



Artigo Original

e-ISSN 2177-4560

DOI: 10.19180/2177-4560.v16n12022p197-222

Submetido em: 08 jun. 2021

Aceito em: 26 dez. 2022

Geração distribuída por energia solar fotovoltaica e mitigação de CO₂: um estudo de caso no Instituto Federal Fluminense campus Campos-Guarus

Distributed generation by photovoltaic solar energy and CO₂ mitigation: a case study at the Fluminense Federal Institute campus Campos Guarus

Generación distribuida por energía solar fotovoltaica y mitigación de CO₂: un caso de estudio en el Instituto Federal Fluminense Campus Campos Guarus

Bruno Fernandes Verediano  <https://orcid.org/0000-0003-3171-6151>

Instituto Federal Fluminense

Bacharel em Engenharia Ambiental pelo Instituto Federal Fluminense

E-mail: brverediano@gmail.com

Luiz Fernando Rosa Mendes Mendes  <https://orcid.org/0000-0002-2330-4766>

Instituto Federal Fluminense

Doutor em Ciências Naturais (UENF). Professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Fluminense - Campos dos Goytacazes - RJ - Brasil.

E-mail: lfmendes@iff.edu.br

Resumo: No governo federal, o Ministério da Educação (MEC) é responsável por 32,2% do consumo de eletricidade e, dentro da estrutura do ministério, a Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica (RFEPCT) contribui com 19,9% dos gastos com esse insumo. Todavia, mediante tal realidade a RFEPCT vem articulando a mitigação desses gastos e o aumento da sustentabilidade. Diante do exposto, o presente trabalho tem como finalidade propor a implantação de sistema de produção de energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica (ESFV-CR) no Instituto Federal Fluminense (IFF) campus Campos-Guarus, estimando a produção de energia elétrica, em kWh, e a mitigação de CO₂. A partir da metodologia proposta, foi feito um estudo de caso que utilizou dados de consumo de energia elétrica do campus no ano de 2019 e para modelagem do sistema de ESFV-CR utilizou-se o software PVSyst (versão 6.84 – DEMO). Dessa maneira, foi possível estimar dois sistemas independentes com áreas de 100m² e 120m² de módulos fotovoltaicos (MFV), capazes de fornecer uma produção anual de energia elétrica 58.370 kWh, gerando uma economia anual de R\$ 66.320,38 e mitigar 52,2 tCO₂ ao longo de 30 anos.

Palavras-chave: Energia elétrica. Energia Fotovoltaica. CO₂. IFF. PVSyst.

Abstract: In the federal government, the Ministry of Education (ME) is responsible for 32.2% of electricity consumption and within the structure of the ministry, the Federal Network for Professional, Scientific and Technological Education (FNPSTE) contributes with 19.9% of spending on that input. However, through this reality, FNPSTE has been articulating the mitigation of these expenses and the increase of sustainability. In view of the above, the present work aims to propose the implementation of a photovoltaic solar energy production system connected to the electrical network (PSE-CN) at the Federal Fluminense Institute (FFI) Campos-Guarus campus, estimating the production of electrical energy, in kWh, and CO₂ mitigation. Based on the proposed methodology, a case study was carried out using data from campus electricity consumption in 2019 and the PVSyst software

(version 6.84 - DEMO) was used to model the ESFV-CR system. In this way, it was possible to estimate two independent systems with areas of 100m² and 120m² of photovoltaic modules (PVM), capable of providing an annual electricity production of 58,370 kWh, generating an annual savings of R \$ 66,320.38 and mitigating 52.2 tCO₂ over 30 years.

Keywords: Electricity. Photovoltaics. CO₂. FFI. PVSyst.

Resumen: En el gobierno federal, el Ministerio de Educación (MEC) es responsable del 32,2% del consumo eléctrico y dentro de la estructura del Ministerio, la Red Federal de Educación Profesional, Científica y Tecnológica (RFEPECT) aporta el 19,9% del gasto en esa entrada. Sin embargo, a través de esta realidad, RFEPECT ha ido articulando la mitigación de estos gastos y el aumento de la sostenibilidad. En vista de lo anterior, el presente trabajo tiene como objetivo proponer la implementación de un sistema de producción de energía solar fotovoltaica conectado a la red eléctrica (ESFV-CR) en el Instituto Federal Fluminense (IFF) campus Campos-Guarus, estimando la producción de energía eléctrica, en kWh, y mitigación de CO₂. Con base en la metodología propuesta, se realizó un estudio de caso utilizando datos del consumo eléctrico del campus en 2019 y se utilizó el software PVSyst (versión 6.84 - DEMO) para modelar el sistema ESFV-CR. De esta manera, fue posible estimar dos sistemas independientes con áreas de 100m² y 120m² de módulos fotovoltaicos (MFV), capaces de proporcionar una producción anual de electricidad de 58.370 kWh, generando un ahorro anual de R \$ 66.320,38 y mitigando 52,2 tCO₂ sobre 30 años.

Palabras clave: Energia electrica. Fotovoltaica. CO₂. IFF. PVSyst.

1 Introdução

O uso de energia elétrica é essencial para manutenção da sociedade e economia atual (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014). Entretanto, a produção de energia elétrica por meio de combustíveis fósseis contribui para o agravamento das mudanças climáticas globais. Nesse sentido, é iminente a substituição dos combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia, buscando assim uma sustentabilidade ambiental mediante uma economia de baixo carbono como foi acenado no Acordo de Paris, em 2015, na 21^a Conferência das Partes (COP21) (LIMA, *et al.*, 2020).

Então, o governo brasileiro, em 2016, ratificou o Acordo de Paris por meio do Decreto legislativo nº 140 de 17 de agosto de 2016, comprometendo-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 37% até 2025, na comparação com os níveis registrados de 2005; e em 43% até 2030. No que tange à energia, o país se dispôs a ampliar o uso das fontes renováveis de energia (FRE), tais como a eólica, biomassa e a solar (BRASIL, 2016).

Por conseguinte, políticas públicas foram tomadas no sentido de expandir as outras FRE além da hídrica. Dentre elas, destacam-se: a elaboração de leilões de energia específicos para tais fontes renováveis (eólica); a implementações de Resoluções Normativas (RNs) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para geração distribuída (GD); e a isenção de impostos para equipamentos utilizados nos sistemas de energia solar fotovoltaica conectada à rede (ESFV-CR) (LUNA *et al.*, 2019; EPE, 2019).

Por outro lado, analisando os dados do Painel de Custeio Administrativo do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, no ano de 2019, observa-se que o próprio governo brasileiro necessita otimizar o uso de energia elétrica, uma vez que foram gastos R\$ 2.564.308.546,00 com esse insumo, sendo o Ministério da Educação (MEC) responsável por 32,3% do valor total (R\$ 829.069.709,00). Nota-se que, no MEC, o maior gasto com eletricidade é proveniente das Universidades Federais, o qual representou 46,8% (R\$ 4.152.532.529,00) do total, seguido da Rede Federal de Educação Profissional,

Científica e Tecnológica (RFEPCT) com 19,9% (R\$ 1.767.754.161,00). Dentro da RFEPCT, o Instituto Federal Fluminense (IFF) teve um custeio com energia elétrica de R\$ 51.146.902,00 (BRASIL, 2021). No *campus* Campos-Guarus do IFF, foco deste estudo, o custeio com energia elétrica foi de R\$ 480.931,00 (SILVA, 2020).

Por outro lado, a RFEPCT vem se articulando e buscando parcerias a partir do Programa para Desenvolvimento em Energias Renováveis e Eficiência Energética na Rede Federal (EnergIF) com o objetivo de “*incentivar ações de eficiência energética e a geração de energia por fontes renováveis em suas instituições, como também pesquisas e formação de profissionais para esse setor*” (ENERGIF, 2021).

Diante disso, o objetivo desse trabalho é propor a implantação de sistema de produção de ESFV-CR no IFF *campus* Campos-Guarus, estimando a produção de energia elétrica, em kWh, e a mitigação de CO₂ a partir dos sistemas e, assim mostrar contribuição positiva na redução do custeio e impacto ambiental referente ao consumo de eletricidade da instituição.

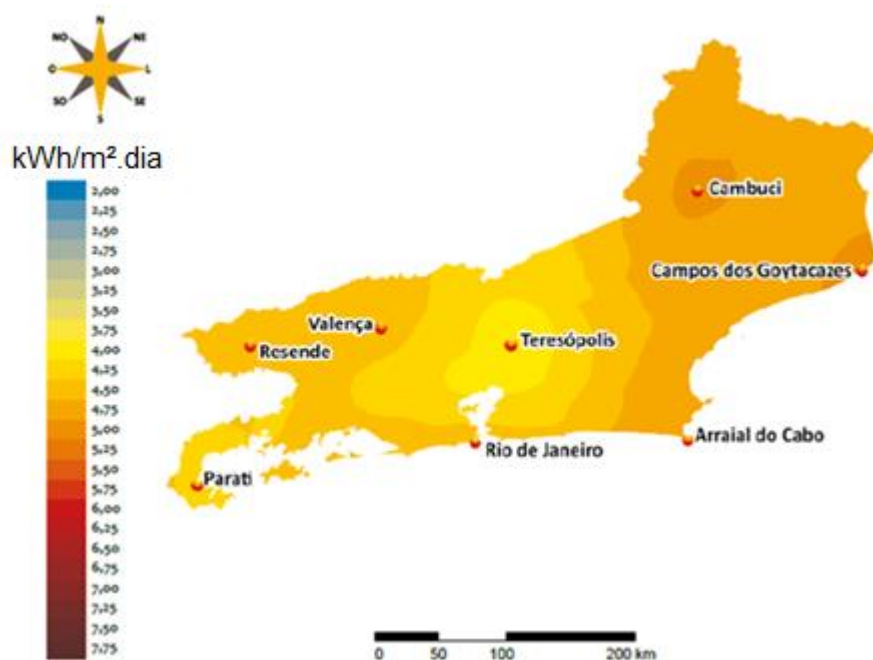
2 Fundamentação teórica

2.1 O potencial de energia solar no estado do Rio de Janeiro

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a irradiação média mensal dos totais diários de irradiação global incidente no plano horizontal é de 5,15 kWh/m², sendo que na região Sudeste esse média é de 4,95 kWh/m² (PEREIRA, 2017).

No estado do Rio de Janeiro, a irradiação solar global no plano horizontal varia entre 3,75 e 5 kWh/m² (Figura 1), apresentando uma média de 4,73 kWh/m², com picos durante os meses de novembro até março (IEPUC, 2016). Então, observa-se que o estado tem uma irradiação solar global no plano horizontal menor que as médias brasileiras e da região Sudeste.

Figura 1. Irradiação solar no estado do Rio de Janeiro



Fonte: IEPUC (2016).

Ao observar a Figura 1, é possível notar a diferença existente na incidência de irradiação solar no território estadual, sendo as regiões dos Lagos, Noroeste e Norte com as maiores médias. Nesse sentido, o município de Campos dos Goytacazes, localizado na região Norte do Estado e local do estudo em questão, destaca-se por apresentar, segundo o Instituto de Energia da Pontifícia Universidade Católica (IEPUC), a irradiação média global no plano horizontal de 4,91 kWh/m² (IEPUC, 2016). Entretanto, segundo o Atlas Solar Global do *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA), a irradiação média global no plano horizontal no município de Campos dos Goytacazes varia entre 4,63 kWh/m² e 5,11 kWh/m², tendo média de 4,86 kWh/m² (SWERA, 2021), apresentando uma divergência de 0,05 kWh/m² que mostra pequena significância, uma vez que esse valor representa 1,03% da irradiação média expressa pelo IEPUC (2016).

Nesse sentido, os trabalhos de Mendes (2019) e Mendes e Sthel (2018) convergem no sentido de que o município de Campos dos Goytacazes apresenta um considerável potencial solar em relação ao estado do Rio de Janeiro, sendo esse potencial primordial para os projetos de implantação de sistemas de energia solar fotovoltaica.

2.2 Geração Distribuída no contexto brasileiro

Em contraste à geração centralizada pautada em empreendimentos de produção de eletricidade em larga escala e dependentes de sistemas de transmissão e distribuição de energia (GARCEZ, 2017), a GD tem amplo conceito e que basicamente está relacionada à localização física em relação ao consumidor, à demanda suprida, à potência instalada e ao nível de tensão onde a mesma está conectada (RODRIGUEZ, 2017).

Nesse sentido, a ANEEL (2021) define a GD como:

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor (ANEEL, 2021).

Dentro dos conceitos supracitados, pode-se observar que esse modelo de geração de eletricidade proporciona vantagens para a sustentabilidade ambiental do sistema elétrico, mostrando que a GD pode utilizar como fonte primária recursos renováveis e locais, pois contribui para diversificação da matriz elétrica e a postergação de investimentos em sistemas de geração centralizada, transmissão e distribuição de eletricidade (SILVA *et al.*, 2019). Por outro lado, o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) (INEE, 2001) e Barbosa Filho e Azevedo (2013) apontam desvantagens associadas à GD em larga escala de conexão à rede da concessionária local, como: possível longo tempo de retorno do investimento por parte do consumidor; variações na produção de eletricidade em função da intermitência do tipo de fonte primária de energia adotada; maiores complexidades na administração do faturamento de energia, planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico de distribuição e; em algumas situações, diminuição na utilização da capacidade de fornecimento de energia da concessionária o que tende a aumentar o preço médio das tarifas de fornecimento.

No Brasil, a GD é estabelecida mediante RNs nº 482, de 14 de abril de 2012 e nº 687, de 24 de novembro de 2015, ambas da ANEEL (ANEEL, 2019a; ANEEL, 2019b).

Com a RN nº482/2012, foram introduzidas as definições de microgeração e minigeração, sendo as mesmas definidas como sistemas que são capazes de gerar até 100 kW e sistemas com capacidade de produção superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW (para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada), respectivamente. Além disso, estabeleceu o processo de compensação de energia, o denominado de modelo tarifação *net metering tariff* (ANEEL, 2019a).

Para Lacchini e Ruther (2015), a RN nº 482/2012 não foi uma grande incentivadora para a implementação da energia fotovoltaica por tratar apenas da geração de eletricidade para o consumo próprio (local ou remoto), no entanto, ela pode ser considerada um marco para a energia fotovoltaica no Brasil.

A RN nº 687/2015 surgiu após uma consulta pública com o intuito de revisar e aprimorar a RN nº 482/2012. Com isso, os valores de micro e minigeração foram ajustados, até 75 kW e maior que 75 kW até 5 MW, respectivamente. Além disso, foram incluídas na modalidade de minigeração todas as fontes renováveis com exceção da hidrelétrica, com um teto de 3 MW (ANEEL, 2019b). Esta RN alterou o tempo para utilização dos créditos excedentes pelo titular, de 36 meses da RN nº 482/2012 para 60 meses. Além do mais, houve uma diminuição no tempo dos trâmites administrativos para homologação dos sistemas por

parte da concessionária de energia, tornando o processo menos burocrático (ANEEL, 2019b; GOMES *et al.*, 2018).

Amaral *et al.* (2016) afirmam que a RN nº 687/2015 teve como principal objetivo fomentar a expansão do modelo de geração. Sendo assim, é importante destacar outras três mudanças significantes realizadas na RN. Além do autoconsumo remoto, existente na RN nº 482/2012, salienta-se a implementação da modalidade de GD intitulada “*empreendimento com múltiplas unidades consumidoras*”, em que permite, por exemplo, um condomínio com um sistema fotovoltaico produzir energia elétrica e os créditos serem divididos de forma igualitária com os condôminos, contando que estes sejam energeticamente dependentes e também a geração compartilhada, na qual consumidores, através de consórcio ou cooperativa, são beneficiados pelos créditos de micro ou minigeração remota, ou seja, instalada em outro local (ANDRADE *et al.*, 2020).

Atualmente, de acordo com os dados da ANEEL (2021), o país tem 431.401 sistemas de GD, totalizando uma potência instalada de 5.246,56 MW. Desse total, a ESFV está presente em 99,9% dos sistemas de GD (430.983 sistemas) e 97,36% da potência instalada em GD (5.107,89 MW). Tais números comprovam a importância da ESFV na GD, e para Coriolano, Pereira e Pinto (2020), essa predominância está atrelada ao potencial de radiação solar no país e às políticas governamentais e medidas de incentivo ao uso dessa tecnologia de geração. Entretanto, paralelamente a isso, ressalta-se também as condições climáticas desfavoráveis (estiagem) entre os anos de 2013 a 2015 que reduziram à geração hídrica e ampliaram a geração térmica por combustíveis fósseis, culminando na elevação dos custos da eletricidade no país. Com isso, todas as classes de consumidores buscaram a ESFV por GD como uma alternativa economicamente viável (evidentemente potencializada pelas RN e medidas de incentivo) para mitigar os gastos com energia elétrica, conforme explicitado por Mendes, Sthel e Lima (2020) e Mendes e Sthel (2017).

2.3 Sistemas de geração distribuída nas instituições de ensino da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica

Na classe de consumo Poder Público, a GD está presente em apenas 1.582 unidades com 61,65 MW de potência instalada, representando 0,37% e 1,17%, respectivamente, da GD do país (ANEEL, 2021).

No contexto da tecnologia de GD por ESFV, a RFEPCT vislumbra a relação teoria-prática de forma concreta na tecnologia de geração distribuída por ESFV, uma vez que a RFEPCT se insere formando profissionais para atendimento à crescente demanda do setor como também vê, nessa tecnologia, a oportunidade concreta de diminuir o custeio e aumentar a sustentabilidade ambiental das instituições.

Nesse sentido, em 2016, a Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica do Ministério da Educação (SETEC/ MEC) celebrou um Memorando de Entendimentos (MoU) com *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH* para o desenvolvimento do projeto “Formação Profissional em Energias Renováveis e Eficiência Energética” que, no mesmo ano, criou o Comitê Temático de

Formação Profissional em Energias Renováveis e Eficiência Energética com a participação de professores/pesquisadores da RFEPCCT (ENERGIF, 2021).

No ano seguinte, foi implantado o EnergiIF, sendo pautado em cinco objetivos, a saber: 1) infraestrutura; 2) formação profissional tecnológica; 3) pesquisa, desenvolvimento, inovação e empreendedorismo; 4) gestão de energia; 5) engajamento e difusão (ENERGIF, 2021).

Em 2018, os Comitês Temáticos de Formação Profissional em Energias Renováveis e Eficiência Energética foram substituídos por Grupos de Trabalho (GTs) com os objetivos de subsidiar ações, programas e atividades para atingir os objetivos propostos no EnergiIF. Sendo que, a partir da portaria SETEC nº 12/2018, os GTs foram oficialmente instituídos e subdivididos em temas, a ser dito: I – Biogás e Biometano; II – Energia Solar Fotovoltaica; III – Energia Eólica; IV – Eficiência Energética – Subárea Indústria; V – Eficiência Energética – Subárea Edificações; e VI – Biocombustíveis e Eletromobilidade (ENERGIF, 2021).

Atualmente, o programa foi institucionalizado na RFEPCCT por meio da portaria nº 941, de 11 de novembro de 2020 e vem contribuindo para auxiliar as instituições na expansão da oferta de formação profissional e implantação das tecnologias supracitadas, em especial a ESFV (BRASIL, 2020).

Dentre as iniciativas presentes na RFEPCCT, destaca-se o Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN), onde a ESFV está presente em 21 de seus *campi* (Figuras 2a e 2b) (IFRN, 2019).

Figuras 2. Estacionamento coberto por sistema de ESFV-CR no *campus* Parnamirim (a) e Sistema de ESFV-CR com 700m² no *campus* Natal, ambos do IFRN



Fonte: IFRN (2019).

Todos os projetos do IFRN iniciaram a partir do projeto “*Campus Verde*”, que visava à propagação do consumo consciente, priorizando o descarte seguro, minimizando os impactos sobre o meio ambiental e, principalmente, destacando o importantíssimo papel da administração pública na aquisição de materiais e práticas necessárias para promoção de um bem-estar sustentável e exemplar (IFRN, 2019).

O Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) e também o Instituto Federal do Mato Grosso do Sul (IFMS) têm destaques na implementação de ESFV-CR. Em relação ao IFSC, o campus Florianópolis foi o

primeiro da unidade a receber a energia, beneficiando-se de uma economia de quase R\$ 70.000,00 reais no faturamento de energia elétrica (Figura 3) (IFSC, 2019a).

Figura 3. Sistema de ESFV-CR instalado no *campus* Florianópolis do IFSC



Fonte: IFSC (2019a).

Já o *campus* Jaraguá do Sul-Rau também do IFSC, opera com energia solar desde outubro de 2017, ocupando uma área de 500 m² com 260 módulos fotovoltaicos (MFVs) (Figura 4). O sistema em questão traz, em média, uma economia de R\$ 6 a R\$ 9 mil mensais na conta de energia elétrica para o *campus* (IFSC, 2019b).

Figura 4. Sistema de ESFV-CR do *campus* Jaraguá do Sul-Rau do IFSC



Fonte: IFSC (2019b).

Enquanto isso, o IFMS instalou um sistema de ESFV-CR em sua unidade, com capacidade de abastecer 60 residências, conforme a Figura 5 (PORTAL SOLAR, 2019).

Figura 5. Sistema de ESFV-CR do *campus* Campos Grande do IFMS



Fonte: PORTAL SOLAR (2019).

Além dos exemplos supracitados; observa-se, ainda, a parceria da RFEPCT e outras instituições para adesão ao projeto IF Solar do IFSULDEMINAS para instalação de 2651 sistemas fotovoltaicos, totalizando uma potência 55 MWp e que teve um orçamento, em 2017, de R\$ 67 milhões e R\$ 92 milhões em 2019 (ENERGIF, 2021).

Então, dentre os projetos supracitados foi verificada preocupação em externalizar as vantagens econômicas dos mesmos, porém não explicitado a contribuição ambiental no que tange a mitigação de CO₂ dentro da RFEPCT.

3 Material e Métodos

3.1 Material

O IFF *campus* Campos-Guarus está localizado no município de Campos dos Goytacazes, região norte do estado do Rio de Janeiro. Sua área total é de aproximadamente 29.500 m² (contendo uma forma triangular), com área de 6.841 m² ocupada por edificações, sendo dividida em blocos: A, B, C, D, E, F, G; ginásio de esportes; refeitório e quiosque, com respectivamente 2.201 m², 208 m², 535 m², 1.609 m², 346 m², 862 m², 898 m², 1.286,69 m², 780 m² e 445 m² (Figura 6).

Figura 6. Área do IFF *campus* Campos-Guarus e disposição física dos prédios que compõem a área construída com destaque para o bloco G (demarcado com retângulo vermelho)



Fonte: Google Earth® (2020).

Dentre os prédios do *campus*, nesse estudo, optou-se pelo Bloco G (Figura 7), pois, a escolha foi balizada pelos seguintes fatores:

- prédio mais novo do *campus* (inaugurado em 2018) contendo três pavimentos;
- melhores condições técnicas para instalação de sistemas de ESFV-CR, tais como: orientação (está voltada para o norte geográfico); telhado de telhas metálicas (cerca de 440 m² de área útil) e fácil acesso para futuras manutenções; ausência de sombreamento para os MFVs;
- local adequado, no terraço, para instalação de conversores CC/CA¹;
- abriga o Laboratório de Conversão de Energia (LabCE) do *campus*.

Figura 7. Imagem do Bloco G no *campus* Campos-Guarus do IFF



Fonte: IFF (2019).

¹ Dispositivo eletroeletrônico destinado a converter a corrente contínua (CC) gerada pelos MFV em corrente alternada (CA) e, posteriormente, injetar a energia na rede elétrica da concessionária (VILLALVA, 2015).

3.2 Métodos

O trabalho é tratado como um estudo de caso já que constitui na proposição de sistema de ESFV-CR com intuito de minimizar o custo monetário (R\$) e o impacto ambiental (emissão de CO₂) referente à utilização de eletricidade a partir da rede da concessionária local pelo IFF *campus* Campos-Guarus. Então, para o alcance do objetivo supramencionado, os procedimentos metodológicos foram divididos em seis etapas básicas.

A primeira etapa foi constituída de levantamento das faturas de energia elétrica: nessa etapa foram realizadas, junto à direção de administração do campus, as faturas mensais no ano de 2019 (SILVA, 2020).

Esse levantamento é importante para entender o comportamento do consumo de energia elétrica da Unidade Consumidora (UC) e balizar o dimensionamento do sistema de ESFV-CR e o quanto ele proporcionará de redução percentual no consumo de energia elétrica, em kWh, caso de geração na própria UC.

A etapa seguinte foi a avaliação do local proposto para instalação do sistema de ESFV-CR. Ela foi composta por levantamento dos dados técnicos do telhado mediante verificação do projeto de engenharia civil (capacidade de carga, área disponível, sombreamentos, inclinação e orientação) e também inspeção do telhado *in loco*, conforme indicado por Balfour, Shaw e Nash (2016).

A análise estrutural do telhado é imprescindível, porque a incorporação de MFV sobre o mesmo remete a adição de carga sobre ele que, segundo Villalva (2020), pode ser entorno de 15 kgf/m² e caso o telhado não suporte ocasionará o colapso de toda sua estrutura de sustentação.

Ainda no que tange à avaliação do local, outros pontos a serem observados são: a área disponível para instalação dos MFV; inclinação do telhado; e os possíveis sombreamentos. Esses três quesitos influenciam diretamente na produção de eletricidade do sistema, pois são informações primárias para a modelagem dos sistemas de ESFV-CR (VILLALVA, 2015).

A outra etapa é a avaliação do sítio solar, i.e., a incidência de irradiação solar, kWh/m².dia, incidente no local onde será instalado o sistema de ESFV-CR (BALFOUR; SHAW; NASH, 2016). No estudo em questão, foi criada uma base de dados de irradiação solar se referenciando na localização geográfica do prédio e utilizando para isso o banco de dados da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) (NASA-SSE satellite data 1983-2005) no software PVSyst versão 6.84 – DEMO.

Com a etapa de avaliação do sítio solar concluída, a estimativa de produção de energia elétrica se tornou a etapa posterior. Para isso, foi utilizado o *software* PVSyst versão 6.84 – DEMO (PVSYST, 2019) no processo de dimensionamento das potências elétricas dos sistemas de ESFV-CR e estimativas de produção de energia elétrica. Nessa modelagem, é imprescindível a observância dos parâmetros ambientais de operação (temperatura) dos MFVs, pois a temperatura incidente no módulo influencia negativamente na

sua tensão elétrica gerada (PINHO; GALDINO, 2014). Então, utilizou-se o valor de 15 °C como temperatura mínima de trabalho e 40 °C para máxima para o município onde o sistema seria instalado.

Depois de todo processo de modelagem e estimativa de produção de eletricidade do sistema de ESFV-CR, foi realizado o balanço de emissões de CO₂ do sistema de ESFV-CR proposto também utilizando o software PVSyst versão 6.84 – DEMO, sendo a mitigação de CO₂ modelada no mesmo *software* de acordo com a Equação 1 (PVSYST, 2019).

$$\text{Mitigação CO}_2 = E_{\text{Rede}} \times VU \times ECV_{\text{Rede}} \times ECV_{\text{Sistema}} \quad (1)$$

Em que E_{Rede} é a energia elétrica produzida anualmente, em MWh, VU é o tempo de vida útil do sistema, em anos, ECV_{Rede} são as emissões do ciclo de vida da rede, em gCO_{2eq.}/ kWh, ECV_{Sistema} são as emissões do ciclo de vida do sistema, em gCO_{2eq.}/ kWh.

Nesse caso, o trabalho adotou os valores atribuídos automaticamente pelo *software*, sendo: VU de 30 anos e ECV_{Rede} de 81 gCO_{2eq.}/ kWh (referente à emissão do sistema elétrico brasileiro descrita pela *International Energy Agency – IEA*).

Por fim, na última etapa, foi realizado um cálculo simplificado do tempo de retorno do investimento (*payback*), em meses, dos sistemas.

Conceitualmente, o tempo *payback* pode ser entendido “*como o tempo necessário para que o custo de instalação se pague e, a partir de então, comece a dar lucro para o proprietário*” (WA Solar, 2021). Basicamente, para fazer esse cálculo, é necessário gerar o levantamento do custo total do investimento e dividi-lo pela economia proporcionada mensalmente.

A melhor modelagem do tempo de *payback* deve levar em consideração diversos climáticos e ambientais (radiação solar, temperatura e sujidade); econômicos (consumo de energia elétrica; custo do investimento; custo de manutenção e operação; custo de energia evitado); localização (ângulo azimutal, localização dos módulos e sombreamento); políticos (tarifa de energia, taxa de desconto compensada, taxa de inflação e juros e impostos); e técnicos (eficiência, geração de energia, tempo de operação e manutenção, vida útil, degradação do módulo e ângulo de inclinação dos MFVs) (AZEVEDO *et al.*, 2020).

Dessa forma, é possível perceber que o cálculo do tempo de retorno de investimento é influenciado por diversos fatores que podem variar entre estados e regiões do Brasil. Todavia, o Canal Solar (2021) aponta que o tempo de *payback*, no Brasil, pode variar entre quatro a cinco anos, obviamente, levando em consideração tais fatores supracitados.

Todavia, nesse estudo de caso, é apresentado um cálculo simplificado do tempo de *payback* (Equação 2) a fim de contribuir com o objetivo principal do trabalho (WA SOLAR, 2021).

$$\text{Payback} = \frac{V_I}{E_G \times T_{EE}} \quad (2)$$

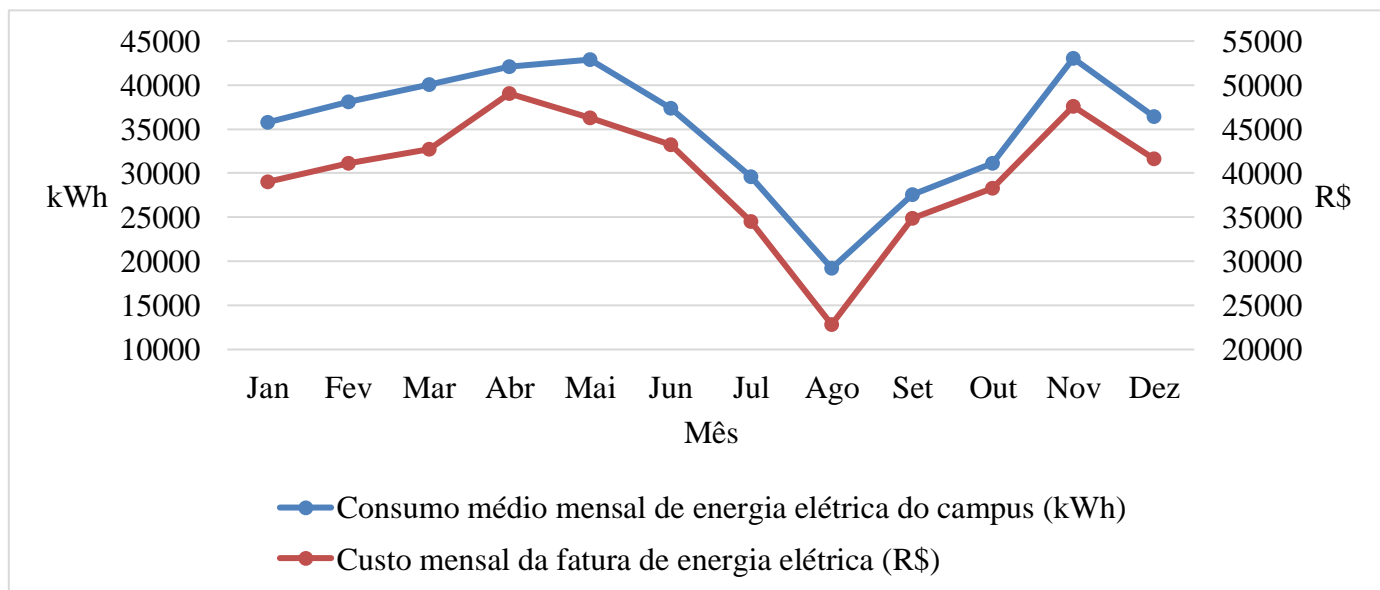
em que V_I é o valor do investimento, em R\$, E_G é a energia elétrica mensal gerada pelo sistema, em kWh, e T_{EE} é a tarifa da energia elétrica, em R\$/ kWh.

4 Resultados

4.1 Consumo de energia elétrica no campus Campos-Guarus

No ano de 2019, o *campus* consumiu um total de 423.259 kWh, tendo média mensal de 35.271,58 kWh. Do ponto de vista financeiro, esse consumo gerou um gasto financeiro anual de aproximadamente R\$ 480.931,00; tendo média mensal de R\$ 40.077,58 (Gráfico 1).

Gráfico 1. Consumo médio mensal de energia elétrica, em kWh, do *campus* em 2019 e seu referido custo, em R\$



Fonte: elaboração a partir de dados de Silva (2020).

No Gráfico 1, verificam-se dois períodos com crescente consumo e custo de eletricidade: os meses de janeiro a maio e setembro a novembro. Tal comportamento se deve a dois fatores: temperaturas elevadas na região e o início do período letivo da instituição. Em oposição, entre os meses de junho a agosto, houve o decaimento no consumo de eletricidade em decorrência das temperaturas mais amenas nesse período, sendo o mês de agosto com o de menor custo financeiro em função do período de férias escolares.

4.2 Dimensionamento do sistema de ESFV-CR

Devido às condições de sombreamento e a fim de aumentar o desempenho (*performance*) do sistema, a área do telhado foi dividida em duas partes em função da área disponível. Dessa maneira, foram dimensionados dois projetos independentes que operariam simultaneamente, tendo áreas respectivamente em torno de 100 m² e 120 m².

Com isso, a partir da biblioteca interna do *software* PVSyst versão 6.84 – DEMO, foi escolhido o MFV tipo policristalino de silício do fabricante Canadian Solar Inc. e modelo CS3W-415P HE, sendo os seus principais dados técnicos descritos na Tabela 1.

Tabela 1. Principais especificações dos MFVs utilizados na modelagem dos sistemas

Dado Técnico	Valor
Potência em condições de teste padrão (<i>STC Power Rating</i>) ²	415 W
Potência por unidade de área em STC	187,9 W/m ²
Eficiência	18,79 %
Número de células	144
Corrente máxima de pico (<i>I_{mp}</i>)	10,56 A
Tensão máxima de pico (<i>V_{mp}</i>)	39,3 V
Corrente de curto-circuito (<i>Short Circuit Current – I_{sc}</i>)	11,14 A
Tensão de circuito aberto (<i>Open Circuit – V_{oc}</i>)	47,8 V
Temperatura nominal de operação da célula (<i>Nominal Operating Cell Temperature – NOCT</i>)	42 °C
Tensão máxima do sistema	1000 V

Fonte: PVSyst (2019).

Em relação aos parâmetros de orientação dos sistemas, o ângulo azimute foi de 0° devido à localização do prédio diretamente apontado para o norte geográfico.

Sobre a inclinação dos MFVs, empregaram-se quatro graus de inclinação (mesma inclinação do telhado), a fim de evitar o aumento de estruturas adicionais para fixação dos arranjos fotovoltaicos.

4.2.1. Sistema 1: área de 100m²

Esse primeiro sistema compreenderia uma área de aproximadamente 100 m² e seria composto por 45 MFVs e um conversor CC/CA com saída trifásica do fabricante Fronius USA, modelo Symo 15.0-3/220 com potência de 15 kW, faixa de tensão de entrada de CC de 325 – 850 V e frequência de saída de 50/60 Hz.

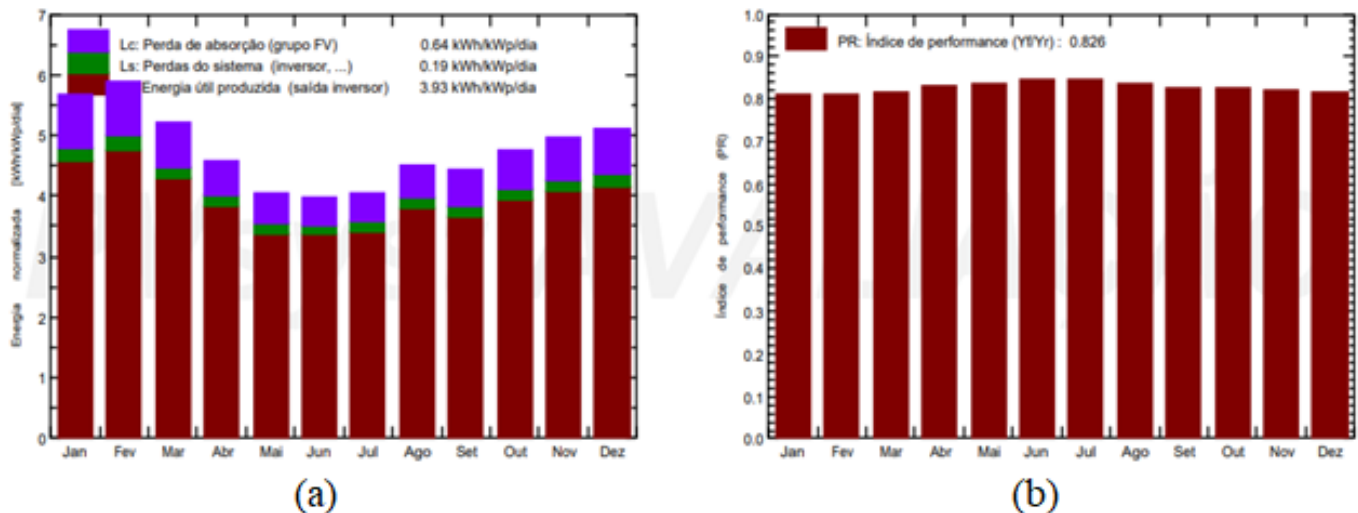
Sendo assim, o Sistema 1 teria uma potência nominal total de 18,68 kW_P. A energia produzida ao longo de um ano seria de 26,79 MWh e com produção específica de 1.435 kWh/kWp/ano enquanto a relação de *performance*³ (*Performance Ratio – PR*) iria trabalhar com uma eficiência de 82,56%.

Nas Figuras 8a e 8b, são mostrados os gráficos de perdas e o PR do Sistema 1 ao longo do ano e que leva em consideração as perdas de absorção, perda do sistema e o índice de energia produzida.

² Referência: 1.000 W/m² de irradiância solar, massa de ar de 1,5 e temperatura na célula de 25°C (PORTAL SOLAR, 2021).

³ Segundo Narimatu, Cribari e Guimarães (2018), o índice ou fator ou relação de *Performance* (PR) pode ser definido como “*uma unidade de medida que atribui um fator de qualidade ao sistema, também chamado de taxa de desempenho. O objetivo da índice de performance é fornecer relação entre rendimento real gerada por um sistema de ESFV com o rendimento esperado visto nos cálculos*”.

Figuras 8. Perdas por absorção, perdas do sistema e energia útil produzida (a) e PR do Sistema 1 (b)

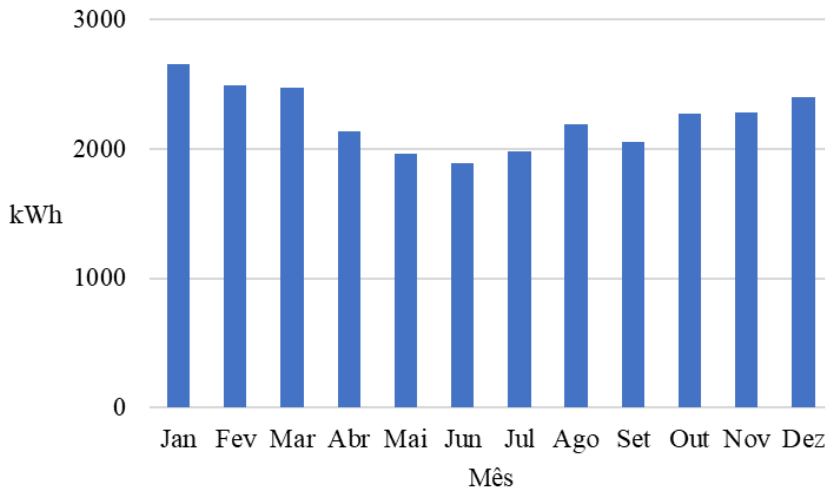


Fonte: PVSyst (2019).

A partir da Figura 8a observa-se que as perdas por absorção são maiores nos períodos do ano em que, em geral, obtêm-se as maiores temperaturas e, por outro lado, nos meses de maio, junho e julho as perdas de absorção são menores. Dessa forma, o PR médio é 0,826, tendo seus maiores valores nos meses de maio, junho e julho (Figura 8b). Em relação aos dados apresentados nas Figuras 8, Narimatu, Cribari e Guimarães (2018) apontam que a performance dos sistemas de ESFV é irregular, que para Pinho e Galdino (2014) podem variar em função de fatores como: ângulo de inclinação do arranjo FV; o ângulo de inclinação do arranjo FV em relação ao norte geográfico; às eficiências dos MFVs e do conversor CC/CA; à temperatura de operação do sistema em determinado local; incidência de sombreamento, acúmulo de sujeira sobre os MFVs, entre outras.

O Gráfico 2 representa a produção mensal de energia elétrica do sistema fotovoltaico. Nesse Gráfico, é possível observar que o ápice de produção elétrica do Sistema 1 seria no mês de janeiro, fato justificado principalmente ao excedente de irradiação global horizontal que a superfície recebe nessa época do ano. Em contrapartida, o mês com menor incidência de irradiação global horizontal, junho, é o que tem menor eficiência.

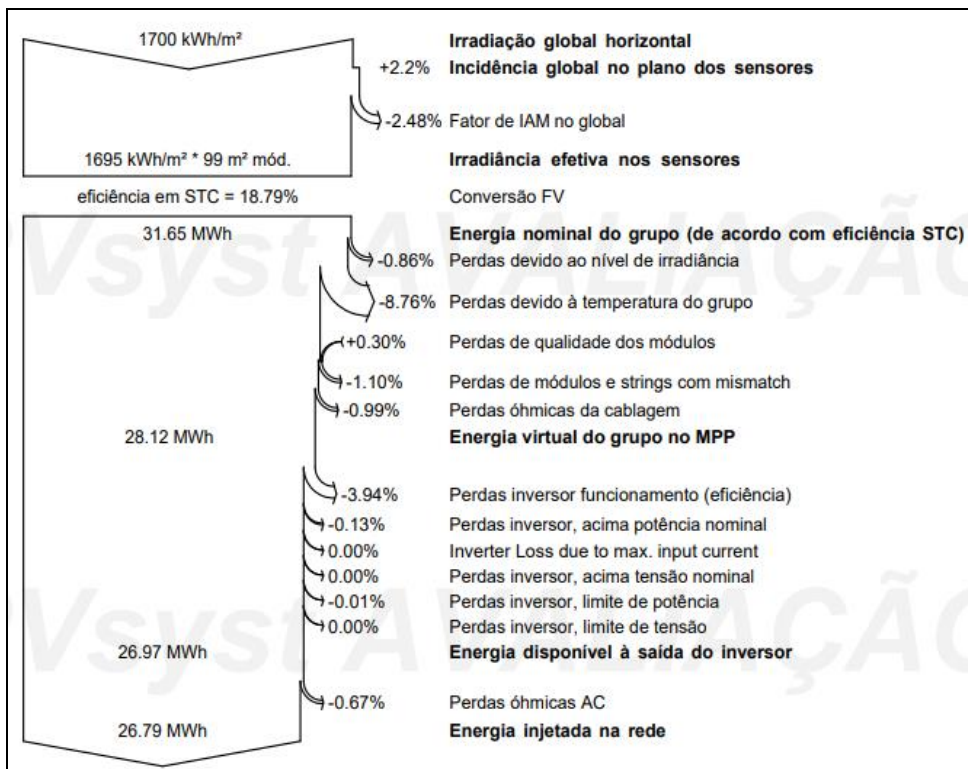
Gráfico 2. Produção mensal de energia elétrica do Sistema 1



Fonte: Autores (2020).

A Figura 9 retrata o diagrama de perdas do Sistema 1. A energia produzida em condições padrão de funcionamento seria de 31,65 MWh e a energia injetada na rede seria de 26,79 MWh, portanto, o sistema apresentaria uma perda de 4,86 MWh. Destacam-se as altas perdas de energia devido à temperatura do grupo (8,76%), perdas da eficiência do conversor CC/CA (3,94%) e as perdas ôhmicas (0,67%).

Figura 9. Diagrama das perdas anuais do Sistema 1



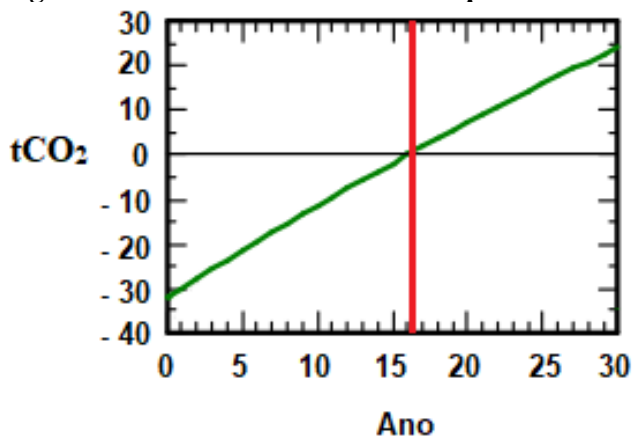
Fonte: PVSyst (2019).

Então, a Figura 9 mostra que a maior perda de todo Sistema 1 foi relacionada com a influência da temperatura sobre os MFVs (perda de 8,76%), corroborando (reforça) Pinho e Galdino (2014) no que tange à influência negativa da temperatura sobre as células fotovoltaicas, i.e., quanto maior a temperatura nas células,

menor será a tensão elétrica produzida pelas mesmas e, conseqüentemente, menor será a potência e energia elétrica produzidas. Além disso, outra perda considerável foi observada no conversor CC/CA.

Na Figura 10, é apresentado o resultado do balanço de CO₂ do Sistema 1, realizado a partir do PVSyst, conforme a Equação 1. Então, a Figura apresenta um gráfico em que o eixo x é o ciclo de vida do sistema, em anos, e o eixo y a quantidade de tCO_{2eq}. Desta forma, o ponto em que a reta (linha verde) “toca” o eixo y representa a quantidade de CO_{2eq} emitida pela fabricação, transporte e armazenamento do sistema fotovoltaico. E partir daí, com sua operação, essas emissões vão tendendo a zero. Até o momento em que a reta (linha verde) intercepta o eixo x (ponto em que as emissões iniciais dos sistemas se tornam zero) e, em seguida o sistema fotovoltaico começa a mitigar emissões de CO_{2eq} do sistema elétrico no qual ele está conectado.

Figura 10. Emissão de Carbono compensado x Tempo do Sistema 1



Fonte: PVSyst (2019).

Sendo assim, o processo de fabricação do Sistema 1 emitiria um total 32,23 tCO₂, porém ao longo de 30 anos de atividade. Levando em consideração uma degradação anual de 1,0%, esse sistema compensaria o CO₂ depois de 16 anos em operação, então, ao final de sua VU o sistema mitigaria 24,3 tCO₂.

4.2.2 Sistema 2: área de 120 m²

No segundo projeto, foram utilizados alguns parâmetros idênticos aos do primeiro, como a localização geográfica, o banco de dados irradiação solar, temperatura máxima e mínima de trabalho, parâmetros de orientação azimutal, inclinação do telhado, distância entre conversor CC/CA e rede e espessura dos cabos.

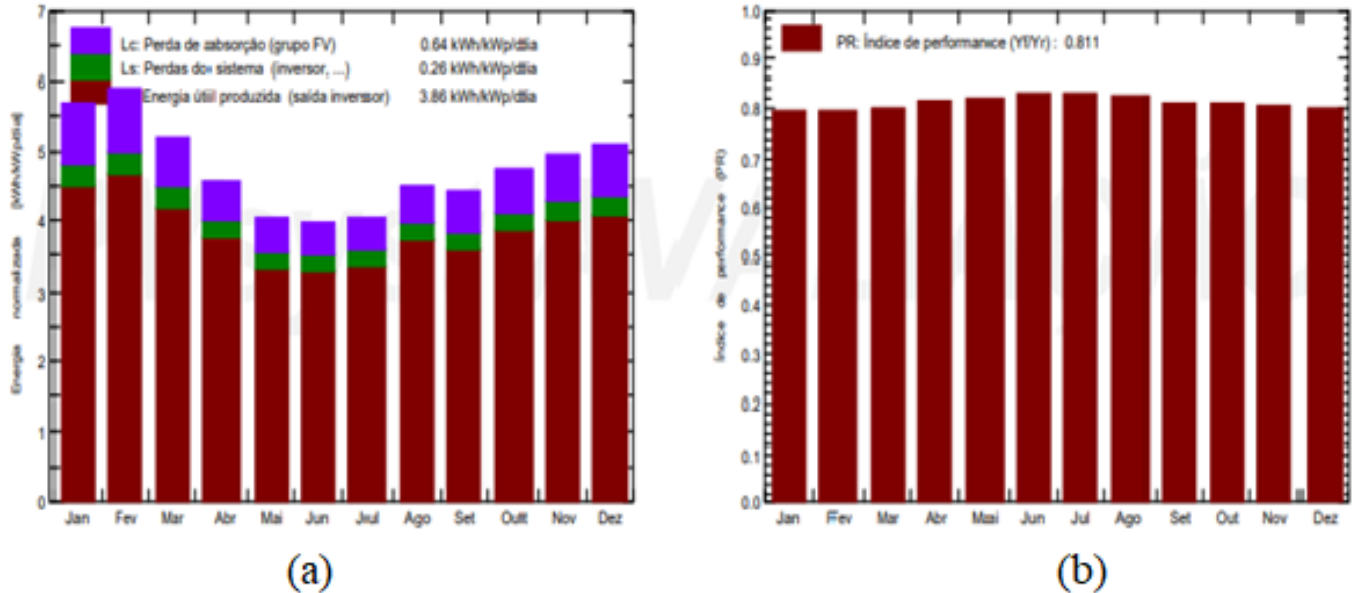
Esse segundo sistema seria composto por 54 MFVs do fabricante Canadian Solar Inc. com as mesmas especificações técnicas do primeiro projeto (Sistema 1). Entretanto, seria utilizado para o dimensionamento dois conversores CC/CA trifásicos do fabricante Fronius USA, modelo IG Plus A 10.0-1-208, com potência nominal de 10 kW, faixa de tensão na entrada CC de 230 – 500 V e frequência de saída de 50/60 Hz.

O Sistema 2 teria aproximadamente 120 m² e potência nominal total de 22,41 kW_P. Esse sistema

produziria, ao longo de um ano, 31.580 kWh, com a produção específica de 1.409 kWh/kWp/ano e PR com uma eficiência de 81,10%.

As Figuras 11 mostram os gráficos de perdas e PR do sistema ao longo do ano, levando-se em consideração as perdas de absorção, perda do sistema e o índice de energia produzida.

Figura 11. Perdas por absorção, perdas do sistema e energia útil produzida (a) e PR do Sistema 2 (b)

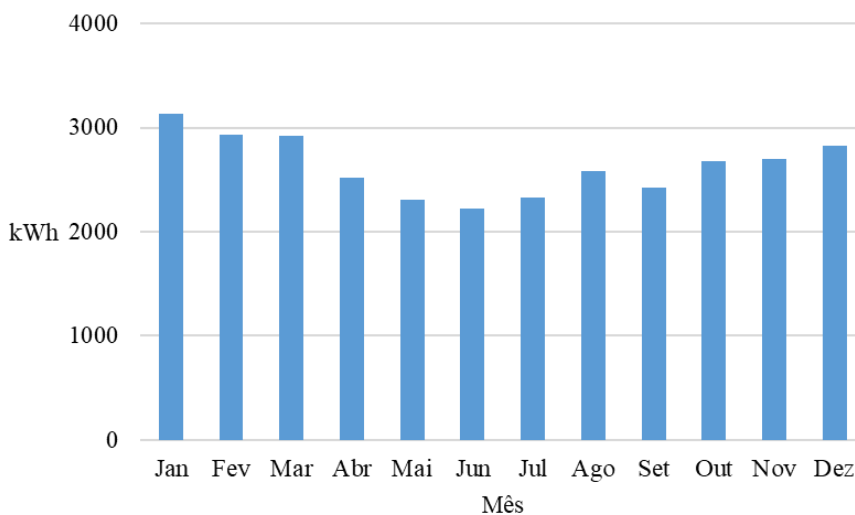


Fonte: PVSyst (2019).

A Figura 11a mostra um comportamento de perdas similar entre os sistemas 1 e 2. Entretanto, observa-se uma sutil diferença entre os PR médio de 0,15; pois o Sistema 2 obteve um valor de 0,811 e o Sistema 1 foi de 0,826.

O Gráfico 3 mostra o comportamento da produtividade mensal do Sistema 2, sendo possível observar o mesmo comportamento de produção de eletricidade do Sistema 1.

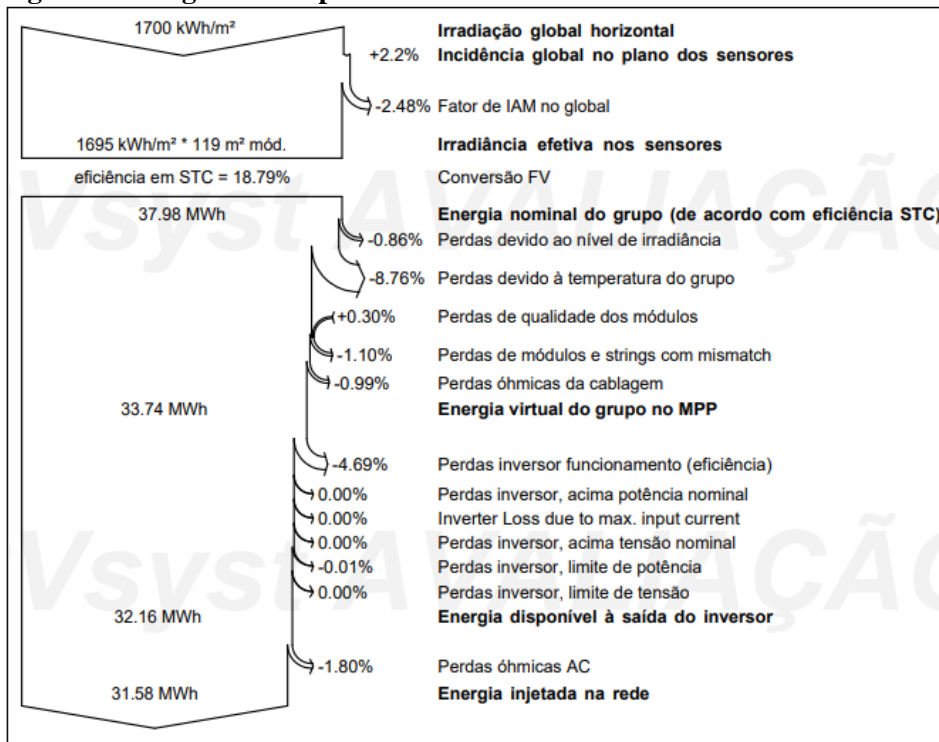
Gráfico 3. Produção mensal de energia elétrica do Sistema 2



Fonte: Autores (2020).

A Figura 12 mostra o diagrama de perdas do Sistema 2. A energia produzida em condições padrões de funcionamento seria de 37,98 MWh e injetaria na rede aproximadamente 31,58 MWh. Portanto, o Sistema 2 apresenta uma perda anual de 6,4 MWh, em que se destacam as altas perdas de energia devido à temperatura do grupo (8,76%), perdas da eficiência do conversor CC/CA (4,69%) e às perdas ôhmicas (1,80%), sendo similar ao sistema 1.

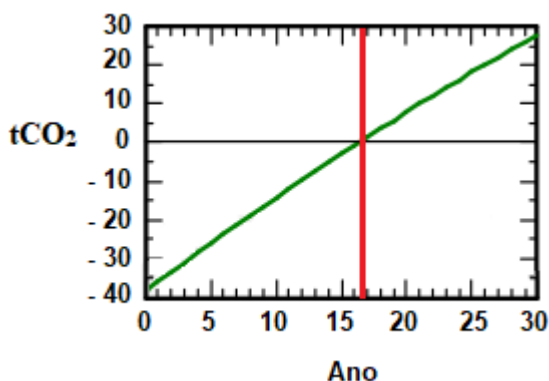
Figura 12. Diagramas de perdas anuais do Sistema 2



Fonte: PVSyst (2019).

A Figura 13 é o resultado do balanço de CO₂ do Sistema 2, realizado a partir do *software* PVSyst versão DEMO e utilizando a mesma metodologia apresentada para o Sistema 1.

Figura 13. Emissão de carbono compensado x tempo do Sistema 2



Fonte: PVSyst (2019).

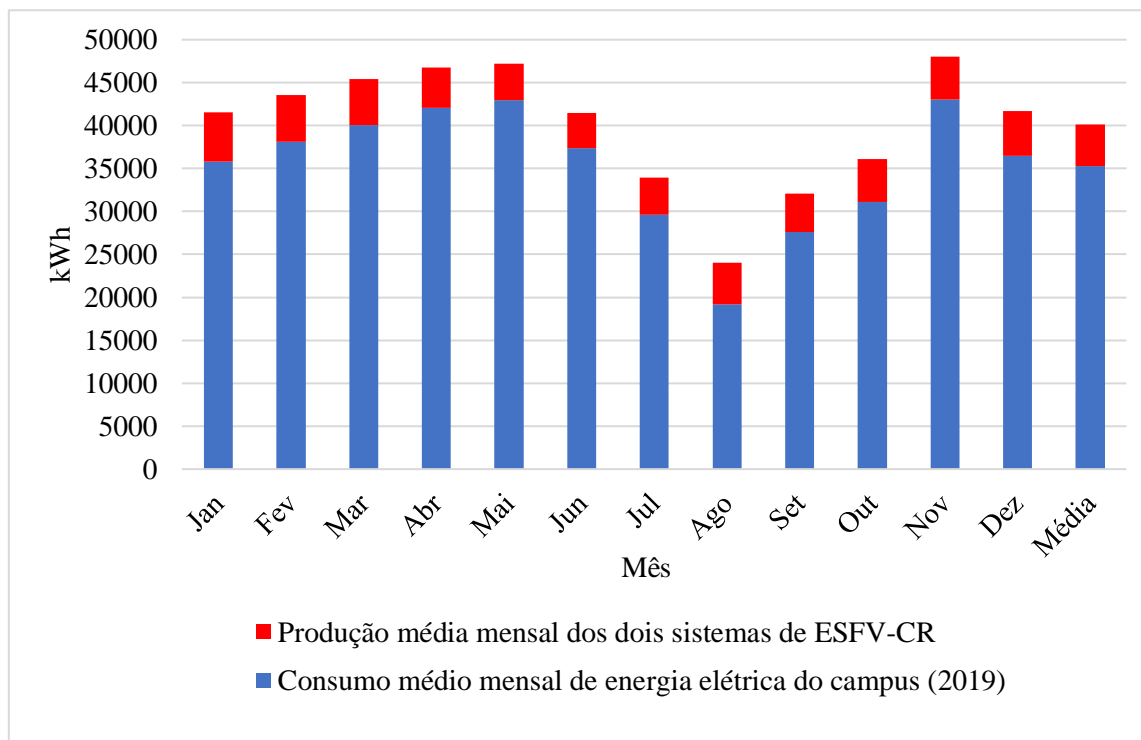
Sendo assim, o processo de fabricação do sistema emitiria um total 38,67 tCO₂, porém ao longo de 30 anos de atividade e levando em consideração uma degradação anual de 1,0%, o Sistema 2 começaria a

compensar o CO₂ depois de 17 anos em operação, mitigando ao final de sua vida útil 27,9 tCO₂.

4.2.3. Produção simultânea dos sistemas de ESFV-CR

Com base no consumo de energia elétrica mensal do campus no ano de 2019 e a produção simultânea dos dois sistemas propostos (Sistema 1 com 100 m² e Sistema 2 com 120 m²), é apresentada a Figura 14.

Figura 14. Consumo do campus em 2019 x produção simultânea dos Sistemas



Fonte: Autores (2020).

Segundo o gráfico da Figura 14, percebe-se uma maior produção de energia elétrica nos três primeiros e nos três últimos meses do ano. Esse aumento está relacionado com a alta incidência de irradiação global nesses meses em comparação com os demais.

Verifica-se, também, que os meses de maior produção de eletricidade, janeiro e fevereiro, não coincidirão com os meses de maior consumo de energia elétrica no campus. Essa relação existente entre consumo de energia elétrica do campus e a quantidade de energia elétrica produzida pelos sistemas são independentes, uma vez que, ao longo do ano, os sistemas diminuirão parcialmente o consumo anual de energia elétrica do campus como estabelece o inciso III do artigo 2º da RN nº 687/2015⁴.

Sendo assim, os sistemas teriam uma potência nominal total de aproximadamente 41 kW_P,

⁴ “Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2019a).

produzindo mensalmente 4.864,17 kWh e totalizando 58.370 kWh ao ano. Com isso, seria possível reduzir o consumo médio anual de eletricidade do *campus* em 13,79%.

4.2.4 Tempo de *payback*

Para o cálculo do tempo de *payback* foi realizado o levantamento do custo médio dos dois sistemas, totalizando uma potência de 41 kW_P (Sistema 1 com 18,68kW_P e Sistema 2 com 22,41 kW_P) a partir de três empresas especializadas e, com isso, verificou-se um valor médio de R\$ 216.000,00. E, conforme apresentado no tópico 4.2.3, os sistemas produziram mensalmente cerca de 4.864,17 kWh e a tarifa média praticada pela concessionária local é de R\$0,88.

Então, de acordo com a Equação 2, o tempo de *payback* foi estimado em aproximadamente 50 meses, corroborando o período indicado pelo Canal Solar (2021). Todavia, faz-se necessário, em trabalhos futuros, realizar uma modelagem do tempo de retorno do investimento levando em consideração parâmetros descritos por (AZEVEDO *et al.*, 2020).

Dessa forma, o estudo aqui apresentado corrobora /respalda Gomes *et al.* (2018) sobre o aspecto de que a integração da ESFV por GD é viável técnico-econômica em várias regiões do país, reforçando o papel da energia solar na geração distribuída favorece a diversificação da matriz elétrica brasileira.

5 Considerações finais

Diante do exposto, observou-se que os sistemas de ESFV-CR vêm crescendo no país, uma vez que eles contribuem de forma significativa para redução no custo da fatura de energia elétrica das unidades consumidoras de todas as classes (residencial, comercial, industrial, rural ou setor público), além do ganho ambiental em função da utilização de outras fontes renováveis de energia além da hídrica e biomassa.

Em relação ao setor público, notou-se que a RFEPCT vem implementando os sistemas de geração distribuída por ESFV, a fim de reduzir os custos com consumo de energia elétrica dos Institutos Federais e contribuir para sustentabilidade das instituições.

Dessa forma, se o IFF *campus* Campos-Guarus implantasse os dois sistemas propostos neste trabalho, eles teriam uma potência nominal total de aproximadamente 41 kW_P e seriam capazes de produzir anualmente cerca de 58.370 kWh. Como o consumo anual do *campus*, em 2019, foi de aproximadamente 423.259 kWh, a redução média anual poderia chegar a 13,79%. A energia dos dois sistemas fotovoltaicos, portanto, representaria uma redução anual de cerca de R\$ 66.320,38 para o *campus*. Tal redução na fatura de energia elétrica possibilitaria a diminuição do custeio do *campus*.

Além disso, os dois sistemas seriam capazes de mitigar 52,2 tCO₂ ao longo de suas vidas úteis, o que aumentaria a contribuição para busca de maior sustentabilidade ambiental da instituição, corroborando Vale *et al.* (2017) quando os autores defendem a tese de que disseminação de sistemas fotovoltaicos contribui na

diversificação da matriz energética brasileira, diminui a emissão de CO₂ e outros GEE pela geração centralizada.

Vale destacar que o *campus* Campos-Guarus tem possibilidade de dobrar os resultados estimados neste trabalho a partir da metodologia apresentada, uma vez que o *campus* tem outro prédio (Bloco F) com características físicas e de posicionamento geográfico similares ao do prédio estudado (Bloco G).

Assim, além das vantagens supracitadas, a implementação dos sistemas de ESFV-CR possibilitaria uma melhoria da prática profissional no que tange à energia solar fotovoltaica e à geração distribuída com a difusão desse conhecimento tecnológico a partir de visitas técnicas com alunos e comunidade local, elaboração de projetos de pesquisa e extensão e propagação de políticas públicas sustentáveis no município.

Referências

- AMARAL, A. B. A. *et al.* Solar Energy and Distributed Generation: 2015, a Year of Inflection in Brazil? **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 8, p. 3731-3737, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7786357>. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7786357>. Acesso em: 23 nov. 2019.
- ANDRADE, J. V. B. *et al.* Constitutional aspects of distributed generation policies for promoting Brazilian economic development. **Energy Policy**, v. 143, p. 1-9, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111555>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520302974>. Acesso em: 10 mar. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/espaco-do-consumidor>. Acesso em: 25 mar. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2019a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2019b.
- AZEVÊDO, R. O. *et al.* Identification and Analysis of Impact Factors on the Economic Feasibility of Photovoltaic Energy Investments. **Sustainability**, v. 12, n. 17, p. 1-40, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3390/su12177173>. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/17/7173>. Acesso em: 25 mar. 2021.
- BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.
- BARBOSA FILHO, W. P.; AZEVEDO, A. C. S. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. *In*: SIMPÓSIO DE ESTUDOS E PESQUISAS EM CIÊNCIAS AMBIENTAIS NA AMAZÔNIA, 2. 2013, Belém/ PA.

BRASIL. Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão. Painel de custeio. Disponível em: <https://paineldecusteio.planejamento.gov.br/index.html>. Acesso em: 9 mar. 2021.

BRASIL. Ministério de Educação. Portaria nº 941, de 11 de novembro de 2020. Institui o Programa para Desenvolvimento em Energias Renováveis e Eficiência Energética na Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica - Programa EnergIF. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-941-de-11-de-novembro-de-2020-287790729>. Acesso em: 15 nov. 2020.

BRASIL. Câmara dos Deputados. Decreto legislativo nº 140, de 2016. Aprova o texto do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima - UNFCCC, celebrado em Paris, em 12 de dezembro de 2015, e assinado em Nova York, em 22 de abril de 2016. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decleg/2016/decretolegislativo-140-16-agosto-2016-783505-publicacaooriginal-150960-pl.html#:~:text=O%20Congresso%20Nacional%20decreta%3A,22%20de%20abril%20de%202016>. Acesso em: 3 nov. 2016.

CANAL SOLAR. Em quanto tempo o sistema solar retorna o investimento? Disponível em: <https://canalsolar.com.br/em-quanto-tempo-o-sistema-solar-retorna-o-investimento/>. Acesso em: 21 fev. 2021.

CORIOLOANO, T. R.; PEREIRA, A. K. A.; PINTO, A. E. M. Análise do arcabouço legal da geração distribuída de energia elétrica no Brasil. **Boletim do Observatório Ambiental Alberto Ribeiro Lamego**, v. 14, n. 2, p. 291-301, 27 dez. 2020. DOI: <https://doi.org/10.19180/2177-4560.v14n22020p291-301>. Disponível em: <https://essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/boletim/article/view/15822>. Acesso em: 11 mar. 2021.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Energia 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/Sumario%20Executivo%20PDE%202027.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2019.

GARCEZ, C. G. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. **Utilities Policy**, v. 49, p. 104-115, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.06.005>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957178716300984>. Acesso em: 22 out. 2020.

GOMES, P. V. *et al.* Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues. **Energy Policy**, v. 115, p. 199-206, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.014>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421518300156>. Acesso em: 22 out. 2020.

GOOGLE. Google Earth. Disponível em: <https://earth.google.com/web/@-21.73590343,-41.3255194,12.2102554a,478.28918562d,35y,2.26499797h,14.43621504t,-0r>. Acesso em: 20 out. 2020.

HINRICHS, R. A.; KLEINBACH, M.; REIS, L. B. **Energia e Meio Ambiente**. 5. ed. São Paulo: Thomson, 2014.

HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, v. 67, p. 612-617, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.064>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421513011944>. Acesso em: 21 out. 2020.

INSTITUTO DE ENERGIA-PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA (IEPUC). **Atlas Rio Solar**. Rio de Janeiro: Ed. PUC-Rio, 2016.

INSTITUTO FEDERAL FLUMINENSE (IFF). Bloco de Laboratórios do Campos Guarus. Disponível em: http://portal1.iff.edu.br/aceso-a-informacao/infraestrutura-fisica/obras-concluidas/2018/guarus_004.jpg/view. Acesso em: 11 dez. 2019.

INSTITUTO FEDERAL DO RIO GRANDE DE NORTE (IFRN). Panamirim. Instituto Federal do Rio Grande do Norte. Disponível em: <http://portal.ifrn.edu.br/servidores/campus-verde/lateral/usinas/panamirim>. Acesso em: 11 dez. 2019.

INSTITUTO FEDERAL DE SANTA CATARINA (IFSC). Sistema de placas solares traz economia de quase R\$70 mil ao Câmpus Florianópolis. Disponível em: https://www.ifsc.edu.br/conteudo-aberto/-/asset_publisher/1UWKZAKiOauK/content/id/852611. Acesso em: 11 dez. 2019a.

INSTITUTO FEDERAL DE SANTA CATARINA (IFSC). Usina solar é inaugurada no Câmpus Jaraguá do Sul-Rau. Disponível em: https://www.ifsc.edu.br/conteudo-aberto/-/asset_publisher/1UWKZAKiOauK/content/id/852611. Acesso em: 11 dez. 2019b.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). Geração Distribuída – Notas sobre geração distribuída Notas – Fórum de Cogeração. 2001.

LIMA, M. A. *et al.* Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. **Environmental Development**, v. 33, p. 1-13, Mar. 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2020.100504>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2211464520300191>. Acesso em: 14 abr. 2020.

LACCHINI, C.; RUTHER, R. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. **Renewable Energy**, v.83, pp. 786-798, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.045>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148115300082>. Acesso em: 13 set. 2020.

LUNA, M. A. R. *et al.* Solar photovoltaic distributed generation in Brazil: the case of resolution 482/2012. **Energy Procedia**, v. 19, p. 484-490, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.036>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218313316>. Acesso em: 13 set. 2020.

MENDES, L. F. R.; STHEL, M. S.; LIMA, M. A. O crescimento da geração distribuída no contexto da crise hidroenergética na região Sudeste do Brasil: aspectos ambientais e socioeconômicos. **Revista Vértices**, v. 22, n. 3, p. 626-647, 25 nov. 2020. DOI: <https://doi.org/10.19180/1809-2667.v22n32020p626-647>. Disponível em: <https://essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/vertices/article/view/15482>. Acesso em: 26 nov. 2020.

MENDES, L. F. R. **Avaliação das fontes renováveis para geração de energia elétrica**: na busca da sustentabilidade ambiental e socioeconômica. 2019. Tese (Doutorado em Ciências Naturais) – Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Campos dos Goytacazes, 2019. Disponível em: http://ead.uenf.br/moodle/pluginfile.php/27568/mod_resource/content/25/2019-Luiz%20Fernando%20Rosa%20Mendes%20-%20doutorado.pdf. Acesso em: 20 jan. 2020.

MENDES, L. F. R.; STHEL, M. S. Analysis of the hydrological cycle and its impacts on the sustainability of the electric matrix in the state of Rio de Janeiro/Brazil. **Energy Strategy Reviews**, v.22, p. 119-126, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.015>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2211467X1830083X>. Acesso em: 12 dez. 2019.

MENDES, L. F. R.; STHEL, M. S. Thermoelectric Power Plant for Compensation of Hydrological Cycle Change: Environmental Impacts in Brazil. **Case Studies in the Environment**, v. 1, n. 1, p. 1-7, 31 dec. 2017. DOI: <https://doi.org/10.1525/cse.2017.000471>. Disponível em: <https://online.ucpress.edu/cse/article-abstract/1/1/1/34497/Thermoelectric-Power-Plant-for-Compensation-of?redirectedFrom=fulltext>. Acesso em: 10 jan. 2018.

NARIMATU, B. R. S.; CRIBARI, F. A.; GUIMARÃES, W. T. Avaliação de desempenho de um sistema fotovoltaico comercial de 14,56 kW_P no município de Serra. *In*: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 7. 2018, Gramado/RS.

PEREIRA, E. (coord.). **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. DOI: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 11 dez. 2019.

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

PORTAL SOLAR. Usina de energia solar é inaugurada no Instituto do Mato Grosso do Sul. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/usina-de-energia-solar-e-inaugurada-no-instituto-federal-de-mato-grosso-do-sul.html>. Acesso em: 11 dez. 2019.

PROGRAMA PARA DESENVOLVIMENTO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA REDE FEDERAL (ENERGIF). Conheça o programa. Disponível: <http://www.energif.org/>. Acesso em: 22 fev. 2021.

PVSYST. Download. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Acesso: 15 set. 2019.

RODRÍGUEZ, R. Distributed generation: a Panama perspective of regulatory challenge. **Journal of Energy & Natural Resources Law**, v. 35, n. 4, p. 381-390, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1080/02646811.2017.1361160>. Disponível em: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/02646811.2017.1361160?journalCode=nrnl20>. Acesso em: 21 nov. 2019.

SILVA, I. A. Faturas de Energia 2019 [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por: brverediano@gmail.com em 12 fev. 2020.

SILVA, P. P. *et al.* Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, p. 30-39, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.028>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118308232>. Acesso em: 03 mar. 2020.

SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT (SWERA). Global Solar Atlas. Disponível em: [https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA)). Acesso em: 10 jan. 2021.

VALE, A. M. *et al.* Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida”. **Energy Policy**, v. 108, p. 292-298, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.001>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517303555>. Acesso em: 21 nov. 2019.

VILLALVA, M. G. Avaliação prévia dos telhados antes da instalação dos sistemas fotovoltaicos. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/13-avaliacao-previa-dos-telhados>. Acesso em: 28 dez. 2020.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2 ed. São Paulo: Érica, 2015.

WA SOLAR. Tempo de retorno do investimento em energia solar. Disponível em: <http://www.wasolar.com.br/tempo-de-retorno-do-investimento-em-energia-solar>. Acesso em: 21 fev. 2021.