ser de apenas 4%. Caso seja improvável que ocorra a limpeza das placas então é melhor manter a taxa de perdas em 9,79%. Esta taxa pode ser baixa, alta ou adequada, vai depender da frequência de lavagens das placas solares.

Tanto no campus Guanambi como no campus Uruçuca a taxa de perdas médias por sujeira pelo método aproximado gerou bons resultados, validando sua utilização.

Para que o método aproximado tenha uma boa assertividade em outras estimativas de geração de energia é importante que algumas especificações sejam semelhantes.

As placas solares instaladas foram de silício monocristalino cuja eficiência média total calculada para um período de 25 anos foi de 12,87%. Partindo do pressuposto que as perdas por idade e temperatura em placas de outra tecnologia, seguem um padrão semelhante às de silício monocristalino, então a redução do valor médio de 16%, encontrado na Figura 25, para 12,87%, representa uma diferença de 3,13%. Aplicando-se esta queda às placas solares de silício policristalino, a eficiência de 13% degradada para 9,87%. Já para placas de silício amorfo a eficiência decaiu de 6% para 2,87%. No uso do método aproximado para um caso genérico foi considerada a perda de eficiência de 3,13% em relação a nominal, tomando-se como base o valor de eficiência indicado na Figura 25. Portanto sem ainda definir qual o modelo de placa solar, mas já partindo-se do pressuposto de qual determinada tecnologia será usada, pode ser feita a estimativa de eficiência da placa solar em 12,87%; 9,87% ou 2,87%.

É importante frisar que dentro de um projeto de sistema fotovoltaico devem ser utilizadas placas solares de mesmo modelo. Não faz sentido misturar modelos de placas

diferentes, uma vez que a taxa de perdas por *mismatch* será maior de forma desnecessária. Para este método aproximado a perda por *mismatch* estipulada foi de 1%.

As perdas no cabeamento CC foram desconsideradas, pois os cálculos apontaram um valor bem pequeno de perda nestes cabeamentos.

Quanto aos inversores de frequência em função do alto grau tecnológico destes equipamentos é comum que suas perdas sejam baixas. O valor estipulado como referência foi de 2%.

As perdas por sujeira podem variar segundo o grau de interesse que o contratante tem em fazer a geração ser bem produtiva. Para os casos de pessoas jurídicas cujos colaboradores tenham compromisso em manter o sistema fotovoltaico bem produtivo; para os casos em que exista a previsão de se contratar uma manutenção especializada para o SFV; ou uma contratação feita por pessoa física, é provável que sejam realizadas lavagens das placas ao menos uma vez a cada seis meses. Nestes casos a taxa de perdas por sujeira de 4% pode ser aplicada.

Se não há este comprometimento e se deseja estipular com uma boa precisão o quanto será gerado de energia, então a melhor taxa de perdas por sujeira é de 9,79%.

As perdas por placas danificadas devem ser desconsideradas para estimativa de geração de energia segundo este método. Caso uma das placas solares sofra alguma avaria importante, então devem ser tomadas ações com brevidade a fim de corrigir este problema.

Com o objetivo de apresentar o método de forma concisa para uma situação diferente das estudadas em Guanambi e Uruçuca, a seguir está descrito um estudo de caso de aplicação para outro campus do IFBaiano, situado na cidade de Governador Mangabeira/BA.

Estudo de Caso: Deseja-se saber a estimativa de geração de energia por mês para um sistema fotovoltaico de 30kWp a ser instalado no campus Governador Mangabeira/BA do IFBaiano sem a realização de uma visita local. Quanto isto representa em R\$? De forma simplificada qual o tempo de retorno do investimento (*Payback*), para um investimento no valor de R\$ 150.000,00?

Pesquisando a localização do campus no Google Maps encontra-se a coordenada (-12,60817°; -39,03053°). Acessando o portal <https://globalsolaratlas.info>, sem fazer a tradução do inglês para português, evitando *bugs* do site, e inserindo esta coordenada (por ser um site

cuja língua é o Inglês deve ser utilizado o ponto para separar o número inteiro do fracionário), obtém-se as medidas de irradiação para diversas inclinações e orientações.

O portal dispõe de medidas de irradiação da coordenada definida para o período de um ano (*per year*), e a média diária (*per day*). Escolhendo-se a opção por dia são mostradas as irradiações médias diárias na direção normal, na orientação e inclinações ótimas, entre outras informações como temperatura média do ar. Em “*choose PV System to calculate energy yield*” é possível definir o ângulo azimutal e a inclinação a qual se pretende instalar as placas solares.

Voltando ao Google Maps, na Figura 28 há um bloco, próximo ao alfinete de cor vermelha, que possui uma área de telhado de aproximadamente 30m x 15m. Esta medida foi feita observando a escala disponibilizada no canto direito inferior do Google Maps e comparando com a medida observável do telhado. Multiplicando estes comprimentos tem-se uma área de 450m².

Se uma placa de 265Wp ocupa 1,58m², qual a área provável a ser ocupada por um sistema fotovoltaico de 30kWp? Dividindo 30.000 por 265 resulta em 113,2 placas, majorando-se devem ser instaladas 114 placas. Esta quantidade de placas multiplicadas pela área unitária, resulta numa área provável a ser ocupada de 180,12 m². Uma diferença bem grande em relação a medida feita da área do telhado, o que nos dá a segurança que ali de fato caberá todas as placas solares deste SFV.

Nos casos de Guanambi e Uruçuca a inclinação dos telhados foi de 4°. Como este é um dado que requer a visita local, então pode-se estipular a inclinação também de 4° para o telhado deste bloco do campus Governador Mangabeira.



Figura 28: Campus Governador Mangabeira do IFBaiano

Fonte: Google Maps

É visível que o Bloco próximo ao alfinete vermelho possui um telhado com dois planos para instalação das placas. Evidentemente, o plano a ser escolhido é aquele mais bem alinhado para o Norte, ou seja, no sentido do alfinete vermelho.

Observando a imagem pode-se estimar que o ângulo azimutal é de aproximadamente 20° . Se o projetista tiver um transferidor esta medida pode ser mais precisa.

Aplicada a coordenada no <https://globalsolaratlas.info> e estipulando um ângulo azimutal (orientação) de 20° com uma inclinação de 4° , obtém-se uma Irradiação de $5,329 \text{ kW/m}^2/\text{dia}$.

Considerando que as placas solares a serem instaladas são de silício monocristalino e o período em análise está dentro dos primeiros 5 anos, então poderia se adotar como referência a eficiência de $14,02\%$. Neste exemplo, contudo, é mais adequado aplicar a eficiência de $12,87\%$, utilizando-se o método aproximado sem adaptações, o que resulta numa energia disponível na saída das placas igual a $0,747 \text{ kW/m}^2/\text{dia}$.

Atribuindo-se as perdas por *mismatch* de 1% ; as perdas nos inversores de 2% e por sujeira de $9,79\%$, então a taxa média de geração de energia diária é de $0,600 \text{ kW/m}^2/\text{dia}$.

O primeiro questionamento deste exemplo foi o quanto de energia se imagina gerar por mês. Multiplicando-se $0,600$ por 30 dias, por 114 placas e por $1,58\text{m}^2$ encontra-se a estimativa de geração de energia para um mês no valor de 3.242 kWh .

Se houver uma conta de energia disponível para o campus Governador Mangabeira basta dividir o valor total da conta pela quantidade de energia em kWh consumido para saber o custo médio de um kWh neste local. Em geral, este valor costuma ser próximo de R\$ 1. Portanto a economia prevista por este sistema fotovoltaico é de R\$ 3.242 por mês.

Como o valor do investimento está previsto em R\$ 150 mil, então são necessários aproximadamente 46 meses para obter o retorno do investimento inicial, ou seja, 3 anos e 10 meses. Vale salientar que esta previsão se torna ainda mais confiável no caso dos gestores do campus se comprometerem em providenciar pelo menos uma lavagem das placas por ano.

Para esta situação específica é importante a realização de podas nas árvores próximas ao Bloco, evitando a ocorrência de sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos, e que seja designado algum colaborador do campus monitorando a geração de energia. No caso de uma instalação com inversores integrados à internet, o colaborador responsável poderá receber avisos automáticos no e-mail quando ocorrerem falhas, reduzindo o tempo para a atuação das manutenções corretivas.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSÃO

Em todo o mundo estão sendo feitos investimentos cada vez mais elevados em sistemas fotovoltaicos. Os investidores precisam entender o assunto e ter uma previsão confiável de quanto tempo será o retorno de seu capital uma vez aplicado em um SFV.

Esta Dissertação focou na criação do método aproximado de estimativas de geração de energia, a partir da análise dos sistemas fotovoltaicos de Guanambi e Uruçuca. Para tal foi necessário um arcabouço teórico que embasou o funcionamento das placas solares.

A maneira como as placas solares são instaladas, ou seja, a localização, a orientação e a inclinação são os atributos que definem a intensidade de irradiação na qual estas placas são submetidas. Obtendo-se cada um destes atributos é possível simular o quanto de energia incide em um determinado plano, o que serve de ponto de partida para os cálculos das estimativas de geração de energia.

As primeiras perdas do processo ocorrem na absorção dos raios solares pelas placas. Estas também são as mais intensas em função da eficiência dos módulos.

A eficiência nominal das placas ainda sofre degradação em função da temperatura e idade, variando pouco a pouco ao longo dos anos. Estes efeitos foram considerados no estudo e também estimados, degenerando a intensidade de energia máxima teórica que seria possível gerar na configuração em que foram posicionadas as placas solares.

Na sequência foram estipuladas as perdas de energia por descasamento entre as placas solares. Os módulos fotovoltaicos não são perfeitamente iguais, podem estar em diferentes planos e, conseqüentemente, submetidos a pequenas diferenças de temperatura, logo foi definida as perdas por *mismatch* no valor de 1%.

A energia das placas é transmitida por cabos até os inversores de frequência. Esta transmissão também diminui a energia do sistema, mas, felizmente, as perdas calculadas se mostraram bastante pequenas de modo que foram desprezadas pelo método aproximado.

Nos inversores de frequência as perdas variam em função da tensão de entrada e da temperatura. Estes argumentos são dinâmicos ao longo do tempo, portanto, para tornar este cálculo representativo do sistema foram analisadas as condições de funcionamento que retratassem uma condição média de desempenho.

Além destas perdas outras precisaram ser consideradas. São elas a perda por sujeira e por placas solares danificadas.

Os resultados dos cálculos de perda por sujeira foram bem diferentes entre os campi Guanambi e Uruçuca. Em função destas grandes discrepâncias a solução adotada foi a de se estimar a perda por uma taxa média entre eles. Assim para um SFV genérico será mais interessante aplicar uma degradação média, o que não compromete superestimando ou subestimando o impacto da sujeira.

No campus Uruçuca foram identificadas duas placas danificadas. A fim de verificar se os cálculos de geração da energia foram bem formulados foi necessário mensurar este impacto. Desconsiderando estas perdas os cálculos de estimativas de geração de energia poderiam se afastar dos valores reais de geração disponíveis no sistema de medição on-line.

Todos os cálculos desenvolvidos desde a irradiação até o resultado final de energia útil disponível pelos inversores de frequência deram origem ao método detalhado. Já, ponderando-se as diferenças encontradas nos campi Guanambi e Uruçuca e definindo-se critérios para o cálculo da geração de forma rápida e assertiva resultou no método aproximado.

Por tudo que foi desenvolvido nesta Dissertação acredita-se que os objetivos específicos e principal deste trabalho foram atingidos.

Vimos que as configurações de localização, inclinação e localização são os atributos da geração de energia que definem sua intensidade máxima. Estes puderam ser simulados no site Global Solar Atlas (<https://globalsolaratlas.info>), o que foi de grande valia para o desenvolvimento dos métodos de estimativa da geração de energia.

As perdas do sistema foram identificadas e analisadas. Para cada uma foram adotadas metodologias de cálculo ou, no caso da perda por *mismatch*, estipulada de forma criteriosa. Cada fase do processo de geração foi descrita para agregar qualidade ao método detalhado que por sua vez, deu suporte a criação do método aproximado.

Os resultados do método aproximado foram muito bons, divergindo em menos de 10% dos valores reais fornecidos pelo sistema on-line dos inversores de frequência. Contudo, por conta do desenvolvimento esmiuçado do processo, não ficou muito claro o quão rápido podem ser obtidos os resultados destes cálculos.

Para sanar essa pendência foi enunciado um exemplo de aplicação do método aproximado. Todo o conhecimento discutido foi executado, com poucas argumentações e de

forma simplificada, demonstrando que é possível estimar a geração de energia de um SFV num tempo consideravelmente curto com qualidade e confiança.

Dominar os fatores de impacto e perdas de geração de energia são grandes diferenciais para aqueles que desejam realizar a venda deste sistema. Ter resultados rápidos, com cálculos devidamente embasados contribuem para tomadas de decisões durante a fase de projeto de um SFV, agregando maior segurança na avaliação de um impacto na conta de energia. A redução do valor da conta influencia no tempo de retorno do investimento (*payback*) o que é um importante balizador para o potencial investidor num SFV.

Um aspecto importante desta metodologia é que ela pode ser utilizada sem a necessidade de uma visita técnica no local onde se propõe instalar um sistema fotovoltaico. Claro que, se algumas informações forem de fácil acesso, o método pode recepcioná-las, retornando estimativas ainda mais precisas.

O método aproximado foi desenvolvido tendo-se como referência apenas dois sistemas fotovoltaicos. É desejável que outros pesquisadores busquem aplicar este método, verificando sua qualidade, sugerindo melhorias, a fim de torná-lo ainda mais confiável.

Espera-se que um dia este método se popularize por sua qualidade e velocidade para satisfação tanto dos fornecedores como dos investidores em sistemas fotovoltaicos. Assim o mercado brasileiro de sistemas fotovoltaicos se tornará mais intenso e próspero.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BLUESOL (2023); Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/celula-fotovoltaica-guia-completo/>. Acesso em 05 nov 2023.

CALDAS, H. H. S. E; MOISÉS, A. L. S. (2016); Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso para Consumidores Residenciais de Salvador – BA.

CARVALHO, C. A., LIMA, J. L. S. DE (2018); Análise dos princípios físicos responsáveis pela redução do desempenho de células fotovoltaicas. Ufersa (Universidade Federal Rural do Semiárido).

CHEPP, E. D. (2018); Metodologia para análise de perdas por sombreamento em instalações fotovoltaicas.

DEFERRARI C., KRENZINGER A. (2018); Análise Óptica Computacional de Filmes de PDMS sobre o Vidro em Módulos Fotovoltaicos. Gramado, R.S., Brasil.

GASPARIN, F.P, BUHLER, A.J., RAMPINELLI, G.A., KRENZINGER, A. (2016); Statistical analysis of I–V curve parameters from photovoltaic modules. Solar Energy.

GLOBAL SOLAR ATLAS (2023); Disponível em: <https://globalsolaratlas.info>. Acesso em 30 abr 2023.

HABERLIN, H. (2012); *Photovoltaics: system design and practice*. Wiley-Blackwell, United Kingdom

MACEDO, M. B. W. (2020); Projeto Fotovoltaico: Homologação Copel.

MENDONÇA, C. M. (2017); Análise de Rendimento de um Painel Fotovoltaico com o Vidro Danificado.

PRADO JÚNIOR, F. A. A. (2004); Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Editora Ediouro. Rio de Janeiro, R.J., Brasil.

RAMOS, J. P. A. (2017); Calibração e avaliação de modelos para estimativa da radiação solar global para o Brasil.

REZENDE, V. G. S.; ZILLES, R. (2018); Análise das perdas de produtividade em Geradores Fotovoltaicos por efeito da Sujidade.

RODRIGUES, H. F. (2019); Automação de árvores solares.

SOARES JUNIOR, J. G.; CRUZ, S. R.; AMARAL, L. S. (2018); Impacto da Sujidade sobre o Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos.

SOBRINHO, J. E. et al. (2017); Análise da eficiência de uma usina solar fotovoltaica em Mossoró – RN.

SOUZA, J. P. (2020); O que ainda não te contaram sobre a eficiência de inversores fotovoltaicos. Ecori Energia Solar.

SOUZA. R. DI (2017); Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica. Bluesol Educacional.

TOLEDO, O. M. (2010); Desenvolvimento de metodologia para análise decisória de inserção de geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia interligada ao sistema elétrico de potência

TONOLO, E. A. (2019); Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR campus Curitiba.

URBANETZ JUNIOR, J.; CAMPOS, H. M. V. D. B.; MANRIQUE, A. K. R.; CASAGRANDE JUNIOR, E. F.; TIEPOLO, G. M. (2014); Fatores que interferem na produtividade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO M. A. B. ; OLIVEIRA S. H. F DE (2015); Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Editora Oficina de textos . São Paulo, S.P., Brasil.