

SUBMETIDO 06/01/2022

APROVADO 25/02/2022

PUBLICADO ON-LINE 25/03/2022

PUBLICADO 10/10/2023


EDITOR ASSOCIADO
José Carlos Lima Júnior

DOI: <http://dx.doi.org/10.18265/1517-0306a2021id6590>

ARTIGO ORIGINAL

Estudo de viabilidade da geração fotovoltaica como fonte energética principal para a frota de veículos elétricos em Fernando de Noronha, Brasil

 Lucas Nascimento de Sousa ^[1]

 Hilson Gomes Vilar de Andrade ^[2]

 Anderson Breno Souza ^[3]

 Alvaro Antonio Villa Ochoa ^{[4]*}

[1] lucas.n.sousa@outlook.com
Centro Universitário Maurício de Nassau (UNINASSAU), Brasil

[2] hilsonvilar@recife.ifpe.edu.br
[4] ochoaalvaro@recife.ifpe.edu.br
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco (IFPE), Brasil

[3] anderson.souza@ufob.edu.br
Universidade Federal do Oeste da Bahia (UFOB), Brasil

RESUMO: O objetivo deste trabalho é dimensionar sistemas fotovoltaicos com as estações de recargas, para atender à demanda de veículos elétricos e diminuir a quantidade de CO₂ emitido para a atmosfera. Para isso, foram avaliados os benefícios ambientais e financeiros com a implantação desses sistemas. Os dados obtidos foram coletados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia e por pesquisas bibliográficas, que foram bases para o levantamento quantitativo, a fim de se traçar o perfil de consumo da frota de veículos e dimensionar os sistemas fotovoltaicos e as estações de recargas. Com a criação desses sistemas e das referidas estações para veículos elétricos, será possível ter um fluxo de caixa acumulado de R\$ 7.808.226,92 em 25 anos de operação e evitar a emissão de 79.644 tCO₂ para a atmosfera.

Palavras-chave: análise ambiental e financeira; carbono zero; energia renovável; estação de recarga; sistema fotovoltaico; veículos elétricos.

Feasibility study of photovoltaic generation as the main energy source for the electric vehicle fleet in Fernando de Noronha, Brazil

ABSTRACT: This work aims to design photovoltaic systems with charging stations to meet the demand for electric vehicles and reduce the amount of CO₂ emitted into the atmosphere. For this, the environmental and financial benefits of implementing these systems were evaluated. The data obtained were collected from the Brazilian Institute of Geography and Statistics, from the National Institute of Metrology, Quality and Technology, and from bibliographic research, which were the bases for the quantitative survey, to trace the consumption

*Autor para correspondência.

profile of the vehicle fleet and dimension the photovoltaic and the charging stations. With the creation of these stations for electric vehicles, it will be possible to have an accumulated cash flow of R\$ 7,808,226.92 in 25 years of operation and avoid the emission of 79,644 tCO₂ into the atmosphere.

Keywords: charging station; electric vehicles; photovoltaic system; renewable energy; zero carbon.

Nomenclatura:

E_p	Energia produzida pelo módulo diariamente [Wh]
α_t	Coefficiente de temperatura do módulo
η_m	Eficiência do módulo
A_m	Área da superfície do módulo [m ²]
$E_{módulo}$	Energia gerada por um módulo fotovoltaico no mesmo intervalo de tempo. [Wh]
E_s	Insolação diária [Wh/m ² /dia]
$E_{sistema}$	Energia gerada no determinado intervalo de tempo [Wh]
I_0	Investimento inicial
$I_{CC,STC}$	Corrente de curto-circuito do arranjo nas condições de teste STC [A]
I_{CC}	Corrente de curto-circuito do arranjo nas condições de teste STC [A]
I_{CH}	Capacidade de corrente de interrupção da Chave [A]
I_{CaboCC}	Capacidade de corrente do cabo [A]
N_p	Número de módulos fotovoltaicos do sistema
N_p	Número de módulos fotovoltaicos do sistema
P_{FV}	Potência de pico do painel fotovoltaico
$P_{Módulo}$	Potência do módulo fotovoltaico [Wp]
P_{Nca}	Potência nominal em corrente alternada do inversor
P_{Pico}	Potência máxima do sistema [Wp]
V_{SN}	Valor do último saldo negativo
V_{SF}	Valor do primeiro saldo positivo
V_{fn}	Tensão entre fase-fase [V]
$V_{\dot{I}_{MPPTmáx}}$	Tensão máxima da entrada SPPM do inversor [V]
$V_{\dot{I}_{MPPTmín}}$	Tensão mínima da entrada SPPM do inversor [V]
$V_{\dot{I}_{inversor}}$	Tensão máxima de entrada do inversor

$V_{i\text{máx}}$	Tensão máxima de entrada do inversor
$V_{n\text{Arranjo}}$	Tensão nominal do arranjo fotovoltaico [V]
$V_{oc\text{ do arranjo}}$	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico
V_{oc}	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico
$V_{oc'}$	Tensão de circuito aberto corrigida
$\cos \varphi$	Fator de potência
$\Delta V\%$	Queda de tensão máxima [%]
i	Taxa de atratividade (TMA)
FCE	Fluxos esperados de entrada de caixa
IB	Corrente de projeto [A]
I_p	Corrente de projeto [A]
P	Potência [W]
Sc	Seção do condutor [mm ²]
T	Temperatura do módulo no STC
T'	Menor temperatura histórica do local
TD	Taxa de desempenho
VF	Valor futuro
j	Período ($j=0$ a $i=n$), percorrendo todo fluxo de caixa
l	Comprimento [m]
ρ	Resistividade do material do condutor = cobre = 1/56 mm ² /m

1 Introdução

No mundo, buscam-se alternativas para minimizar as emissões de gás carbônico (CO₂), visando mitigar a degradação ambiental e o efeito estufa. Nessa missão, a redução do consumo de combustíveis fósseis é determinante. Ainda que se tenha ciência dessa situação, esse tipo de combustível continua sendo amplamente empregado, dada a sua popularização no funcionamento de veículos automotores, estes figurando entre os maiores vilões do comprometimento ambiental (BADEA *et al.*, 2019; CALISE *et al.*, 2019; DOMÍNGUEZ-NAVARRO *et al.*, 2019).

No arquipélago Fernando de Noronha, estado de Pernambuco, Brasil, esse problema tem sido discutido intensivamente, levando a administração pública a determinar, por meio da Lei nº 17.624/2021 (PERNAMBUCO, 2021), que, até o ano de 2030, deve-se trocar a frota para que, a partir desse ano, apenas veículos elétricos circulem no seu território. Com tal determinação, espera-se que haja interrupção da emissão de CO₂ proveniente do acionamento de motores de combustão interna.

A utilização da energia elétrica para propulsão dos veículos automotores, em substituição à queima dos combustíveis, é uma realidade já difundida em muitos países, e sua consolidação reduzirá as emissões de CO₂ para a atmosfera, representando,

pois, uma alternativa para a preservação das condições adequadas de vida humana no planeta. Esse fator tem sido um impulsionador do desenvolvimento e disseminação de veículos acionados por energia elétrica, sejam eles totalmente elétricos ou híbridos, o que demanda aumento de postos de fornecimento de energia para esse fim (MINH; QUANG; PHAM, 2021; TORREGLOSA *et al.*, 2016).

Os motores elétricos veiculares são acionados por energia armazenada em células de baterias, fixadas no veículo, que podem ser recarregadas a partir de qualquer fonte de eletricidade (MINH; QUANG; PHAM, 2021). No entanto, um dos problemas na difusão dos veículos elétricos é a adaptação das cidades a esse tipo de recurso, para se garantir a infraestrutura necessária de abastecimento de energia, permitindo a autonomia do veículo enquanto transporte (ODA *et al.*, 2018).

A produção da energia elétrica para alimentar os veículos pode ser realizada a partir de fonte térmica renovável ou fóssil – embora esta última deva ser sumariamente evitada. Como opção para esse fim – alimentação de veículos –, podem-se empregar fontes alternativas, como a energia geotérmica, os ventos, a biomassa ou a energia solar. Entre essas, a energia solar, que é a energia oriunda da radiação solar incidente, é bastante difundida; uma das maneiras mais populares para sua captação é através de células fotovoltaicas, formadas por semicondutores, em formato de placas (LEITE *et al.*, 2019; LIMA *et al.*, 2015).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados e arranjados de modo que sirvam de estação de recarga para alimentação dos veículos, o que permite maior autonomia no seu uso. Para isso, esses sistemas devem ser bem dimensionados, levando em consideração aspectos meteorológicos locais, a demanda requerida, seus custos de implementação, consequentes impactos ambientais, entre outros (TORREGLOSA *et al.*, 2016).

Nesse sentido, Badea *et al.* (2019) realizaram o projeto e a simulação de uma estação solar para o carregamento de veículos elétricos, na Romênia, com a finalidade de avaliar a efetividade da implementação desses sistemas. Os autores otimizaram o arranjo ideal do sistema com o uso de algoritmos genéticos, considerando que tal sistema seria formado pelas placas fotovoltaicas e por baterias de armazenamento para garantir seu funcionamento 24 horas por dia; os pesquisadores também consideraram aspectos econômicos, energéticos e ambientais.

De maneira semelhante, Mouli, Bauer e Zeman (2016) projetaram uma estação de recarga de baterias de veículos elétricos para locais de trabalho, na Holanda, a partir de energia solar fotovoltaica integrada à rede de abastecimento convencional. Foram utilizados dados meteorológicos locais para a definição da orientação mais eficiente dos painéis e para a avaliação da variação da incidência da radiação solar diária. Foi identificado que, mesmo com o uso de baterias, o sistema proposto não permitia a total independência da rede de fornecimento de energia elétrica, devido à variação solar ao longo do ano; no entanto, a existência de armazenamento por baterias reduziu em 25% a necessidade desse fornecimento. Minh, Quang e Pham (2021) também utilizaram dados meteorológicos, a partir de diferentes valores de irradiação do Vietnã, para avaliar uma estação de carregamento veicular elétrica solar fotovoltaica, realizando a análise técnica e econômica do sistema proposto.

A energia solar, por seu caráter intermitente e por depender de condições locais específicas que variam ao redor do mundo, pode não ser suficiente para abastecer, com energia elétrica, estações de carregamento veicular, sendo necessária fonte adicional para garantir o atendimento da demanda. Nesse sentido, Fathabadi (2017) e Wang *et al.* (2021) estudaram estações de carregamento para veículos elétricos baseadas em fonte primária híbrida de energia: energia solar fotovoltaica e energia eólica.

O uso de ferramenta computacional para otimizar estações solares de abastecimento de veículos elétricos é comum na literatura. Dai, Liu e Wei (2019), assim como Bhatti *et al.* (2019), realizaram otimização, por meio de algoritmo multiagente de enxame de partículas, de um sistema solar fotovoltaico, para uma estação de armazenamento de energia elétrica em baterias e abastecimento de veículos elétricos. Foi possível identificar que a ferramenta de otimização implementada reduziu o custo no processo de carregamento dos veículos.

Já Esfandyari *et al.* (2019) monitoraram, durante um ano, uma estação de geração de energia elétrica por meio de energia solar fotovoltaica, já implementada na universidade de Campus, em Dublin, na Irlanda, para o armazenamento em bateria e recarga veicular, a fim de avaliar sua performance. A estação apresentava 63 m² e tinha a capacidade nominal de 10,5 kW AC e 9,6 kWh com bateria de íon de lítio. Identificou-se um desvio de 14% entre a potência calculada e a adquirida – a máxima alimentação da rede aconteceu em maio, e os picos de carga e descarga da bateria foram identificados em novembro. Além disso, o sistema mostrou uma autossuficiência de 74,36%.

Oruganti *et al.* (2019), diferentemente dos casos anteriores, projetaram uma estação de carregamento de veículos elétricos a partir da energia solar fotovoltaica com uso de uma estação móvel acoplada em carretas, composta por placas solares na superfície superior da carroceria, abastecendo baterias internas do sistema. O arranjo proposto foi simulado com o uso do software MATLAB/Simulink e atendeu ao conceito de estação solar de carregamento rápido, possibilitando que 80% da energia requerida por veículo leve fosse disponibilizada em 10,25 minutos de carregamento.

Diante desse cenário de expansão do uso de veículos elétricos e da necessidade de prever estações de carregamento com fontes energéticas primárias limpas que garantam a autonomia de abastecimento, este trabalho tem por objetivo propor um arranjo e dimensionar energética, ambiental e financeiramente os benefícios de estações fotovoltaicas de recargas de baterias de veículos elétricos a serem implementadas no arquipélago Fernando de Noronha, no estado de Pernambuco, no Brasil.

Dessa forma, a proposta deste trabalho é o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com as estações de recargas para atender à demanda de veículos elétricos e diminuir a quantidade de CO₂ emitido para a atmosfera.

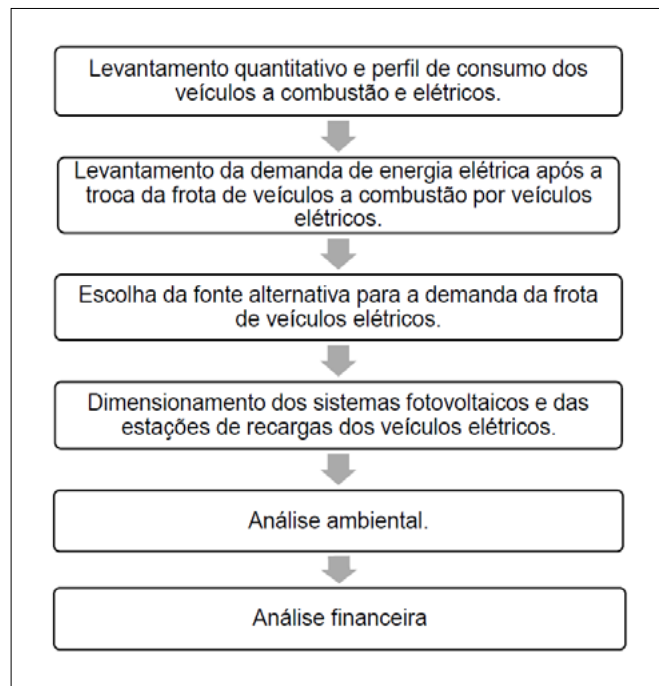
O restante do artigo está estruturado da seguinte maneira: a seção 2 está direcionada à metodologia sobre o dimensionamento do sistema fotovoltaico e à análise energética, financeira e ambiental, para verificar a viabilidade da proposta; na seção 3 são apresentados os resultados das análises e a viabilidade da proposta; e, finalmente, na seção 4 são apresentadas as conclusões do artigo.

2 Materiais e métodos

A metodologia utilizada baseia-se no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, com o intuito de atender à demanda de energia elétrica dos veículos elétricos do programa Noronha Carbono Zero, que, em 2030, substituirá por completo a frota de veículos a combustão da ilha de Fernando de Noronha. A metodologia foi dividida em seis etapas, considerando um estudo de viabilidade financeira e ambiental, segundo apresentado na Figura 1 (próxima página).

Figura 1 ▶

Etapas do processo da metodologia aplicada.
 Fonte: elaborada pelos autores

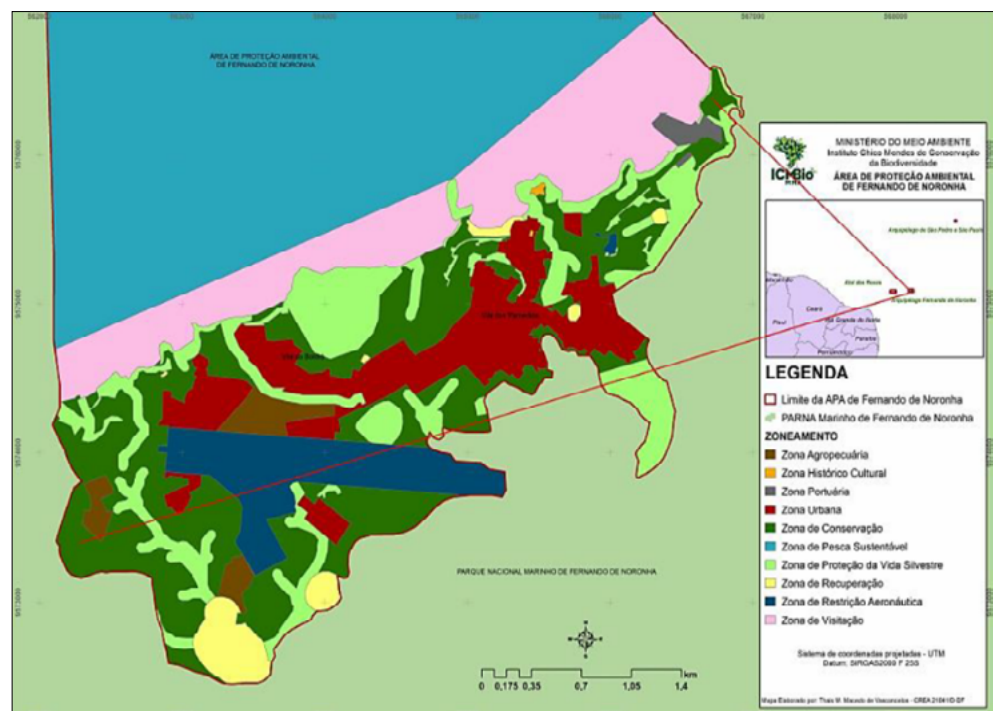


2.1 Área de estudo

A área de estudo é o arquipélago Fernando de Noronha (FN), pertencente ao estado de Pernambuco, que é composto por 21 ilhas que totalizam a área de 26 km², sendo 17 km² da ilha principal (Figura 2), onde estão concentradas todas as atividades socioeconômicas. Segundo o Censo 2022 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2023), a ilha tem uma população de 3.167 pessoas.

Figura 2 ▶

Mapa da Ilha de Fernando de Noronha.
 Fonte: ICMBio (2017)



2.2 Coleta de informações

O levantamento primário das informações foi realizado a partir da literatura especializada assim como de normas regulamentadoras envolvendo os sistemas fotovoltaicos, instalações elétricas, veículos elétricos e a combustão.

Os dados de quantidade e de consumo dos veículos no arquipélago de Fernando de Noronha foram coletados nos sites do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2021) e do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO, 2020).

- Número de veículos a combustão;
- Consumo do veículo a combustão (em L/100 km);
- Consumo médio para carregar o veículo elétrico (em kWh/100 km);
- Emissão de poluentes dos veículos a combustão (em tCO₂).

2.3 Análise energética, ambiental e financeira

O dimensionamento do sistema fotovoltaico é realizado com base no cálculo da energia gerada, diariamente, por um módulo – trata-se do método da insolação. A modelagem dessa análise (VILLALVA, 2015) é mostrada nesta seção.

2.3.1 Análise energética

A energia produzida pelo método da insolação, estimada pela Equação 1, depende da irradiação diária do local, da geometria, da área e da eficiência do módulo fotovoltaico (VILLALVA, 2015), dada por:

$$E_p = E_s \times A_m \times \eta_m \times TD \quad (1)$$

A lista de nomenclaturas, no início do artigo, mostra as definições e unidades de todas as variáveis utilizadas na análise.

O número no sistema fotovoltaico é determinado pela Equação 2 (VILLALVA, 2015):

$$N_p = \frac{E_{sistema}}{E_{módulo}} \quad (2)$$

A potência máxima do sistema, em Wp, é calculada através da Equação 3 (VILLALVA, 2015).

$$P_{pico} = N_p \times P_{módulo} \quad (3)$$

2.3.1.1 Arranjo e escolha do inversor

A Equação 4, definida por Pinho e Galdino (2014), permite calcular o fator de dimensionamento do inversor (FDI):

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} \quad (4)$$

Para o cálculo da tensão de circuito de circuito aberto (V_{oc}) do arranjo fotovoltaico, é utilizada a Equação 5 (VILLALVA, 2015).

$$V_{oc\ do\ arranjo} = N^o\ módulos \times V_{oc} \quad (5)$$

Para o cálculo do valor de tensão de circuito aberto, devem ser respeitadas as limitações impostas na Equação 6 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$V_{oc} \times (T - T') \times \alpha_t < V_{i\ inversor} \quad (6)$$

Os módulos conectados em série formam uma configuração com a tensão do arranjo, devendo permanecer na faixa de tensão, indicando o ponto de potência máxima (SPPM) do inversor, de modo a extrair a maior eficiência do equipamento. Então, o dimensionamento da tensão de entrada do inversor é realizado através das Equações 7 e 8 (VILLALVA, 2015).

$$V_{n\ Arranjo} = N^o\ módulos \times V_n \quad (7)$$

$$V_{i\ MPPTmin} < V_{n\ Arranjo} < V_{i\ MPPTmax} \quad (8)$$

2.3.1.2 Condutores CC e CA

As Equações 9 e 10 foram utilizadas para o dimensionamento dos condutores, com recomendação de que a corrente de condução do cabo seja superior a 25% da corrente de curto-circuito do módulo (ABNT, 2019).

$$I_{CaboCC} \geq I_{CC,STC} \times 1,25 \quad (9)$$

$$I_{CH} \geq I_{CC,STC} \quad (10)$$

Os fusíveis foram dimensionados segundo a norma ABNT 16690 (ABNT, 2019), de acordo com a Equação 11.

$$1,1 \times I_{CC,STC} \times \leq I_F \quad (11)$$

Posteriormente, com a Equação 12, calcula-se a corrente de projeto corrigida com os fatores de temperatura e agrupamento.

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \times 380 \times \cos \varphi} \quad (12)$$

A Equação 13 apresenta o cálculo da seção do condutor diante dessas variáveis (ABNT, 2008).

$$S_c = \frac{173,2 \times \rho \times \sum l \times IB}{\Delta V \% \times V_{fn}} \quad (13)$$

Finalmente, para o dimensionamento do disjuntor, utiliza-se a Equação 14 (ABNT, 2008).

$$I_p \leq I_{DJ} \leq I_{CaboCA} \quad (14)$$

2.3.2 Análise ambiental

O estudo dos impactos ambientais baseia-se nas emissões de CO₂ evitadas ao longo da vida útil dos sistemas fotovoltaicos. Segundo a Equação 15, para determinar a quantidade de CO₂ que deixou de ser emitido, aplica-se o produto do fator de emissões da matriz elétrica brasileira pela energia elétrica produzida (CHEN *et al.*, 2018).

$$Emissões [kg] = Energ. produzida [kWh] \times F. de emissão [kg/kWh] \quad (15)$$

Deve ser considerado que um crédito de carbono equivale a uma tonelada de CO₂.

Tabela 1 ▼

Parâmetros para a análise financeira do projeto.

Fonte: adaptada de Hirschfeld (2007)

2.3.3 Análise financeira

Entre os parâmetros financeiros utilizados na análise, conforme registrado na Tabela 1, tem-se: o valor presente líquido (VPL), o retorno de investimento por meio do *payback* descontado e a taxa interna de retorno (TIR) (HIRSCHFELD, 2007).

VPL	Payback	TIR
Equação 15	Equação 16	Equação 17
$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{FCE}{(1+i)^j} - I_0$	$\frac{I_0 \cdot V_{SN}}{ V_{SN} + V_{SP} } = [\% \text{ do Ano}]$	$VPL = \left[\sum_{j=0}^n \frac{FCE}{(1+TIR)^j} - I_0 \right] = 0$

3 Resultados e discussão

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos com o estudo, enfatizando o dimensionamento do sistema desde o ponto de vista energético, ambiental e financeiro.

3.1 Quantidade e perfil de consumo dos veículos a combustão

De acordo com o IBGE (2021), o arquipélago de Fernando de Noronha possui 1.330 veículos a combustão. O projeto Fernando de Noronha Carbono Zero (LACERDA, 2013) estabelece, contudo, que as aeronaves, tratores, embarcações e veículos destinados a puxar ou arrastar maquinaria, ainda que sejam a combustão, permanecerão no arquipélago. Dessa forma, o total de veículos a combustão a serem substituídos por veículos elétricos se reduz a 1.267.

De modo a facilitar a análise, o consumo médio dos veículos desse tipo foi avaliado por categoria. Na Tabela 2, apresenta-se a quantidade de veículos e o consumo, em litros, de gasolina por 100 km rodados de cada categoria.

Tabela 2 ▼

Média de consumo e quantidade de veículos a combustão.

Fonte: dados da pesquisa

Veículos	Quantidade	Capacidade de armazenamento (L)	Consumo (L/100 km)
Automóvel	509	50	7,04
Caminhonete	137	80	16,67
Ônibus	29	300	31,25
Motocicleta	551	16	2,44
Utilitário	41	52	9,62
Total	1.267	-	-

O arquipélago de Fernando de Noronha possui uma das menores estradas do Brasil, conhecida como BR-363 – Miguel Arraes de Alencar –, com 7 km de extensão. É possível observar que não há muito deslocamento de veículos a combustão na ilha; por isso, foi estimado que cada veículo percorre, durante o dia, três vezes essa distância, totalizando 21 km por dia.

3.2 Mudança da frota dos veículos a combustão por veículos elétricos

Como apresentado acima, foi definido que o arquipélago possui 1.267 veículos a combustão a serem substituídos e que cada veículo percorre em média 21 km diariamente. Utilizou-se o critério de análise do consumo médio de energia dos veículos elétricos por categorias. Na Tabela 3 (próxima página), são apresentados os valores médios de capacidade da bateria e de consumo de energia elétrica por 100 km rodados.

Tabela 3 ▶

Média de consumo e quantidade de veículos elétricos.

Fonte: dados da pesquisa

Veículos	Quantidade	Capacidade da bateria (kWh)	kWh/100 km
Automóvel	509	41	13,23
Caminhonete	137	67	20,94
Ônibus	29	162	73,64
Motocicleta	551	1,8	2,25
Utilitário	41	33	14,35
Total	1.267	-	-

Tabela 4 ▼

Consumo mensal de energia da frota de veículos elétricos.

Fonte: dados da pesquisa

Diante das características dos veículos elétricos e do perfil de consumo determinado, foi possível estimar o consumo de energia elétrica mensal da frota, cujas estimativas são apresentadas na Tabela 4.

Veículos	Quantidade	Capacidade da bateria (kWh)	Autonomia (km)	Consumo (kWh)/Mês
Automóvel	509	41	310	62.607,00
Caminhonete	137	67	320	18.358,00
Ônibus	29	162	220	14.094,00
Motocicleta	551	1,8	80	7.934,40
Utilitário	41	33	230	4.059,00
Total	1.267	-	-	107.052,40

A partir de informações para 2020 da Base de Dados do Estado de Pernambuco (BDE-PE, 2022), estima-se que o consumo mensal do arquipélago de Fernando de Noronha é de 1.416 MWh, enquanto o consumo total da frota dos veículos elétricos seria de 107 MWh. Dessa forma, o consumo mensal da frota teria um impacto na carga total do arquipélago em cerca de 7,6%.

3.3 Escolha da fonte de energia

A escolha da fonte de energia responsável por atender à demanda de veículos elétricos teve como critério principal ser uma fonte renovável, assim como a importância dessa fonte no cenário atual na matriz energética brasileira. Desse modo, selecionaram-se três fontes alternativas – energia eólica, biomassa e energia solar –, as quais foram submetidas a outros critérios de avaliação: os aspectos financeiros, ambientais e sociais.

A energia eólica apresenta alguns fatores que inviabilizam a instalação da fonte para esse projeto, devido aos aspectos ambiental e social. No que se refere ao aspecto ambiental, as características biogeográficas da região são de migração e de reprodução

de diversas espécies de aves marinhas, o que seria um problema para a adoção da energia eólica, já que a turbina eólica pode atingir as aves e provocar um grande impacto ambiental. Além disso, em relação ao aspecto social, as turbinas eólicas causam grande ruído na sua operação, com efeito também negativo na qualidade de vida da região.

A energia elétrica gerada pela biomassa em Fernando de Noronha pode ser aproveitada na compostagem do lixo urbano. O custo da planta geradora é, contudo, o maior empecilho para utilização dessa fonte. Além disso, o arquipélago não produz lixo e recursos biológicos suficientes para a captação de energia elétrica em média escala.

A energia solar fotovoltaica apresentou o melhor cenário para os três aspectos avaliados, com os impactos social e ambiental nulos e o fator econômico totalmente favorável, devido aos avanços tecnológicos e incentivos por parte do governo. Vale ressaltar que a energia solar fotovoltaica se mostrou mais flexível no que diz respeito à instalação gradativa do sistema, já que os veículos elétricos da ilha também serão modificados de mesma forma. Na Tabela 5, apresenta-se um resumo das três fontes avaliadas, indicando que a energia solar é a mais vantajosa para esse projeto.

Tabela 5 ▶

Avaliação das fontes alternativas.
Fonte: dados da pesquisa

Fontes	Aspecto financeiro	Aspecto ambiental	Aspecto social
Energia solar	Positivo	Positivo	Positivo
Energia eólica	Positivo	Negativo	Negativo
Energia de biomassa	Negativo	Positivo	Positivo

3.4 Seleção do sistema fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos projetados neste estudo têm como objetivo principal atender, por completo, à demanda dos veículos elétricos a existirem na ilha de Fernando de Noronha. No sentido de alcançar esse objetivo, foi necessário dividir a área urbana do arquipélago em 20 subáreas, cada uma recebendo um sistema fotovoltaico de pequeno porte, uma vez que Fernando de Noronha não possui área contínua disponível para um sistema de grande porte. Essa divisão de área e instalação de pequenos sistemas favorece a redução de perdas, já que os sistemas estarão próximos às cargas. Outro aspecto importante é a logística, pois o motorista terá disponíveis vários pontos de recarga espalhados pela área, o que evitará grandes deslocamentos para recarregar o veículo.

3.4.1 Preparação dos dados

De acordo com os dados de irradiação e de temperatura do National Renewable Energy Laboratory (NREL), localizado nos Estados Unidos (NREL, 2020), o arquipélago de Fernando de Noronha possui condições favoráveis para instalação dos sistemas fotovoltaicos. Na Tabela 6, é possível verificar a média de irradiação de 6,35 kWh/m²/dia e a temperatura durante o ano.

Tabela 6 ▶
Dados de irradiação e temperatura.
Fonte: NREL (2020)

Mês	Irradiação global horizontal (kWh/m ² /dia)	Temperatura ambiente (°C)
Janeiro	6,47	25,98
Fevereiro	6,11	26,22
Março	5,97	26,32
Abril	5,37	26,53
Mai	5,61	26,7
Junho	5,75	26,43
Julho	5,91	25,89
Agosto	6,59	25,7
Setembro	7,14	25,62
Outubro	7,33	25,74
Novembro	7,13	25,85
Dezembro	6,85	25,92
Média	6,35	26,08

A Figura 3 indica a especificação técnica do módulo fotovoltaico utilizado.

Figura 3 ▶
Especificação técnica do módulo 600 W.
Fonte: Trina Solar (2020)

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency η_m (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS	
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	Operational Temperature	-40~+85°C
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C	Max Series Fuse Rating	35A
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C		

Os valores de irradiação apresentados na Tabela 6 estão contemplados na instalação dos módulos com um desvio azimutal de 0° e inclinação de 10°. O módulo utilizado para o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi o Trina Solar, de 600 W, monocristalino, de 120 células, bifacial, com eficiência de 21,2% e área de 2,83 m² (TRINA SOLAR, 2020).

3.4.2 Quantidade de módulos do sistema fotovoltaico

Na Tabela 7, representa-se a geração total por mês, durante todo o ano. Observa-se que o mês de outubro representa o de maior geração, isso porque o equinócio, que marca o início da primavera, tem uma maior incidência solar sobre a linha do Equador nesse período. Como o arquipélago é bem próximo da linha do Equador (cerca de 3° de latitude ao sul, com níveis de irradiação próximos), é excelente para a instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 7 ▶

Geração de energia mensal por módulo.

Fonte: dados da pesquisa

Mês	Geração (kWh/mês)
Janeiro	91,46
Fevereiro	86,37
Março	84,39
Abril	75,91
Mai	79,30
Junho	81,28
Julho	83,54
Agosto	93,15
Setembro	100,93
Outubro	103,61
Novembro	100,79
Dezembro	96,83
Média	89,80

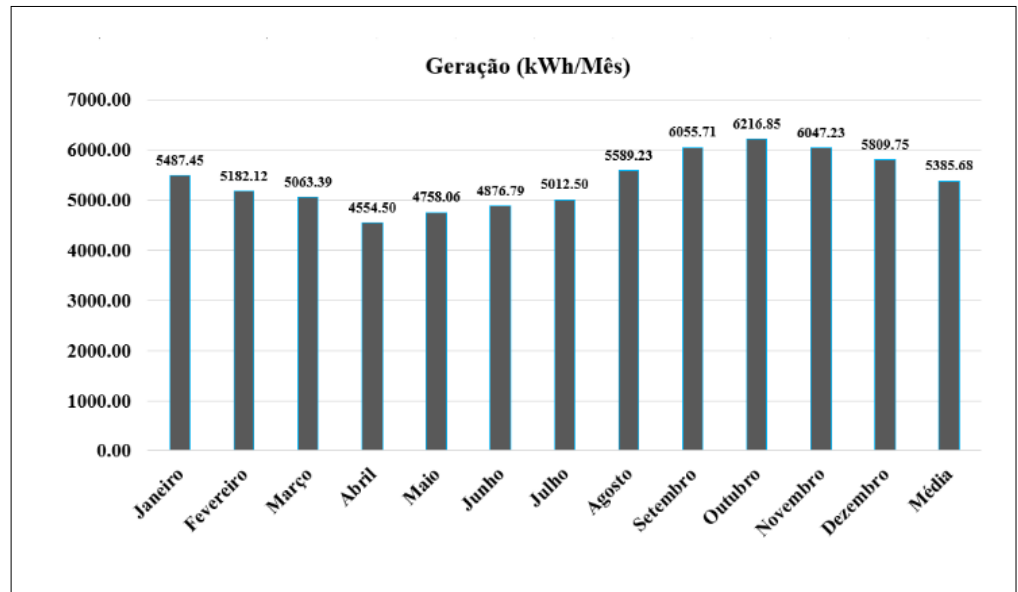
De acordo com os dados da Tabela 4, o consumo mensal da frota dos veículos elétricos em 2020 teria sido de 107.052,40 kWh. Considerando-se a geração média mensal de um módulo fotovoltaico de 89,80 kWh, serão necessários, aproximadamente, 1.200 painéis fotovoltaicos, para atender à frota de veículos elétricos.

Os 1.200 módulos serão divididos em 20 sistemas de pequeno porte, com 60 módulos cada. O sistema de pequeno porte possui potência de 36 kWp, estimada pelo uso da Equação 3, com geração média mensal de 5.385,68 kWh para um sistema único e 107.713,55 kWh para os 20 sistemas, com área de montagem de aproximadamente 170 m². Na Figura 4, vê-se o comportamento da geração média mensal de energia elétrica do sistema fotovoltaico, a partir da aplicação da Equação 1, para cada mês do ano e para os sistemas de pequeno porte (20 sistemas de pequeno porte de 60 módulos).

Figura 4 ►

Gráfico da geração estimada de energia mensal do sistema de 36 kWp.

Fonte: dados da pesquisa



3.4.3 Configuração dos arranjos e escolha do inversor

Os sistemas fotovoltaicos de 36 kWp com 60 módulos de 600 W serão formados por três arranjos de 20 módulos em série. Para essa estruturação, foi escolhido o inversor SG36KTL-M Sungrow de 36 kW (SUNGROW, 2017), que, a partir da descrição técnica do datasheet (Figura 5), foi a opção mais adequada para a demanda.

Figura 5 ►

Especificação técnica do inversor SG36KTL-M da Sungrow.

Fonte: Sungrow (2017)

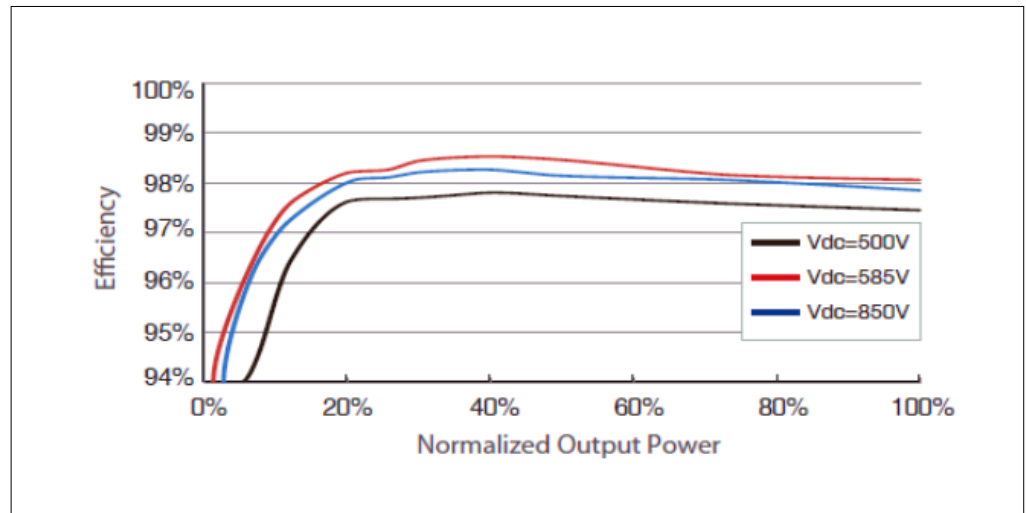
Input (DC)	SG36KTL-M
Max. PV input voltage	1100 V
Startup voltage	200 V
Nominal input voltage	686 V
MPP voltage range	200 - 1000 V
MPP voltage range for nominal power	600 - 860 V
No. of MPPTs	3
Max. number of PV strings per MPPT	3 / 3 / 2
Max. PV input current	88 A (33 A / 33 A / 22 A)
Max. current for input connector	12 A
Output (AC)	
Nominal AC output power	36000 W
Max AC output power (PF=1)	36000 W
Max. AC output apparent power	36000 VA
Max. AC output current	53.5 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE or 3 / PE, 230 / 400 V
AC voltage range	310 - 480 V
Nominal grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Grid frequency range	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor	> 0.99 @default value at nominal power, (adj. 0.8 leading - 0.8 lagging)

A tensão de circuito aberto do arranjo para uma temperatura de 0 °C não ultrapassou a faixa de operação do inversor, que é de 200 V a 1.000 V. O inversor possui uma eficiência máxima de 98,5% e três entradas SPPM com uma faixa de operação nominal entre 550 V e 850 V.

Foi encontrado um arranjo com tensão nominal de 692 V dentro da faixa SPPM de maior eficiência do inversor. O gráfico da Figura 6 indica que a tensão do arranjo fará com que o inversor atinja a eficiência máxima.

Figura 6 ▶

Curva de eficiência do SG36KTL-M da Sungrow.
Fonte: Sungrow (2017)



3.4.4 Dimensionamento dos condutores e proteções CC e CA

No caso dos condutores selecionados, a seção transversal foi de 4 mm², atendendo, portanto, aos critérios exigidos, já que a corrente de condução de 32 A é superior à corrente de curto-circuito do módulo, que é de 23,03 A, segundo os dados do fabricante. O condutor de aterramento apresentou uma seção de 6 mm². Na Tabela 8, mostra-se um resumo dos condutores e as proteções para corrente contínua para cada arranjo fotovoltaico.

Tabela 8 ▼

Condutores e proteções CC.
Fonte: dados da pesquisa

Arranjo fotovoltaico e condutores CC							
Origem	Destino	Nº M	Pot. Máx (W)	Tensão (V)	Corrente (A)	Condutor +/- (mm ²)	Condutor Ate. (mm ²)
Arranjo	Junção	19	6.800	841,82	18,42	4	6

Proteções para CC				
Origem	Destino	Chave seccionadora CC	DPS CC	Fusível
Arranjo	Junção	1.000 V _{cc} /32 A	3 × 1.000 V / 40 kA	25 A

As proteções das chaves seccionadoras foram dimensionadas com uma corrente contínua igual a 32 A, superior à corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico, com o intuito de se garantir a manobra sob carga do sistema. No caso do fusível, foi determinada uma corrente de 25 A, a fim de se interromperem possíveis correntes reversas no arranjo.

A tensão de circuito aberto estimada do arranjo foi de 841,82 V. Assim, o Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS) escolhido é específico para a corrente contínua, com tensão 1.000 V classe II, e corrente máxima de curto de 40 kA.

Para o dimensionamento dos condutores de corrente alternada, o valor de corrente estimada na saída do inversor foi 50,14 A. Por consequência, a seção do condutor escolhida foi de 16 mm², já que esta possui a condução de corrente igual a 76 A. Foi adotado um fator unitário tanto para o agrupamento dos condutores quanto para a temperatura de ambiente.

Tabela 9 ▼
Condutores e proteções CA.
Fonte: dados da pesquisa

O dimensionamento das proteções para a corrente alternada do disjuntor tripolar foi de 63 A curva C. O DPS foi especificado para corrente alternada, com tensão nominal 400 V e corrente máxima de atuação de 40 kA. Na Tabela 9, mostram-se os condutores e as proteções para corrente alternada na saída do inversor.

Condutores CA						
Origem	Destino	Pot. Máx (W)	Tensão (V)	Corrente Nominal (A)	Queda de Tensão (mm ²)	Condutor fase/neutro (mm ²)
Inversor	Conexão	36.000	380	54,69	2,23	16

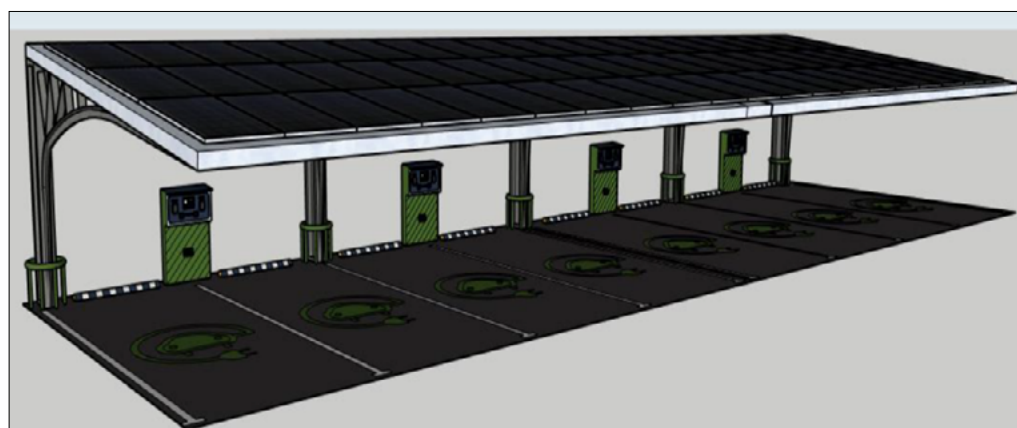
Proteções para CA			
Origem	Destino	Chave seccionadora CC	DPS CC
Inversor	Conexão	63 A tripolar curva C	4 × 400 V / 40 kA

3.4.5 Estações de recargas

As estações de recargas, com os sistemas fotovoltaicos incorporados, foram constituídas por um conjunto de carregadores para veículos elétricos e sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica. A estrutura civil foi do tipo estacionamento solar, conhecido como *carport* solar – que é de fácil instalação e bem aceito no mercado.

Cada estação de recarga contará com um sistema fotovoltaico de 36 kWp com potência de saída do inversor de 36 kW e área de 170 m². Dessa forma, foi adotado que cada estação de recarga disponibilize no máximo quatro carregadores monofásicos de 7,3 kW, chegando a uma potência total de recarga de 29,2 kW. É possível observar que a carga dos carregadores será suprida, em sua totalidade, pelo sistema fotovoltaico. Na Figura 7, é apresentado o projeto 3D da estação de recarga com o sistema fotovoltaico incorporado.

Figura 7 ►
Estação de recarga e sistema fotovoltaico.
Fonte: elaborada pelos autores



Vale ressaltar que, enquanto a demanda dos veículos elétricos não for atendida, a energia gerada será disponibilizada para a rede de distribuição do arquipélago, diminuindo, assim, a queima de óleo diesel da usina termoeletrica e reduzindo a emissão de gases poluentes para a atmosfera.

3.4.6 Localização das estações de recargas

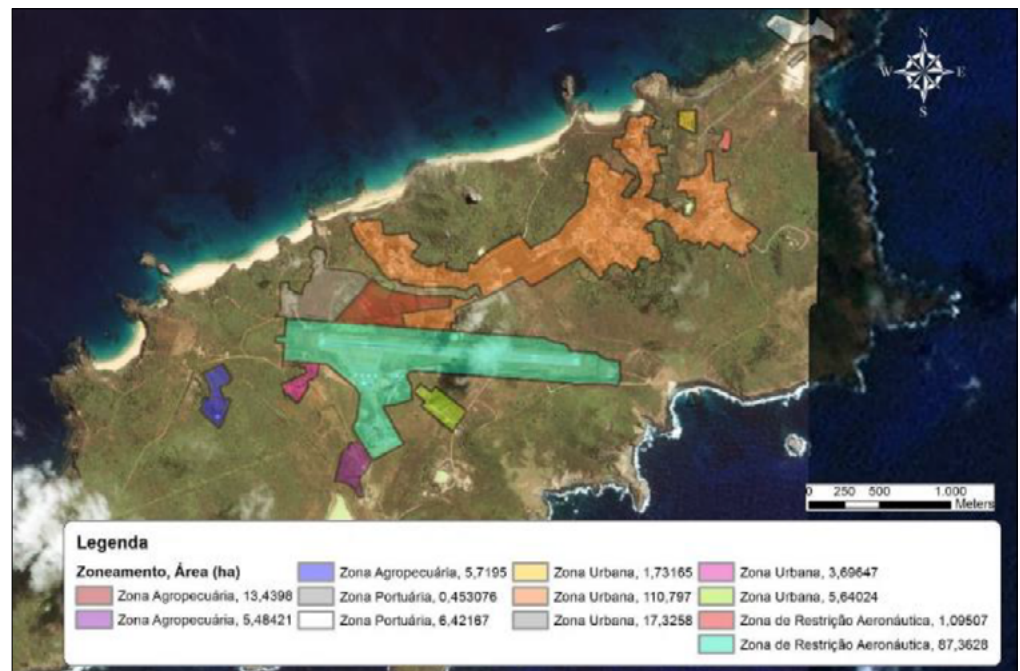
As estações de recargas poderão ser construídas em estacionamentos de empreendimentos comerciais, como pousadas, centros turísticos, restaurantes, supermercados. Na falta dessa possibilidade, é viável sua construção em locais públicos com áreas disponíveis de 170 m².

De modo geral, o arquipélago de Fernando de Noronha possui restrições ambientais que impedem a construção de qualquer empreendimento, mas, de acordo com o ICMBio (2017), nas zonas agropecuárias, aeronáuticas, urbanas e portuárias (Figura 8), não existem restrições ambientais; essas áreas representam locais disponíveis para instalação das 20 estações de recarga incorporadas com os sistemas fotovoltaicos.

Figura 8 ►

Visão geral dos locais disponíveis para instalação dos sistemas.

Fonte: ICMBio (2017)



3.4.7 Análise ambiental

A troca dos veículos a combustão por veículos elétricos causará um impacto ambiental positivo para o arquipélago de Fernando de Noronha, pois poderá evitar, mensalmente, a emissão de cerca de 222,12 tCO₂, estimativamente. Além disso, com a instalação dos sistemas fotovoltaicos, a usina termoeletrica Tubarão II deixará de emitir cerca de 43,36 tCO₂ por mês. No total, a quantidade de CO₂ evitado mensalmente pode chegar a 265,48 t. Por ano, esse valor deve atingir o número de 3.185,77 tCO₂; em 25 anos de operação do sistema fotovoltaico, o total seria de 79.644,06 tCO₂ que teriam a emissão para a atmosfera evitada.

Foram calculados os créditos de carbono gerados, com valor de 3.185 créditos de carbono anualmente. Esses créditos, segundo o Ministério de Minas e Energia (BRASIL, 2020), podem ajudar o Brasil a cumprir o seu compromisso de reduzir em 43% a emissão de gases de efeito de estufa até 2030 ou até mesmo a negociar esses créditos no mercado internacional para ter uma compensação financeira.

3.4.8 Análise financeira

Ao término do dimensionamento das estações de recarga, foi possível realizar uma estimativa de orçamento de materiais e serviços. Para a composição do valor do serviço, foram utilizadas informações da Greener (2020), empresa especializada em realizar pesquisa de mercado no setor de energia solar. Na análise apresentada em julho de 2020, a Greener apontou o valor estimado de R\$ 2,53 por cada Wp instalado, tanto para o projeto quanto para a instalação do sistema. Para a cotação dos materiais, foram consultadas as empresas Sices Solar, PHB Solar e WEG. Na Figura 9, é apresentado o orçamento da construção das 20 estações de recarga.

Figura 9 ►
Orçamento da construção das estações de recarga.
Fonte: dados da pesquisa

BASE						
OBRA DE CONSTRUÇÃO DE ESTAÇÕES DE RECARGAS NO ARQUIPÉLAGO DE FERNANDO DE NORONHA						
set/20						
ITEM	ESPECIFICAÇÃO	UNID	QUANT	PREÇO	PREÇO	PREÇO
				UNITÁRIO	TOTAL	ITEM
1.1	SUNGROW SOLAR INVERTER 36KW - 3MPPT	UN	1	R\$ 16.306,45	R\$ 16.306,45	
1.2	TRINA 600W BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLIN	UN	57	R\$ 1.050,40	R\$ 59.872,80	
1.3	ESTRUTURA CARPORT	CJ	1	R\$ 25.004,59	R\$ 25.004,59	
1.5	QDCA/91 PHB, CJ. QUADRO DE PROT. CASOLAR (63A DJ. AC)	UN	1	R\$ 573,80	R\$ 573,80	
1	SISTEMA FOTOVOLTAICO					R\$ 107.657,69
1.6	CABO SOLAR SICES 4MM ATE 1800V CC PT	M	180	R\$ 6,02	R\$ 1.083,60	
1.7	CABO SOLAR SICES 4MM ATE 1800V CC PT	M	180	R\$ 6,02	R\$ 1.083,60	
1.8	CABO SOLAR SICES 6MM ATE 1800V CC VD/AM	M	180	R\$ 7,20	R\$ 1.296,00	
1.9	CONECTORES FEMEA/ MACHO WEID CABUR TE MC4	M	19	R\$ 19,05	R\$ 361,95	
2	CARREGADOR ELÉTRICO					R\$ 35.999,96
2.1	CARREGADOR ELÉTRICO WEG WEMOB WALL - 7,4 kW	CJ	4	R\$ 8.999,99	R\$ 35.999,96	
	SUBTOTAL DAS OBRAS CIVIS					30.000,00
	SUBTOTAL DO VALOR DO SERVIÇO SEGUNDO A TABELA GRENNER					38.000,00
	TOTAL DE 1 ESTAÇÃO DE RECARGA					214.808,85
	TOTAL DE 20 ESTAÇÕES DE RECARGAS					4.296.177,00

Os resultados mais significativos, segundo a análise financeira, foram obtidos por meio dos métodos do VPL, *payback* e TIR, com o objetivo de identificar a viabilidade do projeto.

O cálculo do retorno de investimento foi realizado considerando o valor total do projeto, baseado na utilização de 20 estações de recargas com o sistema fotovoltaico. Dessa forma, o valor total do investimento seria de R\$ 4.296.177,00.

Foi considerado também que o pagamento seria realizado à vista e que, além do custo do investimento inicial, também o módulo contaria com uma taxa de depreciação

de 1,25% ao ano. Adotou-se como parâmetro que, em média, ao longo de 25 anos de utilização, o módulo tenha uma perda de eficiência de 80%.

O valor da economia será a multiplicação da geração anual do sistema fotovoltaico pela projeção do preço do kWh, que, em 2020, em Fernando de Noronha, era de aproximadamente 0,60 R\$/kWh. Para a projeção da tarifa de energia, foi considerada uma inflação de 8% a.a., de acordo com a média dos últimos dez anos, segundo Silva *et al.* (2020). A Tabela 10 indica a projeção do preço da tarifa elétrica e a economia durante os 25 anos de operação do sistema.

Tabela 10 ▼

Projeção tarifária e economia gerada pelos sistemas fotovoltaicos.
Fonte: dados da pesquisa

Ano	Projeção do preço do kWh	Custo de disponibilidade trifásico 100 kWh	Geração (kWh)	Economia gerada (R\$)
1	0,60	1.200,00	1.292.562,60	774.337,56
2	0,65	1.296,00	1.276.405,57	825.814,81
3	0,70	1.399,68	1.260.450,50	880.714,00
4	0,76	1.511,65	1.244.694,87	939.262,58
5	0,82	1.632,59	1.229.136,18	1.001.703,14
6	0,88	1.763,19	1.213.771,98	1.068.294,35
7	0,95	1.904,25	1.198.599,83	1.139.312,13
8	1,03	2.056,59	1.183.617,33	1.215.050,67
9	1,11	2.221,12	1.168.822,11	1.295.823,78
10	1,20	2.398,81	1.154.211,84	1.381.966,08
11	1,30	2.590,71	1.139.784,19	1.473.834,44
12	1,40	2.797,97	1.125.536,89	1.571.809,45
13	1,51	3.021,80	1.111.467,68	1.676.297,01
14	1,63	3.263,55	1.097.574,33	1.787.729,97
15	1,76	3.524,63	1.083.854,65	1.906.569,95
16	1,90	3.806,60	1.070.306,47	2.033.309,27
17	2,06	4.111,13	1.056.927,64	2.168.472,95
18	2,22	4.440,02	1.043.716,04	2.312.620,90
19	2,40	4.795,22	1.030.669,59	2.466.350,25
20	2,59	5.178,84	1.017.786,22	2.630.297,80
21	2,80	5.593,15	1.005.063,89	2.805.142,69
22	3,02	6.040,60	992.500,60	2.991.609,17
23	3,26	6.523,85	980.094,34	3.190.469,64
24	3,52	7.045,76	967.843,16	3.402.547,80
25	3,80	7.609,42	955.745,12	3.628.722,11

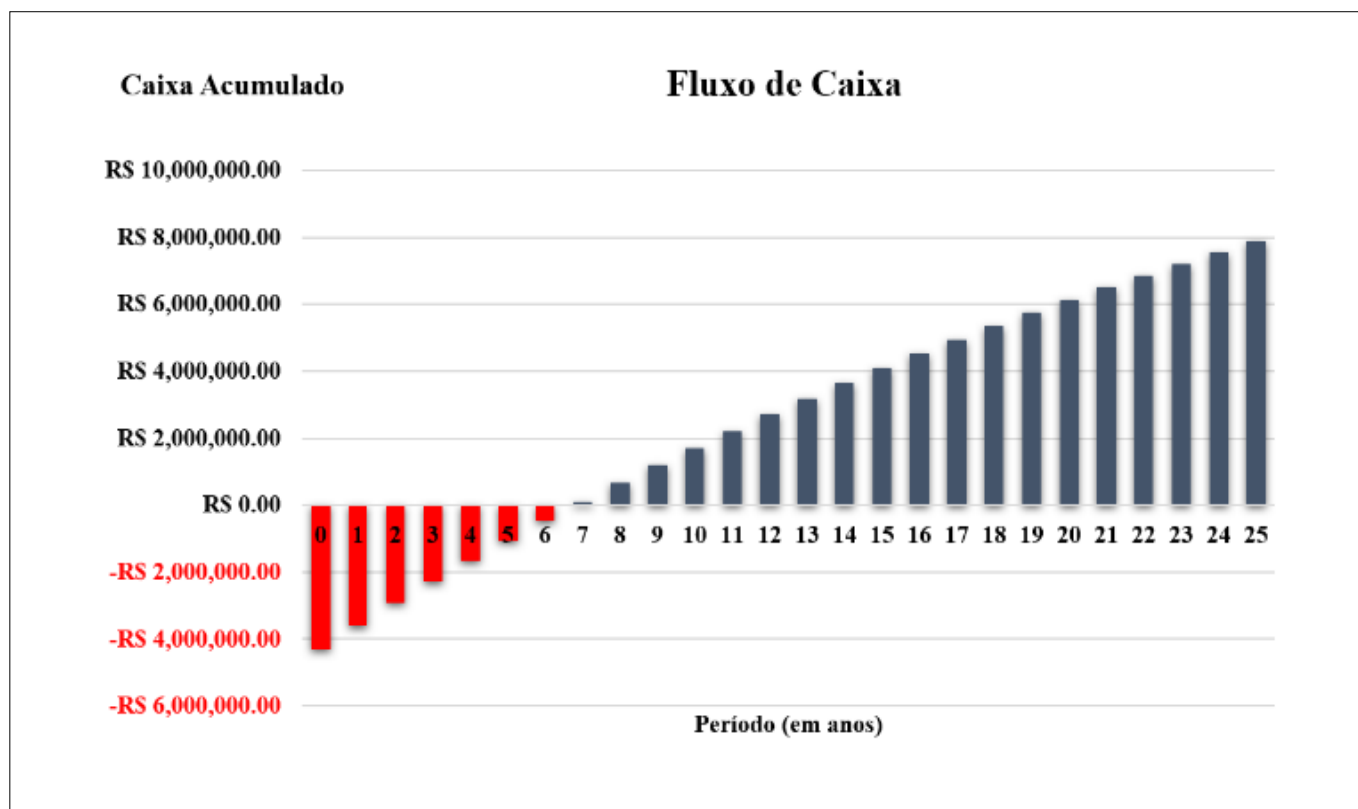
Na análise financeira, foi necessário considerar os custos de manutenção dos sistemas. Para essa análise, estipulou-se uma taxa de 0,5% do valor total do orçamento, com acréscimo de 5% a.a. e considerou-se o custo da disponibilidade de 100 kWh da rede de distribuição local, sabendo-se que o local é um cliente do grupo B e que a conexão é trifásica.

Figura 10 ▼

Fluxo de caixa no período de 25 anos.

Fonte: dados da pesquisa

Para finalizar, no cálculo do VPL, foi utilizada uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 10% a.a., valor considerado para se comparar com a taxa interna de retorno do projeto e para se calcular o fluxo de caixa acumulado. A Figura 10 apresenta o fluxo de caixa durante 25 anos.



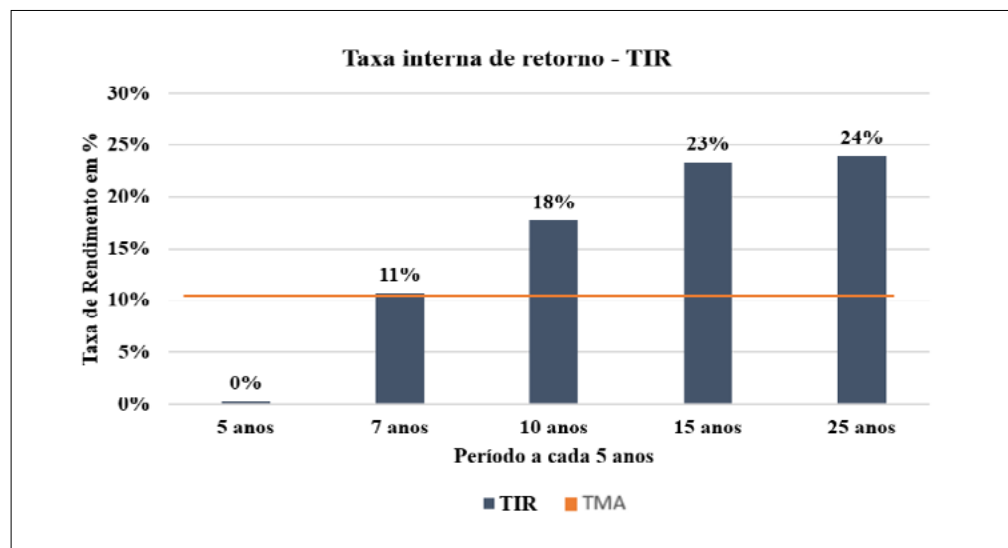
O *payback* descontado, ou o tempo de retorno do investimento, foi de 6 anos e 10 meses, como indicado na Figura 10 – o último valor negativo do fluxo de caixa está no quarto ano calculado. Esse tempo de retorno está fora da média do mercado nacional, de acordo com o estudo realizado pela Greener (2020) – segundo essa empresa, a média é de 5 anos e 8 meses. Essa disparidade, contudo, é causada pela incorporação dos carregadores elétricos aos sistemas fotovoltaicos, procedimento que, por consequência, aumenta o valor do orçamento em cerca de 20%. O VPL acumulado do investimento ou o fluxo de caixa acumulado foi de R\$ 7.808.226,92, o que significa que o valor presente de todos os fluxos de caixa futuros excede o investimento que foi realizado, ou seja, o projeto é viável economicamente.

Além do VPL, foi utilizada a taxa interna de retorno (TIR) como indicador de viabilidade do investimento. Aplicou-se uma TIR de 24%, o que foi superior à taxa mínima de atratividade (TMA igual a 10%), conforme pode ser observado na Figura 11, em que se mostra a TIR a cada 5 anos.

Figura 11 ►

Varição da TIR a cada 5 anos.

Fonte: dados da pesquisa



Pode ser observado, ainda na Figura 11, o comportamento da TIR durante os 25 anos de operação do sistema. No quinto e no sexto anos, houve uma rentabilidade de 0%, o que significa que nenhum lucro ou prejuízo foi gerado durante esse período; porém, a partir do sétimo ano, o projeto começou a ser rentável com a TIR de 11%, o que correspondeu ao momento em que a TIR foi maior que a TMA (10%).

4 Considerações finais

O estudo demonstrou a relevante redução da emissão de CO₂ com a possível implementação do projeto. Além disso, bons resultados financeiros podem ser alcançados a partir da instalação dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que, embora o tempo de retorno do investimento tenha ficado em torno de 6 anos e 10 meses, observou-se um caixa acumulado, no final dos 25 anos de operação, de R\$ 7.808.226,92, valor que pode ser investido em outros projetos sustentáveis para o arquipélago.

Indica-se, para trabalhos futuros, a utilização do seguidor solar (*tracker*) para os módulos fotovoltaicos, pelo fato de este seguidor aumentar os ganhos na geração de energia em cerca de 30% (MANOSROJ; PROMPATRA; KERNGBUREE, 2020). Com isso, a quantidade de CO₂ que deixará de ser emitida será maior, contribuindo ainda mais para a neutralização de carbono no arquipélago de Fernando de Noronha.

Financiamento

O quarto autor agradece ao CNPq a bolsa de produtividade nº 309154/2019-7 e também ao IFPE pelo apoio financeiro concedido por meio da Chamada 10/2019/Propesq.

Conflito de interesses

Os autores declaram não haver conflito de interesses.

Referências

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690**: instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.

BADEA, G.; FELSEGHI, R.-A.; VARLAM, M.; FILOTE, C.; CULCER, M.; ILIESCU, M.; RABOACA, M. S. Design and simulation of Romanian solar energy charging station for electric vehicles. **Energies**, v. 12, n. 1, 74, 2019. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12010074>.

BDE-PE – BANCO DE DADOS DO ESTADO DE PERNAMBUCO. **Consumo de energia elétrica**: Período de referência 2020. Disponível em: http://www.bde.pe.gov.br/visualizacao/Visualizacao_formato2.aspx?CodInformacao=416&Cod=3. Acesso em: 19 mar. 2022.

BHATTI, A. R.; SALAM, Z.; SULTANA, B.; RASHEED, N.; AWAN, A. B.; SULTANA, U.; YOUNAS, M. Optimized sizing of photovoltaic grid-connected electric vehicle charging system using particle swarm optimization. **International Journal of Energy Research**, v. 43, n. 1, p. 500-522, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.4287>.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Resenha Energética Brasileira**: Oferta e demanda de energia, instalações energéticas, energia no mundo. Ano Base 2019. Edição de 30 de maio de 2020. Brasília, DF: MME, 2020. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/documents/36208/948169/Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+-+edi%C3%A7%C3%A3o+2020/ab9143cc-b702-3700-d83a-65e76dc87a9e>. Acesso em: 19 mar. 2022.

CALISE, F.; CAPPIELLO, F. L.; CARTENÌ, A.; DENTICE D'ACCADIA, M.; VICIDOMINI, M. A novel paradigm for a sustainable mobility based on electric vehicles, photovoltaic panels and electric energy storage systems: case studies for Naples and Salerno (Italy). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 111, p. 97-114, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.022>.

CHEN, C.; QI, M.; KONG, X.; HUANG, G.; LI, Y. Air pollutant and CO₂ emissions mitigation in urban energy systems through a fuzzy possibilistic programming method under uncertainty. **Journal of Cleaner Production**, v. 192, p. 115-137, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.04.042>.

DAI, Q.; LIU, J.; WEI, Q. Optimal photovoltaic/battery energy storage/electric vehicle charging station design based on multi-agent particle swarm optimization algorithm. **Sustainability**, v. 11, n. 7, 1973, 2019. DOI: <https://doi.org/10.3390/su11071973>.

DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A.; DUFO-LÓPEZ, R.; YUSTA-LOYO, J. M.; ARTAL-SEVIL, J. S.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Design of an electric vehicle fast-charging station with integration of renewable energy and storage systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 105, p. 46-58, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.08.001>.

ESFANDYARI, A.; NORTON, B.; CONLON, M.; MCCORMACK, S. J. Performance of a campus photovoltaic electric vehicle charging station in a temperate climate. **Solar Energy**, v. 177, p. 762-771, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.005>.

FATHABADI, H. Novel grid-connected solar/wind powered electric vehicle charging station with vehicle-to-grid technology. **Energy**, v. 132, p. 1-11, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.161>.

GREENER. **Estudo estratégico: mercado fotovoltaico de geração distribuída – 1º semestre 2019**. Disponível em: https://d335luupugsy2.cloudfront.net/cms/files/12882/1550078691Estudo_Estrategico_GD_1_semestre_2019.pdf. Acesso em: 22 set. 2020.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia econômica**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2007. 519 p.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Fernando de Noronha. **IBGE Cidades**, 2021. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/pe/fernando-de-noronha/panorama>. Acesso em: 19 mar. 2021.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Fernando de Noronha. **IBGE Cidades**, 2023. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/pe/fernando-de-noronha/panorama>. Acesso em: 28 set. 2023.

ICMBIO – INSTITUTO CHICO MENDES DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE. **Plano de manejo da área de proteção ambiental de Fernando de Noronha - Rocas - São Pedro e São Paulo**. Brasília, DF: ICMBio, 2017. Disponível em: https://www.gov.br/icmbio/pt-br/assuntos/biodiversidade/unidade-de-conservacao/unidades-de-biomas/marinho/lista-de-ucs/apa-de-fernando-de-noronha-rocas-sao-pedro-e-sao-paulo/arquivos/plano_de_manejo_apa_ferando_de_noronha_rocas_sao_pedro_sao_paulo.pdf. Acesso em: 1 mar. 2022.

INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Tabelas de Consumo/Eficiência Energética: Veículos Automotores Leves**. 2020. Disponível em: http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/veiculos_leves_2020.pdf. Acesso em: 23 mar. 2020.

LACERDA, A. Campos lança projeto ‘Noronha Carbono Zero’. **Exame**, São Paulo, 31 out. 2013. Seção Mundo. Disponível em: <https://exame.com/mundo/campos-lanca-projeto-noronha-carbono-zero/>. Acesso em: 19 mar. 2022.

LEITE, G. N. P.; WESCHENFELDER, F.; ARAÚJO, A. M.; OCHOA, A. A. V.; PRESTRELO NETO, N. F.; KRAJ, A. An economic analysis of the integration between air-conditioning and solar photovoltaic systems. **Energy Conversion & Management**. v. 185, p. 836-849, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.02.037>.

LIMA, T. P.; DUTRA, J. C. C.; PRIMO, A. R. M.; ROHATGI, J.; OCHOA, A. A. V. Solar water heating for a hospital laundry: a case study. **Solar Energy**, v. 122, p. 737-748, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.006>.

MANOSROI, W.; PROMPATTRA, P.; KERNGBUREE, P. Performance improvement of two-axis solar tracking system by using flat-mirror reflectors. **Energy Reports**, v. 6, supl. 9, p. 9-14, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.10.029>.

MINH, P. V.; QUANG, S. L.; PHAM, M.-H. Technical economic analysis of photovoltaic-powered electric vehicle charging stations under different solar irradiation conditions in Vietnam. **Sustainability**, v. 13, n. 6, p. 15-25, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/su13063528>.

MOULI, G. R. C.; BAUER, P.; ZEMAN, M. System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces. **Applied Energy**, v. 168, p. 434-443, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.110>.

NREL – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **NSRDB**: National Solar Radiation Database. 2020. Disponível em: https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=x8CI3i%5Bv%5D%3Dt%26ozt_aP%5Bv%5D%3Dt%26ozt_aP%5Bd%5D%3D1&bL=clight&cE=0&IR=0&mC=4.565473550710278%2C22.8515625&zL=2. Acesso em: 8 mar. 2021.

ODA, T.; AZIZ, M.; MITANI, T.; WATANABE, Y.; KASHIWAGI, T. Mitigation of congestion related to quick charging of electric vehicles based on waiting time and cost-benefit analyses: a japanese case study. **Sustainable Cities and Society**, v. 36, p. 99-106, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.10.024>.

ORUGANTI, K. S. P.; VAITHILINGAM, C. A.; RAJENDRAN, G.; RAMASAMY, A. Design and sizing of mobile solar photovoltaic power plant to support rapid charging for electric vehicles. **Energies**, v. 12, n. 18, 3579, 2019. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12183579>.

PERNAMBUCO. Lei nº 17.624, de 30 de dezembro de 2021. Altera a Lei nº 16.810, de 7 de janeiro de 2020, que veda o ingresso, circulação e permanência de veículos a combustão, no âmbito do Distrito Estadual de Fernando de Noronha, a fim de adequar o prazo para entrada de veículos a combustão no referido Distrito Estadual. **Alepe Legis – Legislação do Estado de Pernambuco**, Recife, 30 dez. 2021. Disponível em: <https://legis.alepe.pe.gov.br/texto.aspx?id=61311>. Acesso em: 25 mar. 2022.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (org.). **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL: CRESCEB, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=481>. Acesso em: 1 mar. 2022.

SILVA, L. C.; SANTOS, R. S.; MENEZES, M. B. C.; SANTOS, F. A. Crescimento da geração distribuída no brasil e correlação entre os estados. **Revista Metropolitana de Sustentabilidade**, v. 10, n. 3, p. 143-158, 2020. Disponível em: <https://www.proquest.com/docview/2601609506>. Acesso em: 25 mar. 2022.

SUNGROW. **SG36KTL-M string inverter**. Sungrow Clean power for all. 2017. [Online] Disponível: <https://loja.l8energy.com/wp-content/uploads/2019/02/SG36KTL-M-Datasheet.pdf>. Acesso em: 19 mar. 2022.

TORREGLOSA, J. P.; GARCÍA-TRIVIÑO, P.; FERNÁNDEZ-RAMIREZ, L. M.; JURADO, F. Decentralized energy management strategy based on predictive controllers for a medium voltage direct current photovoltaic electric vehicle charging station. **Energy Conversion & Management**, v. 108, p. 1-13, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.10.074>.

TRINA SOLAR. **Vertex Bifacial Dual Glass Monocrystalline Module**. 2020. Disponível em: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/MA_Datasheet_Vertex_DEG20C.20_202009.pdf. Acesso em: 28 fev. 2022.

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

WANG, H.; MA, H.; LIU, C.; WANG, W. Optimal scheduling of electric vehicles charging in battery swapping station considering wind- photovoltaic accommodation. **Electric Power Systems Research**, v. 199, 107451, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107451>.