



Analysis of Photovoltaic Systems at IFBaiano and Methodology to Estimate Energy Generation

Bruno Filgueiras Rebelo de Matos, Kleber Freire da Silva and
Fernando Augusto Moreira

EasyChair preprints are intended for rapid
dissemination of research results and are
integrated with the rest of EasyChair.

May 12, 2023

Análise de Sistemas Fotovoltaicos do IFBaiano e Metodologia para Estimar a Geração de Energia

Bruno Filgueiras Rebelo de Matos
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica
(PPGEE)
Universidade Federal da Bahia
(UFBA)
Salvador (BA), Brasil
brunofilgueiras85@gmail.com

Kleber Freire da Silva
Departamento de Engenharia
Elétrica e de Computação
(DEEC)
Universidade Federal da Bahia
(UFBA)
Salvador (BA), Brasil
kfreire@ufba.br

Fernando Augusto Moreira
Departamento de Engenharia Elétrica e
de Computação
(DEEC)
Universidade Federal da Bahia
(UFBA)
Salvador (BA), Brasil
moreiraf@ufba.br

Resumo — Neste trabalho foram analisados dois sistemas fotovoltaicos instalados nos campi Guanambi e Uruçuca do IFBaiano, com o objetivo de calcular os atributos de impacto na geração de energia e as perdas desde a incidência da irradiação solar até a entrega da energia elétrica pelos inversores de frequência. Uma vez avaliados os impactos quantitativos de cada etapa foram então reunidos os dados de ambas as instalações a fim de propor um Método Aproximado para estimar a geração de energia de um Sistema Fotovoltaico.

Palavras-chave — *Sistemas Fotovoltaicos, atributos de impacto na geração de energia, perdas de energia, estimativas de geração de energia, análise da geração de energia fotovoltaica.*

I. INTRODUÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos de 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 destes campi.

Nos campi Guanambi e Uruçuca foram instalados sistemas fotovoltaicos de aproximadamente 70kWp. As placas solares foram do tipo silício monocristalino, os inversores de frequência podem ser configurados 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 geração ser maior que a demanda instantânea dos campi.

Estes sistemas fotovoltaicos foram contratados por um mesmo edital de licitação pública e, portanto, utilizando-se do mesmo arcabouço de documentações que nortearam como deveriam ser feitas as instalações. A formulação do projeto e definição dos equipamentos são muito similares e a distância entre estes sistemas é razoavelmente curta no que diz respeito as alterações climáticas. Ambas as cidades estão situadas na Bahia, a uma distância aproximada, em linha reta, de 400 km.

As semelhanças contribuíram para aprofundar com maior detalhamento os estudos de caso, tornando mais evidente o impacto dos atributos de geração e perdas contidas nestes processos. Todos estes fatores foram quantificados, ou estipulados a partir de outros estudos científicos, permitindo a comparação de cenários diferentes através de operações simplificadas e bem fundamentadas.

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 podem ser feitas com poucas premissas básicas, bastando para isto alguns dados a serem disponibilizados pelo interessado em instalar tal sistema.

II. DADOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

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

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 dos sistemas. 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 em análise.

A empresa contratada para a instalação dos sistemas fotovoltaicos encarregou-se de formular e aprovar o projeto junto à concessionária de energia, a COELBA (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia), sendo que esta ficou responsável pela troca do medidor existente por um bidirecional.

Projetos, plantas, ART's (Anotações de Responsabilidade Técnica), cartas de autorização, cartas de aprovação do projeto apresentado à Coelba, cálculos de demanda, fotos e vídeos dos campi, parecer de acesso, memorial descritivo, entre outras documentações foram elaboradas e serviram de apoio para o desenvolvimento deste trabalho.

A. SISTEMA DE MONITORAMENTO ON-LINE

O sistema de monitoramento *on-line* dispõe de vários dados da instalação. Neste podem ser identificadas as gerações de energia no passado, desde o início da instalação, até o presente com um atraso de poucos minutos. São dois os tipos de fontes de dados: os inversores e a *Sensor Box*. Os dados armazenados pelos inversores são as correntes alternadas 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 tensão 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 Boxes* instaladas medem a velocidade do vento, a irradiância ao longo de um dia específico definido e a irradiação.

Todas estas informações puderam ser cruzadas com o intuito de entender como funcionam estes dois sistemas fotovoltaicos.

Em Guanambi todos os inversores entraram em funcionamento no fim de janeiro de 2017, enquanto em Uruçuca isto ocorreu no início de fevereiro de 2017.

No desenvolvimento deste artigo serão comparadas as produções previstas com as reais, identificando as causas destas diferenças. No sentido de agregar melhorias a outros projetos, são feitas sugestões de como a geração destes dois campi poderia ter resultados ainda mais satisfatórios.

Os sistemas fotovoltaicos estão instalados há pouco mais de 6 anos. Quando iniciado este estudo não haviam sido completados 6 anos de instalação e, portanto, o período para comparação entre o que foi gerado e a estimativa de geração refere-se aos primeiros 5 anos de funcionamento destes sistemas.

III. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Todas as etapas de geração de energia e de perdas são desenvolvidas para se obter um maior domínio de como a energia é processada em um sistema fotovoltaico.

Cada um dos atributos de impacto na geração e nas perdas é quantificado e transformado em uma porcentagem da perda total. Neste sentido foram desenvolvidas metodologias de cálculo ou realizadas algumas estimativas baseadas em outros estudos científicos similares que serão citados e referenciados no desenvolvimento deste artigo.

No cálculo da energia solar incidente sobre as placas solares é preciso identificar a orientação e inclinação delas. Mesmo de posse destes atributos da instalação, 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, isto no caso de instalações localizadas no hemisfério Sul, como as de Guanambi e Uruçuca. 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 o impacto desses atributos na geração. Neste caso o mais adequado é utilizar um simulador que retorne estes valores.

Existem diversos simuladores de sistemas fotovoltaicos disponíveis no mercado. O site Global Solar Atlas [1] dispõe de uma rica fonte de dados gratuitos, abertos e de consulta *online*. Os dados utilizados são fornecidos pela Solargis [2] que é uma grande fornecedora de simuladores fotovoltaicos, possuindo um papel de destaque no fomento destes sistemas.

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

A. Sistema Fotovoltaico do campus Guanambi

O sistema fotovoltaico de Guanambi é constituído por 5 inversores de frequência de potência nominal de 12,5kW e 265 placas solares de 265 Wp. Quatro inversores de frequência são alimentados por 3 *strings* de 18 placas solares em paralelo. No quinto inversor foram instaladas 2 *strings* com 16 módulos cada e mais uma *string* com 17 módulos. Esta última *string* possui um módulo a mais para garantir que o sistema fotovoltaico como um todo, atingisse a potência de 70kWp especificada na contratação.

Os módulos estão instalados em 5 planos do telhado do Bloco do Pavilhão de Aulas 3, conforme Fig. 1. Nesta foram inseridas setas amarelas para tornar mais fácil o entendimento de quais são as direções cartográficas e identificação do sentido de inclinação das placas solares.



Fig. 1. Telhado do Pavilhão de Aulas 3

Existem dois planos 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.

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, além dos 30, foram conectados outros 19 módulos do plano E, orientadas para o Sul, visto que não cabem todos os módulos no plano D.

O plano A é o que possui mais 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.

Em outros blocos do campus há disponibilidade de telhado cujas configurações permitiriam uma maior geração de energia, pois a orientação está mais alinhada com a direção Norte com inclinações similares ou melhores que as existentes no Bloco Pavilhão de Aulas 3.

B. Geração do Sistema Fotovoltaico do campus Guanambi

Instalação do Inversor-1: Simulando-se a produção de energia no Global Solar Atlas, para a configuração instalada com inclinação 4° , ângulo azimutal 166° (próxima do sentido do alinhamento com o sentido Sul) e coordenada geográfica de $(-14,302^\circ, -42,693^\circ)$ foi obtida uma irradiação sobre as placas de $5,936 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. Considerando que estas placas tivessem sido instaladas no Bloco Administrativo o sentido de instalação seria oposto, com um ângulo azimutal de 346° , ou seja, bem próxima do sentido para o Norte. Essa mudança resultaria em uma irradiação de $6,124 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, um aumento pouco maior que 3%. Esta é uma taxa pequena, mas considerável.

Instalação do Inversor-2: Os módulos do Inversor-2 estão no mesmo plano dos módulos do Inversor-1, portanto, voltados para o Sul na mesma inclinação e orientação do primeiro inversor. 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.

Instalação do 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 voltados para o Norte (ângulo azimutal de 346°) com inclinação de 6° e uma terceira parte dos módulos está instalada no plano C, voltados para o Sul (ângulo azimutal de 166°) com uma inclinação de 6° . Como foi utilizado apenas um MPPT, a geração será regulada pela pior condição. Para este inversor a pior situação de geração 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 $6,124 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ se o sistema estivesse instalado no Bloco Administrativo. Uma diferença de 4%.

Instalação do Inversor-4: Os módulos deste inversor são os que se encontram melhores posicionados. A instalação definida no plano D foi muito bem projetada de modo que não há sugestão de melhora para o *array* deste inversor de frequência. Em função de sua localização, orientação e inclinação a irradiação incidente é de $6,124 \text{ kWh/m}^2$ por dia.

Instalação do Inversor-5: Foram instalados 30 módulos no plano D com vista para o Norte e 19 no plano E com vista 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 $6,124 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, enquanto para as 19 placas conectadas ao MPPT 2, a irradiação é de $5,936 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. Para facilitar a análise será considerada uma média ponderada, resultando numa irradiação de $6,051 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$.

Na TABELA I estão resumidas as informações acima.

TABELA I. 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 ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$)	5,936	5,936	5,877	6,124	6,051

Uma vez obtidos os níveis de irradiação a próxima etapa é estimar a geração teórica máxima 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 pelo produto da irradiação diária média pela área e pelo rendimento da placa solar.

A irradiação diária média para o campus Guanambi obtida foi de $5,984 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. A área útil da placa, excluindo-se o trecho da moldura de alumínio é de $1,58 \text{ m}^2$.

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 será considerada a perda de desempenho utilizando-se valores médios.

A eficiência média do primeiro ano será 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. A partir deste ano o fabricante não assegura que a queda de desempenho siga uma queda linear, mas os módulos continuam gerando energia.

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 da queda de rendimento 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%. Seguindo esta lógica, o rendimento do terceiro ano é de 15,62%, no quarto ano de 15,50% e no quinto ano de 15,39%.

Somando-se a geração de energia para cada um dos cinco primeiros anos e aplicando-se o devido rendimento das placas, resulta no valor de 715.419,45 kWh, ou 715,42 MWh.

C. Sistema Fotovoltaico do campus Uruçuca

O sistema fotovoltaico do campus Uruçuca é bastante similar ao de Guanambi. Eles foram contratados na mesma época, seguindo os mesmos critérios. As divergências existentes ocorreram em função das características locais.

Na Fig. 2 estão mostradas todas as placas solares do campus Uruçuca sobre um mesmo plano do telhado do bloco do Centro de Tecnologia de Alimentos (CTA). 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 a direção A e o plano Y para a direção B.



Fig. 2. Telhado do CTA

Através de uma simples análise identifica-se que a orientação definida para os módulos não foi a adequada, pois a direção B está melhor alinhada com o Norte geográfico, bastando observar a posição do bloco visto pelo Google Maps na coordenada $(-14,598^\circ, -39,277^\circ)$. Enquanto o ângulo azimutal da direção A é de 107° , o da direção B é de 287° , o que está de acordo com as imagens do satélite. A inclinação das placas solares medida *in-loco* foi de 4° .

D. Geração do Sistema Fotovoltaico do campus Uruçuca

Simulando 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 $4,882 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. Caso o telhado utilizado fosse o do plano Y a inclinação seria a mesma de 4° com ângulo azimutal 287° , resultando numa irradiação de $4,936 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, 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.

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

IV. METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS PERDAS DOS SFV'S

Na metodologia de cálculo das perdas dos sistemas fotovoltaicos são desenvolvidas formas de mensurar o quanto cada perda foi impactante nos campi Guanambi e Uruçuca. A obtenção desses valores é de suma importância para uma base de referência que será utilizada no Modelo Aproximado proposto neste artigo, facilitando o cálculo de estimativas da geração de energia.

A. Perdas por desempenho das placas solares

As perdas por desempenho das placas solares ocorrem em função da idade da placa e da temperatura. Nos itens anteriores já foram consideradas as perdas por desempenho em função da idade com a queda da eficiência ao longo dos 5 primeiros anos.

A temperatura também contribui para reduzir a geração das placas solares. Esta queda de rendimento será estimada em função da temperatura média a qual as placas estão expostas durante o período de geração da energia.

A irradiância e a temperatura de trabalho da célula solar são fatores que influenciam bastante a potência elétrica disponível em seus terminais. Na presença de alta irradiação, as células operam entre 20°C e 40°C acima da temperatura ambiente, provocando uma perda de energia, reduzindo a eficiência de geração das placas solares. [3]

Analisando-se a variação da temperatura para diversos dias no campus Guanambi em períodos das quatro estações, pôde-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 $25,9^\circ\text{C}$, segundo o Global Solar Atlas, então uma boa referência para se estimar a temperatura nas placas é de 20°C acima da média local da cidade.

No manual da placa solar está disponível um gráfico da corrente de curto-circuito, da tensão de circuito aberto e da potência máxima de geração da placa em função de sua temperatura. Para uma temperatura média em torno de 46°C a queda de desempenho da potência máxima do módulo cai em torno de 10%.

Já para a cidade de Uruçuca, como a temperatura média é de $24,1^\circ\text{C}$, então, considerando uma temperatura média das placas 20°C maior que a ambiente, resulta em uma temperatura média nas placas de $44,1^\circ\text{C}$. Analisando novamente o gráfico disponível no manual da placa solar pode-se verificar que a diferença para Guanambi é irrisória e será estimada uma perda de desempenho das placas em função da temperatura também no valor de 10% no campus Uruçuca.

B. Perdas por mismatch

As perdas por *mismatch* referem-se aos descasamentos entre as placas solares, o que é bastante complexo analisar. Seriam necessários estudos específicos 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.

Na literatura são variadas as estimativas na avaliação das perdas por *mismatch*. Segundo Macedo [4] as perdas por *mismatch* variam entre 1% e 5%. Outros autores, como Rodrigues et al. [5] desconsideram esta perda. Aqui será estipulado o valor de 1% como perdas por *mismatch* tanto para o campus Guanambi como para o campus Uruçuca, visto que as placas solares são as mesmas e em condições de instalação muito similares.

C. Perdas por queda de tensão no cabeamento CC

A potência elétrica fornecida pelas placas é dada pela multiplicação entre a tensão elétrica e a corrente elétrica, portanto a energia elétrica gerada será a multiplicação destes dois parâmetros, tensão e corrente, multiplicados pelo tempo. Como num circuito fechado a corrente se mantém a mesma, as perdas de energia no cabeamento serão consideradas no sistema elétrico através das quedas de tensão nestes cabeamentos.

Uma estratégia para 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:

$$\Delta V\% = \frac{\rho \cdot (L1+L2) \cdot I \cdot 100}{V \cdot S} \quad (1)$$

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 em mm;

A resistividade do cobre é de $0,0172 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ para uma temperatura de 20°C , variando segundo um coeficiente de temperatura de $0,004 /^\circ\text{C}$. Ao longo do tempo a temperatura nos módulos varia e assim será 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 será feita esta análise, antes de prosseguir com o cálculo de toda a fórmula da queda de tensão.

A Equação a seguir pode ser utilizada para calcular a resistividade do cobre a 46°C .

$$\rho_n = \rho \cdot (1 + \Delta T \cdot \alpha) \quad (2)$$

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 $0,004/^\circ\text{C}$

ΔT = Diferença de temperatura = $46 - 20 = 26^\circ\text{C}$

O valor de resistividade na temperatura média das placas de Guanambi a 46°C é de $0,01898 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

Voltando a 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 as quedas de tensão para cada inversor de frequência das *strings* mais compridas, pois terão maiores perdas, estrangulando a geração de todo o *array*.

Levantando-se as variáveis para (1), relativa à instalação do *array* mais distante do Inversor-1, obteve-se que 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 de $0,13\%$. Ou seja, a tensão que seria inicialmente de $517,72\text{V}$ será na verdade de $517,05\text{V}$ na entrada do Inversor-1.

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

que a queda de tensão será baixa para todos estes casos, pois a resistividade ρ será a mesma e os outros parâmetros mudam pouco.

Ampliando esta análise para o campus Uruçuca, as perdas no cabeamento CC também serão baixas, uma vez que os valores dos parâmetros estão no mesmo nível dimensional.

D. Perdas nos Inversores de frequência

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 mais efetivo quando ultrapassa bastante os 45°C , segundo o gráfico de saída de potência do inversor de frequência de 20kW , que representa a família de inversores ao qual os inversores de Guanambi e Uruçuca se encaixam. Como a temperatura média dos inversores de frequência é próxima de 45°C então este efeito será desconsiderado.

A fim de analisar a eficiência do inversor de frequência no processo de transformação do sinal serão estimados os valores médios de tensão e potência fornecidas ao inversor Fronius Symo 12.5-3-M.

Como desenvolvido para o cálculo de tensão de entrada nos inversores, quando foi descrito o cálculo de perda de energia no cabeamento CC, esta possui um valor de 517 V . Já a corrente fornecida, obtida pela soma das correntes médias das três *strings*, é de $12,66\text{A}$. Multiplicando-se estas variáveis, resulta numa potência média fornecida aos inversores de $6545,22\text{W}$. Em relação à potência nominal do inversor de frequência este valor representa 52% .

No manual do inversor de frequência há uma tabela da eficiência deste em função da potência de entrada e da tensão de entrada. O valor mais próximo à potência de entrada tabelada é a de valor 50% , enquanto a tensão é a de 600V . A perda de eficiência do inversor de frequência para estes valores médios é de 2% .

No campus Uruçuca há uma 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.

Como as condições de instalação são similares pode-se adotar os mesmos critérios de modo que a perda de eficiência para este modelo de inversor é de $1,9\%$. Quanto ao MPPT, os inversores utilizados possuem um rendimento bastante alto, maior que $99,9\%$, portanto será aproximado para 100% e não serão consideradas perdas de energia no rastreamento da máxima potência nos inversores.

E. 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. Era visível a sujeira com aparência de barro sobre as placas, mas não chegava a ser tão 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.

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 pode camuflar uma análise de impacto da limpeza das placas.

A geração de energia nas placas tende a ser proporcional a irradiação. O sistema produzirá uma determinada quantidade de energia para determinado nível de irradiação. Para um nível de irradiação de 50%, a geração tende a se aproximar à 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.

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 era de 53,39 kWh. Nos dias posteriores à 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, 27 de setembro de 2021, cada unidade de irradiação em kWh/m² incidido em um dia produzia entre 29kWh e 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. Novamente, adotando-se o valor final como referência então a sujeira estava contribuindo para uma perda de 40,35% da energia, sendo este um valor muito elevado.

Vale frisar que mesmo depois de realizada a lavagem não significa que as placas tenham ficado 100% limpas. Existem sujeiras que ficam incrustadas nos módulos, impedindo o aproveitamento pleno dos raios solares.

F. Perdas por placas solares 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. A partir do dia 6 de maio de 2020 a perda de geração foi de 1/3 da produção do Inversor-2, ou seja, 18 placas de 265 instaladas o que representa 6,79%. Considerando que esta perda perdurou num intervalo de 22 meses, dos 60 meses (5 anos) em estudo, então a perda média por placas danificadas foi de 2,49%. Devido à complexidade como placas danificadas podem afetar um sistema fotovoltaico, estimar o seu impacto não serve para se adotar como referência em um outro modelo genérico.

V. COMPARATIVO ENTRE OS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os campi Guanambi e Uruçuca possuem a mesma potência instalada no valor de 70,225 kWp, pois em cada sistema fotovoltaico estão instaladas 265 placas de 265 Wp.

O cálculo da produtividade (Y) é definido pela divisão entre a energia gerada sobre a potência instalada. Dividindo-se a produção gerada em cada ano sobre a potência instalada foi formulada a Tabela II que mostra a produtividade destes sistemas fotovoltaicos ano a ano.

TABELA II: 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 aumentou com o passar do tempo. Valores próximos de 1.300 kWh/kWp correspondem a uma instalação cuja produtividade está dentro da média, por isso pode-se afirmar que o resultado fornecido pelo sistema fotovoltaico do campus Guanambi foi bom.

Nos dois primeiros anos o sistema fotovoltaico 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 placas danificadas e o acúmulo de sujeira sobre elas.

VI. MÉTODO APROXIMADO DE ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE ENERGIA

Nesta seção o objetivo é propor um Método Aproximado para o cálculo da estimativa de geração e de perdas na etapa do projeto e especificação dos sistemas fotovoltaicos, baseado nos estudos realizados nos sistemas de Guanambi e Uruçuca.

Existem diversas formas de se estimar a geração de energia de um sistema fotovoltaico, mas, quase sempre, são feitas proposições sem a exposição dos cálculos de referência que embasam a definição destes valores, como foi desenvolvido no tópico metodologia de cálculo das perdas dos SFV's.

Aqui serão rerepresentadas as estimativas propondo-se uma metodologia para os cálculos de estimativas similares aos sistemas fotovoltaicos estudados, mas de uma forma sucinta. Para os cálculos de perdas já descritos foi dado o nome de "Modelo Detalhado" e para o modelo com cálculos simplificados foi dado o nome de "Modelo Aproximado".

No Modelo Aproximado foi considerado um período de geração de 25 anos. Na definição de algumas taxas foram calculadas as médias obtidas entre os valores de Guanambi e Uruçuca e em outras foram estimadas segundo outros estudos científicos similares.

TABELA III: RESUMO DOS FATORES DE IMPACTO NA GERAÇÃO DE ENERGIA DOS SFV GUANAMBI E URUÇUCA

Fatores de Impacto na geração de Energia Elétrica dos Sistemas Fotovoltaicos dos Campi Guanambi e Uruçuca	Campus Guanambi		Campus Uruçuca	
	Modelo Detalhado	Modelo Aproximado	Modelo Detalhado	Modelo 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	5,936 kWh/m ² /dia	5,036 kWh/m ² /dia	4,882 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%	12,86%	14,02%	12,86%
Energia teórica média na saída das placas considerando As perdas por eficiência	0,839 kWh/m ² /dia	0,763 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 Invers. de frequência	2,00%	2,0%	1,90%	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 sujidade	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

Para a definição das perdas por idade e em função da temperatura foi considerado o prazo de 25 anos com uma temperatura média de 20°C maior que a média local, ou seja, no valor aproximado de 45°C.

As perdas por *mismatch* foram estimadas e mantiveram-se no valor de 1%.

As perdas no cabeamento CC foram desconsideradas por terem sido calculadas como menor que 1%.

As perdas nos inversores de frequência foram definidas pela média entre Guanambi e Uruçuca, que resulta em 1,95%. Adotando-se apenas uma casa decimal este valor é aproximado para 2,0%.

A fim de estimar as perdas da geração de energia em função da sujeira serão feitas algumas considerações. No campus Guanambi a sujeira teve um impacto bem pequeno, calculada igual a 0,8%. Este valor será interpretado como um valor constante no período em estudo de 5 anos. Aplicando-se esta perda ao Modelo Detalhado de Guanambi, até então de 0,813 kWh/m²/dia, resulta em uma saída de energia de 0,806 kWh/m²/dia.

Em Uruçuca a perda por sujidade 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 será definido pela metade da calculada, 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 sujidade no Modelo Detalhado do campus Uruçuca é de 18,78%.

No artigo de Rezende e Zilles [6], as taxas de perdas calculadas também variam 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 sujidade acumulada foi de 30 meses, a taxa foi de 10,5 %.

Segundo Soares Junior [7] as perdas de geração média por sujidade 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%.

A lavagem das placas solares precisa ser feita regularmente. Caso o contratante do SFV se comprometa a fazer limpeza a cada 6 meses a perda por sujidade aplicada pode ser de 4%. De outra forma, se identificado que seja improvável a ocorrência de limpeza das placas então é melhor manter a taxa de perdas em 9,79%.

As perdas por placas danificadas foram consideradas no Modelo Detalhado, mas no Aproximado este valor é igual a 0% pois não se pode estimar o grau com que este dano pode ocorrer num sistema fotovoltaico.

A fim de validar os resultados é importante comparar os resultados do método, que é o Modelo Aproximado, com o que de fato foi gerado pelos sistemas fotovoltaicos de Guanambi e Uruçuca.

A energia gerada no campus Guanambi no período de cinco anos, desde o dia exato da sua instalação e registro pelo inversor de frequência foi de 521,37 MWh.

Na Tabela III encontra-se a energia estimada a ser gerada pelo método Aproximado do campus Guanambi igual a 0,668 kWh/m²/dia. Multiplicando este valor pela área útil do somatório de todas as placas (265 x 1,58m²) e pelo tempo de exposição em dias (30 de janeiro de 2017 a 29 de janeiro de 2022, resultando em 1826 dias) obtém-se 510,72 MWh. Definindo o valor real gerado como a referência então a diferença para o modelo Aproximado no campus Guanambi foi de 2,04%, o que representa uma boa precisão levando-se em conta um período razoavelmente extenso, de 5 anos.

Durante os primeiros cinco anos de funcionamento do SFV do campus Uruçuca a energia gerada foi de 389,63 MWh. Para o Modelo Aproximado deste campus foi calculada uma taxa de 0,526 kWh/m²/dia. Multiplicando este valor pela quantidade de placas, pela área útil destas placas e pela quantidade de dias, obtém-se 420,50 MWh.

A estimativa foi maior que a real muito em função do impacto da sujeira ter sido consideravelmente maior do que o valor médio utilizado, além disso o método apresentado desconsidera o impacto de placas danificadas. De qualquer forma a diferença percentual entre o Método Aproximado e a geração real foi de 7,92%, uma diferença ainda pequena, menor que 10%.

VII. EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO MÉTODO APROXIMADO

Os Métodos Detalhado e Aproximado descritos foram desenvolvidos com um passo a passo bem elaborado embasando cada uma das etapas de geração e perdas da energia. Este tópico se destina a aplicar o Método Aproximado, demonstrando sua assertividade a fim de expor resultados rápidos e fidedignos para interessados em contratar um sistema fotovoltaico.

Como exemplo de aplicação do Método Aproximado para um outro estudo de caso, deseja-se estimar a geração de energia por mês para um sistema fotovoltaico de 30kWp a ser instalado no campus Governador Mangabeira (BA) do IFBaiano ainda antes de uma visita técnica ao local. Deseja-se obter também uma estimativa monetária desta geração, bem como uma estimativa simplificada do tempo de retorno do investimento (*payback*), prevendo-se que o investimento será no valor de R\$ 150.000,00.

Observando o campus na Fig. 3 é possível identificar 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. Tem-se, portanto, uma área de 450m².



Fig. 3: Campus Governador Mangabeira do IFBaiano

Em primeiro lugar deve ser aplicada a coordenada no site Global Solar Atlas, estipulando um ângulo azimutal (orientação) de 20° com uma inclinação de 4°, obtendo-se uma irradiação de 5,329 kW/m²/dia.

Em segundo lugar aplica-se a taxa de eficiência das placas solares de silício monocristalino, cujo valor médio para um prazo de 25 anos é de 12,86%. A energia disponível na saída das placas será, portanto, de 0,725 kWh/m²/dia.

Em terceiro e quarto lugares são aplicadas as perdas por *mismatch* de 1% e nos inversores de 2%. Por último é aplicada a perda por sujidade igual a 9,79%, o que resulta numa taxa média de geração de energia diária de 0,600 kWh/m²/dia.

Multiplicando-se 0,600 por 30 dias, por 114 placas e por 1,58m² então a estimativa de geração de energia para um mês será de 3.242 kWh. Em geral o valor de kWh é próximo de R\$ 1,00, logo a economia prevista por este sistema fotovoltaico é de R\$ 3.242,00 por mês.

Partindo-se do pressuposto que o investimento será de R\$ 150 mil, então serão necessários aproximadamente 46 meses para se ter o retorno do investimento inicial, ou seja, 3 anos e 10 meses. Esta maneira de calcular o *payback* também é

simplificada, pois o objetivo destes estudos é o de se ter uma ordem de valores de tempo e custo que embasem tomadas de decisões. Numa fase de negociações para a contratação de um sistema fotovoltaico aquele que demonstra um bom domínio técnico e brevidade nas respostas aos questionamentos certamente terão uma maior confiança da contratante.

VIII. CONCLUSÃO

Para os profissionais da área de sistemas fotovoltaicos é importante dominar cada uma das etapas de estimação da geração e perdas de energia. Neste artigo foram analisados e calculados os fatores de impacto na geração e perdas sobre os sistemas fotovoltaicos de Guanambi e Uruçuca do IFBaiano.

Tomando estes exemplos de referência foram desenvolvidos os cálculos de geração e perdas com uma modelagem Detalhada e uma modelagem Aproximada. A Aproximada, trata-se da metodologia proposta neste artigo para estimativas de geração de energia na aplicação de outros modelos similares aos estudados.

Os resultados dos cálculos descritos por ambas as modelagens foram comparados com os dados reais de monitoramento dos sistemas, confirmando a qualidade destes dados. A geração pela modelagem Aproximada, comparada com os valores reais gerados, resultou em diferenças menores que 10%, o que é bastante satisfatório.

A metodologia adotada pode ser desenvolvida sem que seja necessária uma visita técnica ao local onde se propõe instalar um sistema fotovoltaico. É importante ressaltar que se algumas informações forem de fácil acesso, o modelo pode recepcioná-las, retornando estimativas ainda mais precisas.

Estimativas condizentes com os resultados reais apresentados pelos sistemas fotovoltaicos favorecem o ambiente de negócio entre os contratados e contratantes. No caso de uma provável redução de geração ser detectada, ações mais breves poderão ser tomadas para corrigir uma possível falha, contribuindo para uma geração de energia eficiente, atendendo as expectativas das partes envolvidas.

IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] GLOBAL SOLAR ATLAS. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info>>. Acesso em: 30 de abril de 2023.
- [2] SOLARGIS. Disponível em: <<https://solargis.com>>. Acesso em: 30 de abril de 2023.
- [3] HABERLIN, H. “*Photovoltaics: system design and practice*”, Livro, Editora: Wiley, Reino Unido, 2012, páginas.744
- [4] MACEDO, M. B. W. “*Projeto Fotovoltaico: Homologação Copel*”. TCC, Universidade UNIAMÉRICA, Foz do Iguaçu, 2020, 43 páginas.
- [5] RODRIGUES, H. F. et al. “*Automação de árvores solares*”, Artigo, Brazilian Journal of Development, Curitiba, 2019. 12 páginas.
- [6] REZENDE, V. G. S.; ZILLES R. “Análise das Perdas de Produtividade em Geradores Fotovoltaicos por Efeito de Sujidade”, Artigo, Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018. 9 páginas.
- [7] SOARES JUNIOR, J. G.; CRUZ, S. R.; AMARAL, L. S., “Impacto da Sujidade sobre o Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos”, Artigo, Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018. 8 páginas.