



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MATHEUS BEZERRA DA CUNHA SILVA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DE UMA ESTAÇÃO DE RECARGA RÁPIDA DE
VEÍCULOS ELÉTRICOS SUPRIDA POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Recife

2022

MATHEUS BEZERRA DA CUNHA SILVA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DE UMA ESTAÇÃO DE RECARGA RÁPIDA DE
VEÍCULOS ELÉTRICOS SUPRIDA POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador (a): Artur Muniz Szpak Furtado

Recife
2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Silva, Matheus Bezerra da Cunha.

Análise de viabilidade de uma estação de recarga rápida de veículos elétricos suprida por um sistema fotovoltaico / Matheus Bezerra da Cunha Silva. - Recife, 2022.

77 : il., tab.

Orientador(a): Artur Muniz Szpak Furtado

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2022.

Inclui referências, anexos.

1. Estação de recarga rápida. 2. Sistemas fotovoltaicos. 3. Veículos elétricos. 4. Energia solar. I. Furtado, Artur Muniz Szpak. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

MATHEUS BEZERRA DA CUNHA SILVA

ANÁLISE DE VIABILIDADE DE UMA ESTAÇÃO DE RECARGA RÁPIDA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS SUPRIDA POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 25/10/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. M.sc Artur Muniz Szpak Furtado (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. M.sc Eduardo José Barbosa
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. M.sc Guilherme Soriano
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico esse trabalho a meus pais Verônica e Marcelo e a meu irmão Lucas.

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente aos meus pais Marcelo e Verônica por todo amor, por sempre me apoiarem em minhas decisões e por dar todo suporte necessário para meu desenvolvimento como pessoa e como profissional sem medir esforços.

A meu irmão Lucas que sempre esteve ao meu lado em todos os momentos.

A Luiza por estar sempre ao meu lado com muito companheirismo e amor.

A todos amigos que fiz durante a graduação e que tenho certeza que sem o apoio deles nos momentos mais difíceis, não teria conseguido ir até o final.

Um agradecimento especial para Victor Hugo, Pedro Costa e Vinicius Sobral que deram todo suporte para que pudesse realizar este trabalho com excelência.

Ao Professor Artur Szpak pelo suporte que foi dado durante o desenvolvimento do trabalho, trazendo informações importantes para que o trabalho fosse feito da melhor forma.

E por fim a todos professores por todo trabalho que é feito para que profissionais exemplares sejam formados.

“Em seu coração, a engenharia é sobre usar a ciência para encontrar soluções criativas e práticas. É uma profissão nobre.”

(Rainha Elizabeth II)

RESUMO

A atual preocupação com o meio ambiente e os problemas causados pela emissão de gases poluentes, resultam numa busca maior por fontes alternativas para a geração de energia e para mobilidade urbana. Por isso é possível ver um crescimento acelerado na utilização da geração de energia por sistemas fotovoltaicos, assim como aumento no número de veículos elétricos. Para que o crescimento dos veículos continue, é preciso ter uma rede de infraestrutura para suporte para o crescimento, como as estações de recarga. O trabalho visa integrar duas soluções para os problemas apresentados através de um estudo de viabilidade econômica da utilização de uma estação de recarga rápida de veículos elétricos com fins comerciais, alimentada por um sistema fotovoltaico. Para a análise foi comparado dois projetos: um somente conectado à rede elétrica e outro com a utilização de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR). E com o intuito de tornar os resultados mais próximos de uma situação real, foi feita a análise considerando 3 cenários: um otimista, um realista e um pessimista.

Palavras-chave: Estação de recarga rápida, Sistemas fotovoltaicos, veículos elétricos, energia solar.

ABSTRACT

The current concern about the environment and the problems caused by the emission of polluting gases, results in an intense search for alternative sources of energy generation and urban mobility. Therefore, it is possible to see an accelerated growth in the use of energy generation by photovoltaic systems, as well as an increase in the number of electric vehicles. For the growth of vehicles to continue, it is necessary to have an infrastructure network to support the growth, such as charging stations. The work aims to integrate two solutions to the problems presented, through an economic feasibility analysis of the use of a fast-charging station for electric vehicles with commercial purposes, powered by a photovoltaic system. For the analysis, two projects were compared: one only connected to the electric grid and the other using the photovoltaic system connected to the electric grid. And in order to get results as close as possible to a real situation, the analysis was developed considering 3 different scenarios: an optimistic, a realistic and a pessimistic

Keywords: Fast charging station, photovoltaic systems, electric vehicles, solar energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira 2020/2021	17
Figura 2 - Evolução das Vendas de BEVs no Brasil.....	19
Figura 3 - Curva característica de corrente e tensão de um módulo fotovoltaico.....	24
Figura 4 - Curva característica de potência e tensão de um módulo fotovoltaico	25
Figura 5 - Carregador nível 1 com conector J1772	33
Figura 6 - Conector SAE J1772 com conector CC	34
Figura 7 - Comparativo Estruturas para diferentes Níveis de carregamento.....	35
Figura 8 - Tipos de VEs e principais componentes	37
Figura 9 - Local de Instalação em Goiana.....	41
Figura 10 - Estações de Recarga Recife-João Pessoa	41
Figura 11 – levantamento de área no AutoCad do Projeto 1	48
Figura 12 - Levantamento da área no AutoCAD do projeto 2.....	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Potências comerciais de Transformador.....	31
Tabela 2 - BEVs e PHEVs Mais vendidos no 1º semestre de 2022	37
Tabela 3 - Ficha técnica Wemob Station 150kW.....	42
Tabela 4 - Capacidade das Baterias dos BEVs mais vendidos.....	43
Tabela 5 - Tarifas A4 Horo sazonal Azul.....	46
Tabela 6 - Tarifas A4 Horo sazonal Verde	46
Tabela 7 - Custo Mensal para tarifas A4 Azul e Verde.....	47
Tabela 8 - Área necessária para o Projeto 1	49
Tabela 9 - Custo Total do Projeto 1.....	49
Tabela 10 - Custo mensal para 75% do consumo do Projeto 1	50
Tabela 11 - Custo mensal para 50% do consumo Projeto 1	51
Tabela 12 - Ficha técnica modelo CS6W-540MS.....	53
Tabela 13 - Dados solarimétricos do local de instalação	53
Tabela 14 - Ficha técnica do modelo GW100K-HT	55
Tabela 15 - Limite de módulos série pela Voc e Vmp	56
Tabela 16 - Custos implantação SF	58
Tabela 17 - Custo mensal para 100% do consumo do projeto 2.....	59
Tabela 18 - Custo mensal para 75% do consumo do projeto 2.....	59
Tabela 19 - Custo mensal para 50% do consumo do projeto 2.....	60
Tabela 20 - Custo anual do Projeto 1.....	61
Tabela 21 - Custo anual do projeto 2	61
Tabela 22 - Indicadores para análise de investimento do projeto 1	63
Tabela 23 - Indicadores para análise de investimento do projeto 2	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente contínua
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
DR	Dispositivo diferencial residual
FCEV	<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPVA	Imposto Sobre Propriedade de Veículo Motor
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i>
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SF	Sistema Fotovoltaico
SFA	Sistema Fotovoltaico Autônomo
SFCR	Sistema fotovoltaico Conectado à Rede
SPDA	Sistema de proteção contra descargas atmosféricas
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VE	Veículo elétrico
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

P_e	Potência do Equipamento (kW)
T_{op}	Tempo de operação (h)
N_e	Número de equipamentos
C_D	Consumo diário(kWh)
E_P	energia produzida pelo módulo (kWh)
E_{sol}	Insolação diária ($kWh/m^2 \cdot dia$)
A_m	Área da superfície do módulo (m^2)
η_m	Eficiência do módulo
N_m	Número de módulos
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
P_{inv}	Potência do inversor (W)
P_s	Potência do sistema (W)
P_m	Potência do módulo (W)
V_{oc}	Tensão de circuito aberto do módulo (V)
N_{MS}	Número de módulos série
V_{mp}	Tensão de máxima potência (V)
V_{OPmin}	Tensão mínima de operação (V)
V_{OPmax}	Tensão máxima de operação (V)
N_{AP}	Número de arranjos paralelo
I_{mp}	Corrente de máxima potência do módulo (A)
$I_{máx}$	Corrente máxima de entrada por MPPT (A)
D	Demanda (VA)
FD	Fator de demanda
FP	Fator de potência
FC_0	Valor do investimento ($R\$$)
FC_j	Valores de entrada ou saída do caixa em cada período de tempo ($R\$$)
i	Taxa de desconto
j	Período de tempo (anos)
$C_{BMéd}$	Capacidade média das baterias (kWh)
T_R	Tempo de recarga (h)

C_B Capacidade da bateria (kWh)

P_R Potência de recarga (kW)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	MOTIVAÇÃO	19
1.2	OBJETIVOS	20
1.2.1	Geral	20
1.2.2	Específicos.....	20
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	20
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO	22
2.1.1	Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	22
2.1.2	Componentes do Sistema Fotovoltaico	23
2.1.3	Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico	28
2.2	DIMENSIONAMENTO DE SUBESTAÇÃO.....	31
2.3	ESTAÇÕES DE RECARGA	32
2.3.1	Nível 1	32
2.3.2	Nível 2	33
2.3.3	Nível 3	34
2.3.4	Comparativo dos diferentes Níveis.....	35
2.4	VEÍCULOS ELÉTRICOS	35
2.4.1	Hybrid Electric Vehicle (HEV)	36
2.4.2	Battery Electric Vehicle (BEV)	36
2.4.3	Mercado.....	37
2.5	RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1000	38
2.6	MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO.....	38
2.6.1	Payback.....	38
2.6.2	Valor Presente Líquido (VPL)	38

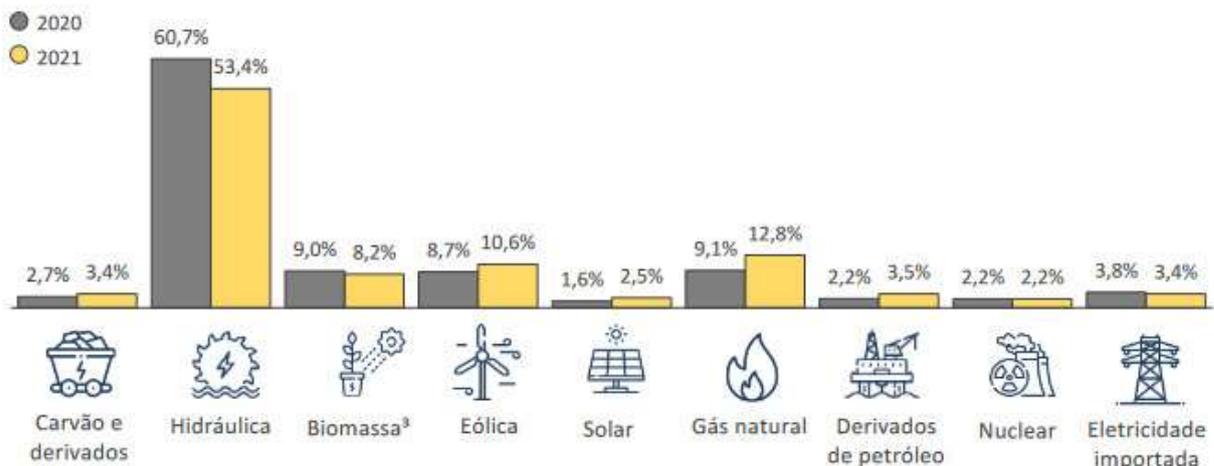
2.6.3	Taxa interna de Retorno (TIR)	39
3	DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO	40
3.1	ÁREA DE IMPLANTAÇÃO	40
3.2	LEVANTAMENTO DO CONSUMO	42
3.3	DIMENSIONAMENTO DA SUBESTAÇÃO.....	44
3.4	MODALIDADE TARIFÁRIA	45
3.5	PROJETO 1.....	48
3.5.1	Valor do investimento	48
3.5.2	Custo mensal	50
3.5.3	Faturamento mensal.....	52
3.6	PROJETO 2.....	52
3.6.1	Dimensionamento SF	53
3.6.2	Valor do investimento	57
3.6.3	Custo mensal	59
3.6.4	Faturamento mensal.....	60
3.7	AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS	60
4	RESULTADOS	63
4.1	PROJETO 1.....	63
4.2	PROJETO 2.....	63
4.3	COMPARATIVO DOS PROJETOS	64
5	CONCLUSÃO.....	65
5.1	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	66
	REFERÊNCIAS.....	67
	ANEXO A – Produtividade anual em função do fator de dimensionamento do inversor para diferentes locais do Brasil	70
	ANEXO B – Especificações por modelo de veículo e tempo de recarga..	74
	ANEXO C – Cálculos no Excel da TIR, VPL, <i>Payback</i> e saldo acumulado	75

1 INTRODUÇÃO

Atualmente a preocupação com o meio ambiente e mais especificamente com as alterações climáticas tem ganhado cada vez mais destaque. De acordo com [1], em uma pesquisa realizada com 26 países em 2018, 13 deles apontaram as mudanças climáticas como principal ameaça ambiental. No Brasil, quase três quartos dos entrevistados (72%) concordaram com esse tema como principal preocupação ambiental.

Existem vários fatores que causam essa problemática e um dos principais está na geração de energia. No mundo todo, a maior parte da geração de eletricidade e calor advém de combustíveis fósseis, grandes responsáveis pela emissão de gases do efeito estufa e somente cerca de um quarto da geração vem de recursos renováveis [2].

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira 2020/2021



Fonte: [3]

Fica evidente pela análise da Figura 1 que o Brasil, comparado com o resto do mundo, está numa situação melhor quando se trata da utilização de energia proveniente de recursos renováveis. Mesmo em um ano marcado pela escassez hídrica, a matriz elétrica brasileira conseguiu manter o nível de energia proveniente de fontes renováveis bastante elevado.

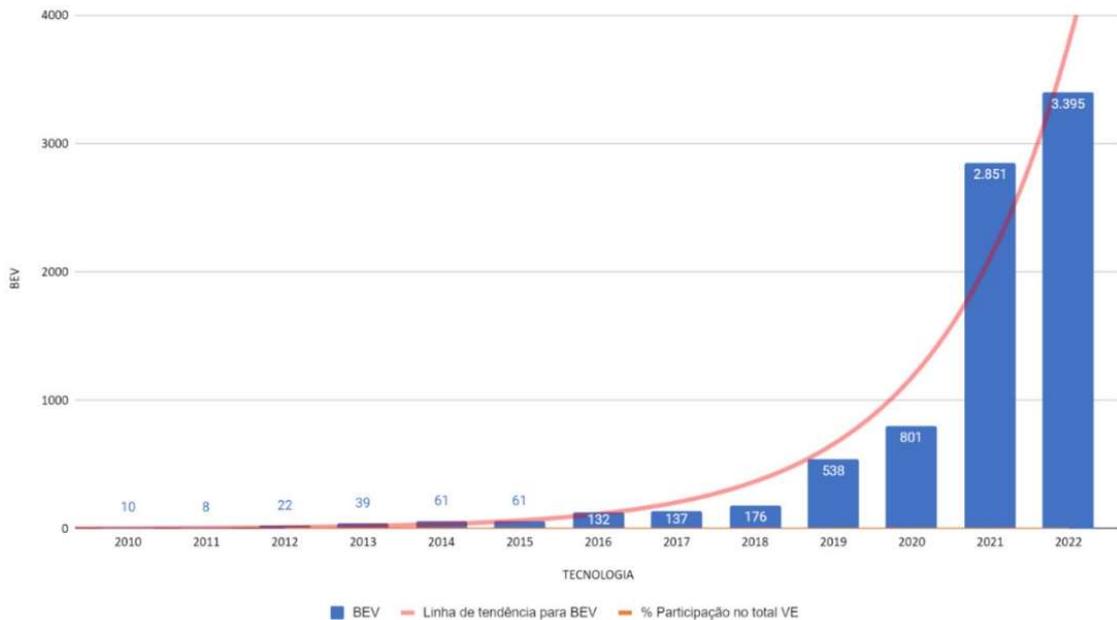
Dentre as fontes renováveis, uma das que vem sendo cada vez mais utilizada é a solar fotovoltaica, com destaque para o aumento de aproximadamente 56% na matriz elétrica como visto na Figura 1. De acordo com [4], existe um grande potencial energético no Brasil para fonte solar e, comparada com outras candidatas à expansão, ela tem se mostrado uma opção economicamente mais competitiva.

Segundo [2], outro grande responsável pela emissão de dióxido de carbono é o uso de transporte. Grande parte dos meios de transporte atualmente são movidos pela queima de combustíveis fósseis. Por esse motivo, é apontado que cerca de um quarto das emissões globais de dióxido de carbono estão relacionadas à energia para meios de transportes, sem contar que é esperado um aumento significativo no uso de energia para eles nos próximos anos.

Os veículos elétricos são uma ótima forma de diminuir e talvez até eliminar esses problemas. Isso é um dos motivos pelo qual já é possível ver no Brasil medidas que fomentam o mercado de veículos elétricos como a PL 6.020/2019, projeto de lei de incentivo tributário para auxiliar em pesquisas relacionadas à mobilidade elétrica e a isenção de IPVA para BEV (*Battery Electric Vehicle – Veículo Elétrico a Bateria*) e/ou HEV (*Hybrid Electric Vehicle – Veículo Elétrico Híbrido*) que existe em alguns estados do Brasil.

Por causa desses fatores, já é possível perceber um aumento exponencial na venda de veículos elétricos (VE) no Brasil e isso fica mais claro ao analisar a Figura 2. Vale salientar que os dados do ano de 2022 são referentes ao 1º semestre desse mesmo ano. Sendo assim, quando comparado com o ano de 2021 o aumento foi muito expressivo.

Figura 2 - Evolução das Vendas de BEVs no Brasil



Fonte: [5]

1.1 Motivação

É inegável que a inserção da mobilidade elétrica seja uma ótima maneira de mitigar alguns problemas ambientais e, por mais que o Brasil esteja caminhando a passos cada vez mais largos, ainda existem obstáculos.

Um dos maiores fatores limitantes à expansão da mobilidade elétrica hoje é a falta de estações de recarga. Empresas que buscam veículos para logística e até as pessoas que utilizariam eles em uma viagem, acabam não tendo como considerar um elétrico pela falta de alcance que tem sem recarregar.

De acordo com um levantamento feito pela [6], o Brasil dispõe de pelo menos 1250 pontos públicos de recarga para VEs, onde quase metade deles estão concentrados no estado de São Paulo e 10 estados ainda não possuem nenhuma estrutura para recarga. Por esse motivo a disseminação da mobilidade elétrica de forma equilibrada em todo país encontra dificuldades.

Levando em consideração o potencial que o Brasil tem para geração solar fotovoltaica e a acessibilidade financeira que essas usinas alcançaram atualmente juntamente com a necessidade de novas estações de recarga de VE em pontos

estratégicos, a ideia de uma estação de recarga que tem sua carga suprida por um sistema fotovoltaico aparenta ser uma ótima maneira de cumprir com os desafios ambientais atuais.

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Analisar a viabilidade da utilização de um sistema fotovoltaico para suprimento de uma estação de recarga rápida de veículos elétricos.

1.2.2 Específicos

- 1- Definir a demanda e o consumo da estação de recarga de VEs escolhida;
- 2- Dimensionar 2 projetos: Sem a utilização de um sistema fotovoltaico; com um sistema fotovoltaico conectado à rede;
- 3- Levantar indicadores de análise de viabilidade econômica para 3 cenários: otimista, real e pessimista;
- 4- Identificar, a partir dos indicadores obtidos, a viabilidade dos projetos e qual dos dois se destaca.

1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho será separado em tópicos que abordarão o tema e serão distribuídos da seguinte forma:

- Capítulo 2: fundamentação teórica do trabalho. Serão apresentados conceitos, normas, descrições, entre outras informações relacionadas aos sistemas fotovoltaicos (SFs), VEs e estações de recarga, trazendo uma base para entendimento do trabalho a ser desenvolvido.
- Capítulo 3: Desenvolvimento do trabalho. Será o capítulo que utilizará os conceitos apresentados para desenvolver a análise proposta inicialmente.

Serão desenvolvidos 2 projetos com intuito de compará-los e mostrar a opção mais viável.

- Capítulo 4: Resultados. Serão apresentados os resultados obtidos das análises de cada projeto, apontando qual está mais alinhado com o objetivo principal do trabalho.
- Capítulo 5: Conclusão. Neste capítulo serão feitas as considerações finais e apresentação de propostas para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como finalidade apresentar principais tipos de VEs e de estações de recarga, juntamente com dados técnicos e outras informações que se mostrem pertinentes ao trabalho a ser desenvolvido. Serão apresentados também tipos de sistemas fotovoltaicos e principais componentes, como também uma maneira de dimensionar um projeto.

2.1 Sistema Fotovoltaico

Através do efeito fotovoltaico, a energia solar é utilizada para gerar energia elétrica, e o sistema fotovoltaico tem como finalidade realizar essa conversão. Esses sistemas podem ser instalados em edifícios e residências para atender ao consumo local ou em usinas geradoras de eletricidade [7].

De acordo com [8], de forma simplificada, a geração de eletricidade em um sistema fotovoltaico funciona da seguinte forma. As células fotovoltaicas que estão presentes nos painéis absorvem energia da radiação solar (luz). Essa energia excita cargas elétricas que se movem devido a um campo elétrico interno na célula, dando origem a uma corrente elétrica.

2.1.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Segundo a norma [9], os SFs podem ser classificados em dois tipos quanto a sua conexão com o sistema de fornecimento de energia. São eles os sistemas autônomos (ou isolados) e os sistemas conectados à rede.

2.1.1.1 Sistema Fotovoltaico Autônomo (SFA)

Os SFAs são reconhecidos por ter como fonte primária somente a energia vinda do sistema fotovoltaico. Por esse motivo, esse sistema requer um conjunto de armazenamento de energia para garantir que durante a noite e em momentos com incidência solar reduzida a carga possa ser suprida [10].

Devido à necessidade de utilização de baterias e controladores de carga, os custos de um SFA são muito elevados quando comparados com o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, tornando projetos desse tipo viáveis somente quando se trata de locais muito remotos e sem acesso a rede elétrica. Em casos como esse, o custo para trazer a rede até o local desejado pode ser muito alto dependendo da localização, tornando assim mais viável utilizar-se um SFA.

2.1.1.2 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)

Os SFCRs atuam em conjunto com a rede pública de fornecimento de energia, com o intuito de diminuir ou eliminar o consumo da rede pública, podendo também gerar energia excedente [7].

Esse sistema, diferente do autônomo, não precisa de um conjunto de armazenamento de energia. Em casos de baixa incidência solar ou durante a noite, a rede pública atua para suprir a demanda. Vale salientar que o excedente de energia gerada é injetado na rede elétrica e gera créditos, que podem ser utilizados no local ou distribuídos em outras unidades consumidoras que o produtor possua.

2.1.2 Componentes do Sistema Fotovoltaico

Para realizar a conversão da energia solar em energia elétrica, o SF opera com quatro principais componentes. Nos SFCRs os principais são os módulos fotovoltaicos e os inversores. Já no SFA, além desses dois, é necessária também a utilização de um controlador de carga e de baterias.

2.1.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Os painéis solares são responsáveis por fazer a conversão da luz solar em energia elétrica e por esse motivo eles precisam estar os mais expostos possíveis à incidência solar.

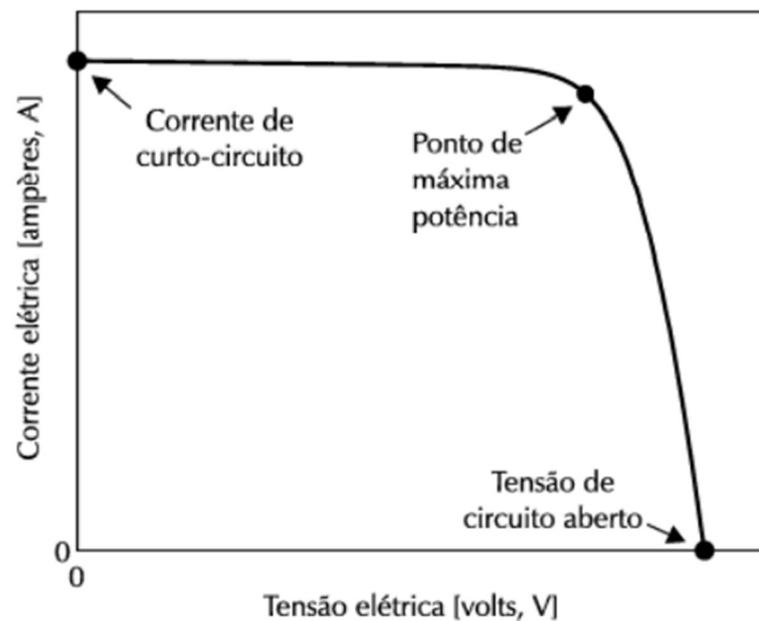
O silício é principal elemento de um painel solar e é o componente base das células solares. Essas células são formadas por uma “fatia” de silício e pistas coletoras e cada célula dessa pode gerar algo em torno de 0,5 V em corrente

contínua. Um grupo dessas células formam o módulo solar, que geralmente são compostos de conjuntos de 60 ou 72 células e o agrupamento desses módulos formam um painel solar [11].

O fenômeno responsável por transformar a luz em energia elétrica é o efeito fotovoltaico, que se tem a partir da incidência de luz solar nos módulos, onde os fótons presentes na luz transferem a sua energia para os elétrons presentes no silício forçando o seu deslocamento. Para garantir que a corrente seja gerada, é preciso que o deslocamento de elétrons seja regular e mantenha o mesmo sentido. Para isso, são utilizados dois tipos diferentes de silício na mesma célula: um com elétrons a mais e outros com espaços vagos para receber esses elétrons [11].

De acordo com [7], os módulos fotovoltaicos têm um funcionamento diferente de uma fonte elétrica convencional. Nele, a relação entre tensão e corrente não é linear. Para visualizar melhor a relação entre a corrente e a tensão de saída, é importante apresentar as curvas I-V (corrente x tensão) mostrada na Figura 3 e P-V (potência x tensão) mostrada na Figura 4.

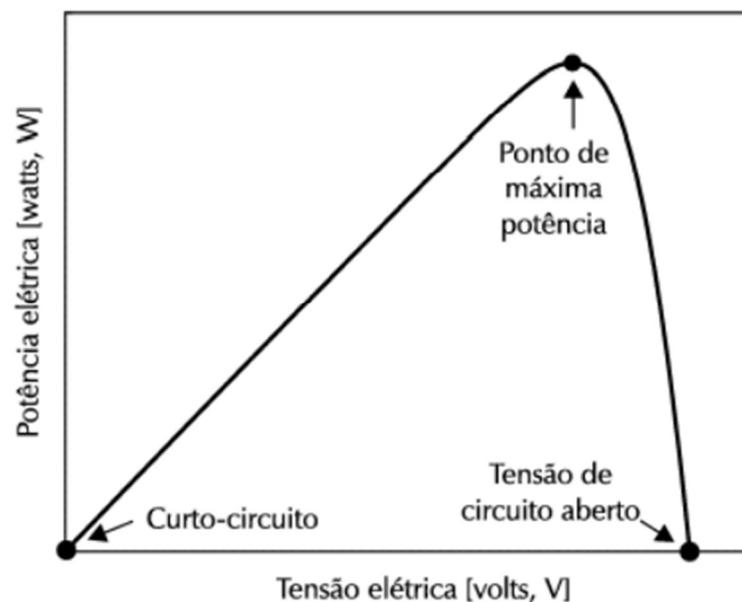
Figura 3 - Curva característica de corrente e tensão de um módulo fotovoltaico



Fonte: [7]

É importante observar tanto na Figura 3 como na Figura 4 a indicação de 3 pontos importantes. No ponto onde de curto-circuito, a tensão é nula e a corrente atinge seu máximo. Já no ponto de circuito aberto, a corrente é nula e a tensão atinge seu valor máximo. E por último um dos pontos mais importantes é o ponto de máxima potência, o ponto ótimo de operação de um módulo, onde para extrair o máximo da produção dele. Deve-se buscar sempre trabalhar próximo dele.

Figura 4 - Curva característica de potência e tensão de um módulo fotovoltaico



Fonte: [7]

Tanto essas curvas características como informações sobre a corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}) e tensão e corrente de máxima potência, podem ser encontradas nos nas fichas técnicas fornecidas pelo fabricante do módulo.

2.1.2.2 Inversores

Como mencionado no item 2.1.2.1, a eletricidade gerada pelos módulos fotovoltaicos é em corrente contínua. Por esse motivo não é possível aproveitá-la na grande maioria dos equipamentos elétricos, que funciona em corrente alternada. Sendo assim, o inversor é necessário no SF para contornar esse fator.

O inversor tem como finalidade converter a Potência CC que vem dos módulos fotovoltaicos em potência CA, mantendo a tensão e a frequência de operação da saída do inversor sincronizada com a rede elétrica, para que esteja adequada tanto para injetar a energia na rede quanto para o uso local [12].

Outra característica muito importante do inversor, é a função MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), que realiza um rastreamento do ponto onde a potência disponível dos módulos fotovoltaicos é a maior possível. Em outras palavras, ele identifica o melhor ponto da Curva I-V do conjunto de módulos levando em consideração as circunstâncias ambientais e operacionais no qual o conjunto se encontra, garantindo a máxima transferência de potência na entrada do inversor [13].

2.1.2.3 Controladores de Carga

O controlador de carga é um dos principais componentes de um SFA, ele é o responsável por preservar a vida útil das baterias mantendo um melhor gerenciamento e armazenamento da energia gerada [14].

Conforme foi mencionado no item 2.1.2.1, a geração do módulo fotovoltaico não é constante e varia significativamente com as alterações ambientais, podendo submeter as baterias a sobrecargas ou subcargas excessivas, danificando e reduzindo a sua vida útil. Essas sobrecargas podem também ser ocasionadas pela falha do equipamento alimentado por esse sistema. O controlador de carga tem como principal função desconectar os módulos quando a bateria atingir sua carga máxima e interromper fornecimento de energia quando ela atingir o nível mínimo de segurança. Em razão disso, controlador de carga se torna indispensável em um SFA [15].

2.1.2.4 Baterias

O uso de um dispositivo de armazenamento de energia no SFA é essencial para garantir o fornecimento de energia constante ao consumidor e suprir a carga em períodos em que a geração é muito baixa ou até nula, como acontece durante a noite e em dias chuvosos ou nublados [15].

As baterias podem formar grupos conectados em série e/ou em paralelo, para alcançar as correntes e tensões desejadas. Caso precise de tensões maiores, as baterias podem ser ligadas em série, somando suas tensões e com a mesma corrente. Em casos onde é necessária uma corrente maior, elas podem ser conectadas em paralelo, somando as correntes de cada uma e com a mesma tensão. E por fim, podem ser feitas combinações de arranjos em série e paralelo para alcançar os valores de corrente e tensões desejadas.

2.1.2.5 Outros Equipamentos

Alguns outros elementos devem ser levados em consideração em um projeto de um SF, são eles: Proteção, cabeamento e estrutura de fixação.

Para garantir a vida útil dos equipamentos é necessária a utilização de equipamentos de proteção como: SPDA, DPS, DR, disjuntores entre outros. Além disso, é preciso toda parte de cabeamento para conexão entre os módulos, séries (*strings*), inversores e rede elétrica.

2.1.2.6 Subestação

De acordo com o item 6.31 da [16] , subestação consiste em dispositivos de manobra, controle, proteção, transformação e demais equipamentos, condutores e acessórios em uma instalação elétrica. Esse conjunto de equipamentos tem a finalidade de transformar tensão e corrente para tornar a energia elétrica adequada às necessidades de transmissão, distribuição e consumo [17].

Dependendo da carga instalada no projeto, é necessário realizar a instalação ou uma readequação da subestação para que ela atenda a demanda dos equipamentos presentes no projeto e isso é contabilizado nos custos do projeto.

2.1.3 Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico

2.1.3.1 Levantamento de consumo

O primeiro passo para dimensionar um SF é saber o consumo que deve ser suprido por esse sistema. Para isso é preciso saber o número de equipamentos (N_e) que será suprido, a Potência do equipamento (P_e) e o número de horas na qual este equipamento fica em operação (T_{op}). Resultando na equação 1 que nos retorna o Consumo diário (C_d).

$$C_D = P_e \times T_{op} \times N_e \quad (1)$$

2.1.3.2 Módulos

O próximo passo é definir qual o modelo do módulo fotovoltaico para poder calcular quanto de energia ele produz. Para definir o módulo é importante levar em consideração a sua eficiência, custo por Watt e por fim um modelo que tenha um bom suporte do fabricante e garantia de alto tempo de vida útil. De acordo com [7], um método que pode ser utilizado para calcular a energia produzida é o método da insolação, que é utilizado quando se tem informação sobre a energia solar disponível no local onde será feita a instalação. Vale salientar que esse método só é válido para sistemas que utilizem dispositivos com a função MPPT. Sendo assim, a energia produzida pelo módulo pode ser encontrada pelo produto da insolação diária pela área do módulo e pela eficiência do módulo, resultando na equação 2:

$$E_P = E_{Sol} \times A_m \times \eta_p \quad (2)$$

As informações do módulo fotovoltaico necessárias para utilizar a equação 2 podem ser encontradas na ficha técnica do equipamento fornecido pelo fabricante. O

valor referente à insolação diária pode ser encontrado em mapas solarimétricos ou através de medição no local.

A fim de garantir que o sistema fotovoltaico irá suprir a demanda em todos os meses do ano, o valor escolhido de insolação diária deve ser o valor referente ao pior mês do ano [7].

Encontrando o valor de energia produzida por cada módulo, é possível definir quanto módulos serão necessários para suprir o consumo por meio da equação 3:

$$N_m = \frac{C_D}{E_p} \quad (3)$$

2.1.3.3 Inversores

Para dimensionar o inversor pode ser utilizado o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) que é dado pela equação 4, onde P_{inv} é a potência do inversor e P_s é a potência do sistema, ou seja, do conjunto de módulos.

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_s} \quad (4)$$

Conforme informações apresentadas por [12], a produtividade ótima pode ser alcançada com uma faixa ampla de valores de FDI. Entretanto para valores inferiores a 0,6, as perdas vão se tornando mais significativas e em casos onde o inversor vai estar sujeito a temperaturas mais altas, é recomendado um FDI mais próximo do valor unitário.

Tendo isso em vista e levando em consideração um levantamento que foi feito por [18], onde foi observado o comportamento de modelos diferentes de inversores em diversos locais do Brasil, pode-se observar que a partir de um FDI de 0,7 a produtividade já alcança a faixa de ponto ótimo. É possível uma melhor visualização no Anexo A.

Ao definir o número de módulos, pode-se encontrar a potência do sistema ao multiplicar o número módulos pela potência do módulo chegando como mostrado na equação 5. Substituindo o valor da potência do sistema na equação 4 e escolhendo o valor do FDI que se adeque ao projeto, é possível encontrar qual a potência necessária para o inversor.

$$P_S = N_m \times P_m \quad (5)$$

Após encontrar o número total de módulo, o próximo passo é definir como o arranjo estará disposto, ou seja, quantos módulos estarão em série e quantas associações em paralelo serão feitas a fim de atingir tensões e correntes adequadas para conexão com o inversor. Para definir o número de módulos que podem ser conectados em série é preciso obter algumas informações sobre o inversor e sobre o módulo, são elas: Tensão mínima e máxima de operação do MPPT do inversor, corrente máxima de entrada do MPPT do inversor, Tensão de circuito aberto do módulo, corrente de curto-circuito do módulo e tensão e corrente de máxima potência do módulo.

Conforme apresentado por [12], é possível encontrar as possibilidades de arranjos em série ao encontrar a tensão de circuito aberto e de máxima potência do arranjo em série, por meio das equações 6 e 7.

$$V_{oc} \times N_{MS} = (V_{OPmin} \text{ a } V_{OPmáx}) \quad (6)$$

$$V_{mp} \times N_{MS} = (V_{OPmin} \text{ a } V_{OPmáx}) \quad (7)$$

Após definir o número de módulos conectados em série, é preciso definir quantas associações paralelo podem ser feitas no inversor escolhido. A ficha técnica do inversor apresenta essa informação como número de *strings* por MPPT, informando também qual a máxima corrente que cada MPPT suporta. Sendo assim, para encontrar o número de arranjos conectados em paralelo, é comparada a

corrente de máxima potência resultante do arranjo com a corrente máxima permitida pela entrada do MPPT por meio da equação 8:

$$I_{mp} \times N_{AP} \leq I_{M\acute{a}x} \quad (8)$$

2.2 Dimensionamento de Subestação

Para definir a subestação adequada para o projeto o primeiro passo é calcular a demanda do sistema. De acordo com o item 6.28 da [19], a demanda é dada pela equação 9.

$$D = \frac{Carga_{instalada} \times FD}{FP} \quad (9)$$

Na mesma norma é definido que para estações de recarga de VEs o Fator de Demanda (FD) a ser considerado é 1 e a carga instalada é definida pela potência do equipamento.

Definido o valor da demanda, é possível escolher a potência do transformador utilizada na subestação através das informações apresentadas na Tabela 1. O transformador escolhido deve ser o que tem o valor maior e mais próximo da demanda calculada.

Tabela 1 - Potências comerciais de Transformador

Transformador	
Tensão secundária (V)	Potência Nominal (kVA)
220/127	30
	45
	75
	112,5
	150
	225

Transformador	
Tensão secundária (V)	Potência Nominal (kVA)
380/220	300
	30
	45
	75
	112,5
	150
	225
	300

Fonte: Adaptação da [16]

2.3 Estações de Recarga

As estações de recarga para VEs são um dos principais elementos que tonar a mobilidade elétrica viável. Segundo [20], existem sistemas de carregamento em CC e CA. Eles podem ser classificados em níveis, que diferem nas suas configurações de tensão e corrente afetando diretamente o tempo necessário para carregar o veículo.

De acordo com [21], os as configurações de carregamento podem ser divididas em 3 níveis:

2.3.1 Nível 1

Esse é o método de carregamento mais lento. O nível 1 utiliza o padrão de entrada de 127V / 15A com aterramento, especificação essa que pode ser encontrada com facilidade nas residências. Por esse motivo, na grande maioria das vezes, esse nível de carregamento não exige nenhuma mudança estrutural, além de gerar um impacto muito baixo na rede devido a sua baixa potência. Esse carregador utiliza um conector padrão SAE J1772 como mostrado na Figura 5 [21].

Figura 5 - Carregador nível 1 com conector J1772



Fonte: [22]

2.3.2 Nível 2

Esse nível é considerado o método principal. A tomada que é utilizada pode ser de até 240V / 80A com aterramento e já demanda equipamentos dedicados, ou seja, diferente do nível 1, esse não permite a utilização de tomadas de uso comum. Por esse motivo esse nível já exige uma mudança estrutural, elevando assim o custo.

A maioria dos consumidores preferem essa tecnologia de nível 2 devido ao carregamento mais rápido e custo intermediário, além de utilizar o conector padrão SAE J1772 no topo com um conector CC de dois pinos abaixo permitindo o carregamento CA (também conhecido como Conector CCS2) ou carregamento mais rápido em CC como mostrado na Figura 6:

Figura 6 - Conector SAE J1772 com conector CC



Fonte: [23]

2.3.3 Nível 3

Esse nível é mais voltado para estabelecimentos comerciais como postos de recarga (também conhecidos como eletropostos), nele o carregamento é feito muito rápido podendo ser em menos de uma hora. O nível 3 opera normalmente com 480V ou mais em circuitos trifásicos e demanda um carregador externo para fornecer uma conversão CA-CC regulada, logo a conexão com o veículo deve ser CC. Esse método utiliza o mesmo conector apresentado na Figura 6 ou CHAdeMO.

2.3.4 Comparativo dos diferentes Níveis

Figura 7 - Comparativo Estruturas para diferentes Níveis de carregamento



Fonte: [24]

A Figura 7 representa um pouco de como é a estrutura de cada nível de carregamento. O nível 1 de carregamento tem um custo muito baixo, podendo chegar a zero, e é uma opção muito viável para locais que terão veículos parados por muito tempo, além de ter um impacto muito baixo na rede de distribuição em horários de pico, devido ao tempo longo de recarga em baixa potência. Carregadores que utilizam do nível 2 e 3 tem um preço mais alto (podendo chegar a US\$ 160.000 no nível 3), custo esse justificado pelo carregamento bem mais rápido quando comparados com o nível 1, entretanto eles podem sobrecarregar equipamentos de distribuição locais em horários de pico resultando em perdas maiores no transformador, distorções harmônicas entre outros problemas [21].

2.4 Veículos Elétricos

Veículos eletrificados se tratam basicamente de veículos que utilizam energia elétrica para ser impulsionados. Um Veículo puramente elétrico é aquele que faz uso de bateria e somente motor elétrico para transformar a energia elétrica em mecânica, impulsionando assim o veículo.

Eles podem ser divididos em 3 categorias: BEV (*battery electric vehicle*), HEV (*hybrid electric vehicle*) e FCEV (*Fuel Cell Electric Vehicle*). Ainda dentro da categoria HEV, existe os *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*. [25] Tendo em vista que o

escopo do estudo abrange somente veículos que necessitam de carregadores para seu abastecimento, serão abordados somente os BEVs e HEVs, mais especificamente os PHEVs.

2.4.1 Hybrid Electric Vehicle (HEV)

Os veículos elétricos híbridos possuem um motor de combustão interna e um tanque de combustível trabalhando em conjunto com uma máquina elétrica e uma bateria. A máquina elétrica pode trabalhar como motor para propulsionar o carro ou como gerador para recarregar a bateria com a energia gerada durante a frenagem [25].

Nesse tipo de veículo a propulsão elétrica é mais utilizada quando o sistema demanda uma baixa potência, ou seja, em trajetos urbanos (baixa velocidade) e em congestionamentos. Por isso já existe uma grande vantagem visto que o consumo de combustível é reduzido [20].

Dentro do conjunto dos híbridos, existem os PHEVs. Assim como os HEVs, os Híbridos Plug-in têm um motor a combustão e um motor elétrico, a principal diferença é que o PHEV utiliza a propulsão elétrica como força principal para movimentar o veículo, além do mais eles podem carregar a bateria diretamente da rede elétrica [20].

2.4.2 Battery Electric Vehicle (BEV)

O Veículo elétrico a bateria possui dois principais componentes, a bateria que transforma a reação química em energia elétrica para alimentar o segundo componente que é a máquina elétrica, que pode funcionar como motor para impulsionar o veículo ou como gerador para recuperar energia durante a frenagem. Um ponto positivo para os BEVs, é que diferente dos HEVs, eles não emitem gases [25].

A autonomia dos BEVs depende diretamente da capacidade de armazenamento das baterias, por esse motivo eles tem uma autonomia relativamente baixa quando comparado carros que possuem motores de combustão interna. Essa autonomia varia também com o modo de condução, condições

climáticas, configurações do veículo, entre outros fatores [20]. Na Figura 8 é possível observar a composição básica desses tipos de VEs.

Figura 8 - Tipos de VEs e principais componentes



Fonte: [26]

2.4.3 Mercado

A Tabela 2 mostra os PHEVs e BEVs mais vendidos no 1º semestre de 2022 de acordo com a Associação Brasileira de Veículos Elétricos (ABVE).

Tabela 2 - BEVs e PHEVs Mais vendidos no 1º semestre de 2022

BEV			PHEV		
Modelo	Unidades	Preço(R\$)	Modelo	Unidade	Preço(R\$)
Volvo XC40 Recharge	629	399.900,00	Volvo XC60	638	399.950,00
Volvo C40 P8	370	429.950,00	BMW X5 45E	351	729.000,00
JAC E-JS1	317	159.900,00	Range Rover Plug-in	263	650.000,00
Mini Cooper SE	217	254.690,00	BMW X3 30E	248	469.900,00

Fonte: Adaptação de [27]

Segundo o levantamento feito pelo Instituto Brasileiro de Geografia e estatística (IBGE) em 2021 o número de automóveis no Brasil era de 59.242.869 e De acordo

com a *Boston Consulting Group* (BCG) é esperado que em 2030 os veículos elétricos representem 5% de toda frota Brasileira de automóveis, onde representaria algo em torno de 2 milhões de automóveis.

2.5 Resolução Normativa ANEEL Nº 1000

Utilizar postos de recarga de maneira comercial, ou seja, passar a cobrar pelas recargas pode ser um passo importante para o crescimento da infraestrutura de suporte à mobilidade elétrica. Quando uma rede de recarga passa a dar lucro, sua expansão passa a ganhar força, além de que o usuário tende a ter um serviço de maior qualidade [28].

No Brasil esse tipo de cobrança já é permitido e esse ponto é contemplado na RN ANEEL Nº 1000 de 2021, onde no Artigo 554 é mencionada a permissão para a utilização de estações de recarga com fins comerciais, dando também liberdade para negociação de preços.

2.6 Métodos de avaliação de investimento

Para a análise da viabilidade do projeto serão utilizados 3 dos métodos mais utilizados, são eles: *Payback*, Valor presente líquido (VPL) e Taxa interna de retorno (TIR).

2.6.1 *Payback*

Esse método define quanto tempo será necessário para que o investidor recupere o valor que foi aportado no projeto. Essa é uma metodologia bem simples e não é recomendado utilizá-la como único método de avaliação e sim em conjunto com os outros [29].

2.6.2 *Valor Presente Líquido (VPL)*

De acordo com [30] o método do VPL é um dos mais utilizados, nele é feito o somatório de todos fluxos de caixa, trazidos para valor presente, por um período

definido. A regra para tomada de decisão é simples: se o VPL for maior que 0, aceita o projeto e caso seja menor que 0, rejeita o projeto.

Para encontrar o valor do VPL é feito o somatório de todos os fluxos de caixas trazidos para valor presente por um período definido, resultando na equação 10:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (10)$$

Para utilizar esse método será considerado como taxa de desconto a taxa mínima de atratividade (TMA). A TMA se trata de um indicador que expressa a rentabilidade mínima que um investimento deve oferecer para que seja atrativo. Para esse estudo, será adotada como TMA a taxa SELIC que atualmente (setembro de 2022) está 13,75% ao ano. Essa rentabilidade é facilmente alcançada com investimentos em renda fixa com baixo risco [31].

2.6.3 Taxa interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno é a taxa de desconto que faz com que o VPL de um projeto zere. O valor encontrado da TIR, representa a rentabilidade de um projeto num caso de uma aplicação e por isso ela pode ser facilmente utilizada para comparar diretamente com outros projetos [32] [33].

O valor da TIR pode ser encontrado através da equação 11

$$FC_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TIR)^j} \quad (11)$$

Para verificar a viabilidade de um projeto, a TIR é comparado com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e se a TIR for maior, o projeto é viável. Caso o valor da TIR seja menor que 0, significa que esse projeto não é economicamente viável [34].

3 DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Neste capítulo será abordado todo processo para elaboração do projeto levando em consideração toda base teórica que foi apresentada no capítulo 2. Inicialmente será definido o local onde será construído o posto de recarga de veículos elétricos.

Definido o local, serão elaborados dois projetos para que seja analisada a viabilidade deles e qual é mais atrativo economicamente. No projeto 1 será considerado um Posto de recarga com fornecimento de energia somente pela rede elétrica e no projeto 2 será dimensionado um SFCR para fornecer energia para o posto de recarga.

Poderia ser feito um terceiro projeto considerando a implementação de um SFA, porém como mencionado no item 2.1.1.1, devido ao alto custo de implementação, um SFA só se torna viável em locais remotos e zonas rurais que não tenham fácil acesso à rede elétrica. Como o local escolhido não se enquadra nessa opção, um terceiro projeto com SFA foi desconsiderado.

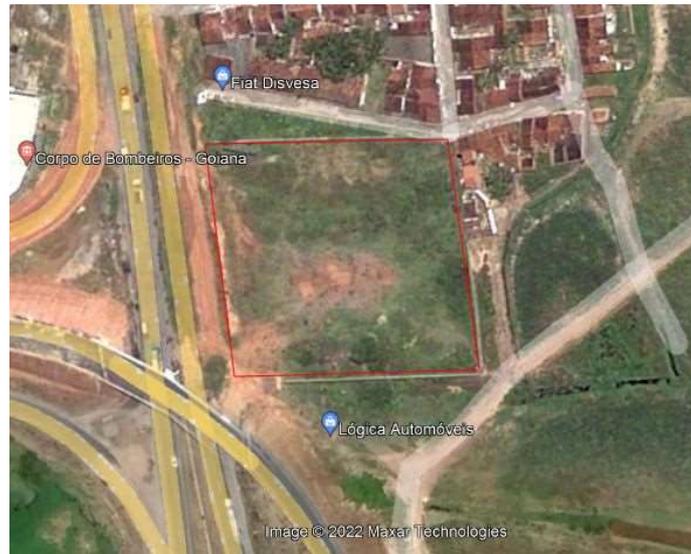
3.1 Área de Implantação

Para definir o local, foi levado em consideração um ponto que não houvesse outras estações nas redondezas e que fosse um local movimentado. Por esse motivo foi escolhida a BR 101, no trajeto Recife para João pessoa. Com o intuito de desenvolver um projeto o mais próximo possível de uma situação real, foi definido um terreno com espaço suficiente para realização dos dois projetos. O local é mostrado na Figura 9.

Informações sobre o ponto:

- Área Disponível: $9.682 m^2$;
- Latitude: $-7,565717^\circ$;
- Longitude: $-34,989316^\circ$.

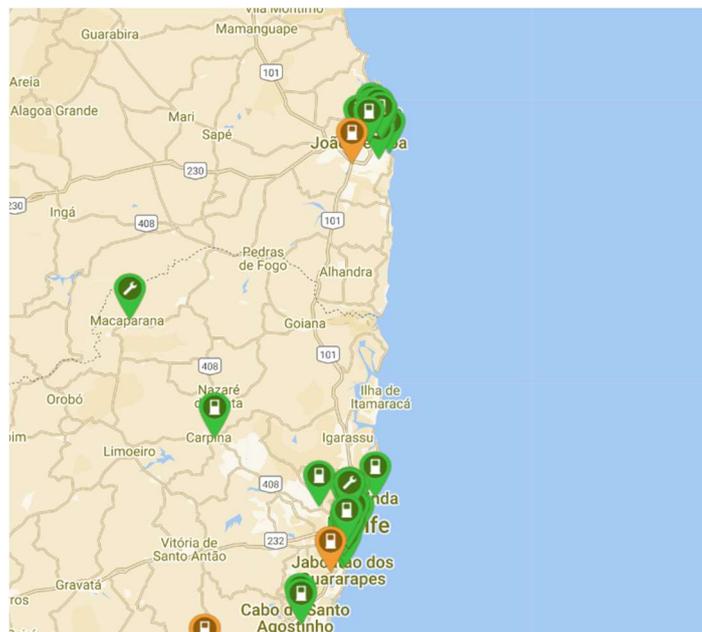
Figura 9 - Local de Instalação em Goiana



Fonte: [35]

O aplicativo *Plugshare* informa, a partir de informações de seus usuários, a localização de estações de recarga existentes, assim como alguns dados técnicos e sua localização. De acordo com esse aplicativo, não existe nenhuma estação de recarga no trajeto escolhido. Isso pode ser visualizado na Figura 10.

Figura 10 - Estações de Recarga Recife-João Pessoa



Fonte: [36]

3.2 Levantamento do Consumo

O Dimensionamento da Estação de recarga considera o padrão de usuário que é encontrado nas rodovias, ou seja, são pessoas que estão em rota de trabalho, viagens ou até rotas logísticas e por esse motivo não é de seus interesses passar muito tempo abastecendo um veículo. Por esse motivo uma estação de recarga que usa o nível 3 de carregamento é a mais adequada. Para que o abastecimento seja feito da forma mais rápida possível, será necessário que o carregador possua uma potência alta de saída em CC. Por esse motivo a estação de Recarga escolhida para o projeto foi a Wemob Station 150 kW da marca WEG modelo WEMOB-S-150-W-E-4G-R-H-1T2-1CS2-1CH. Dados referentes a esse modelo estão dispostos na Tabela 3.

Tabela 3 - Ficha técnica Wemob Station 150kW

WEMOB-S-150-W-E-4G-R-H-1T2-1CS2-1CH	
Tensão de entrada	380-415V CA
Fator de Potência	0,9 de 25 a 50% de carga 0,98 de 50 a 100% de carga
Conexão de entrada	Trifásico
Corrente de entrada máxima	316 A
Potência de saída CC	150kW
Potência de saída CA	43 kW
Quantidade de cabos para recarga	3
Dimensões (AxLxP)	2082x1090x741mm

Fonte: Adaptação Catálogo do fabricante

Para definir o tempo médio de utilização da estação, será utilizado como parâmetro a capacidade média das baterias dos carros mais vendidos. Visto que PHEVs têm a possibilidade de abastecer seu veículo com gasolina, será levado em consideração somente os BEVs. As capacidades das baterias são apresentadas na Tabela 4. Para definir a média, será feito o cálculo da média ponderada pelo número veículos vendidos.

Tabela 4 - Capacidade das Baterias dos BEVs mais vendidos

Modelo	Capacidade Bateria (kWh)
Volvo XC40 Recharge	67
Volvo C40 P8	78
JAC E-JS1	30,2
Mini Cooper SE	28,9

Fonte: Adaptação do ANEXO B

A capacidade média das baterias é:

$$C_{BMéd} = \frac{67 \times 629 + 78 \times 370 + 30,2 \times 317 + 28,9 \times 217}{629 + 370 + 317 + 217} \quad (12)$$

$$C_{BMéd} = \mathbf{56,65 \text{ kWh}}$$

Uma vez que a estação de recarga é de fácil manuseio, não seria necessário um operador no local e por esse motivo o eletroposto poderia funcionar tranquilamente 24h por dia. Tendo isso em vista, é preciso calcular o tempo que cada carro levaria para carregar a sua bateria.

Para esse cálculo será levado em consideração que os proprietários dos VEs chegariam ao local com um mínimo de 5% da capacidade máxima da bateria, portanto seria preciso carregar 53,82 kWh. O tempo de carregamento é definido então pela equação 13.

$$T_R = \frac{C_B}{P_R} \quad (13)$$

Então o tempo de recarga é:

$$T_R = \frac{53,82}{150} = 0,33588 \text{ h} \cong 22 \text{ min}$$

Considerando que cada carro levaria 22 minutos para carregar, durante o dia seria possível carregar 71 carros considerando um cenário ideal. Como o número de veículos elétricos é ainda muito baixo quando comparados com a frota total de automóveis, para o desenvolvimento do projeto será considerado um terço desse movimento a fim de se aproximar ao máximo de um cenário mais realista, resultando em aproximadamente 24 carros por dia.

O tempo de operação então do equipamento é:

$$T_{op} = 24 \times 0,33588 = 8,06 \text{ h} \quad (14)$$

Desta forma o consumo diário é calculado através da equação 1 e para o valor de N_e será considerado o número de entradas do equipamento.

$$C_D = 150 \times 8,06 \times 1 = 1209 \text{ kWh}$$

3.3 Dimensionamento da Subestação

O primeiro passo é definir a Demanda do projeto, portanto será utilizada a equação 9. O valor da carga instalada pode ser facilmente encontrado através da potência do equipamento que pode ser encontra com os dados de tensão de entrada, corrente de entrada máxima e fator de potência apresentados na Tabela 3. Visando a saúde do transformador será considerado o pior caso para escolha do fator de potência, ou seja 0,9.

$$Carga_{instalada} = \sqrt{3} \times 380 \times 316 \times 0,90 = 187,19 \text{ kW}$$

Logo:

$$D = \frac{187,19 \times 1}{0,90} = 207,99 \text{ kVA}$$

Comparando o valor da demanda com os valores apresentados na Tabela 1, é possível observar que a potência de subestação mais adequada é a de 225kVA.

3.4 Modalidade Tarifária

Como a carga instalada do projeto está acima de 75kW e tendo em vista que o consumo em horário de ponta não é reduzido a modalidade tarifária adequada para o projeto seria a A4 Horo sazonal Azul ou Verde.

De acordo com a Resolução Homologatória Nº 3032 de 26 de abril de 2022 as tarifas para essas modalidades estão dispostas nas Tabela 5 e Tabela 6. Nas duas modalidades tarifárias existe uma tributação que é composta por ICMS, PIS e COFINS. De acordo com a Neoenergia Pernambuco a tributação total pode ser calculada pela equação 15:

$$T_{tot} = \frac{1}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS))} - 1 \quad (15)$$

De acordo com levantamento nos órgãos responsáveis por esses tributos, foi encontrado os valores de ICMS, PIS e COFINS respectivamente: 18%, 0,88% e 4,09%.

Portanto:

$$T_{tot} = 29,82 \% \quad (16)$$

Tabela 5 - Tarifas A4 Horo sazonal Azul

Descrição	Tarifa
Consumo ativo na ponta	0,59994 R\$/kWh
Consumo ativo fora ponta	0,40450 R\$/kWh
Demanda ativa na ponta	53,02000 R\$/kW
Demanda fora ponta	20,44000 R\$/kW
T_{tot}	29,82%

Fonte: Próprio autor

Tabela 6 - Tarifas A4 Horo sazonal Verde

Descrição	Tarifa
Consumo ativo na ponta	1,88798 R\$/kWh
Consumo ativo fora ponta	0,40450 R\$/kWh
Demanda ativa	20,03120 R\$/kW
T_{tot}	29,82%

Fonte: Próprio Autor

para escolher qual das duas modalidades é mais viável para projeto, um levantamento de custo em cada uma delas é apresentado na Tabela 7. Para o cálculo, é importante saber que o horário de ponta vai de 17:30 até 20:30 horas.

O horário de ponta representa 12,5% das horas do dia, por isso essa proporção será utilizada para calcular quantos horas o equipamento operaria no horário de ponta. 12,5% das 8,06 horas representa 1 hora, diante disso é considerado que 1 hora do dia o equipamento opera no horário de ponta. Conseqüentemente o tempo de operação fora ponta é de 7,06 horas.

Os consumos na ponta e fora ponta são calculados nas equações 17 e 18, que são equações adaptadas da equação 1.

$$C_{NP} = 150 \times 1 \times 1 = \mathbf{150 \text{ kWh}} \quad (17)$$

$$C_{FP} = 150 \times 7,06 \times 1 = \mathbf{1059 \text{ kWh}} \quad (18)$$

Tabela 7 - Custo Mensal para tarifas A4 Azul e Verde

A4 Azul		A4 Verde	
Descrição	Valor (R\$)	Descrição	Valor (R\$)
Consumo ativo na ponta	2699,73	Consumo ativo na ponta	8495,91
Consumo ativo fora ponta	12850,96	Consumo ativo fora ponta	12850,965
Demanda ativa na ponta contratada	11028,16	Demanda ativa contratada	4166,4896
Demanda fora ponta contratada	4251,52	-	
T_{tot}	9193,61	T_{tot}	7608,08
Total	40023,99	Total	33121,44

Fonte: Próprio Autor

Analisando os resultados apresentados, a modalidade tarifária escolhida para o projeto 1, que não utilizará um SF é a A4 Horo sazonal verde, pois no fim do mês o custo é menor. Para o projeto 2 que terá um SFCR, a tarifa A4 Horo sazonal Verde também vale mais a pena pelo fato de que o sistema irá gerar a sua própria energia e a única tarifa que irá pagar é a da demanda.

É importante saber que para a geração suprir o consumo na ponta, é preciso saber qual a relação de kWh gerado por kWh consumido na ponta. O fator de conversão é dado por $\frac{TE_{NP}}{TE_{FP}}$. Portanto, para as tarifas aplicadas na Resolução Homologatória Nº 3032 de 26 de abril de 2022, esse fator é de 1,61585.

3.5 Projeto 1

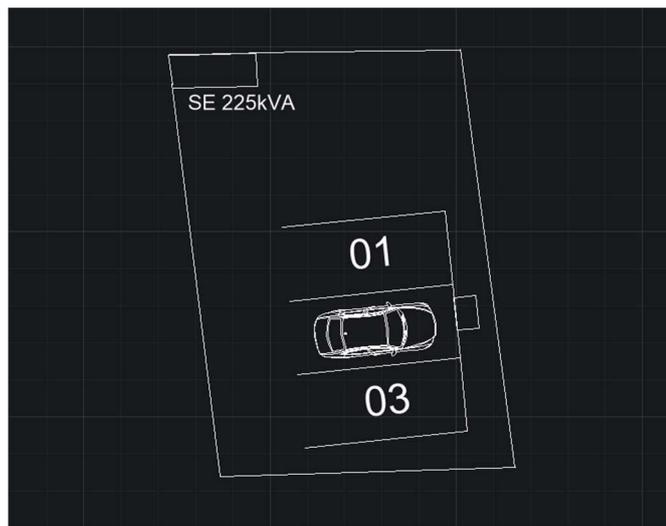
Como mencionado anteriormente, para o primeiro projeto será feito o cálculo de custos considerando somente a rede elétrica para fornecer energia. Para análise do projeto, será considerado 3 padrões de consumo: 100%, 75% e 50% de consumo.

3.5.1 Valor do investimento

O primeiro custo envolvido é o da estação de recarga que já foi definida no item 3.2. Foi feito um orçamento diretamente com uma das distribuidoras autorizadas da WEG e o valor total do modelo WEMOB-S-150-W-E-4G-R-H-1T2-1CS2-1CH já com os impostos inclusos é de R\$ 357.827,38.

É necessário também avaliar o preço para compra do terreno. A partir de um levantamento de preços do metro quadrado em terrenos de Goiana, foi observado que a média é de R\$540 por metro quadrado. Para esse projeto, só é necessário espaço para acomodar a estação de recarga, 3 vagas para abastecer e a subestação. Foi feita uma planta alocando os equipamentos necessários para que fosse possível identificar a área necessária para o projeto. Essa planta é mostrada na Figura 11:

Figura 11 – levantamento de área no AutoCad do Projeto 1



Fonte: Próprio Autor

A área necessária para cada item é mostrada na Tabela 8.

Tabela 8 - Área necessária para o Projeto 1

Item	Área total (m^2)
Estação de Recarga	0,81
Vagas para carros	45
Subestação	2
Total (com espaço entre equipamentos)	170

Fonte: Próprio Autor

O custo para compra do terreno então fica:

$$Preço_{Terreno} = Preço_{m^2} \times A_t \quad (19)$$

$$Preço_{Terreno} = 540 \times 170 = \mathbf{R\$ 91.800}$$

Outro fator a ser levado em consideração é a compra de cabos para as conexões. Devido à alta corrente que pode ser utilizada pelo equipamento, o cabo mais adequado é o de 120mm de secção que atualmente custa R\$88 por metro, onde seria utilizado dois por fase para suportar a máxima corrente do equipamento. Para esse projeto foi estimado que será necessário 15m para cada fase. Sendo assim, todos os custos para o Projeto 1 é apresentado na Tabela 9.

Por último foi feito um orçamento em uma empresa de engenharia de uma subestação de 225kVA e o valor apresentado foi de R\$ 55.800,00.

Tabela 9 - Custo Total do Projeto 1

Item	Custo (R\$)
Estação de Recarga	357.827,38

Item	Custo (R\$)
cabos	7.920,00
Subestação	55.800,00
Terreno	91.800
Total	513.347,38

Fonte: Próprio Autor

3.5.2 Custo mensal

O custo de operação mensal gira em torno do valor da fatura que será analisado para os 3 padrões de consumo mencionados anteriormente utilizando os preços apresentados na Tabela 6.

3.5.2.1 100% do consumo

Como foi mostrado na Tabela 7 o custo mensal para 100% do consumo na tarifa Verde fica R\$33.121,44.

3.5.2.2 75% do consumo

Aplicando 75% sobre os valores de consumo na ponta e fora ponta encontrados respectivamente nas Equações 17 e 18, chegamos aos resultados:

$$C_{NP} = 150 \times 0,75 = \mathbf{112,5 \text{ kWh}}$$

$$C_{FP} = 1059 \times 0,75 = \mathbf{794,25 \text{ kWh}}$$

Utilizando as tarifas aplicadas na modalidade A4 Horo sazonal Verde apresentadas na Tabela 6, obtemos os valores dispostos na Tabela 10:

Tabela 10 - Custo mensal para 75% do consumo do Projeto 1

Descrição	Valor (R\$)
Consumo ativo na ponta	6371,93

Descrição	Valor (R\$)
Consumo ativo fora ponta	9638,22
Demanda ativa Contratada	4166,48
T_{tot}	6016,67
Total	26193,32

Fonte: Próprio Autor

3.5.2.3 50% do consumo

Seguindo o mesmo processo, mas dessa vez aplicando 50% sobre os valores de consumo na ponta e fora ponta encontrados respectivamente nas Equações 17 e 18, chegamos aos resultados:

$$C_{NP} = 150 \times 0,50 = 75 \text{ kWh}$$

$$C_{FP} = 1059 \times 0,50 = 529,5 \text{ kWh}$$

Utilizando as tarifas aplicadas na modalidade A4 Horo sazonal Verde apresentadas na Tabela 6, obtemos os valores dispostos na Tabela 11:

Tabela 11 - Custo mensal para 50% do consumo Projeto 1

Descrição	Valor (R\$)
Consumo ativo na ponta	4247,95
Consumo ativo fora ponta	6425,48
Demanda ativa Contratada	4166,48
T_{tot}	4425,26
Total	19265,19

Fonte: Próprio Autor

3.5.3 Faturamento mensal

Conforme foi mencionado no item 2.5, atualmente já é possível utilizar as estações de recarga com fins lucrativos, e o valor a ser cobrado pode ser livremente escolhido. Portanto, para escolha do valor foi levado em consideração os preços já praticados em outros postos de recarga do Brasil, como o mencionado em [37] que é de R\$ 1,90 por kWh.

O cálculo do faturamento mensal é feito através da equação 20:

$$F_m = Preço_{kWh} \times C_D \times 30 \quad (20)$$

3.5.3.1 100% do consumo

$$F_m = 1.90 \times 1209 \times 30 = \mathbf{R\$ 68.913,00}$$

3.5.3.2 75% do consumo

$$F_m = 1.90 \times 906,75 \times 30 = \mathbf{R\$ 51.684,90}$$

3.5.3.3 50% do consumo

$$F_m = 1.90 \times 604,50 \times 30 = \mathbf{R\$ 34.456,50}$$

3.6 Projeto 2

Para o projeto 2 será feito dimensionado um SFCR para suprir o consumo e será analisado a viabilidade do projeto também para 3 padrões de consumo: 50%, 75%, e 100%.

3.6.1 Dimensionamento SF

O módulo escolhido para o projeto foi o Canadian Solar de 540W modelo CS6W-540MS por ter alta eficiência quando comparado com a média dos outros modelos no mercado, por ser de um fabricante já bem renomado no mercado garantindo um bom suporte e por apresentar um preço competitivo. Algumas informações importantes sobre o equipamento selecionado estão dispostas na Tabela 12.

Tabela 12 - Ficha técnica modelo CS6W-540MS

Descrição	Dados (STC)
Máx. Potência nominal	540 W
Tensão de máxima potência (V_{mp})	41 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	13,18 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	49,2 V
Corrente de curto circuito (I_{sc})	13,9 A
Eficiência	21,1%
Dimensões	2254x1135 mm

Fonte: adaptação da ficha técnica do fabricante

Os dados solarimétricos necessários para o dimensionamento do projeto foram retirados do CRESEB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito – utilizando as coordenadas apresentadas no item 3.1 e estão dispostos na Tabela 13. O valor escolhido para o cálculo é referente ao pior mês do ano conforme foi explicado no item 2.1.3.2.

Tabela 13 - Dados solarimétricos do local de instalação

Mês	Irradiação solar média ($kWh/m^2.dia$)
Janeiro	5,81
Fevereiro	6,12
Março	6,04
Abril	5,30

Mês	Irradiação solar média (kWh/m². dia)
Maio	4,66
Junho	4,28
Julho	4,37
Agosto	5,14
Setembro	5,55
Outubro	5,93
Novembro	6,10
Dezembro	6,12

Fonte: adaptação dados do CRESEB

Conforma explicação dada no item 3.4, a geração necessária para suprir o consumo na ponta deve ser calculada utilizando um fator de conversão, onde para cada kWh consumido, deve ser gerado 1,61585kWh. Portanto utilizando as Equações 17 e 18 é possível calcular o consumo a ser considerado para o dimensionamento, que é de 1301,38 kWh.

Para encontrar a quantidade de energia produzida pelo módulo seleccionado, será utilizada a equação 2.

$$E_p = 4,28 \times 2,5583 \times 0,211 = \mathbf{2,31 \text{ kWh}}$$

O número de módulos pode ser definido então pela equação 3.

$$N_m = \frac{1301,38}{2,31} = \mathbf{563,36 \text{ módulos}}$$

Arredondando para cima, o número mínimo de módulos necessário para suprir o consumo é 564 módulos. Logo a potência do sistema mínima pode ser calculada pela equação 5.

$$P_s = 564 \times 540 = \mathbf{304.560 \text{ W}_p}$$

Para definir a potência necessária de inversor, é utilizada a equação 4.

$$FDI = \frac{P_{Inv}}{P_S} \Rightarrow P_{Inv} = FDI \times P_S = 213.192 \text{ W}$$

O inversor selecionado foi o da Goodwe de 110kW modelo GW110K-HT, onde serão utilizados 2. Esse foi o inversor de maior potência com tensão de saída de 380V que é a tensão necessária para a estação de recarga. A Tabela 14 apresenta alguns dados técnicos importantes desse modelo.

Tabela 14 - Ficha técnica do modelo GW100K-HT

Descrição	Dados
Potência máxima de entrada	165 kW
Tensão máxima de entrada	1100 V
Faixa de operação MPPT	180 ~ 1000 V
Tensão nominal de entrada	600 V
Corrente máxima de entrada por MPPT	30 A
Corrente máxima de curto por MPPT	45 A
Número de MPPTs	12
Número de <i>strings</i> por MPPT	2
Tensão nominal de saída	380 V

Fonte: Adaptado da ficha técnica do modelo

O próximo passo é definir como serão os arranjos série e paralelo dos módulos. As possibilidades de arranjos série, são calculadas a partir das Equações 6 e 7.

Onde:

$$49,2 \times N_{MS} = (180 \text{ a } 1000)$$

$$41 \times N_{MS} = (180 \text{ a } 1000)$$

Os limites de arranjos série encontrados através dessas equações são mostrados na Tabela 15.

Tabela 15 - Limite de módulos série pela V_{oc} e V_{mp}

Descrição	V_{oc}	V_{mp}
Nº mínimo de módulos série	4	5
Nº máximo de módulos série	20	24

Fonte: Próprio autor

Pela análise dos dados obtidos, é possível observar que o número mínimo de módulos série que garantem o devido funcionamento do equipamento é 5 e o máximo 20.

O número máximo de arranjos paralelo que o inversor permite por MPPT é 2. É utilizada então a equação 8 para avaliar se o inversor suporta 2 arranjos paralelo para o módulo escolhido para o projeto.

$$I_{mp} \times N_{AP} \leq I_{Máx}$$

$$13,18 \times 2 \leq 30 \Rightarrow \mathbf{26,36 \leq 30}$$

Os módulos serão distribuídos então da seguinte forma: será utilizado 2 inversores onde para cada inversor, haverão 9 MPPTs de 1 *string* com 19 módulos em cada *string* e 3 MPPTs com 2 *strings* composta de 19 módulos. Esse arranjo resultará em um sistema fotovoltaico formado por 570 módulos.

Para fazer um levantamento de algumas informações sobre o SF, foi construída uma planta de locação dos equipamentos mostrada na Figura 12. A partir dela foi possível medir a área necessária para o projeto, assim como quantos metros de cabo seriam necessários.

Figura 12 - Levantamento da área no AutoCAD do projeto 2



Fonte: Próprio Autor

3.6.2 Valor do investimento

O primeiro custo envolvido é o da estação de recarga que já foi definida no Projeto 1, onde o valor total do modelo escolhido já com os impostos inclusos é de R\$ 357.827,38.

A subestação antes definida de 225kVA atende também o sistema solar que possui uma potência CA de 220kW. Por esse motivo não será necessária uma readequação.

Para definir o tamanho do terreno, além do espaço já contabilizado no Projeto 1, será preciso contabilizar também o espaço necessário para instalação do sistema fotovoltaico. O módulo ocupa uma área de $2,56 \text{ m}^2$, entretanto em um SF deve ser considerado também os espaçamentos entre as *strings* para evitar sombreamento nos módulos e o espaço para o inversor. Por esse motivo foi feito um levantamento através do programa computacional AutoCad como mencionado anteriormente, encontrando uma área necessária de 2.876 m^2 .

Utilizando novamente a equação 19 o valor de compra do Terreno é:

$$\text{Preço}_{\text{Terreno}} = 540 \times 2876 = \text{R\$1.553.148,00}$$

Valores relacionados ao SF, como módulo, inversor, cabeamento, entre outros foram orçados em empresas especializadas no fornecimento desses materiais, resultando nos custos apresentados na Tabela 16:

Tabela 16 - Custos implantação SF

Item	Valor Total (R\$)
Terreno	1.553.148,00
Módulos	615.600,00
Inversores	78.000,00
Cabeamento (CC + CA)	77.880,44
Estrutura fixa p/ solo	98.299,95
Proteção	16.790,00
TOTAL	2.439.718,39

Fonte: Próprio autor

3.6.3 Custo mensal

Assim como no Projeto 1, custo de operação mensal gira em torno do valor da fatura que será também analisado para os 3 padrões de consumo. Nesse novo caso existe um SF que será responsável por gerar toda energia necessária para o equipamento e por esse motivo a fatura se resumiria ao valor da Demanda Contratada junto com os impostos.

Para o primeiro projeto a demanda contratada era de 208kW, valor que foi calculado no item 3.3, entretanto para o segundo projeto a demanda contratada deve ser equivalente à potência dos inversores que é de 220kW. Portanto a fatura para os diferentes padrões de consumo terá o mesmo valor, pois o SF foi dimensionado para suprir até 100% do consumo.

3.6.3.1 100% do consumo

Tabela 17 - Custo mensal para 100% do consumo do projeto 2

Descrição	Valor (R\$)
Consumo ativo na ponta	0
Consumo ativo fora ponta	0
Demanda ativa	4406,86
T_{tot}	1314,12
Total	5720,99

3.6.3.2 75% do consumo

Tabela 18 - Custo mensal para 75% do consumo do projeto 2

Descrição	Valor (R\$)
Consumo ativo na ponta	0

Descrição	Valor (R\$)
Consumo ativo fora ponta	0
Demanda ativa	4406,86
T_{tot}	1314,12
Total	5720,99

Fonte: Próprio Autor

3.6.3.3 50% do consumo

Tabela 19 - Custo mensal para 50% do consumo do projeto 2

Descrição	Valor (R\$)
Consumo ativo na ponta	0
Consumo ativo fora ponta	0
Demanda ativa	4406,86
T_{tot}	1314,12
Total	5720,99

Fonte: Próprio Autor

3.6.4 Faturamento mensal

O faturamento do projeto 2 não é diferente do faturamento do projeto 1, portanto será considerado os mesmos valores anteriormente calculados no item 3.5.3.

3.7 Avaliação de investimentos

Serão utilizados os 3 métodos apresentados no item 2.6 para que possa ser analisada a viabilidade econômica dos dois projetos e para decidir qual dos dois é mais atrativo.

Para utilização dos métodos é preciso ter os valores por ano. O valor de investimento inicial, valores anualizados de custo e faturamento e fluxo de caixa do projeto 1 e 2 estão dispostos respectivamente na tabela 1 e tabela 2.

O fluxo de caixa é representado pela diferença entre o faturamento e o custo, ou seja, se for positivo indica lucro e negativo indica prejuízo.

Tabela 20 - Custo anual do Projeto 1

Descrição		Valor (R\$)
Investimento Inicial		513.347,38
Custo anual	100%	397.457,28
	75%	314.319,84
	50%	231.182,28
Faturamento anual	100%	826.956,00
	75%	620.218,80
	50%	413.478,00
Fluxo de Caixa	100%	429.498,72
	75%	305.898,96
	50%	182.296,44

Fonte: Próprio Autor

Tabela 21 - Custo anual do projeto 2

Descrição		Valor (R\$)
Investimento Inicial		2.953.065,77
Custo anual	100%	68.651,88
	75%	68.651,88
	50%	68.651,88
Faturamento anual	100%	826.956,00
	75%	620.218,80
	50%	413.478,00
Fluxo de Caixa	100%	758.304,12
	75%	551.566,92

Descrição		Valor (R\$)
	50%	344.826,12

Fonte: Próprio Autor

O Tempo de vida útil de um SF é de 25 anos segundo os fabricantes dos equipamentos, por esse motivo os cálculos para análise dos projetos levam em consideração um horizonte de 25 anos.

Os cálculos dos indicadores foram feitos com auxílio do *Microsoft Excel* utilizando os dados exibidos na Tabela 20 e Tabela 21.

4 RESULTADOS

4.1 Projeto 1

Utilizando o método do *payback* o projeto 1 apresentou um retorno rápido do capital investido, onde no cenário mais pessimista (50% do consumo) o investimento foi recuperado em 2 anos e 10 meses. No requisito *Payback* esse é um projeto viável.

Pela análise do VPL o projeto também apresentou resultados positivos, para os 3 cenários simulados o resultado foi maior que zero indicando que viável e capaz de trazer retornos ao longo do tempo.

A TIR foi superior a TMA em todos os cenários e mesmo considerando 50% do consumo, a TIR foi de 35% que é um valor consideravelmente acima da TMA.

A Tabela 22 apresenta todos os indicadores utilizados para a análise.

Tabela 22 - Indicadores para análise de investimento do projeto 1

Indicador	100%	75%	50%
<i>Payback</i>	1 ano e 3 meses	1 ano e 9 meses	2 anos e 10 meses
VPL	R\$ 2.485.577,50	R\$ 1.622.556,54	R\$ 759.516,32
TIR	84%	60%	35%

Fonte: Próprio Autor

4.2 Projeto 2

Pela análise do *payback* o projeto apresentou um resultado ainda considerado bom para o cenário otimista (100%) que foi de 3 anos e 11 meses. Porém a partir do segundo cenário com 75% do consumo, o tempo de *payback* já saltou para 5 anos e 5 meses e alcançou tempo superior a 8 anos com o terceiro cenário. Com esse tempo elevado, seria muito difícil alguém querer entrar nesse investimento.

O VPL foi apresentado um valor bastante positivo quando considerado o cenário otimista, mas teve quedas drásticas no seu valor ao considerar os outros padrões de consumo e no pior dos cenários apresentou um valor negativo indicando a inviabilidade do projeto.

A TIR para 100% e 75% do consumo foi maior que a TMA, mas não apresentou uma margem considerável. Assim como o VPL, no pior cenário a TIR indicou a inviabilidade do projeto ao mostrar um valor inferior à TMA.

A Tabela 23 apresenta todos os indicadores utilizados na análise.

Tabela 23 - Indicadores para análise de investimento do projeto 2

Indicador	100%	75%	50%
<i>Payback</i>	3 anos e 11 meses	5 anos e 5 meses	8 anos e 7 meses
VPL	R\$ 2.341.704,58	R\$ 898.186,12	-R\$ 545.357,48
TIR	26%	18%	11%

Fonte: Próprio autor

4.3 Comparativo dos projetos

Quando se trata do cenário mais otimista, os dois projetos se tornam viáveis. Analisando somente o VPL, os dois inclusive apresentam um desempenho muito parecido e ambos com o tempo de *payback* ainda aceitável. Vale salientar que no saldo acumulado ao fim dos 25 anos, o projeto 2 obteve um retorno bem maior 56% maior que o projeto 1.

O cenário muda drasticamente com os outros padrões de consumo. O Projeto 1 apresenta grande vantagem por mostrar que consegue se sustentar e ainda gerar lucros mesmo em cenários pessimistas. Diferente do projeto 2 que indicou ser inviável financeiramente.

As informações apresentadas nesse tópico podem ser visualizadas com mais detalhes no Anexo C.

5 CONCLUSÃO

O alto crescimento da utilização de SFs e a economia que eles trazem para diversos setores pode levar ao pensamento de que seria uma boa ideia utilizar esses sistemas em qualquer ocasião. Aliado a isso, existe um crescimento no mercado de VEs. Portanto, o trabalho em questão teve como objetivo analisar uma nova forma de auxiliar a mobilidade elétrica através da infraestrutura de suporte para esse mercado, trazendo uma solução mais limpa e renovável.

A análise trouxe um resultado diferente do esperado. o projeto com SFCR acabou não sendo uma opção viável, pois apesar de ter um fluxo de caixa consideravelmente maior devido à economia que o SF proporciona, o custo para implantação do projeto foi muito elevado, tanto por causa do próprio SF quanto da área necessária para instalação e esse custo não foi amortizado em todos os cenários considerados. É importante entender também que existe um certo desafio para o projeto 2, o mercado de veículos elétricos ainda não tomou proporções suficientes para garantir um consumo mínimo em eletropostos e dimensionar um SF para um consumo que ainda não é bem definido pode ocasionar subdimensionamento ou sobredimensionamento, acarretando em custos não justificáveis. Esse é outro motivo para a inviabilidade do projeto 2.

O projeto 1 por outro lado, obteve resultados muito positivos. Isso é um reflexo do baixo custo de implantação, visto que não era necessário tanto equipamento e nem de uma área extensa para implantação. O projeto 1 acaba sendo mais atrativo também por não correr risco de sub ou sobredimensionar algum equipamento, dando assim menos margem para instalação de mais equipamentos do que o necessário.

Portanto através dos resultados obtidos conclui-se que em termos de viabilidade econômica a implantação de um posto de recarga de VE é mais viável se tiver sua energia suprida somente pela rede elétrica.

5.1 Propostas para trabalhos futuros

Esse trabalho só abordou os aspectos econômicos dos projetos, e por isso é de suma importância analisar também o impacto da estação de recarga rápida na rede de distribuição principalmente em horários de pico.

Para o caso analisado um SFA não foi nem considerado devido ao seu custo não ser justificado pelo local da instalação, e por isso pode ser escolhido um local que não tenha acesso à rede pública de distribuição energia, para que possa analisar a viabilidade econômica de implantação de uma estação de recarga suprida por um SFA.

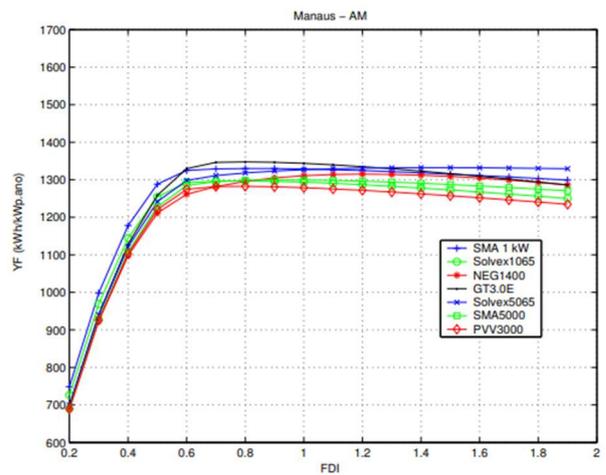
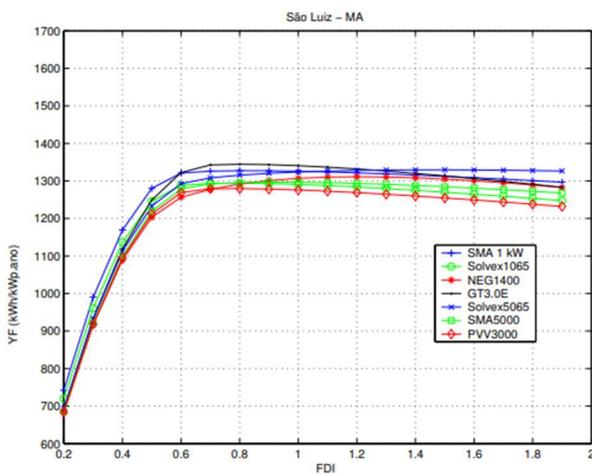
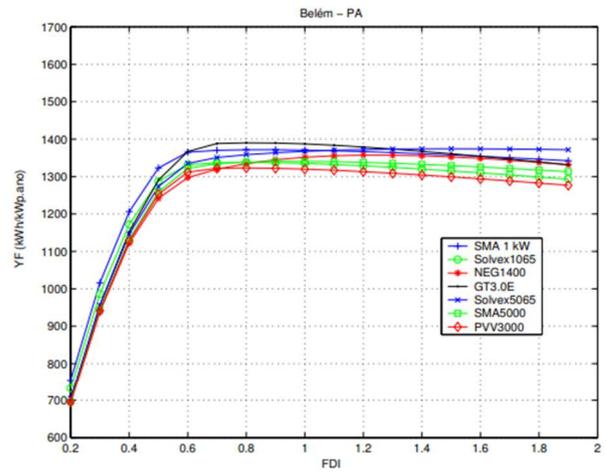
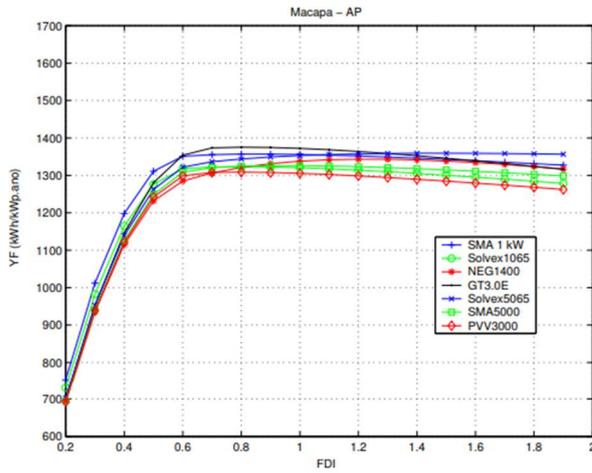
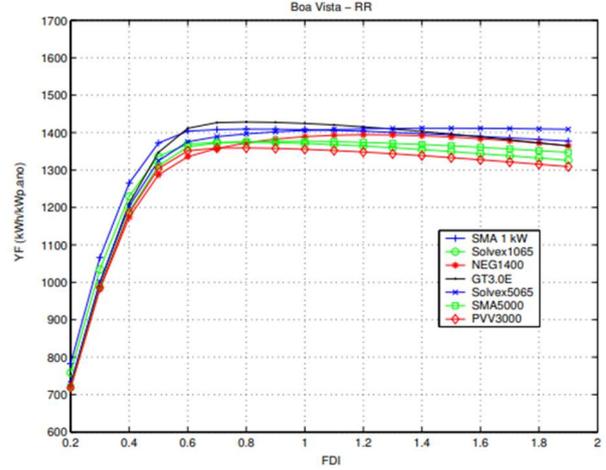
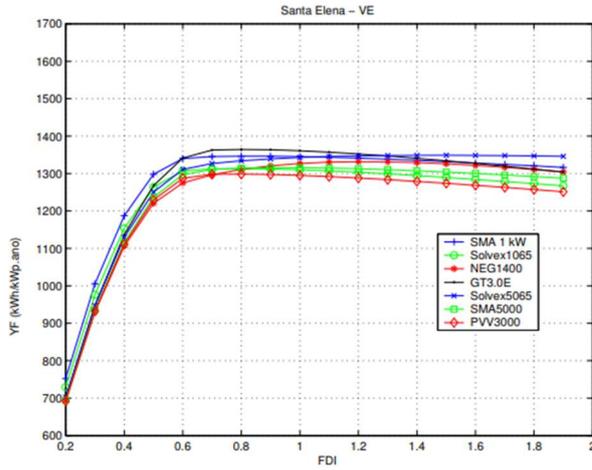
REFERÊNCIAS

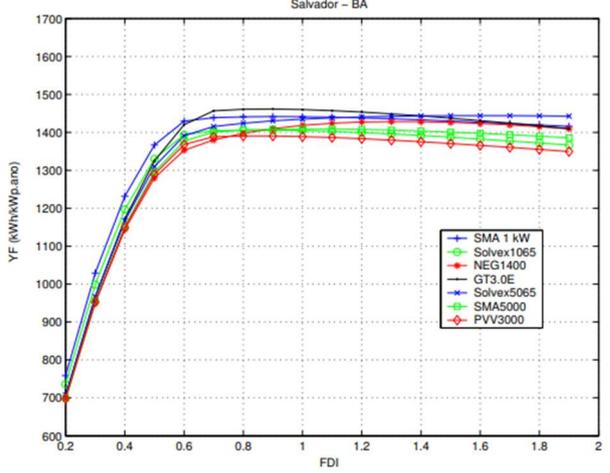
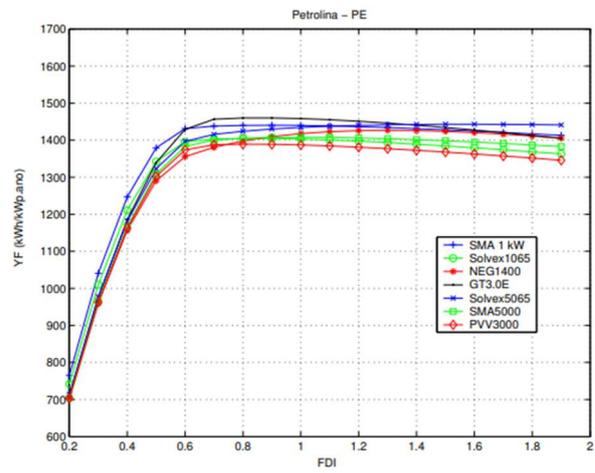
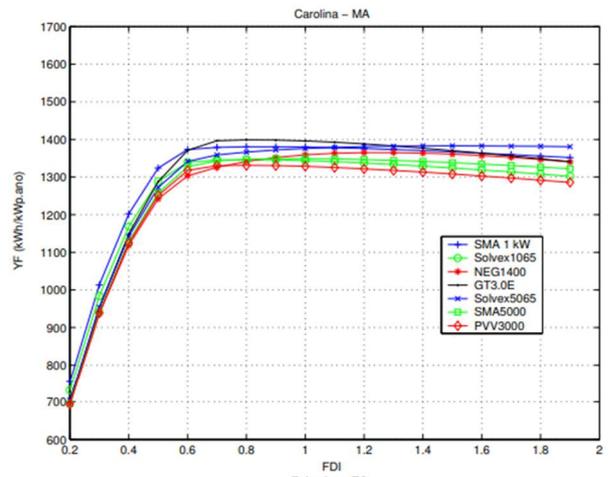
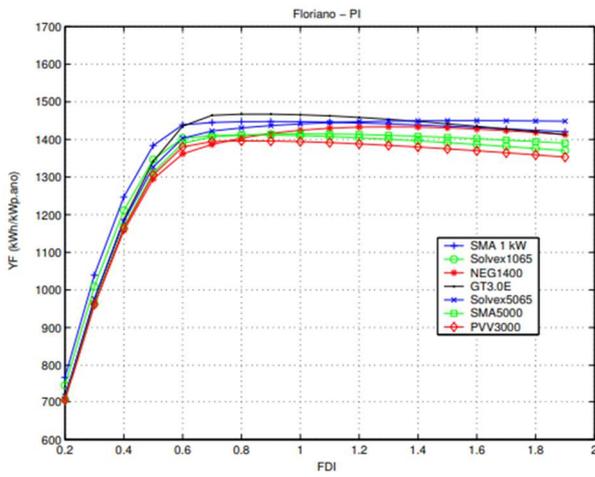
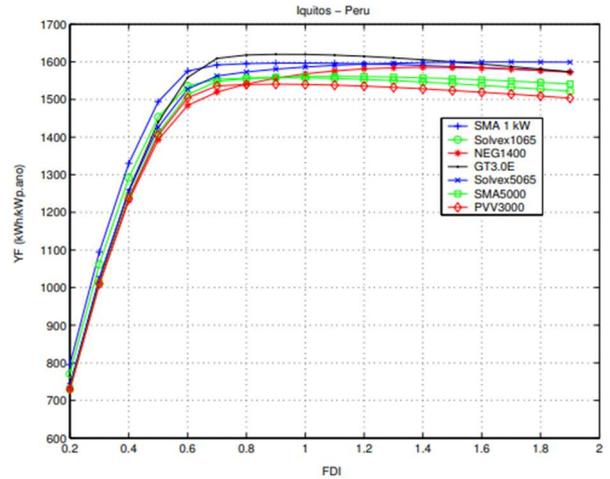
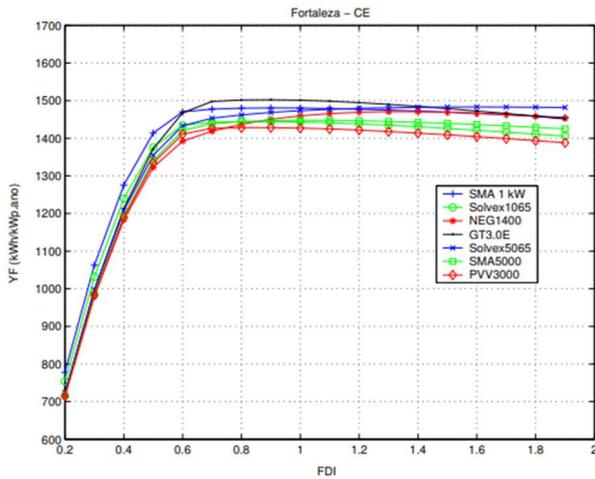
1. POUHTER, J.; HUANG, C. Climate change still seen as the top global threat, but cyberattacks a rising concern. **Pew Research Center**, 10 fevereiro 2019. Disponível em: <<https://www.pewresearch.org/global/2019/02/10/climate-change-still-seen-as-the-top-global-threat-but-cyberattacks-a-rising-concern/>>. Acesso em: 8 agosto 2022.
2. NAÇÕES UNIDAS. Causas e efeitos das mudanças climáticas. **Nações Unidas**, 2022. Disponível em: <<https://www.un.org/pt/climatechange/science/causes-effects-climate-change>>. Acesso em: 8 agosto 2022.
3. EPE-EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2022**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 67. 2022.
4. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 453. 2021.
5. ABVE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO VEÍCULO ELÉTRICO. BEVs puxam crescimento de eletrificados no semestre. **ABVE - Associação Brasileira do veículo Elétrico**, 2022. Disponível em: <<http://www.abve.org.br/bevs-puxam-aumento-de-eletrificados-no-semester/>>. Acesso em: 10 agosto 2022.
6. INFOMONEY. Dez estados do país não têm estações para recarga de carros elétricos; saiba como encontrá-las. **infomoney**, 2022. Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/consumo/dez-estados-do-pais-nao-tem-estacoes-para-recarga-de-carros-eletricos-saiba-como-encontra-las/>>. Acesso em: 12 agosto 2022.
7. VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2ª. ed. São Paulo: Érica, 2012.
8. ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. How Does Solar Work ? **Energy Efficiency & Renewable Energy**, 2022. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/solar/how-does-solar-work#:~:text=Solar%20technologies%20convert%20sunlight%20into,in%20batteries%20or%20thermal%20storage.>>. Acesso em: 25 agosto 2022.
9. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11704:2008 - Sistemas Fotovoltaicos - Classificação**. [S.l.], p. 3. 2008.
10. SEGUEL, J. I. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo horizonte, p. 222. 2009.
11. EDP. Como funciona um painel fotovoltaico. **EDP**, 2020. Disponível em: <<https://www.edp.pt/particulares/content-hub/como-funciona-um-painel-fotovoltaico/>>. Acesso em: 19 setembro 2022.
12. ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

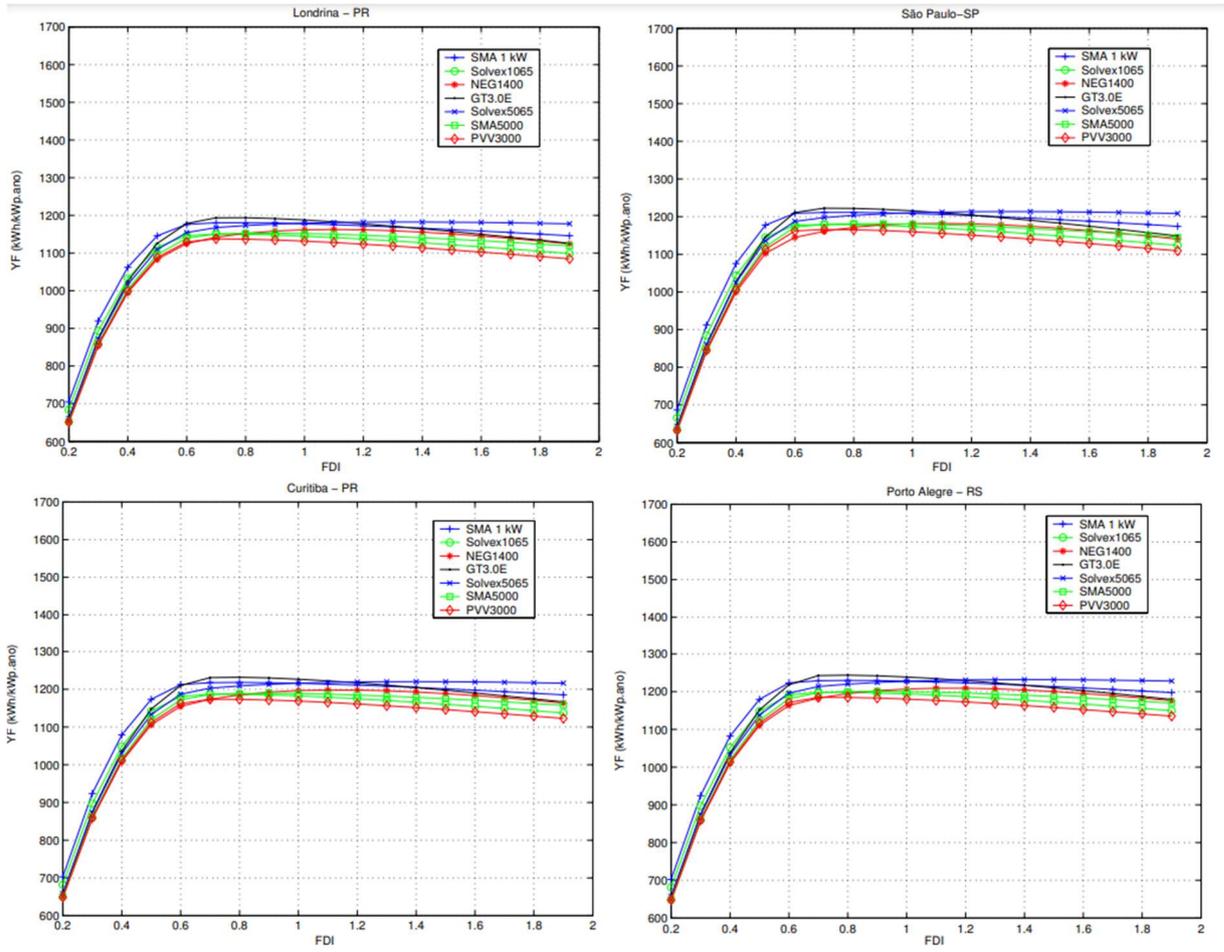
13. ENERGÊS. GUIA DO INVERSOR SOLAR. **ENERGÊS - A linguagem da Energia**, 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/inversor-solar/>>. Acesso em: 23 setembro 2022.
14. FARIAS, et al. **ESTUDO E SIMULAÇÃO DE UM CONTROLADOR DE CARGA PARA**. Universidade Federal do Oeste do Pará –Instituto de Engenharia e Geociências. São José dos Campos, p. 6. 2016.
15. PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES , 2014.
16. NEOENERGIA PERNAMBUCO. **Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão de Distribuição à Edificação Individual**. Neoenergia Pernambuco. [S.l.], p. 165. 2022.
17. THÓRUS ENGENHARIA. Subestação de energia: como funciona e quando utilizar? **Thorus Engenharia**, 2021. Disponível em: <<https://thorusengenharia.com.br/subestacao-de-energia-como-funciona-e-quando-utilizar/>>. Acesso em: 1 Novembro 2022.
18. MACÊDO, W. N. **ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR APLICADO A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**. USP - Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 201. 2006.
19. NEONERGIA PERNAMBUCO. **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição a Edificações Individuais**. Neoenergia Pernambuco. [S.l.], p. 114. 2022.
20. UN-NOOR, F. et al. **A Comprehensive Study of Key Electric Vehicle (EV) Components, Technologies, Challenges, Impacts, and Future Direction of Development**. Energies. [S.l.], p. 84. 2017.
21. YILMAZ, ; T. KREIN,. Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS**, maio 2013. 19.
22. NEOCHARGE. TIPOS DE CARREGADORES PARA VEÍCULOS ELÉTRICOS. **Neocharge**. Disponível em: <<https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carregador-carro-eletrico/tipo-carregador-ve>>. Acesso em: 5 outubro 2022.
23. MARCUCCI, T. How the J1772 charging standard for plug-in vehicles works. **EDN**, 2013. Disponível em: <<https://www.edn.com/how-the-j1772-charging-standard-for-plug-in-vehicles-works/>>. Acesso em: 5 Outubro 2022.
24. BC HYDRO. What are the different options for charging my electric vehicle (EV)? **BC Hydro**. Disponível em: <<https://electricvehicles.bchydro.com/how-use-our-fast-chargers/what-are-different-options-charging-my-electric-vehicle-ev>>. Acesso em: 5 outubro 2022.
25. SANTOS,. **Veículos Elétricos e Híbridos - Fundamentos, características e aplicações**. São Paulo: Érica, 2020.
26. NEON SEGUROS. Tipos de carros eletrificados – HEV, PHEV, BEV. **NEON Seguros**.

- Disponível em: <<https://www.neonseguros.com.br/curiosidades-automotivas/tipos-de-carros-eletrificados-hev-phev-bev/21373/>>. Acesso em: 5 Outubro 2022.
27. ABVE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS. Confira os eletrificados mais vendidos em 2022. **ABVE**, 2022. Disponível em: <<https://www.abve.org.br/veja-os-eletrificados-mais-vendidos-em-2022/>>. Acesso em: 5 outubro 2022.
 28. LUÍZA, A. Tudo sobre a cobrança de recargas no Brasil. **Voltbras**. Disponível em: <<https://www.voltbras.com.br/blog/tudo-sobre-a-cobranca-de-recargas-de-carros-eletricos-no-brasil>>. Acesso em: 6 Outubro 2022.
 29. KNUTH, J. **Engenharia Econômica e Finanças**. [S.l.]: UNIASSELVI, 2010.
 30. URTADO, E. et al. **APLICAÇÃO DO MÉTODO DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL) NA ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS NA INDÚSTRIA METAL MECÂNICA: UM ESTUDO DE CASO**. Universidade de Taubaté. Taubaté, p. 4.
 31. REIS, T. TMA: entenda o que é a Taxa Mínima de Atratividade e como calculá-la. **Suno**, 2019. Disponível em: <<https://www.suno.com.br/artigos/taxa-minima-de-atratividade/>>. Acesso em: 7 Outubro 2022.
 32. GONÇALVES, A. et al. **Engenharia Econômica e Finanças**. Rio de Janeiro: Elsevier Editora, 2009.
 33. ASSAF, A. **Matemática Financeira e suas Aplicações**. 12^a. ed. São Paulo: Atlas S.A., 2012.
 34. REIS, T. Taxa Interna de Retorno: o que é e como calcular a TIR? **Suno**, 2018. Disponível em: <<https://www.suno.com.br/artigos/taxa-interna-de-retorno/>>. Acesso em: 7 Outubro 2022.
 35. GOOGLE. Google Earth. **Google Earth**. Disponível em: <<https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>>. Acesso em: 9 outubro 2022.
 36. PLUGSHARE. **Plugshare**. Disponível em: <<https://www.plugshare.com/br>>. Acesso em: 9 Outubro 2022.
 37. SANTANA, N. Primeiro eletroposto de SP para carga rápida de carros elétricos é tarifado; saiba valores. **Garagem360**, 2022. Disponível em: <<https://garagem360.com.br/primeiro-eletroposto-de-sp-para-carga-rapida-de-carros-eletricos-e-tarifado-saiba-valores/>>. Acesso em: 10 Outubro 2022.
 38. WEG. **Guia para Seleção de Estações de Recarga (CC) para Veículos Elétricos**. Grupo WEG. Jaraguá do Sul, p. 5. 2022.

ANEXO A – Produtividade anual em função do fator de dimensionamento do inversor para diferentes locais do Brasil







Fonte: [18]

ANEXO B – Especificações por modelo de veículo e tempo de recarga

Especificações por modelo de veículo elétrico								Tempo de recarga (Brasil)**		
Fabricante	Modelo	Ano	Bateria [kWh]	Conector CC	Potência fornecida em estação de 60 kW	Potência fornecida em estação de 150 kW	Potência da estação			
					Média**	Média**	30** kW	60** kW	150** kW	
Veículos leves, puramente elétricos - BEV	Audi	E-tron	2019	86,5	CCS 2	50	146	02:32	01:16	00:26
	Audi	RS E-tron GT*	2021	85	CCS 2	50	130	02:30	01:15	00:29
	BMW	i3	2019	37,9	CCS 2	50	50	01:12	00:36	00:36
	BMW	i4	2021	80,7	CCS 2	50	120	02:22	01:11	00:30
	BMW	iX	2021	105,2	CCS 2	50	135	03:06	01:33	00:34
	BYD	Han EV	2021	76,9	CCS 2	50	100	02:30	01:15	00:35
	BYD	Tan EV	2021	86,4	CCS 2	50	110	02:24	01:12	00:34
	Caos Chery	Arrizo 5e	2021	53,5	CCS 2	50	50	02:00	01:00	01:00
	Chevrolet	Bolt EV	2021	66	CCS 2	50	130	03:00	01:30	00:30
	FIAT	500e*	2021	37,3	CCS 2	50	67	01:08	00:34	00:25
	JAC	E-JS1*	2021	30,2	GB/T	60	60	01:00	00:30	00:30
	JAC	E-JS4*	2022	55,1	GB/T	50	65	02:00	01:00	00:50
	JAC	E-J7	2022	50,1	GB/T	50	65	01:50	00:55	00:45
	Jaguar	I-pace	2021	84,7	CCS 2	50	85	02:30	01:15	00:44
	Mercedes	EQC	2019	80	CCS 2	50	112	02:30	01:15	00:35
	Mini	Cooper Electric*	2021	28,9	CCS 2	49	49	00:58	00:29	00:29
	Nissan	Leaf*	2018	39	CHAdeMO	40	40	01:26	00:43	00:43
	Nissan	Leaf e+	2019	62	CHAdeMO	40	100	02:56	01:28	00:34
	Peugeot	e-208	2021	45	CCS 2	50	100	02:16	01:08	0:30
	Porsche	Taycan*	2021	71	CCS 2	60	115	02:06	01:03	0:27
	Porsche	Taycan Plus	2021	83,7	CCS 2	60	134,6	02:28	01:14	0:27
	Renault	Kangoo	2017	45	CCS 2	50	80	02:16	01:08	0:40
	Renault	Kwid	2022	26,8	CCS 2	50	50	00:48	00:24	0:24
	Renault	ZOE	2018	46	CCS 2	41	41	01:52	00:56	0:56
	Renault	ZOE*	2021	45	CCS 2	40	40	01:50	00:55	0:55
	Tesla	Model S	2019	95	Supercharger	60	110	02:18	01:09	0:38
Tesla	Model X 100D	2019	95	Supercharger	60	120	02:20	01:10	0:28	
Tesla	Model X 90D	2018	85,5	Supercharger	60	90	02:06	01:03	0:42	
Tesla	Model 3	2019	57,5	Supercharger	50	90	01:52	00:56	0:28	
Volvo	C40 P8*	2022	78	CCS 2	50	100	02:28	01:14	0:37	
Volvo	XC 40*	2021	67	CCS 2	50	90	02:28	01:14	0:33	
Veículos pesados puramente elétricos - BEV	BYD	eT7	2022	174	CCS 2	50	100	06:00	03:00	01:30
	BYD	eT18	2022	229	CCS 2	50	100	08:00	04:00	02:00
	Citroën	e-Jumpy	2022	75	CCS 2	60	100	01:46	00:53	00:36
	FIAT	e-Scudo	2022	75	CCS 2	60	100	01:46	00:53	00:36
	JAC	iEV 1200t	2022	97	CCS 2	50	50	04:00	02:00	02:00
	Peugeot	e-Expert	2022	75	CCS 2	60	100	01:46	00:53	00:36
Volkswagen	e-Delivery	2021	240	CCS 2	50	150	09:30	04:45	1:35	

Fonte: [38]

ANEXO C – Cálculos no Excel da TIR, VPL, *Payback* e saldo acumulado

TMA ->	100% do consumo							
	13,75%				13,75%			
	Projeto 1				Projeto 2			
Período(anos)	Fluxo de Caixa		Saldo		Fluxo de caixa		Saldo	
0	-R\$	513.347,38	-R\$	513.347,38	-R\$	2.953.065,77	-R\$	2.953.065,77
1	R\$	429.498,72	-R\$	83.848,66	R\$	758.304,12	-R\$	2.194.761,65
2	R\$	429.498,72	R\$	345.650,06	R\$	758.304,12	-R\$	1.436.457,53
3	R\$	429.498,72	R\$	775.148,78	R\$	758.304,12	-R\$	678.153,41
4	R\$	429.498,72	R\$	1.204.647,50	R\$	758.304,12	R\$	80.150,71
5	R\$	429.498,72	R\$	1.634.146,22	R\$	758.304,12	R\$	838.454,83
6	R\$	429.498,72	R\$	2.063.644,94	R\$	758.304,12	R\$	1.596.758,95
7	R\$	429.498,72	R\$	2.493.143,66	R\$	758.304,12	R\$	2.355.063,07
8	R\$	429.498,72	R\$	2.922.642,38	R\$	758.304,12	R\$	3.113.367,19
9	R\$	429.498,72	R\$	3.352.141,10	R\$	758.304,12	R\$	3.871.671,31
10	R\$	429.498,72	R\$	3.781.639,82	R\$	758.304,12	R\$	4.629.975,43
11	R\$	429.498,72	R\$	4.211.138,54	R\$	758.304,12	R\$	5.388.279,55
12	R\$	429.498,72	R\$	4.640.637,26	R\$	758.304,12	R\$	6.146.583,67
13	R\$	429.498,72	R\$	5.070.135,98	R\$	758.304,12	R\$	6.904.887,79
14	R\$	429.498,72	R\$	5.499.634,70	R\$	758.304,12	R\$	7.663.191,91
15	R\$	429.498,72	R\$	5.929.133,42	R\$	758.304,12	R\$	8.421.496,03
16	R\$	429.498,72	R\$	6.358.632,14	R\$	758.304,12	R\$	9.179.800,15
17	R\$	429.498,72	R\$	6.788.130,86	R\$	758.304,12	R\$	9.938.104,27
18	R\$	429.498,72	R\$	7.217.629,58	R\$	758.304,12	R\$	10.696.408,39
19	R\$	429.498,72	R\$	7.647.128,30	R\$	758.304,12	R\$	11.454.712,51
20	R\$	429.498,72	R\$	8.076.627,02	R\$	758.304,12	R\$	12.213.016,63
21	R\$	429.498,72	R\$	8.506.125,74	R\$	758.304,12	R\$	12.971.320,75
22	R\$	429.498,72	R\$	8.935.624,46	R\$	758.304,12	R\$	13.729.624,87
23	R\$	429.498,72	R\$	9.365.123,18	R\$	758.304,12	R\$	14.487.928,99
24	R\$	429.498,72	R\$	9.794.621,90	R\$	758.304,12	R\$	15.246.233,11
25	R\$	429.498,72	R\$	10.224.120,62	R\$	758.304,12	R\$	16.004.537,23
VPL	R\$	2.485.577,50			R\$	2.341.704,58		
TIR		84%				26%		
Payback		1,20				3,89		

		75% do consumo			
TMA ->		13,75%		13,75%	
		Projeto 1		Projeto 2	
Período(anos)	Fluxo de Caixa	Saldo	Fluxo de caixa	Saldo	
0	-R\$ 513.347,38	-R\$ 513.347,38	-R\$ 2.953.065,77	-R\$ 2.953.065,77	
1	R\$ 305.898,96	-R\$ 207.448,42	R\$ 551.566,92	-R\$ 2.401.498,85	
2	R\$ 305.898,96	R\$ 98.450,54	R\$ 551.566,92	-R\$ 1.849.931,93	
3	R\$ 305.898,96	R\$ 404.349,50	R\$ 551.566,92	-R\$ 1.298.365,01	
4	R\$ 305.898,96	R\$ 710.248,46	R\$ 551.566,92	-R\$ 746.798,09	
5	R\$ 305.898,96	R\$ 1.016.147,42	R\$ 551.566,92	-R\$ 195.231,17	
6	R\$ 305.898,96	R\$ 1.322.046,38	R\$ 551.566,92	R\$ 356.335,75	
7	R\$ 305.898,96	R\$ 1.627.945,34	R\$ 551.566,92	R\$ 907.902,67	
8	R\$ 305.898,96	R\$ 1.933.844,30	R\$ 551.566,92	R\$ 1.459.469,59	
9	R\$ 305.898,96	R\$ 2.239.743,26	R\$ 551.566,92	R\$ 2.011.036,51	
10	R\$ 305.898,96	R\$ 2.545.642,22	R\$ 551.566,92	R\$ 2.562.603,43	
11	R\$ 305.898,96	R\$ 2.851.541,18	R\$ 551.566,92	R\$ 3.114.170,35	
12	R\$ 305.898,96	R\$ 3.157.440,14	R\$ 551.566,92	R\$ 3.665.737,27	
13	R\$ 305.898,96	R\$ 3.463.339,10	R\$ 551.566,92	R\$ 4.217.304,19	
14	R\$ 305.898,96	R\$ 3.769.238,06	R\$ 551.566,92	R\$ 4.768.871,11	
15	R\$ 305.898,96	R\$ 4.075.137,02	R\$ 551.566,92	R\$ 5.320.438,03	
16	R\$ 305.898,96	R\$ 4.381.035,98	R\$ 551.566,92	R\$ 5.872.004,95	
17	R\$ 305.898,96	R\$ 4.686.934,94	R\$ 551.566,92	R\$ 6.423.571,87	
18	R\$ 305.898,96	R\$ 4.992.833,90	R\$ 551.566,92	R\$ 6.975.138,79	
19	R\$ 305.898,96	R\$ 5.298.732,86	R\$ 551.566,92	R\$ 7.526.705,71	
20	R\$ 305.898,96	R\$ 5.604.631,82	R\$ 551.566,92	R\$ 8.078.272,63	
21	R\$ 305.898,96	R\$ 5.910.530,78	R\$ 551.566,92	R\$ 8.629.839,55	
22	R\$ 305.898,96	R\$ 6.216.429,74	R\$ 551.566,92	R\$ 9.181.406,47	
23	R\$ 305.898,96	R\$ 6.522.328,70	R\$ 551.566,92	R\$ 9.732.973,39	
24	R\$ 305.898,96	R\$ 6.828.227,66	R\$ 551.566,92	R\$ 10.284.540,31	
25	R\$ 305.898,96	R\$ 7.134.126,62	R\$ 551.566,92	R\$ 10.836.107,23	
VPL	R\$ 1.622.556,54		R\$ 898.186,12		
TIR	60%		18%		
Payback	1,678159939		5,353957358		

		50% do consumo			
TMA ->		13,75%		13,75%	
		Projeto 1		Projeto 2	
Período(anos)	Fluxo de Caixa	Saldo	Fluxo de caixa	Saldo	
0	-R\$ 513.347,38	-R\$ 513.347,38	-R\$ 2.953.065,77	-R\$ 2.953.065,77	
1	R\$ 182.296,44	-R\$ 331.050,94	R\$ 344.826,12	-R\$ 2.608.239,65	
2	R\$ 182.296,44	-R\$ 148.754,50	R\$ 344.826,12	-R\$ 2.263.413,53	
3	R\$ 182.296,44	R\$ 33.541,94	R\$ 344.826,12	-R\$ 1.918.587,41	
4	R\$ 182.296,44	R\$ 215.838,38	R\$ 344.826,12	-R\$ 1.573.761,29	
5	R\$ 182.296,44	R\$ 398.134,82	R\$ 344.826,12	-R\$ 1.228.935,17	
6	R\$ 182.296,44	R\$ 580.431,26	R\$ 344.826,12	-R\$ 884.109,05	
7	R\$ 182.296,44	R\$ 762.727,70	R\$ 344.826,12	-R\$ 539.282,93	
8	R\$ 182.296,44	R\$ 945.024,14	R\$ 344.826,12	-R\$ 194.456,81	
9	R\$ 182.296,44	R\$ 1.127.320,58	R\$ 344.826,12	R\$ 150.369,31	
10	R\$ 182.296,44	R\$ 1.309.617,02	R\$ 344.826,12	R\$ 495.195,43	
11	R\$ 182.296,44	R\$ 1.491.913,46	R\$ 344.826,12	R\$ 840.021,55	
12	R\$ 182.296,44	R\$ 1.674.209,90	R\$ 344.826,12	R\$ 1.184.847,67	
13	R\$ 182.296,44	R\$ 1.856.506,34	R\$ 344.826,12	R\$ 1.529.673,79	
14	R\$ 182.296,44	R\$ 2.038.802,78	R\$ 344.826,12	R\$ 1.874.499,91	
15	R\$ 182.296,44	R\$ 2.221.099,22	R\$ 344.826,12	R\$ 2.219.326,03	
16	R\$ 182.296,44	R\$ 2.403.395,66	R\$ 344.826,12	R\$ 2.564.152,15	
17	R\$ 182.296,44	R\$ 2.585.692,10	R\$ 344.826,12	R\$ 2.908.978,27	
18	R\$ 182.296,44	R\$ 2.767.988,54	R\$ 344.826,12	R\$ 3.253.804,39	
19	R\$ 182.296,44	R\$ 2.950.284,98	R\$ 344.826,12	R\$ 3.598.630,51	
20	R\$ 182.296,44	R\$ 3.132.581,42	R\$ 344.826,12	R\$ 3.943.456,63	
21	R\$ 182.296,44	R\$ 3.314.877,86	R\$ 344.826,12	R\$ 4.288.282,75	
22	R\$ 182.296,44	R\$ 3.497.174,30	R\$ 344.826,12	R\$ 4.633.108,87	
23	R\$ 182.296,44	R\$ 3.679.470,74	R\$ 344.826,12	R\$ 4.977.934,99	
24	R\$ 182.296,44	R\$ 3.861.767,18	R\$ 344.826,12	R\$ 5.322.761,11	
25	R\$ 182.296,44	R\$ 4.044.063,62	R\$ 344.826,12	R\$ 5.667.587,23	
VPL	R\$ 759.516,32		-R\$ 545.357,48		
TIR	35%		11%		
Payback	2,816003319		8,563927147		

Fonte: Próprio Autor