

## Metodologia de Certificação da Produção Anual de Energia para Usinas Fotovoltaicas – Um Estudo de Caso Real

Mabelle S. M. Sobral <sup>(i,ii)</sup>, Renato L. A. Caldas <sup>(ii)</sup>, José F. C. Castro <sup>(i)</sup>,  
Alecio B. Fernandes <sup>(iii)</sup>, José R. F. Delgado <sup>(ii)</sup>, Matheus R. Alves <sup>(iv)</sup>

(i) Universidade Federal de Pernambuco, UFPE, Pernambuco, Brasil  
(e-mail: mabelle.sousa@ufpe.br / filho.castro@ufpe.br)

(ii) Nexiall Consultoria em Energia, Pernambuco, Brasil  
(e-mail: renato.alencar@nexiall.com / jose.renato@nexiall.com)

(iii) Carpe Vie Engenharia, Pernambuco, Brasil  
(e-mail: alecio.b.fernandes@carpevie.com)

(iv) Universidade Federal de Campina Grande, UFCG, Paraíba, Brasil  
(e-mail: matheus.ralves@ee.ufcg.edu.br)

---

**Abstract:** Among the various stages of development of a conceptual project for a photovoltaic power plant, the elaboration of the Annual Energy Production Certification (CPAE) is essential. This certification allows the entrepreneur to attest to the energy generation potential of the project. The Annual Energy Production Certification is required by the electric sector bodies that authorize the implementation and operation of new electric power generating plants, being a necessary requirement to prove the project's generation potential. This work presents a revisitation of the analyzes to estimate energy production, with details on each type of loss experienced by the system, and, finally, a case study is presented with the description of the parameters that influence the energy estimation. The simulations use the PVSyst program, a tool usually used in the certification processes of photovoltaic plants connected to the Brazilian electrical system. The estimated energy production, the main result of the simulations, has a relative error of +0.33% compared to the certified value for the enterprise.

**Resumo:** Dentre os vários estágios de desenvolvimento de um projeto conceitual para uma central geradora de energia fotovoltaica, a elaboração da Certificação de Produção Anual de Energia (CPAE) é uma etapa essencial. A Certificação de Produção Anual de Energia é exigida pelos órgãos do setor elétrico que autorizam a implantação e exploração de novas centrais geradoras de energia elétrica, tratando-se de um requisito necessário para comprovar o potencial de geração do projeto. Este trabalho apresenta uma revisitação das avaliações para estimar a produção de energia, com detalhamento em cada tipo de perda experimentada pelo sistema, e, por fim, apresenta-se um estudo de caso com a descrição dos parâmetros que influenciam na simulação energética. As simulações utilizam do programa *PVSyst*, ferramenta usualmente utilizada nos processos de certificação de usinas fotovoltaicas com conexão ao sistema elétrico brasileiro. A produção de energia estimada, principal resultado das simulações, possui erro relativo de +0,33% em comparação com o valor certificado para o empreendimento.

**Keywords:** Photovoltaic Solar Energy; Annual Energy Production; Renewable sources; Photovoltaic Power Plant; Centralized Energy Generation.

**Palavras-chaves:** Energia Solar Fotovoltaica; Produção Anual de Energia; Fontes Renováveis; Usina Solar Fotovoltaica; Geração Centralizada de Energia.

---

### 1. INTRODUÇÃO

Com o objetivo de diversificar a matriz energética, as fontes alternativas de energia têm sido cada vez mais exploradas. Segundo a Agência Internacional de Energias Renováveis – IRENA, em 2020 a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo era de 710,70 GW (IRENA, 2020). No Brasil, em dezembro de 2021, a energia elétrica produzida a partir da fonte solar fotovoltaica representou 2,53% da capacidade total instalada do País, apresentando um crescimento exponencial (ANEEL, 2022).

Para produzir e comercializar a energia solar fotovoltaica no Brasil, existem duas modalidades regularizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), são elas: a geração distribuída (GD) e a geração centralizada (GC). Segundo o

Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031), no horizonte decenal de 2021-2031, estima-se um incremento de capacidade instalada de geração elétrica a partir de fonte solar de 135% para a geração centralizada (MME; EPE, 2022). Em 2020, a expansão da oferta de geração de energia elétrica de fonte solar distribuída superou a expansão de todas as fontes centralizadas (SUPERINTENDÊNCIA DE ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS/EPE, 2021).

Na Fig. 1 ilustra-se o potencial de crescimento da geração solar fotovoltaica centralizada, considerando a expansão ótima do parque de geração sob a perspectiva puramente de mercado - conforme o PDE 2031 (PDE 2031). Observa-se que a expansão da geração é composta essencialmente por fontes renováveis (como contribuição para energia), sendo complementada por termelétricas (para atendimento do

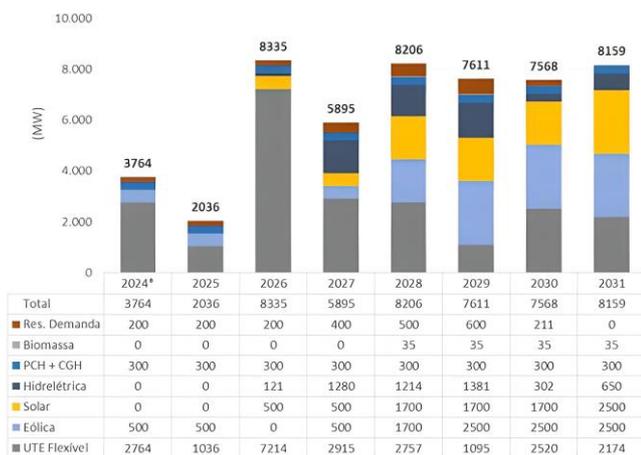


Fig 1: Expansão Indicativa conforme PDE 2031 - Rodada Livre: expansão ótima do parque de geração sob a perspectiva puramente de mercado.

suprimento de potência). Com destaque para a geração do tipo solar, que tende a ser uma das fontes economicamente mais atrativas para o setor elétrico brasileiro até 2031.

Na geração centralizada, para as centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada superior a 5 MW, os agentes de geração, sejam do tipo pessoa física, jurídica ou consórcio empresarial, podem se enquadrar como Autoprodutor de Energia (APE), quando a produção de energia é destinada ao consumo próprio do agente, ou Produtor Independente de Energia (PIE) quando a produção de energia é destinada à comercialização da energia elétrica no Ambiente de Comercialização Livre (ACL) ou no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR).

Para que um agente de geração possa implantar uma central geradora de energia elétrica de fonte Eólica, Fotovoltaica, Termelétrica, Híbridas e outras fontes alternativas, e comercializar a energia do empreendimento no ACL, ele necessita de uma Outorga de Autorização, documento concedido pela ANEEL que, atualmente, tem sua obtenção regulamentada pela Resolução Normativa nº 876 (REN 876), de 10 de março de 2020.

Assim, no pedido de Outorga de Autorização para implantação e exploração de uma central geradora de energia elétrica, é necessário apresentar à Agência uma série de documentos que serão avaliados por analistas da Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração da ANEEL – SCG, departamento responsável pela análise dos pedidos de outorga. Dentre os documentos que comprovam a qualificação técnica de um projeto solar fotovoltaico, tem-se a apresentação de um estudo de potencial solar contendo no mínimo um ano de dados solarimétricos e um “Sumário de Certificação”, que reúne as informações acerca da medição do recurso solar e o potencial solar estimado (ANEEL, 2020).

De acordo com a Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022, se a outorga de autorização de usinas fotovoltaicas concedida pela ANEEL for destinada ao ACL, o estudo de potencial solar poderá ser produzido a partir de dados de medição por meio de satélite ou de medição *in loco*, ou seja, no local da instalação do empreendimento (ATOS DO PODER LEGISLATIVO, 2022). Caso o agente opte por comercializar a energia elétrica produzida no ACR, além de participar de um leilão público de energia, os dados de medição precisarão ser, obrigatoriamente,

de uma estação solarimétrica instalada no local do futuro empreendimento.

Para que um projeto possa concorrer em um leilão público, o agente precisa realizar seu cadastro e ser habilitado tecnicamente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que disponibiliza um documento com as instruções a serem seguidas para solicitar o cadastramento e habilitação técnica dos empreendimentos (Manual para Empreendimentos Fotovoltaicos). Este manual determina a forma de apresentação da documentação, por parte do empreendedor, que será utilizada para realizar o cálculo das Garantias Físicas dos empreendimentos e irão compor tanto os contratos de compra e venda de energia como os Atos de Autorização do Poder Concedente, caso o empreendimento se efetive como um vencedor em um leilão (EPE, 2021).

Dentre os documentos exigidos, estão a Certificação de Dados Solarimétricos (CDS) e a Certificação de Produção Anual de Energia (CPAE). Esta última deve apresentar a concepção técnica do projeto, os procedimentos, critérios, normas e cálculos utilizados para a estimativa de produção anual de energia. É comum que, ao desenvolver um projeto, o empreendedor tanto solicite uma Outorga de Autorização quanto cadastre o projeto em um leilão público de energia. Assim, a Certificação de Produção Anual de Energia torna-se um documento indispensável, seja para o ACR, ou para o ACL.

Esta certificação reúne diversos aspectos e características do projeto, como a sua estimativa de produção anual de energia, calculada a partir dos dados de medição solarimétrica do local de implantação do empreendimento.

Este artigo avalia a metodologia utilizada nas certificações de produção anual de energia através do estudo de caso de um empreendimento real já outorgado pela ANEEL. Os dados de medição em campo do projeto foram consultados e utilizados como subsídio para calibrar as simulações no software PVSyst (PVSYST,2022), sendo considerados como valores de referência.

## 2. METODOLOGIA DA CERTIFICAÇÃO DE PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA

Esta seção apresenta a metodologia comumente utilizada pelas empresas certificadoras para atender às exigências da EPE quanto à elaboração da certificação de produção anual de energia, que, segundo esta, precisa seguir as recomendações de entidades nacionais e internacionais, como a *International Electrotechnical Commission* (IEC) e a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), por exemplo. Para a outorga de autorização da ANEEL, as exigências são semelhantes. Assim, embora baseadas no Manual para Empreendimentos Fotovoltaicos, as certificações atendem ambas as entidades do setor elétrico. Também serão mostrados os métodos e critérios adotados para o estudo de caso do próximo capítulo.

Para elaborar a Certificação de Produção Anual de Energia, é interessante apresentar à empresa certificadora o maior número de informações possíveis sobre o empreendimento. No entanto, alguns arquivos são indispensáveis, como os dados de medição solarimétrica; o arranjo geral (ou *layout*); o diagrama unifilar; os *datasheets* do módulo fotovoltaico, do inversor e do rastreador; e a configuração do sistema, com a descrição dos arranjos fotovoltaicos.

Durante o pedido de outorga na ANEEL, dentro do ACL, é necessário descrever a concepção técnica da UFV (Usina Solar Fotovoltaica). Estes requisitos também são objetos de exigência da EPE, que descreve em seu Manual para Empreendimentos Fotovoltaicos a necessidade que a certificação de produção anual de energia apresente, como concepção técnica da UFV, a quantidade de módulos dispostos em série, a quantidade de séries de módulos conectadas em paralelo, a quantidade de módulos por arranjo, a quantidade de unidades geradoras, o tipo de estrutura utilizada nos módulos, o espaçamento entre fileiras de módulos e o ângulo de inclinação ou ângulo máximo de giro destas estruturas.

Para formar-se o arranjo fotovoltaico, os módulos são, normalmente, conectados em série, produzindo a tensão de saída desejada. Com a conexão em série, a corrente que passa pelos módulos é a mesma e a tensão de saída do arranjo é a soma das tensões em cada módulo. O projetista precisa garantir que a tensão de operação dos módulos está dentro da faixa indicada pelo fabricante.

As séries de módulos fotovoltaicos serão conectadas aos inversores. Estes, por sua vez, possuem limitações quanto a corrente máxima de entrada. Assim, é comum que as séries de módulos fotovoltaicos sejam conectadas em paralelo com o inversor, de modo que a tensão permaneça a mesma e que a corrente de entrada não supere os limites intrínsecos do inversor.

Seja como for o tipo de arranjo que o projetista escolha para a UFV, é necessário registrar a quantidade de módulos utilizados em cada arranjo. Quando mais de um tipo de arranjo é escolhido para um projeto, a certificação precisa citar as características de cada tipo de arranjo.

A unidade geradora da usina é o equipamento responsável pela produção da energia elétrica. Em uma usina solar fotovoltaica, a conversão da energia elétrica em corrente alternada é executada pelo inversor. Assim, adota-se como unidade geradora o próprio inversor. Tanto a ANEEL como a EPE consideram a quantidade de unidades geradoras de uma UFV como equivalente ao número de inversores do grupo de geração do projeto.

A estrutura de sustentação dos arranjos fotovoltaicos é extremamente importante para uma UFV, seja ela do tipo fixa ou com rastreamento (*trackers*). A certificação precisa citar não somente o tipo de estrutura, como a quantidade de eixos (caso seja do tipo com rastreamento) e as suas principais características físicas, como suas medidas físicas, quantidade de módulos por fileira, entre outros.

As fileiras, ou séries de módulos fotovoltaicos, precisam ser espaçadas na área dos arranjos com o objetivo de eliminar ou minimizar o efeito do sombreamento que uma fileira pode causar na outra. O projetista pode encontrar o espaçamento ideal realizando simulações com ferramentas computacionais, como o próprio *PVSyst*, que será utilizado neste trabalho. O ideal é encontrar o espaçamento onde o sombreamento não afeta significativamente a produção da energia e o espaço disponível para disposição dos arranjos é utilizado de maneira otimizada. O espaçamento entre fileiras também é chamado de *pitch* e varia conforme a região de implantação, relevo e as dimensões do próprio módulo fotovoltaico.

No caso das estruturas de rastreamento, ou *trackers*, é necessário informar o ângulo máximo de giro que a estrutura

fornece aos módulos. Comumente, o ângulo de inclinação de um *tracker* de um eixo N-S varia entre  $-60^\circ$  e  $+60^\circ$ . Também é necessário informar o azimute dos módulos, bem como a orientação, ou seja, se serão dispostos no formato retrato ou paisagem.

A potência final instalada de uma UFV é calculada a partir da soma das potências de cada uma de suas unidades geradoras, ou seja, das potências nas saídas de cada um dos inversores. Como a potência dos inversores varia com a temperatura, é necessário avaliar se é necessário limitar a potência para que esta seja condizente com a temperatura a qual o inversor irá operar. Caso haja a limitação de potência, a certificação precisa sinalizar qual o Fator de Capacidade Máxima –  $FC_{max}$  do projeto. Segundo o Manual para Empreendimentos Fotovoltaicos da EPE, o  $FC_{max}$  é definido como o “valor que, quando multiplicado pela potência final instalada, fornece a potência máxima equivalente à operação contínua da usina”. O valor de  $FC_{max}$  pode variar de 0 a 100%”.

Adicionalmente, para estimar a produção dos geradores, as perdas devem ser estimadas e descontadas no processo de cálculo. O levantamento das componentes de perdas é uma das etapas relevantes no processo de certificação da produção. Os tópicos a seguir descrevem os principais tipos de perdas e o método de valoração.

#### 2.1 Cálculo de Perdas

A produção anual de energia que é certificada é calculada a partir do ano de referência. Os cálculos são feitos considerando as Condições Padrão de Teste, ou *Standard Test Conditions* (STC), cujos parâmetros de irradiância, temperatura e espectro solar normalizado são pré-definidos em  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$  e AM (*Air Mass*) 1.5, respectivamente. A seguir apresenta-se as perdas calculadas ou estimadas conforme metodologia de referência para o cálculo da produção anual de energia.

##### 2.1.1 Perdas Angulares

Quando a luz solar incide sobre as placas fotovoltaicas, parte da radiação é absorvida e penetra nas células fotovoltaicas e produz energia e parte é refletida. As perdas angulares são a estimativa do quanto de energia é refletida pelas células fotovoltaicas. As perdas angulares podem ser calculadas a partir das informações do fabricante sobre o módulo fotovoltaico utilizado na simulação.

##### 2.1.2 Perdas Espectrais

As perdas espectrais podem ser definidas como: “Perdas resultantes da composição espectral da luz solar incidente sobre os módulos ser diferente do espectro AM 1.5”, conforme definição do manual para empreendedores (EPE, 2021). Os softwares de simulação solar fotovoltaica usualmente são dotados de ferramenta para estimar a correção do espectro solar incidente nas placas fotovoltaicas, sendo necessário o detalhamento e as correções espectrais de acordo com as diferentes tecnologias. Para módulos monocristalinos de silício, utilizado no estudo de caso deste trabalho, a dependência do espectro solar incidente é extremamente fraca e, portanto, é negligenciada. Assim, neste caso, as perdas espectrais são nulas.

##### 2.1.3 Perdas Por Temperatura

As células fotovoltaicas podem ter sua eficiência reduzida por causa da alteração em sua temperatura de operação. O parâmetro que caracteriza as perdas por temperatura provém

do balanço de energia entre a temperatura ambiente e a temperatura das células fotovoltaicas devido a incidência solar. O fator de perdas por temperaturas depende de uma componente constante ( $U_c$ ) e uma componente proporcional a velocidade do vento ( $U_v$ ). No entanto, as componentes  $U_c$  e  $U_v$  não são simples de serem calculadas, por dependerem diretamente da forma como serão montados e dispostos os módulos fotovoltaicos. Assim, no *PVSyst* há três valores padrão independentes da velocidade do vento, obtidos a partir de medições em diversas instalações. São eles:  $U_c = 29 \text{ W/m}^2\text{K}$ , para sistemas com circulação de ar ao redor dos coletores;  $U_c = 15 \text{ W/m}^2\text{K}$ , para sistemas cuja parte traseira é totalmente isolada e não há circulação de calor;  $U_c = 20 \text{ W/m}^2\text{K}$ , para casos intermediários.

Para a situação do estudo de caso deste trabalho, o valor para sistemas com circulação de ar ao redor dos coletores é mais adequado uma vez que os arranjos fotovoltaicos serão colocados em estruturas metálicas, do tipo rastreador, instaladas no solo.

#### 2.1.4 Perdas por Sujeira

O acúmulo de poeira, poluição, excreção de animais e diversas outras partículas sobre os módulos fotovoltaicos reduzem a produção de energia, ao que se denomina de perdas por sujeira. A estimativa de redução de energia causada pela sujeira precisa considerar a diferença de produção de energia nos módulos limpos e nos módulos sujos. Os módulos podem ser limpos de duas formas: através da limpeza pela equipe de operação e manutenção, e através da limpeza natural pela chuva.

O método mais adequado para estimar o quanto o fator sujeira influencia na produção da energia é por meio de testes no local, através de medições e comparações. No entanto, é possível afirmar que as perdas por sujeira em sistemas fotovoltaicos costumam ser menores que 2,0 % (THEVENARD, 2010). Portanto, ainda que de maneira conservadora, pode-se adotar referencialmente o valor de 2,0% para o índice de perdas por sujeira durante a simulação energética.

#### 2.1.5 Perdas por Sombreamento

As perdas por sombreamento devem considerar tanto o sombreamento causado por obstáculos no terreno (árvores, edificações etc.) como o sombreamento que uma placa fotovoltaica pode causar na outra. O programa *PVSyst* possui uma ferramenta que permite representar o arranjo fotovoltaico, na localidade indicada e que, ao simular a trajetória solar do local, consegue estimar as perdas causadas pelo sombreamento. Com a caracterização da cena, é possível estimar o fator de perdas que o sombreamento causa na produção de energia via simulação.

#### 2.1.6 Perdas por Degradação Anual dos Módulos ao Longo do Período Contratual

Com o passar dos anos, ocorre a degradação natural dos equipamentos utilizados. Em um sistema fotovoltaico, os equipamentos mais afetados são os cabos condutores, eventualmente, os inversores, e, em especial, os módulos fotovoltaicos.

Os fabricantes de placas fotovoltaicas costumam indicar uma vida útil de 25 anos para seus produtos, tempo superior a duração da maior parte dos contratos de comercialização de energia. No entanto, ao longo dos anos o rendimento do sistema decai tanto em função da perda de eficiência dos

módulos quanto com o aumento da incompatibilidade entre eles, uma vez que os módulos não degradam de maneira idêntica. Não há um consenso sobre o fator de perdas por degradação, ainda que os fabricantes indiquem uma perda de eficiência em torno de 20% após 25 anos de uso.

O *PVSyst* possui uma ferramenta que permite simular a degradação anual em um determinado ano da vida útil da placa. Entretanto, a simulação é realizada para um ano em específico. As perdas por degradação são consideradas a partir do segundo ano útil da UFV, uma vez que, no primeiro ano, apenas as perdas por LID (perdas na performance nas primeiras horas de exposição ao sol = LID – *Light Induced Degradation*) precisam ser calculadas.

Estudos mostram que módulos cristalinos de silício, como o utilizado no estudo de caso deste trabalho, degradam menos de 0,5% ao ano (THEVENARD, 2010). Assim, de maneira conservadora, adota-se o valor de 0,5% para as perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratual.

#### 2.1.7 Perdas por Mismatch

Como usualmente utiliza-se uma elevada quantidade de módulos fotovoltaicos em uma UFV, é necessário considerar as diferenças que existem entre os módulos. Ou seja, mesmo se tratando de módulos de mesmo fabricante e mesmo modelo, haverá diferenças em suas características elétricas. A incompatibilidade entre os módulos, ou *mismatch*, resultam em perdas na produção anual de energia.

É possível determinar as perdas por *mismatch* utilizando um traçador de curvas I-V dos módulos. A variação percentual entre a curva do módulo que apresenta o maior valor de potência de pico e a curva do módulo que apresenta a menor potência de pico é considerada o fator de perdas (AUGUSTO TONOLO, 2019).

No projeto avaliado foi utilizada a ferramenta “*Graphical tool for the array’s electrical behaviour study in various conditions*” que, a partir do agrupamento dos arranjos, das condições externas e das características elétricas da folha de dados do módulo, são geradas as curvas I-V e as estimativas de perdas por *mismatch*.

#### 2.1.8 Perdas por Tolerância sobre a Potência Nominal dos Módulos

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos informam a tolerância sobre o valor de potência nominal, no *datasheet* ou folha de dados de cada equipamento. O fator de perdas causadas por essa tolerância expressa a confiança no valor informado pelo fabricante.

O arquivo referente ao módulo escolhido para o estudo de caso informa a faixa de tolerância entre 0 e +3%.

#### 2.1.9 Perdas Ôhmicas na Cablagem

Para a estimativa de produção anual de energia de uma UFV, a EPE exige que sejam consideradas as perdas elétricas causadas pela resistência dos condutores nos trajetos entre os módulos para a formação dos arranjos e no trajeto entre os arranjos à entrada no inversor, ou seja, as perdas elétricas no circuito em corrente contínua. O *PVSyst* possui uma ferramenta para estimativa da resistência equivalente do circuito em corrente contínua (CC), onde é necessário informar dados médios de comprimento dos condutores entre os módulos fotovoltaicos e entre os arranjos até o inversor bem como sua seção transversal, o que, teoricamente, forneceria a

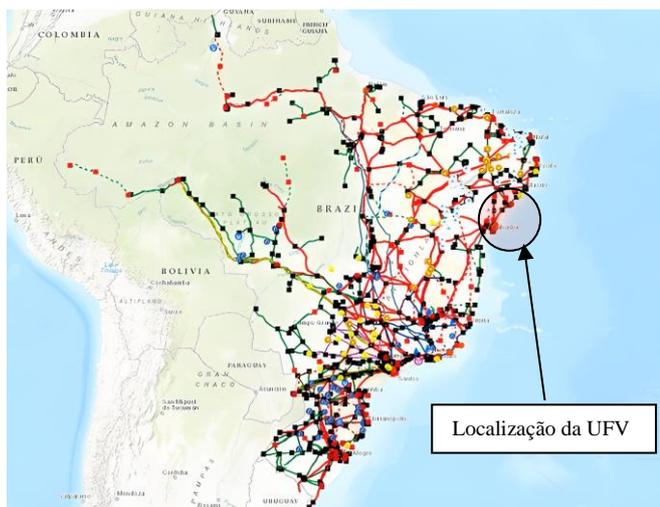


Fig. 2: Localização da UFV do Estudo de Caso (Fonte: Webmap EPE, 2022).

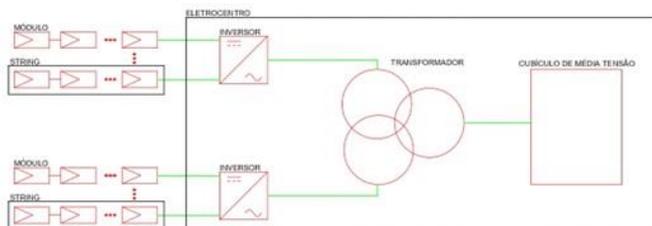


Fig. 3: Diagrama unifilar esquemático do sistema. (Fonte: Autor).

resistência equivalente do sistema. A ferramenta, no entanto, possui limitações. Como os circuitos possuem comprimentos diferentes entre si, o cálculo da resistência do sistema precisaria considerar um circuito representativo, como se um único condutor fosse utilizado, a partir da corrente de operação. Esta limitação resulta em valores simulados diferentes dos aferidos por meio de medição, uma vez que estes valores de comprimentos dos condutores variam bastante, dependendo de como os módulos estarão dispostos no solo e qual o espaço disponível para os arranjos. O comprimento também varia em função da posição de um arranjo em relação ao inversor onde irá se conectar.

Além das perdas elétricas CC, também devem ser calculadas as perdas em corrente alternada (CA), correspondente a potência dissipada entre a saída do inversor até o transformador de média tensão e do transformador até o ponto de injeção na rede.

Em meio a tantas variáveis, projetistas costumam utilizar, com base no histórico/experiência das observações em projetos implantados, valores típicos de perdas ôhmicas, que representam a energia perdida no cabeamento na maior parte dos sistemas fotovoltaicos. Assim, os valores adotados costumam ser de 1,0% para as perdas CC e 0,5% para as perdas CA.

#### 2.1.10 Perdas por Eficiência do Inversor

As perdas pela eficiência do inversor correspondem às perdas na conversão CC/CA causada pela eficiência do equipamento. Durante a simulação, a partir das curvas de potência do inversor, as simulações avaliam a operação do inversor e estimam as perdas causadas pela sua ineficiência (que depende das características construtivas de cada equipamento).

#### 2.1.11 Perdas por Controle de Potência Máxima – MPPT

Durante a simulação, podem ocorrer ajustes operativos na potência do inversor, o que causa diferença entre a potência máxima atingível e a potência de operação. Como o *software* tem acesso às curvas de potência do inversor, estes ajustes, sejam eles por limitação de corrente, tensão ou potência, são realizados automaticamente via simulação.

#### 2.1.12 Perdas por Degradação Inicial dos Módulos

Em módulos cristalinos, podem ocorrer perdas no desempenho nas primeiras horas de exposição ao sol. Essa queda na eficiência é chamada de LID (*Light Induced Degradation*). Usualmente é difícil obter dados sobre os efeitos do LID na performance do sistema fotovoltaico (PVSystem, 2022).

Estima-se que a porcentagem de perdas pela degradação inicial seja entre 1,0% e 3,0%. Neste trabalho, utiliza-se o valor padrão sugerido pelo *software*, de 2,0%.

#### 2.1.13 Perdas por Nível de Irradiância

Como dito anteriormente, na STC a irradiância é de 1000 W/m<sup>2</sup>. Com as variações do nível de irradiância, há variação na resposta dos módulos fotovoltaicos. O PVSystem calcula a variação da eficiência dos módulos em irradiâncias diferentes de 1000 W/m<sup>2</sup>, ou seja, em irradiâncias indicadas pelos dados solarimétricos, medidos ou satelitais, que são carregados no programa como dado de entrada para a simulação.

#### 2.1.14 Outras Perdas

O sistema fotovoltaico também está sujeito a perdas causadas pela indisponibilidade dos equipamentos envolvidos. Os fabricantes costumam indicar os índices de perdas de seus produtos. No sistema como um todo, as perdas por indisponibilidade são avaliadas em torno de 0,5% (THEVENARD, 2010).

### 3. ESTUDO DE CASO

Após realizar a estruturação dos dados, os cálculos de incertezas e perdas e com o *layout* da UFV disponível, conforme apresentado nos itens anteriores, inicia-se a etapa de inserir as características do futuro empreendimento de geração em um novo projeto conectado à rede no modelo computacional da UFV/*software* de simulação. A primeira etapa consiste em criar um projeto na localidade desejada e adicionar os parâmetros de orientação do sistema; configuração dos arranjos, com a seleção do módulo fotovoltaico e do inversor utilizado no projeto; valores de perdas calculados ou estimados; sombreamento. Após a inserção destes parâmetros principais, é possível executar a simulação energética. Como descrito anteriormente, o programa PVSystem foi a ferramenta computacional utilizada para subsidiar as análises do estudo de caso. Apresenta-se, a seguir, os passos para a simulação e estimativa de produção anual de energia. A Fig. 2 ilustra a localização aproximada da UFV do Estudo de Caso.

#### 3.1 Orientação das Estruturas

Após a leitura dos dados de medição, faz-se necessário indicar os parâmetros principais para a simulação. O primeiro é a indicação da orientação das estruturas, ou seja, se serão utilizadas estruturas fixas, ou rastreadores (*trackers*) com um eixo, rastreadores com dois eixos, entre outros. Neste projeto, a estrutura utilizada é do tipo rastreador com um eixo norte-sul. As condições de limitação do ângulo de seguimento são definidas pelo próprio fabricante. Já os parâmetros de *backtracking* são incluídos na simulação pelo programa após o usuário definir o cenário de sombreamento.

### 3.2 Configuração do Sistema

Na configuração do sistema são consolidadas as definições oriundas da etapa de *layout*, e que devem ser incluídas para a simulação. Para configurar um arranjo, é necessário selecionar os principais equipamentos a serem utilizados, ou seja, módulo fotovoltaico e inversor, e indicar a configuração do arranjo.

#### 3.2.1 Equipamentos Utilizados

As Tabelas 1 e 2 sintetizam as principais informações dos equipamentos utilizados neste estudo de caso. É importante ressaltar que a potência nominal do inversor é informada em kVA, ou seja, representa sua potência aparente. Para garantir que o inversor terá condições de realizar a compensação de reativos no projeto e atender aos requisitos dos Procedimentos de Rede, quanto ao fator de potência que deve ser atendido no PAC (Ponto de Acoplamento Comum = fronteira com a Rede Básica), utiliza-se um fator de potência no inversor. Neste estudo de caso, o fator de potência utilizado foi de 0,90. Assim, a potência ativa do inversor é 3.125,0 kW.

#### 3.2.2 Configuração dos Arranjos

O design, ou a configuração dos arranjos, deve ser informada nesta etapa. É preciso informar a quantidade de módulos em série e a quantidade de *strings*. Esta informação também é exigida pela EPE para constituir a certificação. A Fig. 3 mostra o diagrama unifilar da conexão entre os arranjos até o cubículo de média tensão do sistema. A Tabela 3 descreve a configuração dos arranjos.

#### 3.2.3 Sombreamento Próximo

A aba “*Near Shadings*” do programa permite estimar a porcentagem de perdas na produção anual de energia causada pelos obstáculos de sombreamento próximos aos arranjos e pelo sombreamento que um módulo pode causar em outro. Neste estudo de caso, não considerados os obstáculos de sombreamento próximos aos arranjos (árvores, edificações etc.), uma vez que estes obstáculos costumam ser eliminados para maximizar o potencial de geração do empreendimento. Assim, não se faz necessário representá-los durante a simulação computacional. A ferramenta, no entanto, é bastante útil para casos em que o obstáculo, por algum motivo seja ambiental ou contratual, não possa ser retirado. Assim, sua representação no cálculo das perdas por sombreamento é o mais indicado.

#### 3.2.4 Inserção dos Valores Considerados para Perdas

Na seção “*Detailed losses*”, ou perdas detalhadas, é possível inserir os valores calculados ou estimados para as seguintes perdas por temperatura, ôhmicas, por LID, por qualidade dos módulos, por *mismatch*, por sujeira, angulares, por degradação, por indisponibilidade e por correção espectral. As perdas por sombreamento podem ser calculadas na simulação a partir da construção da perspectiva 3D dos arranjos fotovoltaicos e dos obstáculos próximos a eles, caso existam.

A partir dos dados solarimétricos inseridos, das premissas e critérios adotados na simulação, e das perdas consideradas, o *PVSyst* estima a geração de energia da UFV. Os parâmetros gerais adotados na simulação são apresentados nas tabelas 4, 5 e 6.

## 4. RESULTADOS

Além da descrição do sistema fotovoltaico, o relatório de simulação apresenta os resultados obtidos com a simulação energética. Os principais resultados para a implantação de um novo empreendimento de geração fotovoltaica de energia são apresentados na Tabela 6 e nas Figs.4 a 6. A Energia Produzida é o

**Tabela 1: Características do módulo fotovoltaico.**

Fabricante	Trina Solar
Modelo	TSM DEG17MC.20(II)
Potência Pico ( $P_{MAX}$ )	440 Wp
Máxima Tensão ( $V_{MPP}$ )	41,1 V
Máxima Corrente ( $I_{MPP}$ )	10,71 A
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{OC}$ )	49,1 V
Corrente de Curto-Circuito ( $I_{SC}$ )	11,28 A
Eficiência do Módulo	19,9 %
Tecnologia da Célula Fotovoltaica	Monocristalina
Orientação da Célula Fotovoltaica	144 (6 x 24)
Dimensões do Módulo	2111 x 1046 x 30 mm
Peso	28,6 kg
Temperatura Nominal	41°C ( $\pm 3^{\circ}C$ )
Coefficiente de Temperatura de $P_{MAX}$	-0,35%/°C
Coefficiente de Temperatura de $V_{OC}$	-0,25%/°C
Coefficiente de Temperatura de $I_{SC}$	0,04%/°C

**Tabela 2: Características do inversor.**

Fabricante	Sungrow
Modelo	SG3125HV-20
Máxima Tensão de Entrada CC	1500 V
Mínima Tensão de Entrada CC	875 V
Tensão Nominal de Entrada CC	1120 V
Faixa de Tensão Nominal – MPP	875 – 1300 V
Número de Entradas CC	21
Máxima Corrente de Entrada CC	4178 A
Potência Nominal de Saída CA	3437 kVA a 45°C
Potência Máxima de Saída CA	3593 kVA a 25°C
Máxima Corrente de Saída CA	3458 A
Tensão Nominal CA	600 V
Ajuste do Fator de Potência	0,8 cap. – 0,8 ind.
Máxima Eficiência	99,0 %
Dimensões	2991 x 2591 x 2438 mm
Peso	6,5 T

**Tabela 3: Configuração dos arranjos.**

Quantidade de módulos por string	30
Quantidade de strings por inversor	300
Quantidade de módulos por inversor	9000
Potência pico de um arranjo	3960 kWp
Potência total de um arranjo	3125 kW
Quantidade de inversores da UFV	16
Quantidade de módulos da UFV	144000
Potência pico da UFV	63360 kWp
Potência total da UFV	50000 kW

principal resultado da simulação. Esta é a estimativa de energia que o projeto estudado deve ser capaz de produzir. Já o erro relativo refere-se à comparação entre o resultado obtido neste trabalho e os resultados apresentados na certificação do empreendimento, neste caso, os valores de referência. A taxa de desempenho do sistema é também chamada de *Performance Ratio*.

Os gráficos que representam os principais resultados são apresentados a seguir. A Fig. 4 ilustra a produção normalizada mensal de energia, ou seja, por kWp instalado, ao longo dos meses do ano. A potência nominal, em kWp, apresentada no canto superior direito do gráfico, representa o somatório das potências nominais dos módulos fotovoltaicos da UFV.

A Fig. 5 apresenta a variação da taxa de desempenho (PR - *Performance Ratio*) do sistema ao longo dos meses do ano. A PR expressa o quão próximo da potência nominal o sistema é capaz de operar. Um sistema isento de perdas possuiria taxa de performance unitária. Por fim, no gráfico da Fig. 6, também representado no Quadro 1, apresenta-se o diagrama de perdas do sistema simulado.

**Tabela 4: Características do sistema.**

Características do sistema conectado à rede	
Orientação do arranjo	Plano do rastreador, horizontal com eixo N-S
Eixo do azimute	0°
Características do sistema de rastreadores	
Nº de rastreadores	1600
Pitch	11 m
Ângulo de inclinação	-60° / +60°

**Tabela 5: Características do arranjo fotovoltaico.**

Módulo Fotovoltaico	
Fabricante	Trina Solar
Modelo	TSM-440DEG17MC.20(II)
Potência Unitária Nominal	440 Wp
Número de módulos fotovoltaicos	144000
Potência (STC)	63,36 MWp
Configuração dos arranjos	4800 Strings x 30 séries
Área ocupada pelos módulos	317967 m <sup>2</sup>
Inversor	
Fabricante	Sungrow
Modelo	SG3125-HV-20
Potência Unitária Nominal	3125 kWac
Número de inversores	16
Potência Total	50000 kWac
Tensão de operação	875-1300 V
Potência Máxima (≥25°C)	3593 kWac
Relação DC:AC	1,27

**Tabela 6: Resultados principais.**

Resultados	Valor calculado	Valor de referência	Erro Relativo
Energia Produzida	133.879 MWh/ano	133.439 MWh/ano	+0,33%
Produção Específica	2.113 kWh/kWp/ano	2.106 kWh/kWp/ano	+0,33%
Performance Ratio (PR)	85,86%	86,00%	-0,16%

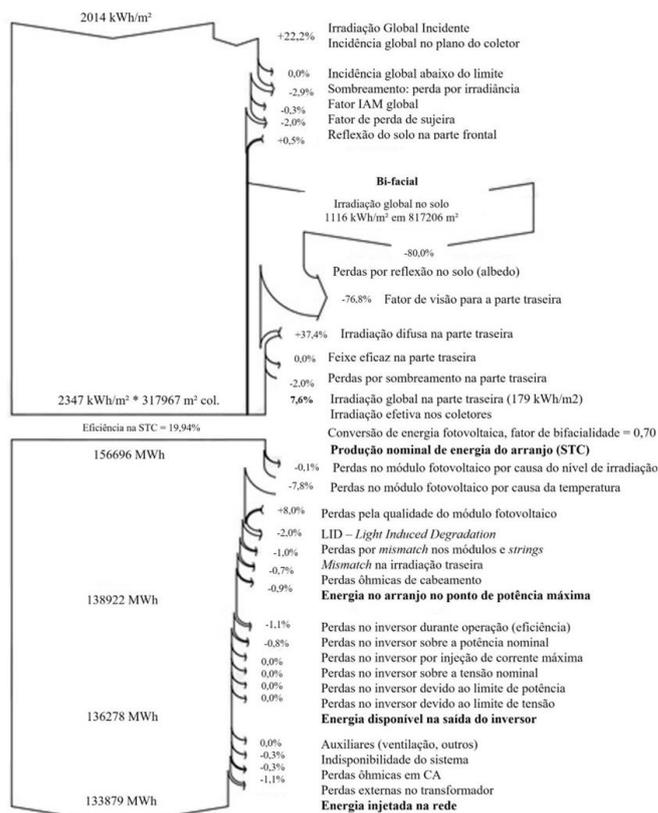


Fig. 6: Diagrama de perdas ao longo de todo o ano da Usina Solar Fotovoltaica.

Os ganhos devido à utilização de módulos bifaciais são representados com um sinal positivo no diagrama. Este diagrama permite compreender a influência dos parâmetros considerados na simulação no resultado de estimativa de produção anual de energia do sistema.

## 5. CONCLUSÕES

Dentre as várias etapas para o desenvolvimento de um projeto conceitual de geração centralizada de energia fotovoltaica, a elaboração da Certificação de Produção Anual de Energia é uma das mais importantes. Com os equipamentos e o layout definidos, a certificação permite que o empreendedor ateste o potencial de geração de energia do projeto.

É a previsão de geração de energia, contida na Certificação, que permitirá que o projeto seja levado ao mercado de energia e torne-se competitivo, até que seja objeto contratual, no ACR ou ACL, e passe a ser executado. Os resultados obtidos neste trabalho forneceram a produção em MWh que o caso estudado tem potencial para gerar em um ano. Este parâmetro, bem como a taxa de performance (PR = Performance Ratio), acompanharão o projeto enquanto ele mantiver as características consideradas na simulação energética.

É válido salientar que estes resultados obtidos no estudo de caso deste trabalho foram comparados com a Certificação de Produção Anual de Energia real do empreendimento, que foi cedida para fins acadêmicos para tornar os ganhos deste relatório coerentes com as medições reais, e constituem a terceira coluna da Tabela 6. Por restrições de confidencialidade, a Certificação de Produção Anual de Energia real do empreendimento não é citada nas referências deste trabalho. De qualquer maneira, considerando a metodologia apresentada neste documento, foi possível obter,

Produção Normalizada (por kWp instalado): Potência Nominal 63360 kWp

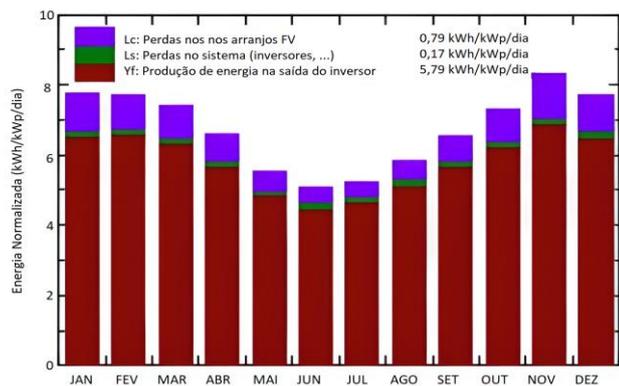


Fig. 4: Produção normalizada mensal de energia.

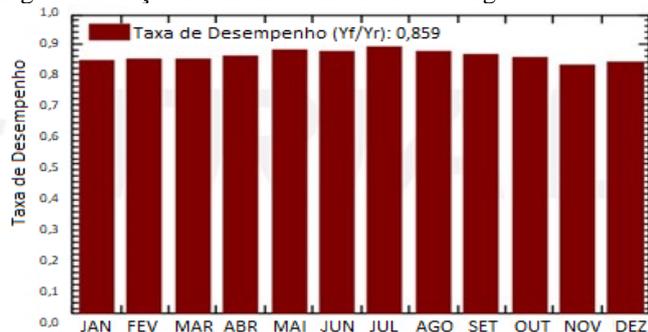


Fig. 5: Taxa de Desempenho ou Performance Ratio.

<b>2.014 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Irradiação Global Incidente	+22,2%
Irradiação Global abaixo do limite	0,0%
Sombreamento: perda por irradiação	-2,9%
Fator IAM global	-0,3%
Fator de perda de sujeira	-2,0%
Reflexão do solo na parte frontal	+0,5%
<b>Bi-facial</b>	
Irradiação global no solo: 1.116 kWh/m <sup>2</sup> em 817.206 m <sup>2</sup>	
Perdas por reflexão no solo (albedo)	-80,0%
Fator de visão para a parte traseira	-76,8%
Irradiação difusa na parte traseira	+37,4%
Feixe eficaz na parte traseira	0,0%
<b>2.347 kWh/m<sup>2</sup> * 317.967 m<sup>2</sup> (coletores)</b>	
Conversão de energia fotovoltaica, fator de bifacialidade = 0,7	
<b>Produção nominal de energia no arranjo (STC)</b>	
Eficiência na STC = 19,94%	
<b>156.696 MWh</b>	
Perdas no módulo fotovoltaico por nível de irradiação	-0,1%
Perdas no módulo fotovoltaico por temperatura	-7,8%
Perdas pela qualidade do módulo fotovoltaico	+8,0%
LID - <i>Light Induced Degradation</i>	-2,0%
Perdas por <i>mismatch</i> nos módulos e <i>strings</i>	-1,0%
Perdas ôhmicas de cabeamento	-0,9%
<b>Energia no arranjo no ponto de potência máxima:</b>	
<b>138.922 MWh</b>	
Perdas no inversor durante operação (eficiência)	-1,1%
Perdas no inversor sobre a potência nominal	-0,8%
Perdas no inversor por injeção de corrente máxima	0,0%
Perdas no inversor sobre a tensão nominal	0,0%
Perdas no inversor devido ao limite de potência	0,0%
Perdas no inversor devido ao limite de tensão	0,0%
<b>Energia disponível na saída do inversor: 136.278 MWh</b>	
Auxiliares (ventilação, outros)	0,0%
Indisponibilidade do sistema	-0,3%
Perdas ôhmicas CA	-0,3%
Perdas externas no transformador	-1,1%
<b>Energia injetada na rede: 133.879 MWh</b>	

Quadro 1: Diagrama de perdas da Usina Solar Fotovoltaica.

por meio de simulação, resultados próximos aos valores reais. Ainda que mantido o esforço para tornar este trabalho o mais próximo do documento elaborado pelas empresas certificadoras, foram encontradas algumas limitações e dificuldades para a execução do estudo de caso. A principal limitação é a escassez de trabalhos que forneçam referências para os parâmetros no Brasil. Academicamente, no Brasil tem-se explorado com maior intensidade a geração distribuída (GD). Por outro lado, na modalidade da geração centralizada (GC), a maior parte das referências práticas encontradas ainda são baseadas em usinas de países da América do Norte e da Europa.

#### AGRADECIMENTOS

A Nexial Consultoria em Energia e a Carpe Vie Engenharia pelo fornecimento dos dados e ferramentas que permitiram a execução das simulações.

#### REFERÊNCIAS

ANEEL. Resolução Normativa no 876 de 10 de março de 2020. Disponível em: <<https://tinyurl.com/REN-876>>. Acesso em: 18 jan. 2022.

ANEEL. Brasil termina 2021 com maior acréscimo em potência instalada desde 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/3HGOFyi>>. Acesso em: 18 jan. 2022.

ATOS DO PODER LEGISLATIVO. Lei no 14.300 de 06 de janeiro de 2022 - Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Disponível em: <<https://tinyurl.com/Lei-14300>>. Acesso em: 18 jan. 2022.

AUGUSTO TONOLO, É. ANÁLISE DOS FATORES DE PERDAS NOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DA UTFPR CAMPUS CURITIBA. Disponível em: <<https://tinyurl.com/Augusto-E>>. Acesso em: 5 mar. 2022.

CAMERON, C.; BOYSON, W.; RILEY, D. 33 rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference Comparison of PV System Performance-Model Predictions with Measured PV System Performance. Disponível em: <<https://tinyurl.com/33rd-IEEE>>. Acesso em: 19 mar. 2022.

EPE. Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica. Dezembro de 2021 Disponível em: <<https://tinyurl.com/Leiloes-de-Energia>>. Acesso em: 18 jan. 2022.

EPE. Webmap. Disponível em: <<https://tinyurl.com/WebMapEPE>>. Acesso em: 25 mar. 2022.

GUEYMARD, C. A. FROM GLOBAL HORIZONTAL TO GLOBAL TILTED IRRADIANCE: HOW ACCURATE ARE SOLAR ENERGY ENGINEERING PREDICTIONS IN PRACTICE? Disponível em: <<https://tinyurl.com/Gueymard>>. Acesso em: 19 mar. 2022.

GÜNTER PRANGE, N. Análise de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Baseados em Silício Monocristalino e Policristalino. Disponível em: <<https://tinyurl.com/Gunter-Prange>>. Acesso em: 31 jan. 2022.

IRENA. Solar energy. Disponível em: <<https://tinyurl.com/IRENA-2020>>. Acesso em: 01 ago. 2022. MME and EPE (2022)

JOSÉ SERAPHIM, O. et al. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS MONO E POLICRISTALINOS EM FUNÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR GLOBAL. Disponível em: <<https://tinyurl.com/Jose-Seraphim>>. Acesso em: 31 jan. 2022.

MACHADO DE ALMEIDA, P. Condicionamento da Energia Solar Fotovoltaica para Sistemas Interligados à Rede Elétrica. Disponível em: <<https://tinyurl.com/Machado-De-Almeida>>. Acesso em: 25 jan. 2022.

MIRANDA, D. R. DE; ARAÚJO, Ê. V. DE; CASTRO, O. DE. ANÁLISE DO RECURSO SOLAR DE LONGO PRAZO NA CIDADE DE SÃO JOÃO DO RIO DO PEIXE, SERTÃO DA PARAÍBA. Disponível em: <<https://tinyurl.com/Recurso-Solar>>. Acesso em: 4 jan. 2022.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2031. Disponível em: <<https://tinyurl.com/2031-PDE>> Acesso em: 27 fev. 2022.

PEREZ, R. et al. MODELING DYLIGHT AVAILABILITY AND IRRADIANCE COMPONENTS FROM DIRECT AND GLOBAL IRRADIANCE. Disponível em: <<https://tinyurl.com/Perez-Ineichen>>. Acesso em: 19 mar. 2022.

PVSYST. Photovoltaic software - Manual. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>>. Acesso em: 01 abr. 2022.

RAMPINELLI, G. A.; KREZINGER, A.; ROMERO, F. C. Description and Analysis of Inverters Used in Photovoltaic Systems. Disponível em: <<https://tinyurl.com/Analysis-of-Inverters>>. Acesso em: 1 fev. 2022.

SEE/EPE, SUPERINTENDÊNCIA DE ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS. Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Disponível em: <<https://tinyurl.com/MMGD-2031>>. Acesso em: 27 fev. 2022.

THEVENARD, D. UNCERTAINTY IN LONG-TERM PHOTOVOLTAIC YIELD PREDICTIONS. Disponível em: <<https://tinyurl.com/Thevenard-D>>. Acesso em: 19 mar. 2022.