



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSÉ AURY DE ALBUQUERQUE FILHO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA PARA UMA USINA
SOLAR FOTOVOLTAICA DE MINIGERAÇÃO PARA LOCAÇÃO APÓS A
IMPLEMENTAÇÃO DA LEI 14300**

FORTALEZA
2024

JOSÉ AURY DE ALBUQUERQUE FILHO

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA PARA UMA USINA SOLAR
FOTOVOLTAICA DE MINIGERAÇÃO PARA LOCAÇÃO APÓS A IMPLEMENTAÇÃO
DA LEI 14300

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação de Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade federal
do Ceará, como requisito parcial para a
obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo
Antunes.

FORTALEZA

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- A31a Albuquerque Filho, José Aury de.
Análise de viabilidade técnica e financeira para uma usina solar fotovoltaica de minigeração para locação após a implementação da Lei 14300 / José Aury de Albuquerque Filho. – 2024.
81 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2024.
Orientação: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.
1. Usina fotovoltaica. 2. Geração distribuída. 3. Análise técnica. 4. Análise financeira. I. Título.
CDD 621.3
-

JOSÉ AURY DE ALBUQUERQUE FILHO

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA PARA UMA USINA SOLAR
FOTOVOLTAICA DE MINIGERAÇÃO PARA LOCAÇÃO APÓS A IMPLEMENTAÇÃO
DA LEI 14300

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação de Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade federal
do Ceará, como requisito parcial para a
obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Aprovada em: 26/09/2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Me. Kassio Derek Nogueira Cavalcante
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

Eng. Pedro Victor Rodrigues Alcântara
Grid Co.

A Deus.

Ao meu pai José Aury, à minha mãe Antônia Enedina, aos meus irmãos e cunhada, à família e amigos, que demonstram o quanto podemos ir longe com amor, disciplina e humildade.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à Deus, por ter me guiado durante todo este caminho e por ter proporcionado oportunidades, vivências e, principalmente, ter colocado pessoas importantes na minha vida.

Agradeço aos meus pais, José Aury e Antônia Enedina, os quais nunca mediram esforços para a garantia de uma criação com caráter e respeito, além de sempre apoiarem e lutarem pelos meus estudos, mesmo que em momentos muito difíceis, garantindo em minha vida uma oportunidade que eles não tiveram. A eles todo meu amor e gratidão.

Ainda sobra a família, agradeço aos meus irmãos, Francisco Flaezio e Flaine Adina, por todo carinho, companheirismo, aprendizados e apoio durante toda a trajetória, que juntamente com minha cunhada, Maria Vanessa, ajudaram a trilhar esta jornada com muito incentivo. A eles todo meu amor e gratidão.

Aos meus avós, tios e primos, que sempre ajudaram e incentivaram na permanência desta jornada, principalmente com um bom humor e apoio emocional.

Agradeço aos amigos que fiz durante a trajetória, não somente da Engenharia Elétrica, mas também da UFC, principalmente o José Danto, Vinícius Freire, Luca Martins, Ivo Gabriel, Daniel da Rocha, Davi Jorge, Álvaro Matos, Maria Torres, Mayro de Lima, Rauan Santos e Luiza Sanford, pois me ajudaram a enfrentar com bom humor, confiança, perseverança e humildade. As conversas, as discussões, as risadas, e o companheirismo, seja em vitórias ou derrotas, demonstra que amigos são os irmãos que escolhemos ao longo de nossa jornada e eu não poderia ter feito escolhas mais assertivas.

Aos amigos de fora do curso, infância, ensino médio e os que apareceram ao longo da vida, por todas as risadas, o apoio e o companheirismo, os tornando a melhor escolha de parceria que poderia ter desejado.

Ao meu orientador Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes, por todo apoio, confiança, sabedoria compartilhada e dedicar tempo de forma a ser o melhor tutor que poderia ter escolhido para o trabalho.

Ao Engenheiro Pedro Alcântara por toda ajuda, ensino e atenção no desenvolvimento do trabalho e, juntamente com o Prof. Me. Kassio Derek, por aceitar fazer parte da banca avaliadora.

Ao Corpo Docente do curso de Engenharia Elétrica da UFC por todos os conhecimentos compartilhados e experiências vividas, as quais foram responsáveis por um amplo crescimento não só profissional e intelectual, mas também pessoal.

À JCA Engenharia e Arquitetura e GridCo por toda a confiança, acolhimento e oportunidade de mostrar meu potencial e, principalmente, acreditar que tenho muita margem de crescimento, com destaque para Eder Correia, Sávio Lemos, André Cavalcante, Otávio Sousa, Francismar Duarte, Roger Lélis, Bruno Wendell e Pedro Alcântara. A elaboração deste trabalho demonstra uma parcela dos ensinamentos obtidos nessas experiências profissionais.

“Nossa maior fraqueza é a desistência. O caminho mais certo para o sucesso é sempre tentar apenas uma vez mais.”

Thomas Alva Edison

RESUMO

Este trabalho analisa por um viés técnico e financeiro a implementação uma usina de minigeração visando a locação no estado do Ceará, mais precisamente no município de Trairi, considerando a conjuntura atual após a implementação da lei 14300. Tal estudo tem o intuito de entender a viabilidade do investimento no setor de locação de usinas no Brasil e, principalmente, trazer um viés informativo sobre como se dá a atuação desta lei a longo prazo de forma concreta. Para a elaboração deste trabalho, foi inicialmente feito uma contextualização teórica técnica e normativa referentes ao setor de geração fotovoltaica, com destaque para a geração distribuída, além da definição de indicadores financeiros a serem analisados. Ademais, a metodologia usada foi definir as premissas para o dimensionamento da usina, considerando uma tensão base de 13,8 kV e uma potência de 1MW, o que foi importante para a definição de equipamentos a serem utilizados, como módulos, inversores e *trackers*, e, então, para dimensionar e simular em software a geração desta usina que obteve um fator de capacidade de 22,9%. Por fim, foi elaborada uma análise financeira com uma projeção de 25 anos e, por meio da análise do Fluxo de Caixa, foi possível obter os cálculos dos indicadores financeiros resultando em um Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 4.926.976,31, um *Payback* Simples de 4,83 anos e uma Taxa Interna de retorno (TIR) de 23,05%, atestando uma viabilidade positiva tendo em vista um *Payback* menor que 20% da duração do investimento, um VPL bem positivo e uma TIR maior que uma investimento baseado na Taxa Selic.

Palavras-chave: Usina Fotovoltaica; Geração Distribuída; Lei 14300; Análise Técnica; Análise Financeira.

ABSTRACT

This work analyzes, from a technical and financial perspective, the implementation of a mini-generation plant aimed at leasing in the state of Ceará, specifically in the municipality of Trairi, considering the current situation after the implementation of law 14300. This study aims to understand the feasibility of investment in the plant leasing sector in Brazil and, mainly, to provide informative insights on how this law operates concretely in the long term. For the preparation of this work, a theoretical, technical, and normative contextualization related to the photovoltaic generation sector was initially carried out, with emphasis on distributed generation, in addition to defining the financial indicators to be analyzed. Furthermore, the methodology used was to define the assumptions for the plant's sizing, considering a base voltage of 13,8 kV and a power of 1MW, which was important for defining the equipment to be used, such as modules, inverters, and trackers, and then to size and simulate the generation of this plant in software, which obtained a capacity factor of 22,9%. Finally, a financial analysis was carried out with a 25-year projection, and through the Cash Flow analysis, it was possible to obtain the calculations of the financial indicators, resulting in a Net Present Value (NPV) of R\$ 4,926,976.31, a Simple Payback of 4,83 years, and an Internal Rate of Return (IRR) of 20,05%, attesting to a positive feasibility considering a Payback of less than 20% of the investment duration, a very positive NPV, and an IRR higher than an investment based on the Selic Rate.

Keywords: Photovoltaic Plant; Distributed Generation; Law 14300; Technical Analysis; Financial Analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Participação de renováveis na matriz energética brasileira	18
Figura 2	– Participação de renováveis na matriz do setor energético brasileiro.....	18
Figura 3	– Matriz do setor elétrico brasileiro	19
Figura 4	– Composição Energética Nacional: (a) Matriz elétrica brasileira em 2024; (b) Evolução da matriz fotovoltaica no Brasil	20
Figura 5	– Sistema de aquecimento por energia solar térmica	21
Figura 6	– Usina termossolar	22
Figura 7	– Composição de um Sistema Fotovoltaico Isolado	23
Figura 8	– Esquema de um Sistema Conectado à Rede Elétrica	24
Figura 9	– Representação de dopagem P-N de uma célula fotovoltaica	25
Figura 10	– Usina termossolar	26
Figura 11	– Módulo de silício policristalino	27
Figura 12	– Associação de módulos em série e em paralelo	28
Figura 13	– Comparação entre inversor e microinversor	29
Figura 14	– Estrutura fixa em solo	30
Figura 15	– Tracker de um eixo de ajuste norte-sul	30
Figura 16	– Tracker com ajuste de dois eixos	31
Figura 17	– Quadro Geral de Baixa Tensão	32
Figura 18	– Subdivisão da parcela tarifária TE	38
Figura 19	– Subdivisão da parcela tarifária TUSD	39
Figura 20	– Regras do Direito Adquirido para GD I	40
Figura 21	– Compensação gradual do FIO B para GD II	41
Figura 22	– Sistemas implementados pela Lei 14300	41
Figura 23	– Cronologia da implementação da Lei 14300	42

Figura 24 – Representação do Imóvel estudado	46
Figura 25 – Indicações elétricas do Ecotx	47
Figura 26 – Características dos alimentadores	48
Figura 27 – Representação do módulo escolhido	50
Figura 28 – Informações elétricas do módulo escolhido	51
Figura 29 – Especificações técnicas do inversor	52
Figura 30 – Informações técnicas do Tracker	53
Figura 31 – Representação do Skid	54
Figura 32 – Representação da cabine de média tensão	55
Figura 33 – Diagrama unifilar da cabine de média tensão	56
Figura 34 – Usina de Trairi	61
Figura 35 – Dados da simulação	62
Figura 36 – Preços dos sistemas fotovoltaicos	67

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Fluxo de Caixa	68
Gráfico 2 – Fluxo de caixa acumulado	73

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	– Localização de conexão	49
Quadro 2	– Premissas Técnicas	49
Quadro 3	– Quadro de cargas CC	60
Quadro 4	– Quadro de cargas CA	60
Quadro 5	– Geração da usina ao longo dos anos	63
Quadro 6	– Premissas financeiras	65
Quadro 7	– Tarifa ENEL-CE	65
Quadro 8	– Evolução tarifária	66
Quadro 9	– Fluxo de caixa do ano 1 ao 7.....	69
Quadro 10	– Fluxo de caixa do ano 8 ao 15.....	70
Quadro 11	– Fluxo de caixa do ano 16 ao 20	71
Quadro 12	– Fluxo de caixa do ano 21 ao 25	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
MMGD	Micro e Minigeração
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
MUC	Múltipla Unidade Consumidora
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surto
REN	Resolução Normativa
BEN	Balanco Energético Nacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
UC	Unidade Consumidora
TE	Tarifa de Energia
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
FV	Fotovoltaico

LISTA DE SÍMBOLOS

R\$	Reais
%	Porcentagem
ha	Hectare
°C	Graus Célsius
P	Fósforo
N	Nitrogênio
mm ²	Milímetros Quadrados
W	Watt
kW	Quilowatt
MW	Megawatt
VA	Volt-Ampere
kVA	Quilovoltampere
V	Volt
kWp	Quilowatt-pico
kWh	Quilowatt-hora

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	14
1.1	Motivação	15
1.2	Objetivos	15
1.2.1	Objetivos Gerais	15
1.2.2	Objetivos Específicos	15
1.3	Metodologia	16
1.4	Estrutura do trabalho	16
2.	PANORAMA ENERGÉTICO BRASILEIRO	17
3.	REFERENCIAL TEÓRICO	21
3.1	Energia Solar	21
3.1.1	Sistemas Fotovoltaicos	23
3.1.1.1	Sistemas Isolados	23
3.1.1.2	Sistemas Conectados à Rede	24
3.1.2	Componentes do Sistema Fotovoltaico	25
3.1.2.1	Módulos Fotovoltaicos	25
3.1.2.2	Inversores	28
3.1.2.3	Estruturas de fixação	29
3.1.2.4	Elementos de proteção	32
3.2	Regulamentação	33
3.2.1	REN n° 482/2012	33
3.2.2	REN n° 687/2015	34
3.2.3	REN ANEEL n° 1000/2021	35
3.2.4	Lei 14300/2022	35
3.2.4.1	Composição tarifária	37
3.2.4.2	Novas regras de compensação	40
3.2.4.3	Tarifa de Geração	42
3.2.5	REN ANEEL n° 1059/2023	43
3.3	Indicadores financeiros	43
3.3.1	Fluxo de Caixa	43
3.3.2	Valor Presente Líquido (VPL)	44
3.3.3	Payback Simples	44
3.3.4	Taxa Interna de Retorno (TIR)	45

4.	ESTUDO DE CASO	46
4.1	Análise de Área	46
4.2	Premissas Técnicas	48
4.3	Equipamentos utilizados	49
4.3.1	<i>Módulos</i>	50
4.3.2	<i>Inversores</i>	51
4.3.3	<i>Tracker</i>	52
4.3.4	<i>Skid</i>	53
4.3.5	<i>Cabine de média tensão</i>	54
4.4	Dimensionamento do sistema fotovoltaico	56
4.4.1	<i>Dimensionamento de Strings</i>	56
4.4.2	<i>Dimensionamento de Inversores</i>	59
4.4.3	<i>Quadro de Cargas CA e CC</i>	60
4.5	Projeto da usina	61
4.6	Simulação	62
5.	ANÁLISE FINANCEIRA	64
5.1	Premissas adotadas.....	64
5.2	Análise Tarifária	65
5.3	Análise de Fluxo de Caixa	67
5.4	Análise de Payback	73
5.5	Análise de VPL.....	74
5.6	Análise de TIR.....	74
6.	CONCLUSÃO.....	75
	REFERÊNCIAS	76
	ANEXOS	81

1. INTRODUÇÃO

A conjuntura energética global tem evidenciado cada vez mais a tendência de substituição dos combustíveis fósseis como fontes predominantes na produção de energia. Danos socioambientais, questões políticas e esgotamento de depósitos de combustíveis fósseis são alguns dos principais problemas que estão ligados ao uso dessa fonte e que, desde o início de sua utilização como fonte geradora de energia no século XVIII com a Revolução Industrial, tem afetado a população mundial. Portanto, o avanço das fontes renováveis de energia tem sido a solução para tal problemática e é um fator relevante de desenvolvimento econômico em países de primeiro mundo e emergentes, como o Brasil (CARVALHO, 2023).

Ademais, à medida em que a sociedade cresce, tende a aumentar a demanda necessária de energia para suprir a população, gerando ainda uma necessidade de ampliação da implementação de novas tecnologias que possam não só amenizar tal problemática, como também atingir isso expandindo a matriz elétrica brasileira e de forma sustentável. Logo, o investimento nas fontes renováveis ganha outras motivações para o avanço no país (CARVALHO, 2023).

A matriz energética brasileira evoluiu bastante até se tornar bem diversificada e, principalmente, renovável, sendo considerada uma das mais limpas do mundo. Conforme dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a matriz energética brasileira no início de 2024 é de 84,25% de fontes renováveis e 15,25% de fonte não renováveis. Tal avanço foi relevante, pois significou o aumento de fontes renováveis que não fosse a hídrica e, assim, diversificar a matriz, como o avanço da energia eólica (13%) e energia solar (17,5%). Atualmente, a Hidráulica (48,3%) continua representando a principal parcela produtora, porém o avanço da Energia Solar, a qual atingiu uma marca de 27,7 MW de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e 12,3 MW de Geração Centralizada (GC), demonstra o quanto o crescimento dessa fonte tornou-se importante para a matriz, chegando a figurar em segundo lugar na participação da produção do país (ANEEL, 2024).

Com base nas informações anteriores, surgiu aos poucos a necessidade de ações regulatórias visando o estímulo do setor, a fiscalização e a criação de regras, o que motivou a criação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Tal resolução definiu e criou muitos parâmetros para a produção por Energia Solar Fotovoltaica, como a divisão de micro e minigeração, o sistema de compensação e as modalidades de GD, o que estimulou o avanço da MMGD (BRASIL, 2012).

Porém, em meio a esse cenário promissor, foi criado o marco legal da MMGD, que seria a lei 14300/2022. Tal lei foi promulgada em 06 de janeiro de 2022 e, em 2023, entrou em vigor, trazendo mudanças no setor, dentre elas uma nova cobrança foi adotada de forma a diminuir a compensação para energia injetada na rede, o que conseqüentemente impacta diretamente em retornos financeiros e no tempo necessário para tal retorno (BRASIL, 2022). Logo, à primeira vista, tais mudanças aparentavam dificultar o avanço do setor, o que gerou muitas incertezas e, principalmente, dúvidas das conseqüências dessas mudanças.

1.1 Motivação

Tendo em vista o contexto inserido, este trabalho tem como motivação elaborar uma análise de viabilidade técnica e financeira para uma usina de minigeração considerando a conjuntura atual após a implementação da lei 14300, com o fito de entender a viabilidade do investimento no setor de locação de usinas no Brasil e, principalmente, trazer um viés informativo sobre como se dá a atuação desta lei a longo prazo de forma concreta, a qual ainda gera dúvidas e inseguranças entre os investidores do âmbito fotovoltaico.

1.2 Objetivos

Para exemplificar os objetivos principais deste trabalho, este tópico foi dividido em objetivos gerais e objetivos específicos.

1.2.1 Objetivos Gerais

O principal objetivo deste trabalho é a elaboração de um estudo de análise de viabilidade técnica e financeira para a implementação uma usina de minigeração considerando a implementação da lei 14300, a qual trouxe várias mudanças no setor de geração fotovoltaica.

1.2.2 Objetivos Específicos

Quanto aos objetivos específicos, destacam-se:

- Explicar um referencial teórico técnico e normativo a respeito da geração de energia fotovoltaica;

- Discutir sobre as alterações normativas e sua influência no investimento do setor a longo prazo;
- Analisar e dimensionar um sistema fotovoltaico, bem como seus equipamentos por meio da metodologia adotada;
- Analisar financeiramente por meio de indicadores a viabilidade da implementação da usina fotovoltaica;

1.3 Metodologia

A metodologia deste trabalho foi estruturada em três partes principais. A primeira parte consiste em uma introdução teórica sobre a energia solar fotovoltaica, abordando tanto aspectos técnicos quanto normativos. Na segunda parte, foi realizado o dimensionamento detalhado de um sistema fotovoltaico, acompanhado de uma simulação para validar o projeto. Por fim, a terceira parte envolveu a estimativa das entradas e saídas no fluxo de caixa do sistema, permitindo uma análise detalhada dos indicadores financeiros.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está subdividido em 6 capítulos, sendo exibidos a seguir.

O Capítulo 1 traz uma introdução geral sobre o tema, definindo os principais objetivos do trabalho, juntamente com sua estrutura e metodologia.

O Capítulo 2 já aborda uma contextualização sobre o panorama da matriz elétrica brasileira e avanços a longo prazo.

O Capítulo 3 traz o referencial teórico, abordando conceitos técnicos sobre o setor de geração fotovoltaica juntamente com seu avanço regulamentar e definições de indicadores financeiros.

O Capítulo 4 traz um estudo detalhado sobre o terreno a ser usado no estudo, juntamente com uma análise técnica, dimensionamentos e simulação detalhados.

O Capítulo 5 trata sobre a análise financeira detalhada por meio de indicadores baseados no fluxo de caixa.

Por fim, o Capítulo 6 traz conclusões e resultados obtidos por meio do estudo de caso, tanto os técnicos como os financeiros.

2. PANORAMA ENERGÉTICO BRASILEIRO

O Brasil é um país bastante rico em se tratando de diversidade de recursos naturais e isso pode ser um caminho para desenvolvimento econômico em diversos setores, como o energético. Historicamente, a matriz energética brasileira possuiu por muito tempo uma dependência elevada da geração hidráulica, sendo possível pela presença de extensos rios com grandes profundidades para tal produção, porém nas últimas décadas a transição energética tem se tornado cada vez mais promovida na intenção de gerar uma matriz multimodal. (PIVA, 2010)

No entanto, fatores como condições climáticas fizeram com que o país tivesse grandes desafios ao longo do tempo para o suprimento energético nacional, pois a dependência hidráulica tornou o país vulnerável a tais variações no clima. Considerando esse contexto, secas ao longo do século XXI, como nos anos 2000 e 2015, trouxeram dificuldades no setor e tornou urgente a discussão sobre diversificar a matriz energética brasileira sem ter que apelar às fontes não renováveis.

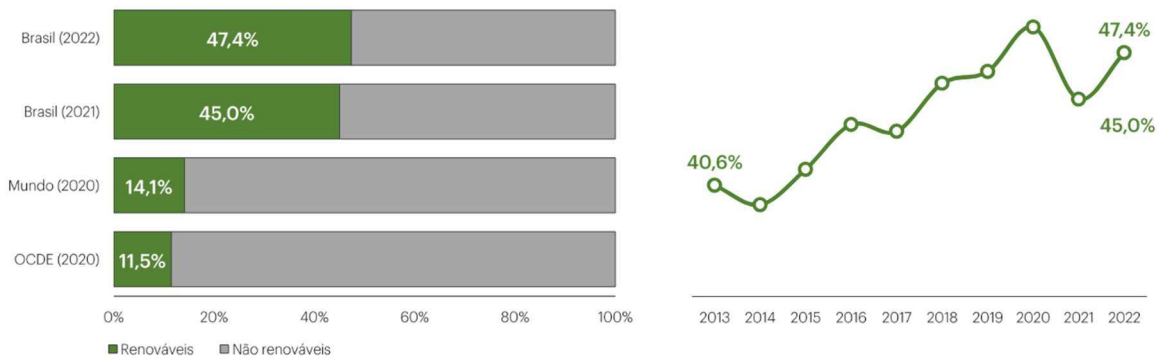
Com base nisso, a necessidade de mudança fez com que nos últimos 20 anos a matriz energética brasileira tivesse um esforço para a expansão de geração de energia por fontes limpas e renováveis. Nesse contexto, abriu-se espaço para a Energia Eólica que ganhou destaque em regiões de ventos fortes e constantes que favorecessem à produção de energia, como foi o caso das regiões Nordeste e Sul do país. Ademais, outra fonte que expandiu foi a Energia Solar, a qual foi impulsionada por todo o país, visto que o Brasil possui um grande potencial solar.

Logo, a diversificação ao longo dos últimos 23 anos tornou-se uma realidade que, conforme dados do BEN (2023), atingiu em 2022 uma participação de 47,4% de renováveis na da matriz energética brasileira (EPE, 2023), valor esse relacionado com a participação no uso para a Oferta Interna de Energia (OIE). Na Figura 1 pode ser visto a comparação do Brasil com o mundo, em se tratando da matriz energética, e tem como conclusão a diferença de mais de 33% na participação renovável, o que demonstra o grande avanço brasileiro no quesito avanço de fontes renováveis, índice esse que tende a aumentar (EPE, 2023).

Figura 1 - Participação de renováveis na matriz energética brasileira.

Participação das renováveis na OIE

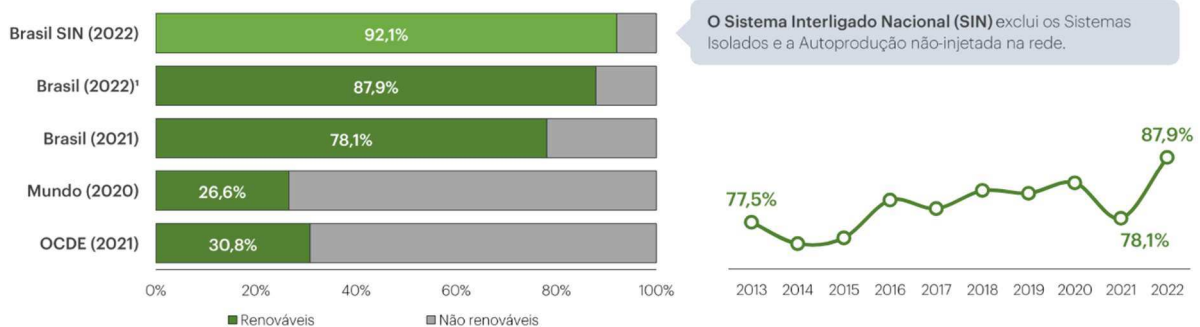
Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE) e EPE para o Brasil. Elaboração: EPE



Fonte - Balanço Energético Nacional 2023, EPE.

Porém, como explicado anteriormente, a Figura 1 trata toda a matriz energética brasileira, com participação não só do setor energético, mas também do setor dos transportes, setor industrial, setor residencial e, entre outros. Logo, considerando somente o setor energético, a realidade renovável torna-se ainda mais presente, pois, como é mostrado na Figura 2, a participação renovável chega a 87,9% no ano de 2022 (EPE, 2023).

Figura 2 - Participação de renováveis na matriz do setor energético brasileiro.

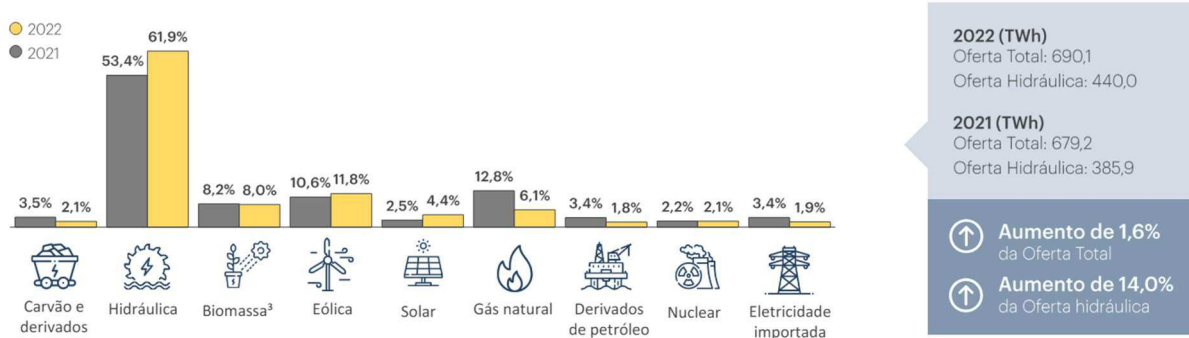


Fonte - Balanço Energético Nacional 2023, EPE.

Portanto, para ser de melhor entendimento e visualização da divisão das diversas fontes de energia que fazem parte do setor energético, a Figura 3 apresenta a porcentagem de participação de cada fonte individualmente, conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2023, que usou 2022 como ano base. Portanto, pode ser visto que a participação da hidráulica continua elevada, atingindo até 61,9%, porém bem menor em relação a valores de balanços energéticos anteriores (EPE, 2023). Ademais, é válido ressaltar o aumento da

participação de fontes renováveis, as quais além da hidráulica podem ser destacadas a geração eólica (11,8%), geração solar (4,4%) e biomassa (8%).

Figura 3 - Matriz do setor elétrico brasileiro



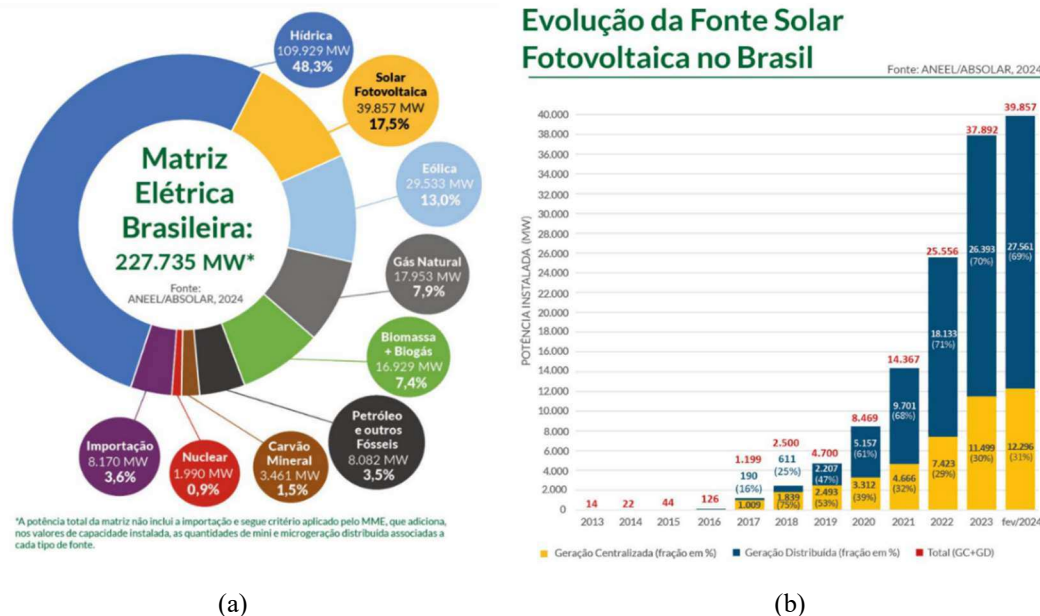
Fonte - Balanço Energético Nacional 2023, EPE.

Logo, é visível o avanço que a geração por fontes renováveis tem vivenciado no país e isso se dá por diversos fatores. Dentre tais fatores, destacam-se o aumento do consumo de energia elétrica por Unidades Consumidoras (UC's) tanto residenciais como industriais, além do avanço tecnológico dos sistemas e equipamentos que permitiram, principalmente, uma redução de custos e, ainda, maior presença no mercado. Portanto, com base nesses avanços, a expectativa é que as fontes renováveis cresçam ainda mais, com destaque para a energia solar e a energia eólica.

Os avanços citados foram tantos que permitiram a diversificação do setor, o qual, em sua atual conjuntura, possui uma potência de 227.735 MW, a qual pode ser subdividida em 49,3% hidráulica, 17,5% solar fotovoltaica, 13% eólica, 7,4% biomassa, atingindo 87,4% de geração de energia elétrica por fontes renováveis, conforme dados da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR) em 2024, mostrados na Figura 4 (a) (ABSOLAR, 2024).

Dentre tais fontes renováveis, a geração por energia solar se destaca como uma das que mais foram crescerem. Tal informação pode ser comprovada conforme dados da ABSOLAR, a qual afirma que a matriz brasileira 2024 possui aproximadamente 227.735 MW de potência total e que 39.857 MW equivalem a soma de Geração Distribuída e Geração Centralizada, ou seja, a energia solar fotovoltaica gerada no país, atingindo cerca de 17,5% de participação no setor. Além disso, comparando com os números citados, tais valores podem ser vistos na Figura 4 (b) mostrada a seguir (ABSOLAR, 2024).

Figura 4 – Composição Energética Nacional: (a) Matriz elétrica brasileira em 2024; (b) Evolução da matriz fotovoltaica no Brasil.



Fonte – Infográfico ABSOLAR 2024.

Considerando as informações apresentadas, é visível o avanço da energia solar no país, vindo principalmente como uma solução para a excessiva inflação tributária da qual o país tem sofrido e, por consequência, estimula a diminuição dos problemas ambientais que seriam causados por uso de fontes não renováveis e a diminuição da dependência da fonte hídrica, a qual é instável devido às condições climáticas do Brasil.

Além disso, complementando os dados apresentados, o avanço da energia solar tende a ser ainda maior e estima-se que de todas as adições na geração de energia no mundo, cerca de 70% será de responsabilidade da energia solar fotovoltaica (IEA, 2024). Trazendo essa realidade a nível nacional, tem-se que é previsto que a geração centralizada atinja entre 27 e 90 GW de capacidade instalada até 2050, representando cerca de 5 a 12% da capacidade instalada total, conforme o Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020). Ademais, somando com a participação de 5% estimada de geração distribuída, a expectativa é que a energia solar seja responsável por até 20% da capacidade instalada no país.

Portanto, em se tratando do panorama energético do Brasil é visível que a substituição de fontes não renováveis por fontes renováveis torna-se cada vez mais inserida no setor energético, tendo a energia solar como principal representante. Por fim, sendo tal fonte um elemento estratégico, visto que o país possui um dos maiores índices de radiação no mundo e muitas áreas a serem exploradas sustentavelmente, sua expansão chega como uma forma de diversificar a matriz e garantir a segurança energética.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Energia Solar

A energia solar, que pode ser definida como a energia oriunda do sol, pode ser considerada sustentável, pois é uma fonte renovável e de baixo impacto ao meio ambiente (PORTAL SOLAR, 2022), sendo indispensável para a vida humana. Tal energia é utilizada em três principais processos, sendo o primeiro a geração de eletricidade por meio do calor gerado pela concentração de irradiação solar, sendo denominado então de energia heliotérmica ou energia termossolar, já o segundo processo se dá pelo uso de tal energia para aquecimento de água, sendo denominado de energia solar térmica. Por fim, o terceiro processo é, também, a geração de eletricidade por meio da energia proveniente do sol, porém nesse caso é possível por meio do efeito fotovoltaico, sendo denominado de geração solar fotovoltaica (PORTAL SOLAR, 2022).

Com base nisso, aprofundando um pouco sobre tais usos da energia solar, temos inicialmente a energia solar térmica, a qual é usada para aquecimento de água por meio da radiação solar. Tal água aquecida irá circular por meio da convecção dentro de tubos e o vapor irá para um reservatório, chamado de *boiler*, ficando armazenado até o momento de usar (PORTAL SOLAR, 2022). Logo, um exemplo da energia solar térmica sendo usada para aquecimento é mostrado na Figura 5.

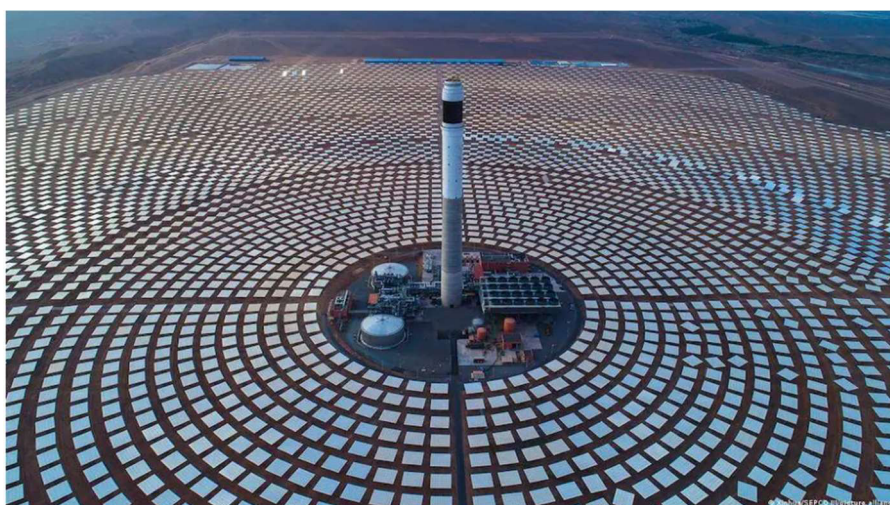
Figura 5 - Sistema de aquecimento por energia solar térmica



Fonte: Energês, 2020

Uma segunda forma de uso seria a geração termossolar, a qual gera energia elétrica por meio da concentração de calor derivado da irradiação solar. Nesse processo a radiação solar é concentrada por espelhos em um determinado local que possui um fluido (gás ou líquido pressurizado), o qual é aquecido e transformado em vapor e, logo depois, se desloca até uma turbina acoplada em um gerador elétrico, ou seja, nesse processo a energia solar gera eletricidade de forma indireta (OFERTA SOLAR, 2023). Exemplificando tal situação, a Figura 6 mostra um exemplo de uma usina termossolar.

Figura 6 - Usina termossolar



Fonte: Oferta Solar

Já a energia solar fotovoltaica, finalmente, representa a maior parcela de uso no quesito comercial, a qual tem como base a geração de energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. De forma sucinta, tal efeito ocorre pela incidência de fótons (energia luminosa) em materiais específicos, denominados semicondutores, como é o caso do Silício (Si). Tal processo é possível devido tais semicondutores possuírem uma característica elétrica de uma banda de valência com vários elétrons semilivres, enquanto a banda de condução praticamente vazia e com um *gap* de energia pequeno, variando pouco em torno de uma média de 1 elétron-volt (eV). Logo, devido a esse *gap* ser pequeno, a projeção dos fótons na banda de valência é suficiente para fazer com que os elétrons, que estavam semilivres, saltem para a banda de condução, gerando corrente elétrica (PORTAL SOLAR, 2021).

Ademais, é válido ressaltar que o equipamento responsável por fazer tal conversão são os módulos fotovoltaicos, os quais juntamente com inversores correspondem a partes fundamentais do sistema fotovoltaicos são os responsáveis por gerar eletricidade.

3.1.1 Sistemas Fotovoltaicos

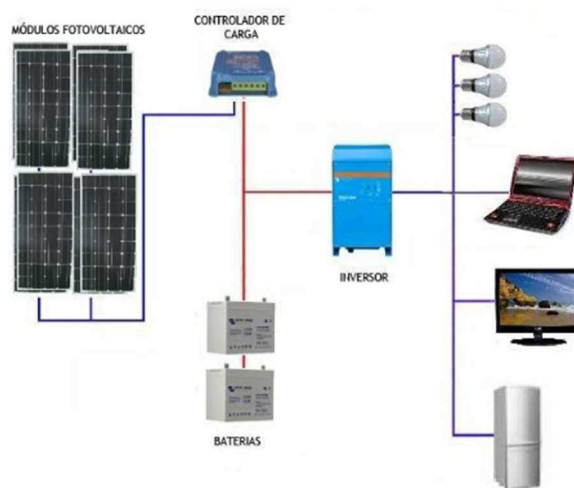
Os sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados de diversas maneiras, o que determina sua classificação. Esses sistemas podem ser divididos em duas categorias principais de uso: a primeira refere-se aos Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI) e a segunda aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR).

3.1.1.1 Sistemas Isolados

Os Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI), ou ainda sistemas *off-grid*, são sistemas autônomos que possuem uma configuração que permite a operação de forma a não depender de conexão com uma rede elétrica. Tal arranjo gera energia por meio de um sistema fotovoltaico com módulos, inversores, dispositivos de armazenamento, como baterias, e, ainda, podem conter controladores de carga (BERTOLOTO, 2017).

Tal topologia é usada em contextos específicos, como o fornecimento de energia elétrica para locais de difícil acesso, remotos, ou ainda que possui uma infraestrutura elétrica indisponível. Alguns exemplos de uso principais seriam para o abastecimento de comunidades isoladas e de difícil acesso, áreas rurais de pouca infraestrutura elétrica e, ainda, locais de pesquisa. Logo, é uma solução útil para garantir o direito à energia para a população e até como um mecanismo rápido para situações de emergência, mesmo que atendendo demandas pequenas de energia (BERTOLOTO, 2017). A topologia de tal sistema é mostrada na Figura 7, a seguir.

Figura 7 - Composição de um Sistema Fotovoltaico Isolado



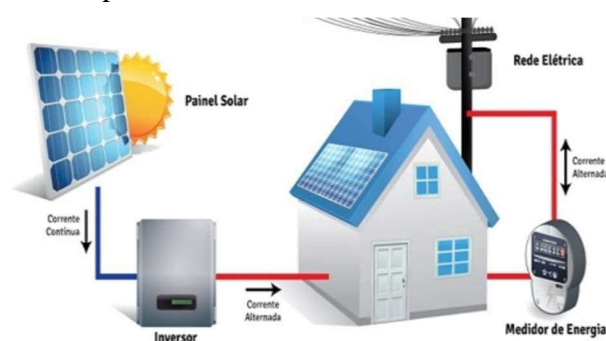
Portanto, seu funcionamento é bem intuitivo, pois consiste num sistema fotovoltaico que gera energia de dia e o excedente após consumido pela UC é armazenado em baterias para uso no período noturno.

3.1.1.2 Sistemas Conectados à Rede

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), ou ainda *on-grid*, são os sistemas mais comuns e usuais, sendo sistemas que atuam conectados às grandes centrais elétricas de distribuição, atuando em paralelo na rede. Nessa conjuntura, a topologia é mais enxuta, possuindo os módulos fotovoltaicos ligados ao inversor alimentando a rede elétrica. Logo, pode ser visto que o sistema de injeção de energia na rede e compensação é usado nos SFCR, mas também em caso de baixa geração do sistema FV a rede entra para suprir a demanda da Unidade consumidor (ALBUQUERQUE, 2020).

Reiterando, tal sistema é o mais usual, comum em redes urbanas e proporcionando uma forma de backup em caso de baixa geração fotovoltaica. Ademais, tal fator torna esse sistema bem mais seguro energeticamente, garantindo assim menos problemáticas com o setor energético. Tal configuração está sujeita às regulações e leis em vigor controladas pela ANEEL, as concessionárias locais e as diversas instituições do setor elétrico brasileiro (ALBUQUERQUE, 2020).

Figura 8 - Esquema de um Sistema Conectado à Rede Elétrica



Fonte: CSR Energia Solar

Logo, nesse trabalho o estudo de viabilidade técnica e financeira será baseado no SFCR, tornando todo o estudo feito, principalmente no quesito gastos, materiais e equipamentos baseados nesse sistema. Por fim, as questões regulamentares serão analisadas mais à frente

neste trabalho em tópicos específicos de forma a entender a nova estrutura regulamentar do setor. Por fim, a título de ilustração, a Figura 8 mostra o esquemático de um SFCR.

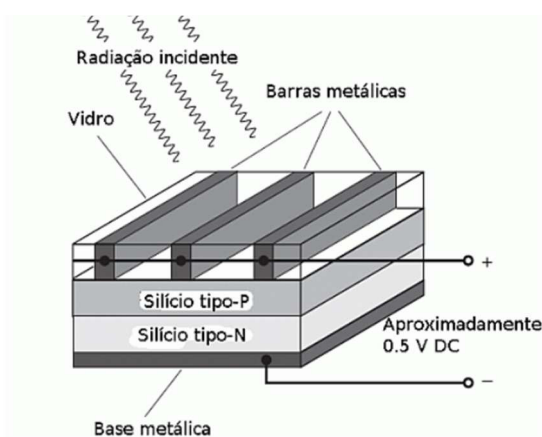
3.1.2 Componentes do Sistema Fotovoltaico

A composição de um sistema fotovoltaico é feita por diversos componentes, que vão desde a captação da irradiação solar até a conversão para corrente e tensão alternadas e injetadas na rede. Vale ressaltar que o estudo abordado neste trabalho será feito com base em uma usina de grande porte, sendo necessário conectar em média tensão, o que aumenta a quantidade de equipamentos, porém isso será abordado mais à frente no capítulo de estudo de caso. Sucintamente, os principais componentes são os módulos fotovoltaicos, os inversores, a estrutura de fixação e as proteções do sistema.

3.1.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são equipamentos responsáveis pela geração de eletricidade por meio da captação da irradiação solar e convertendo energia luminosa em energia elétrica. Tal equipamento é formado por diversas células fotovoltaicas, de 36 a 72 células, responsáveis pela conversão de energia, as quais são formadas principalmente de silício cristalino (c-Si), semicondutor mais comum do mundo (PORTAL SOLAR, 2021). Ademais, internamente aos módulos, as células fotovoltaicas são interligadas eletricamente e encapsuladas, tendo seu material dopado por dopagem P e dopagem N, gerando uma junção P-N na célula fotovoltaica, mostrada na Figura 9.

Figura 9 - Representação de dopagem P-N de uma célula fotovoltaica



Fonte: Profelectro

Além disso, os módulos fotovoltaicos podem ser divididos, principalmente, em três tipos, com base nas suas células fotovoltaicas: monocristalinos (m-Si), policristalinos (p-Si) e filmes finos. Os dois primeiros citados são os mais usados comercialmente e mais acomodados nos diversos sistemas de geração fotovoltaica ao redor do mundo. Já o terceiro tipo, os módulos de filmes finos, surge como uma nova tecnologia que pode ser usada em diversas situações, por serem mais baratas e flexíveis em relação aos módulos de silício cristalino, porém possuem uma eficiência menor, entre 15% e 18% (ENEL GREEN POWER, 2020).

Os módulos fotovoltaicos monocristalinos são produzidos por meio de um processo intenso de extração e purificação do silício, o que faz com que tal equipamento torne-se mais caro. Vale ressaltar, também, que tal processo mais efetivo de purificação faz com que a eficiência de sua produção seja mais elevada, podendo variar entre 16% e 22% (LEHN, 2023). Na Figura 10 é possível ver uma representação de um módulo de silício monocristalino.

Figura 10 - Módulo de silício monocristalino



Fonte: Portal Solar, 2022

Já os módulos fotovoltaicos policristalinos são produzidos por um processo similar de extração e purificação do silício, entretanto menos efetivo, tornando mais rápido e mais barato sua produção. Logo, como consequência do processo, são equipamentos mais baratos no mercado, mesmo que sua eficiência não seja tão elevada quanto os monocristalinos, atingindo ainda valores de eficiência entre 14% a 20% (LEHN, 2023). Diante do exposto, na Figura 11 observa-se a representação de um módulo feito de silício policristalino e, visivelmente, pode ser vista a diferença entre os dois tipos, pois é possível observar o aumento na quantidade de impurezas e resíduos nos módulos policristalinos alterando sua coloração.

Figura 11 - Módulo de silício policristalino

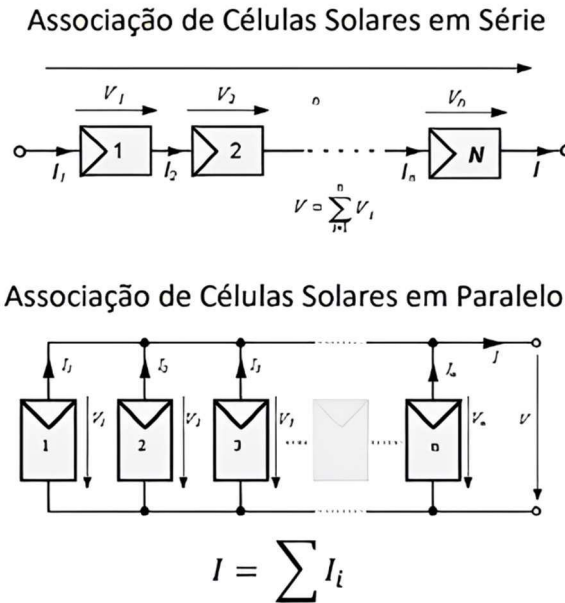


Fonte: Portal Solar, 2022

Outrossim, outra propriedade dos módulos fotovoltaicos é a capacidade de fazer associação entre si, as quais podem ser divididas entre conexões em série e em paralelo. A primeira representa a conexão do terminal positivo de um módulo no terminal negativo de outro e seguindo tal emenda conforme a quantidade necessária. Tal conexão em série tem como características elétricas manter uma mesma corrente circulando por todos os módulos em série e, ainda, ser um divisor de tensão, visto que a tensão final da junção é a soma dos valores individuais de cada módulo (LEHN, 2023). Logo, nos sistemas fotovoltaicos essa conexão é conhecida como *string* e, visando menores perdas, a tendência é dos módulos conectados serem iguais.

Já a segunda forma de junção é conhecida como associação em paralelo, a qual é feita conectando terminais positivos e negativos dos módulos entre si, fazendo com que eletricamente sua tensão seja igual para todos, mas que a corrente seja diferente e tem o seu total representada pela soma das correntes individuais dos módulos conectados (LEHN, 2023). Nesse caso, tal conexão representa a forma de juntar as várias *strings* de um sistema fotovoltaico em um inversor. Na Figura 12 pode ser vista a diferença entre as conexões em série e em paralelo.

Figura 12 - Associação de módulos em série e em paralelo



Fonte: CRESESB, 2006

Portanto, é visível a variedade de composição, tipos e usos dos módulos fotovoltaicos em um sistema FV, os quais serão adaptados conforme a necessidade de cada empreendimento e uso. Vale ressaltar, por fim, que tais materiais representam a maior quantidade dentro de um sistema ou usina FV, representando uma alta influência no valor de instalação.

3.1.2.2 Inversores

Os inversores representam outra parcela importante na construção de uma usina, pois a corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos é em Corrente Contínua (CC), enquanto na rede elétrica da concessionária e nos equipamentos usados em uma UC são em Corrente Alternada (CA), sendo, então, o inversor responsável pela conversão CC/CA. Logo, o inversor é um equipamento eletrônico que é uma peça chave e que pode ter vários tipos disponíveis no mercado conforme a necessidade comercial, tendo como principais representantes os inversores convencionais e os microinversores.

Os microinversores representam uma linha tecnológica em crescimento que traz diversos benefícios, como o aumento da eficiência de um sistema FV, uma instalação mais prática, porém para diminuir suas perdas a quantidade de módulos associados em cada

equipamento é baixa, com cerca de dois a oito módulos de conexão. Tal contexto torna seu uso mais caro em relação aos convencionais, sendo indicado o uso em sistemas de baixa potência e, normalmente, em residências (PORTAL SOLAR, 2024).

Em contrapartida, os inversores convencionais esbanjam uma variedade de modelos, potências, conexões e custos, o que, devido a isso, torna-os mais utilizados no mercado. Além disso, a quantidade de módulos conectados em arranjo de *strings* pode ser bem maior e adaptado conforme a necessidade, o que indica uma maior quantidade de perdas, mas que não diminui seu amplo uso na construção de sistemas FV e grandes usinas (CARVALHO, 2023). Logo, para o dimensionamento correto tanto dos inversores como dos módulos, o uso da folha de dados (popularmente conhecida como *datasheet*) é necessário, pois é nesse material que serão encontradas as informações de potência, tensão e corrente a serem usadas na modelagem. A Figura 13 apresenta uma representação de um inversor e um micro inversor.

Figura 13 - Comparação entre inversor e microinversor



Fonte: Portal Solar, 2020

3.1.2.3 Estruturas de fixação

A fixação dos módulos fotovoltaicos é feita por estruturas específicas, geralmente confeccionadas em materiais inoxidáveis ou em alumínio anodizado. Tal fixação muda conforme o local de instalação, seja um telhado ou em solo. Quando o sistema FV é instalado em telhados, a sua estrutura é feita por trilhos e terminais fixados nas linhas de madeira de sustentação do telhado. Enquanto no solo, tal estrutura tende a ser fixada em blocos de concreto para uma maior garantia de estabilidade (INSOL ENERGIA, 2021). Na Figura 14 é possível ver um exemplo de estrutura fixa em solo.

Figura 14 - Estrutura fixa em solo

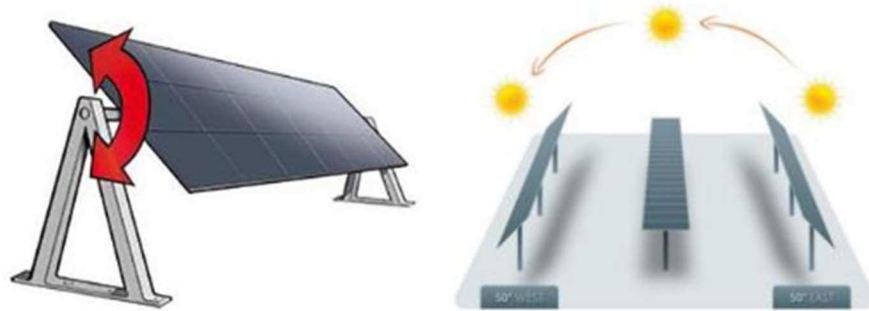


Fonte: Insol Energia

Ademais, tais estruturas podem ser divididas em dois tipos, as estruturas fixas e as estruturas com rastreadores solares, os quais podem ser de um ou dois eixos. Primeiramente, as estruturas fixas, como já citadas, possuem uma angulação definida e única, não tendo movimentações conforme o passar do dia, porém as estruturas com rastreadores solares possui uma variação de angulação (ENERGÊS, 2021). Logo, as estruturas com rastreadores solares, também conhecidos como *trackers*, permitem um seguimento do sol, aumentando bastante a eficiência da produção elétrica.

As estruturas móveis e com rastreadores solares com um eixo pode ter dois tipos de configuração específica, sendo a primeira um ajuste manual norte-Sul, feito na intenção de acompanhar diferenças sazonais da posição solar. Enquanto isso, na segunda configuração, o ajuste seria Leste-Oeste, responsável pelo acompanhamento diário. Na Figura 15 pode ser vista a representação do ajuste norte-sul.

Figura 15 - Tracker de um eixo de ajuste norte-sul



Fonte: Alt Energy Mag

Já para os rastreadores de dois eixos os ajustes são norte-sul, abordando a sazonalidade do sol ao longo do ano, e leste-oeste, abordando a variação ao longo do dia. Portanto, seu uso é de extrema relevância principalmente em usinas de grande porte, aumentando sua eficiência e, conseqüentemente, sua produção de energia, ganho esse que pode variar de 10% até 45%, quando comparado com a solução de estrutura fixa (ENERGÊS, 2024). Por fim, na Figura 16 demonstra um exemplo de *tracker* de movimentação em dois eixos.

Figura 16 - Tracker com ajuste de dois eixos



Fonte: Energês

3.1.2.4 Elementos de proteção

Um sistema FV possui várias proteções, desde a corrente contínua (CC) até as proteções de baixa e média tensão em corrente alternada (CA). A primeira zona de proteção, responsável pela proteção CC, está presente nos inversores, protegendo contra sub e sobretensões, sub e sobrefrequências e sobrecorrentes.

Após essa zona, a proteção passa a ser em CA e é representada principalmente por disjuntores que estão conectados individualmente nos inversores além de possuir um quadro geral com um disjuntor responsável por essa proteção geral, ou seja, conectado com as outras proteções individuais e interligando todos os inversores e sistemas auxiliares da usina FV (CARVALHO, 2024). Na Figura 17 é possível ver uma representação de um quadro de alimentação geral de baixa tensão (QGBT) de uma usina.

Figura 17 - Quadro Geral de Baixa Tensão



Fonte: Engeleven

É válido ressaltar a presença de Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS) que em conjunto com a proteção CA auxilia na segurança do sistema FV. Por fim, outro fator relevante seria a presença de uma proteção de média tensão com relés em caso de conexão em tensões a partir de 13,8 kV, proteção essa que é feita normalmente em cubículos blindados (ALBUQUERQUE, 2020).

3.2 Regulamentação

Com o avanço da energia solar e a percepção de que o seu crescimento se tornaria motivador na transição energética do país, urge, então, a necessidade da regulamentação e a fiscalização da inserção dessa fonte renovável no mercado. Logo, no país várias resoluções normativas (REN) e leis foram criadas visando tal controle e definição de regras. Dentre essas, o primeiro marco regulatório importante foi a REN n° 482/2012, a qual esboçou uma estrutura para a MMGD no país.

Ademais, foram surgindo outras resoluções com o fito de reestruturar e garantir uma maior abrangência de situações, tendo como principais exemplos a REN n° 687/2015 e, logo depois, a REN ANEEL n° 1000/2021. Nesse momento, o setor de MMGD já estava bastante avançado e precisando de uma nova reestruturação de regras, foi então que a Lei 14300/2022 foi criada e aprovada, tornando-se o primeiro marco regulatório oficial de MMGD no país, sendo complementada pela REN n° 1059/2023 que revogou as resoluções normativas anteriores, e definiu o modelo regulamentário adotado atualmente no país.

Portanto, tendo em vista esse histórico, é de grande importância entender como se deu tal evolução e, principalmente, como o novo marco regulatório de MMGD influencia neste trabalho e, devido a isso, serão abordados os principais conteúdos de cada regulamentação.

3.2.1 REN n° 482/2012

Até o ano de 2012 não existia no país uma regulamentação abrangente, definida e que regulamentava a estrutura de MMGD, logo a criação e a promulgação da REN n° 482/2012 foi movida pela necessidade de estabelecer tais regras. Tal resolução instaurou as primeiras diretrizes do setor no país, sendo as principais apresentadas à seguir:

- a) Foram estabelecidas as condições gerais e regras para a conexão do sistema MMGD nas redes de distribuição de energia elétrica no país;
- b) Instaurou o processo de compensação de energia elétrica por meio de créditos;
- c) Definiu que o prazo para compensação de créditos são de até 36 meses;
- d) Definiu que Microgeração corresponde até 100 kW;
- e) Definiu que Minigeração correspondia de 100kW até 1MW;
- f) Definiu a divisão entre processos entre concessionária, responsável pela emissão do parecer de acesso e da conexão GD, e do consumidor.

Portanto, houve diversos avanços regulatórios, principalmente na definição de potência e o início do sistema de compensação de energia elétrica, além de estabelecer prazos e responsabilidades tanto ao consumidor como à distribuidora (BRASIL, 2012). Porém, por ser a primeira tentativa de marco regulatório, ainda era preciso alterações e adaptações conforme a necessidade e, devido a isso, surgiram algumas REN que complementaram e tornaram ainda mais abrangentes a regulamentação para o setor, sendo válido ressaltar a REN nº 687/2015.

3.2.2 REN nº 687/2015

Após alguns anos da primeira regulação do setor de MMGD entrar em vigor foi observado que, mesmo atingindo diversas áreas e obrigações, ainda era deficiente em determinados contextos, o que gerou a necessidade de criar novas REN que complementassem e tornassem mais eficientes o setor. Devido a isso, a REN nº 687/2015 entrou em vigor com o principal objetivo de complementar a regulamentação, trazendo melhorias no setor, as quais são mostradas a seguir:

- a) Definiu a diminuição da potência de Microgeração para 75 kW;
- b) Definiu que Minigeração teria uma potência entre 75 kW e 5MW;
- c) Definiu o aumento da validade dos créditos de energia elétrica para até 60 meses;
- d) Estabeleceu a criação de novas modalidades de geração, as quais são geração compartilhada e autoconsumo remoto;
- e) Estabeleceu que o sistema de compensação poderia ser feito em outras UCs que estivessem em uma mesma titularidade da UC de geração.

Portanto, as evoluções trazidas pela implementação de tal resolução foram de grande relevância e que definiram o sistema de MMGD durante cerca de 10 anos (BRASIL, 2015). Porém, o avanço do setor, como já mostrado anteriormente, foi o principal fator para iniciar a discussão da revisão da regulamentação vigente e, então, tramitar o Projeto de Lei (PL) 5829/2019 que seria responsável por tornar o regimento ainda mais sólido coma criação da Lei 14300/2022.

3.2.3 REN ANEEL n° 1000/2021

Antes da Lei 14300/2022 foi criada a REN ANEEL n° 1000/2021, a qual trouxe mudanças que introduziram o quão o setor elétrico iria mudar nos anos seguintes. Ademais, é de grande valia ressaltar que tal resolução trouxe alterações para todo o setor de energia elétrica, não somente abordando o âmbito de MMGD, porém para adequar-se ao conteúdo deste trabalho a seguir serão mostradas as principais mudanças no setor de MMGD (BRASIL, 2021):

- a) Reorganização de processos tanto para Consulta de Acesso (Orçamento Estimado), quanto para Solicitação de Acesso (Orçamento de Conexão);
- b) Definiu um prazo de emissão de Consulta de Acesso para 30 dias;
- c) Definiu um prazo de emissão de Solicitação de Acesso para Microgeração de 15 dias sem obras e 30 dias com obras;
- d) Definiu um prazo de emissão de Solicitação de Acesso para Minigeração de 45 dias;
- e) Definiu formulários padronizados pela ANEEL para os processos de MMGD.

Em suma, o sistema regulatório do setor foi se tornando cada vez mais complexo e bem construído, porém ainda tornava-se necessário o aumento da robustez desse sistema, o que viria a acontecer em cerca de um ano depois.

3.2.4 Lei 14300/2022

O início do marco regulatório de MMGD no país se dá pelo PL 5829/2019, a qual foi aprovada criando a lei 14300/2022 no ano de 2022 em 5 de janeiro, passando a entrar em vigor no dia 6 de janeiro do mesmo ano. Tal lei é considerada o Marco Legal para a MMGD no país, trazendo segurança jurídica, robustez, estabilidade e previsibilidade para o setor por ser uma lei, visto que uma resolução pode ser facilmente alterada pela instituição que promulgou, por exemplo, a ANEEL.

Logo, considerando tal importância e robustez, a lei trouxe não só um avanço em termos antes delimitados por Resoluções Normativas anteriores, mas também a implementação de novas diretrizes que permitiram a garantia de conexões em MMGD com mais eficiência e segurança (FILHO, 2023).

A seguir serão citadas as principais mudanças inseridas pela lei, considerando uma explicação simplificada para tais alterações:

- a) Definição de modelos de geração como sendo autoconsumo remoto, geração compartilhada, autoconsumo local, geração distribuída em Múltiplas Unidades Consumidoras,
- b) Definiu fonte despachável, a qual tem a capacidade de controlar a geração como biomassa, hidrelétricas e entre outras, e fontes não despacháveis, como a solar fotovoltaica sem armazenamento, a eólica e entre outras;
- c) Definiu da potência de Microgeração para 75 kW;
- d) Definiu que Minigeração teria uma potência entre 75 kW e 5 MW para fontes despacháveis e entre 75 kW e 3 MW para fontes não despacháveis;
- e) Diferenciou tipos de Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição, a qual foi definida como para demanda de consumo deve ser cobrada a TUSDc e para demanda de geração deve ser cobrada a TUSDg;
- f) Cobrança da garantia de fiel cumprimento para usinas de potência maiores que 500 kW, sendo 2,5% de 500 kW até 1 MW e 5% a partir de 1 MW. Porém é válido ressaltar que estão isentos dessa garantia as usinas que são compartilhadas por meio de algum consórcio ou cooperativa e, também, as enquadradas em Múltiplas Unidades Consumidoras (MUCs);
- g) Permitiu a transferência de titularidade do parecer de acesso somente quando solicitada a vistoria;
- h) Unidades consumidoras com geração local de até 112,5 kVA podem optar por faturamento similar ao grupo B;
- i) Foram ampliados as definições de participação financeira por parte da concessionária, a qual sempre tem participação financeira e possui um encargo conforme a estrutura elétrica da distribuidora;
- j) Criação de um valor de compensação (compensação de FIO A e FIO B) para energia injetada, a qual será aprofundada mais à frente neste capítulo, pois é de grande relevância para este trabalho;
- k) Custo de disponibilidade, o qual será cobrado caso seja maior que a compensação por FIO B em consumidores de grupo B;
- l) Veto da possibilidade de comercialização de parecer de acesso;
- m) Sistema de compensação de energia elétrica por meio de creditação, porém influenciada pela compensação de FIO A e FIO B, além da alteração da TUSDc para TUSDg;

n) Créditos remanescentes podem ser realocados e a concessionária possui 30 dia para tal processo.

Portanto, foram várias as alterações e implementações que demonstram o quanto tal lei tornou a regulamentação do sistema MMDG mais confiável e segura. Ademais, é válido ressaltar que para este trabalho algumas diretrizes da lei são de grande relevância para o estudo de caso, as quais seriam a nova cobrança de compensação de FIO A e FIO B, além da alteração da TUSDc para TUSDg (BRASIL, 2022), os quais requerem um aprofundamento que será dado mais a frente.

3.2.4.1 Composição tarifária

A ANEEL define que estrutura tarifária corresponde a um conjunto de tarifas que são aplicadas com o fito de faturar a comercialização de energia elétrica no mercado de distribuição do país. Tal estrutura é subdividida, possuindo classes e subclasses, conforme as modalidades e postos tarifários.

Os grupos tarifários podem ser divididas em dois: Grupo A e Grupo B. Cada grupo citado possui alguns subgrupos que variam de A1 até AS e de B1 até B4 (ANEEL, 2022). Complementando, tais subgrupos possuem uma modalidade tarifária que deve ser definida no processo de tributação do consumo e podem ser divididas conforme o grupo.

Para o Grupo B as modalidades tarifárias são duas, sendo a primeira a convencional, que representa uma adoção de tarifas únicas ao passar do dia, e a segunda seria a Horário Branca, tarifa diferenciada conforme o uso do dia para baixa tensão.

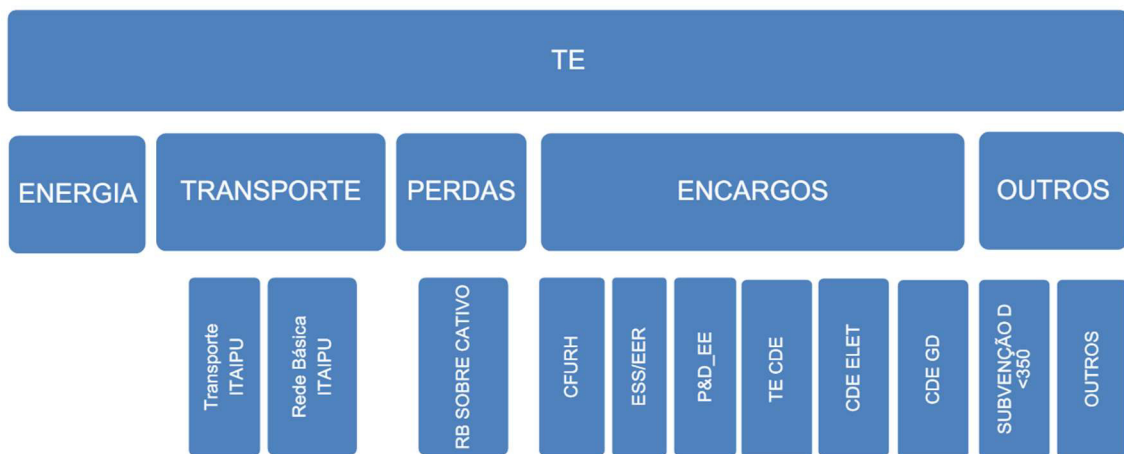
Já para o Grupo A temos as Modalidades de Hora Sazonal Azul e Hora Sazonal Verde, os quais irão possuir valores tarifários conforme o posto horário diário e a concessionária e são exemplificadas a seguir:

- a) Hora Sazonal Azul: tarifas definidas pelo consumo de energia elétrica e pelas demandas de potências conforme os postos tarifários diários, ou seja, as horas definidas por uso pela distribuidora;
- b) Hora Sazonal Verde: tarifas definidas pelo consumo de energia elétrica conforme os postos tarifários diários e definindo uma demanda única ao longo do dia.

As tarifas de energia elétrica podem ser divididas entre Tarifas de uso do sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE), as quais são formadas por componentes que variam de transporte de energia até encargos e perdas (ANEEL, 2022).

A primeira parte tarifária é a TE, a qual representa a parcela tarifária responsável pelo produto, que no caso seria a energia, que é usado pelo consumidor final. Tal elemento possui algumas subdivisões que são mostradas na Figura 18, a seguir.

Figura 18 - Subdivisão da parcela tarifária TE

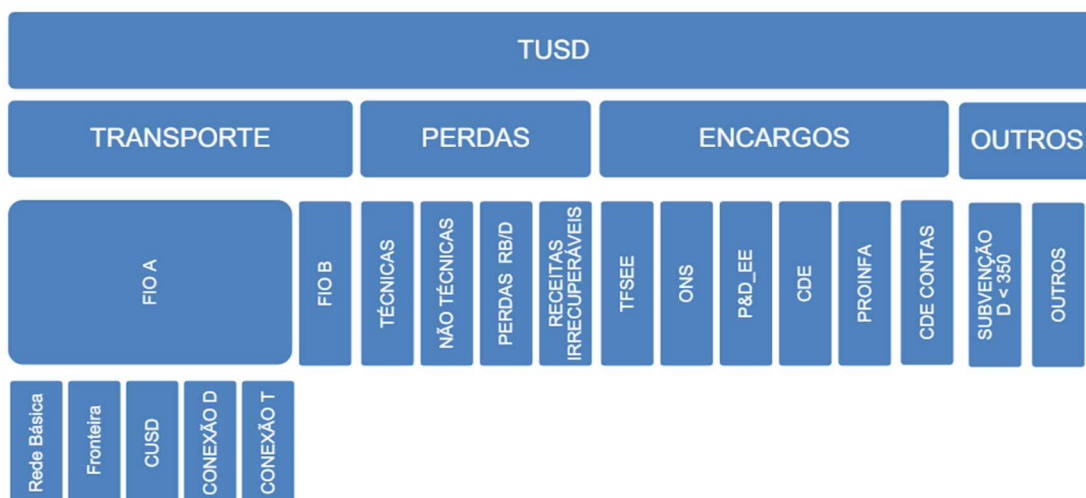


Fonte: ANEEL, 2022

Analisando a Figura 18 podem ser destacados alguns elementos, como a parcela de energia que representa os custos motivados pela revenda de energia ao consumidor, a parcela de transporte que recupera gastos por transporte partindo da Hidrelétrica de Itaipu até o consumidor final, e a parcela de perdas e encargos que representam os gastos com perdas, pesquisas e encargos da geração até a distribuição (ANEEL, 2022).

Ademais, a segunda componente tarifária representa a TUSD, a qual está atrelada aos serviços responsáveis para a disponibilização e manutenção de energia elétrica necessários para o consumo de energia elétrica. Tal elemento possui algumas subdivisões que são mostradas na Figura 19, a seguir.

Figura 19 - Subdivisão da parcela tarifária TUSD



Fonte: ANEEL, 2022

Analisando a Figura 19 anterior podem ser destacados alguns elementos, como a parcela de transporte que possui FIO A e FIO B. A primeira, TUSD FIO A, representa os gastos pelo uso de ativos ligados diretamente à transmissão de energia das geradoras até as redes de distribuição, enquanto a TUSD FIO B representa os gastos do uso de ativos que a concessionária possui em se tratando da distribuição de energia elétrica. A Lei 14300 (BRASIL, 2022) atinge exatamente tais parcelas, pois nas regras de compensação, que serão explicadas neste capítulo, o FIO A e o FIO B serão deixados de ser pagos para energia injetada conforme determinadas porcentagens, ou seja, serão compensados para a energia injetada na rede de distribuição. Ademais, é válido ressaltar que a nova regulamentação abrange a compensação, também, de alguns encargos, que seriam o P&D_EE e o TFSEE.

Outrossim, outro fator tarifário importante é a nova TUSDg, a qual será adotada para cobrança de uma demanda contratada para a geração e que torna mais atrativo, pois anteriormente à lei 14300 a cobrança da demanda era feita por meio da TUSDc, que representa a tarifa de demanda contratada de consumo. Tal atratividade se dá pelo fato de que a TUSDg é mais barata que a TUSDc, diminuindo os custos na manutenção de uma usina de MMGD.

Por fim, é válido ressaltar que a Lei 14300 trouxe algumas novas implicações relevantes no quesito tarifário no país, tornando ainda mais relevante o estudo de viabilidade financeira na construção de usinas, visto que anterior a tal lei a compensação de energia injetada era de um para um, ou seja, todos os créditos injetados podiam ser compensados e alocados em outras UCs por meio do processo de Direito Adquirido.

3.2.4.2 Novas regras de compensação

Ademais, é válido ressaltar que a lei definiu três tipos de sistemas de compensação considerando a data de protocolo da Solicitação do Orçamento de conexão e a modalidade de geração, podendo ser dividido em GD I, GD II e GD III. O primeiro sistema é o tipo GD I, o qual representa as Solicitações de Conexão feitas até o dia 7 de janeiro de 2023 e sua estrutura de compensação continua baseada nas leis do direito adquirido até 2045, ou seja, as leis e resoluções normativas do setor anteriores à lei 14300 continuam em vigor para tal sistema (BRASIL, 2022). Logo, ratificando tais afirmações, a Figura 20 exemplifica o direito adquirido de forma concisa.

Figura 20 - Regras do Direito Adquirido para GD I

Regime de Direito Adquirido	Construção de Centrais de Geração	Hipótese de Perda do Direito Adquirido (art 26)
Compensação na forma atual (todas as componentes tarifárias, para o Grupo B) até 31/12/2045 – para unidades já conectadas ou que solicitem acesso em até 12 meses (Art. 26)	As centras que solicitarem acesso dentro de 12 meses deverão injetar energia nos seguintes prazos, contados da emissão do parecer de acesso (Art. 26 §3): <ul style="list-style-type: none"> ▶ 120 dias para microgeração ▶ 12 meses para minigeração solar ▶ 30 meses para minigeração das demais fontes 	<ul style="list-style-type: none"> I – Encerramento da relação contratual (exceto troca de titularidade, quando o direito é aplicado ao novo titular) II – irregularidade nos sistemas de medição III – parcela do aumento da potência requerido após 12 meses

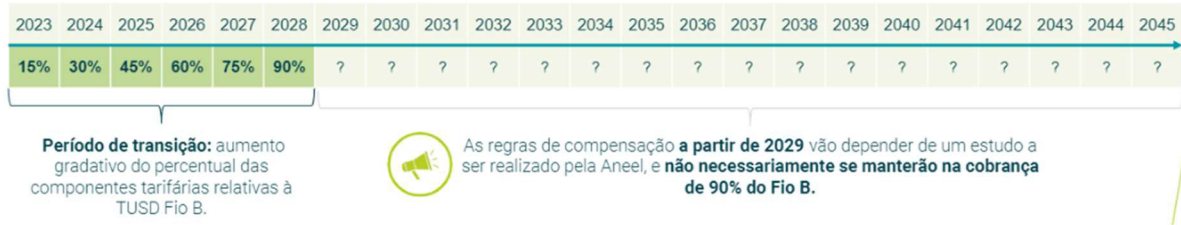
Fonte: Greener, 2022

Outrossim, o sistema de GD III é considerado uma implementação baseada nas diretrizes da nova lei, sistema de compensação tal que delimita seus participantes para os que solicitaram conexão após dia 8 de janeiro de 2023 e que possuem potência instalada acima de 500 kW, tendo que ser uma fonte não despachável na modalidade de autoconsumo remoto, geração em uma ou mais UCs e compensada para outras de mesma titularidade, ou geração compartilhada, que percentuais de créditos gerados são partilhados em um consórcio ou cooperativa, em que um titular não tenha pelo menos 25% dos ativos de geração. Logo, é visível que tal sistema é o mais específico e possui uma estrutura baseada na compensação de 100 % de FIO B e 4% de FIO A (GREENER, 2022).

Por outro viés, o último sistema de compensação é conhecido como GD II e se enquadra para todas as solicitações de conexão feitas após 8 de janeiro de 2023 que não se encaixam nos sistemas já citados, sendo sua estrutura baseada na compensação de FIO B

gradual até atingir 90% em 2029. Portanto, a exemplificação de tal compensação gradual é mostrada na Figura 21, a seguir.

Figura 21 - Compensação gradual do FIO B para GD II



Fonte: Greener

Em síntese, os sistemas de geração muito bem definidos e uma estrutura ainda mais abrangente torna o Marco Legal da MMGD seguro e confiável, podendo ser vista pela divisão do sistema de compensação. Por fim, a relação e a especificação para os três sistemas é mostrada na Figura 22 a seguir.

Figura 22 - Sistemas implementados pela Lei 14300

	Descritivo	O que acontece?
GD I	Conexões existentes ou solicitadas até 7 de janeiro de 2023 (art. 26 da Lei n. 14.300/2022)	Permanecem nas regras antigas (Direito Adquirido) até 2045
GD II	Conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, que não se enquadram nas condições da GD III (caput do art. 27 da Lei n. 14.300/2022)	Pagamento gradativo da TUSD Fio B pelo período de 6 anos até completar o pagamento de 90%.
GD III	Conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, com potência instalada acima de 500 kW, em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais de participação do excedente de energia. (§ 1º do art. 27 da Lei n. 14.300/2022)	Pagamento de 100% TUSD Fio B + 40% TUSD Fio A + 100% TUSD P&D_EE + 100% TUSD TFSEE

Fonte: Greener

Em suma, o processo de inserção e a duração das novas regras na sociedade ocorrerá de forma gradual, partindo de 2023 e seguindo uma cronologia para que até 2029 a compensação esperada esteja sendo assegurada pelas concessionárias de energia. A Figura 23 mostra como funcionarão os próximos anos.

Figura 23 - Cronologia da implementação da Lei 14300



Fonte: Greener

3.2.4.3 Tarifa de Geração

A lei 14300 trouxe muitas alterações relevantes e uma delas foi a alteração na cobrança de demanda para UCs que injetam energia elétrica na rede. Até 2023, devido à REN nº 482, a cobrança de demanda contratada era feita por meio da TUSDc, tarifa essa que está diretamente relacionada ao consumo de determinada carga da rede elétrica. (PIMENTEL, 2022).

Devido a isso, a TUSDg foi criada como um meio de cobrança justa e na intenção de substituir o processo anterior, visto que as novas solicitações de MMGD contratariam uma demanda de geração cobrada pelo valor da TUSDg, tarifa essa que é bem mais barata que a cobrança pelo consumo.

Ademais, com a nova lei, a TUSDg deve ser implementada imediatamente, principalmente para as solicitações que fazem parte dos grupos de GD II e GD III. Já para o caso de GD I, onde se mantém o direito adquirido, a TUSDg somente passaria a ser cobrada após a revisão tarifária da concessionária, que pode variar de 4 a 5 anos (FILHO, 2023).

Portanto, a TUSDg, será cobrada tanto em Microgeração como em Minigeração com destaque para grupo A, porém em caso de grupo B tal cobrança somente será possível apenas nos casos possuem sistemas de medição capazes de registrar as demandas de consumo e injeção de energia.

Por fim, é válido ressaltar que tal mudança é relevante e um fator importante para este trabalho, visto que a economia relacionada com menos gastos tarifários pode chegar até 70% do valor anteriormente cobrado (GREENER, 2022).

3.2.5 REN ANEEL n° 1059/2023

A lei 14300, Marco Legal da MMDG, foi criada com implementações de grande relevância, porém ainda era necessário a ANEEL regulamentar tais mudanças no setor e, para isso, a REN ANEEL n° 1059/2023 foi criada, a qual revoga não somente o marco anterior (REN n° 482/2012), mas também as resoluções criadas a posteriori na intenção de complementar a regulamentação, como a REN n° 687 e a REN n° 786.

Logo, tal resolução representa a implementação das alterações promovidas pela 14300, tendo seu corpo de texto abordando os detalhes citados anteriormente pelo Marco Legal da MMDG. Por fim, é possível ver que a regulamentação do setor a partir de 2023 tornou-se baseada na relação entre a Lei 14300 e a REN ANEEL n° 1059/2023 (BRASIL, 2023).

3.3 Indicadores financeiros

Em projetos de grande porte, devido a necessidade de grandes investimentos, faz-se necessária uma análise financeira para tratar a viabilidade do empreendimento. Logo, para este trabalho não será diferente, e devem ser feitos cálculos por meio de indicadores financeiros para analisar tal viabilidade financeira. Portanto, os indicadores que serão abordados para o estudo de viabilidade serão o Fluxo de Caixa, o Valor Presente Líquido (VPL), o *Payback* e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

3.3.1 Fluxo de Caixa

O primeiro indicador econômico será o fluxo de caixa, o qual representa por meio de um fluxograma as entradas e saídas financeiras do caixa, sendo importante para entender como está a saúde financeira do projeto ao longo de um determinado período, sendo normalmente em anos. Ademais, outra consideração importante é que por meio deste indicador podem ser calculados outros, que serão abordados mais à frente, como o VPL, a TIR e o *Payback* (BARBOSA, 2015).

Além disso, as entradas de um fluxo de caixa de uma UFV seriam basicamente a receita operacional, que se dá por meio do rateamento, ou seja, a alocação dos créditos gerados pela usina para os consumidores. Por fim, as saídas podem ser várias, como os investimentos iniciais, custos de manutenção, custos tarifários e impostos, porém tal exemplificação será abordada mais à frente neste trabalho.

3.3.2 Valor Presente Líquido (VPL)

Outro indicador importante é o VPL, o qual traz os fluxos de caixa ao longo dos anos para o presente considerando um desconto de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e o valor inicial de aplicação. Logo, o objetivo do VPL é baseado na fundamentação que o valor do dinheiro vai se desvalorizando, por isso os fluxos de caixa são analisados e previstos para o futuro conforme uma taxa de juros, a TMA. A fórmula que representa o cálculo do VPL é mostrada a seguir na Equação 1 (LEHN, 2023).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} - C \quad (1)$$

Onde:

FC_t : Fluxo de caixa no t-ésimo período em R\$;

k : Taxa Mínima de Atratividade (TMA) em %;

t : Tempo analisado em anos;

C : Capital investido inicialmente em R\$.

Portanto, por meio deste cálculo, caso o valor resultante de VPL seja positivo é um bom indicador de que o investimento pode ser financeiramente viável e trazer bons lucros, porém em caso de resultado negativo a indicação é de que não faz sentido o investimento, pois não temos garantia que o valor investido inicialmente será retornado.

3.3.3 *Payback* Simples

O *Payback* é um indicador com um método simples de cálculo para analisar a viabilidade financeira do investimento, o qual representa basicamente o período de retorno do investimento, tornando tal indicador bastante essencial na análise, sendo possível calcular por meio do fluxo de caixa, conforme citado anteriormente.

Logo, o cálculo do *Payback* é bastante simples e pode ser definido como mostrado na Equação 2 (LEHN, 2023), a seguir:

$$PB = T - 1 + \left[\frac{FC_t - S_t}{FC_t} \right] \quad (2)$$

Onde:

FC_t : Fluxo de caixa no período em que o fluxo de caixa se torna positivo, em R\$;

T: Valor do período em que o fluxo de caixa se torna positivo, em anos;

S_t : Valor do período em que o fluxo de caixa se torna positivo, em R\$.

Portanto, por meio da Equação 2 é possível obter de forma simples em quantos anos o investimento inicial seria retornado e passaria a gerar lucros, sendo bastante importante para entender se o investimento é rentável.

3.3.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

O último indicador importante a ser analisado será a TIR, a qual representa a taxa de desconto em que o VPL dos fluxos de caixa futuros se torna zero, sendo bastante crucial na tomada de decisão sobre a viabilidade do projeto (LEHN, 2023). Ademais, para entender a importância da TIR, basicamente caso o seu valor seja maior que a taxa de desconto da TMA o projeto é viável, porém caso seu valor seja menor é inviável.

O cálculo base da TIR é mostrado na Equação 3 (LEHN, 2023), sendo possível observar que somente depende do valor do fluxo de caixa e do período.

$$VPL = 0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (3)$$

Onde:

FC_t : Fluxo de caixa no t-ésimo período em R\$;

TIR: Taxa Interna de Retorno em %;

t: Tempo analisado em anos;

Portanto, por meio do cálculo da TIR e a relação com os indicadores citados anteriormente torna-se possível uma decisão quanto à viabilidade financeira de um projeto, tendo em mente que deve ser comparada a indicadores esperados por parte de quem fará o investimento.

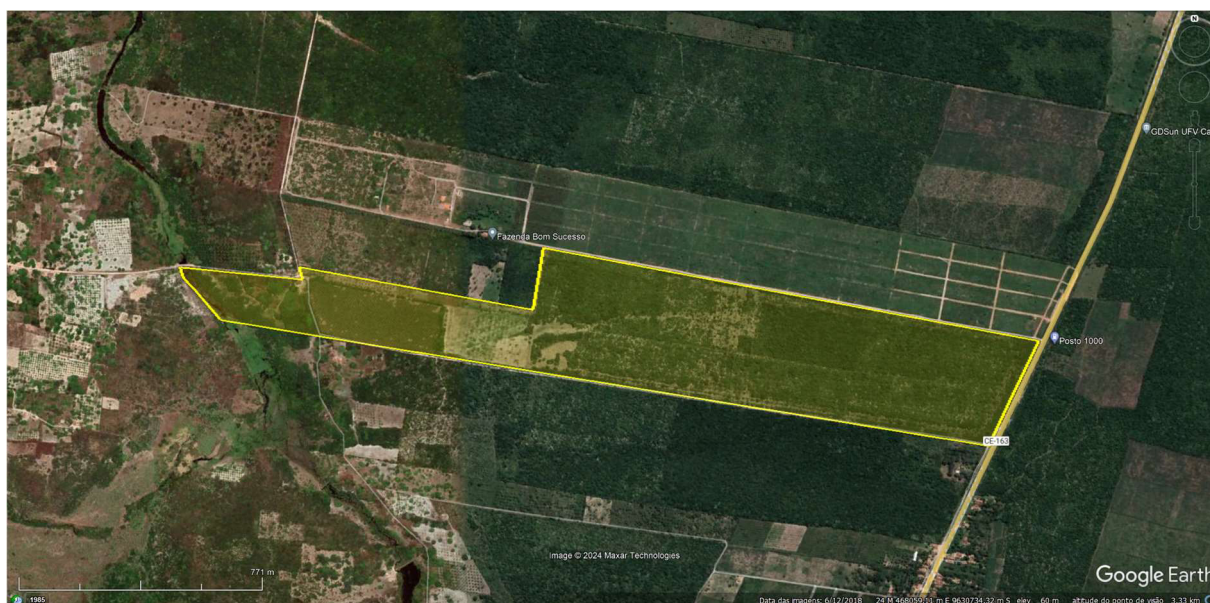
4. ESTUDO DE CASO

O trabalho em questão tem o intuito de analisar um caso de viabilidade técnica e financeira de uma usina para a nova regulamentação. Portanto, urge primordialmente um dimensionamento e a definição de premissas técnicas, os quais definirão a topologia da usina para uma análise financeira mais precisa.

4.1 Análise de Área

A área usada para este trabalho será uma propriedade rural no município de Trairi no estado do Ceará, sendo mostrada uma representação do terreno na Figura 24 a seguir:

Figura 24 - Representação do Imóvel estudado



Fonte: Próprio Autor

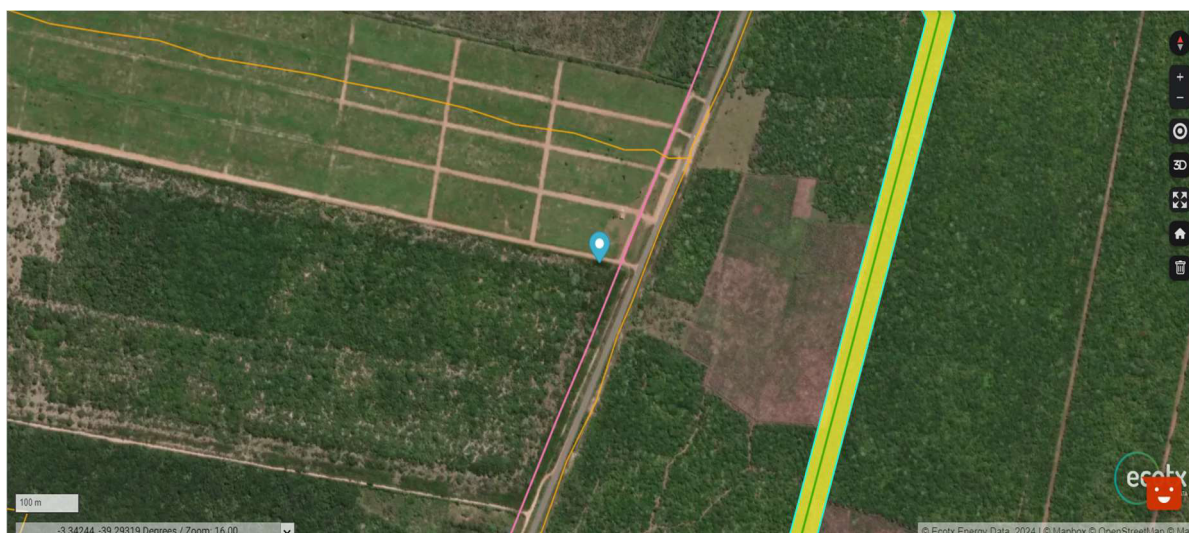
Analisando a Figura 24 é possível ver que o imóvel é bastante grande, atingindo 75 hectares (ha) de área. Tal área foi escolhida para estudo por diversas características que foram possíveis obter por meio da análise de diversos programas, como o google Earth, Ecotx e ePowerBay, que serão analisadas mais à frente.

O primeiro programa utilizado para a análise foi o Earth e, por meio dele foram tiradas algumas características positivas da área, como o fato de existir um fácil acesso para a usina por meio de vias perimetrais ao terreno que cortam a rodovia CE-163, além de ser um

terreno próximo à cidade de Trairi, facilitando os deslocamentos. Ademais, foi possível obter por meio de análises de imagens do *software* que o imóvel, apesar de ter uma vegetação um pouco densa, não possui possíveis Áreas de Preservação Permanente (APPs) ou algum corpo hídrico, como rios ou barreiros, que pudessem inviabilizar a usina no quesito ambiental. Por fim, outro ponto positivo obtido foi que a área não possui afloramentos rochosos e a inclinação máxima é de 5%, um indicativo de que o terreno é bem plano. Portanto, por meio do Google Earth foi possível obter características físicas e visuais sobre a área, as quais foram positivas.

Ademais, o outro *software* usado foi o Ecotx, plataforma com uma grande base de dados não somente do setor energético, mas também do setor ambiental e fundiário nacional. Logo, por meio deste programa, foi possível ver que no terreno analisado possui redes de média tensão de 13,8 kV paralelas ao terreno e uma rede de alta tensão de 69kV cortando o imóvel, sendo considerado necessário uma faixa de servidão de 3 metros para média tensão (13,8kV) e de 6 metros para alta tensão (69kV). A Figura 25 mostra as características apontadas pelo Ecotx, em que a linha rosa representa a rede de 69kV e a linha laranja representa a rede de 13,8kV.

Figura 25 - Indicações elétricas do Ecotx



Fonte: Próprio Autor

Ademais, outro fator relevante é a presença de uma linha de transmissão de 230 kV, representada pela cor verde, sendo mostrada na Figura 25. Por fim, no quesito ambiental não possui interferência mostrada pelo Ecotx, confirmando as observações feitas anteriormente.

O último programa utilizado foi o ePowerBay, o qual é uma base de dados elétricos onde foi possível obter dados sobre a Subestação de Trairi e entender como a rede elétrica está. Logo, alguns resultados são que, conforme os dados, o alimentador TRR01P1 possui uma

potência de 1,31 MW e que o alimentador geral da subestação possui 6,027 MW, sendo um indicador positivo para evitar inversão de fluxo. Tais características podem ser confirmadas pela Figura 26 a seguir.

Figura 26 - Características dos alimentadores

Código Trafo	Fase(s)	Tensão Primária	Tensão Secundária	Potência Aparente (kVA)	Informações dos Alimentadores										
02T1-TRR-39	ABC	13.8 kV	69 kV	15000	<p>Total da Carga Média dos Alimentadores: 6,027 MW</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nome</th> <th>Carga Média (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TRR01P1</td> <td>1,339</td> </tr> <tr> <td>TRR01P2</td> <td>1,108</td> </tr> <tr> <td>TRR01P3</td> <td>2,127</td> </tr> <tr> <td>TRR01P4</td> <td>1,453</td> </tr> </tbody> </table>	Nome	Carga Média (MW)	TRR01P1	1,339	TRR01P2	1,108	TRR01P3	2,127	TRR01P4	1,453
Nome	Carga Média (MW)														
TRR01P1	1,339														
TRR01P2	1,108														
TRR01P3	2,127														
TRR01P4	1,453														

Fonte: Próprio Autor

Portanto, nesta análise preliminar foi possível obter algumas informações iniciais sobre a área analisada e as possíveis interferências que deverão ser evitadas no dimensionamento do *layout* da usina.

4.2 Premissas Técnicas

Para ser feito o dimensionamento de uma usina fotovoltaica devem ser definidas algumas premissas que serão usadas para o estudo, que parte desde a localização e a subestação a ser conectada, até os equipamentos que serão utilizados. Primordialmente, serão definidas algumas premissas técnicas gerais, para que a posteriori neste trabalho sejam mostrados os equipamentos utilizados e, finalmente, como foi feito o dimensionamento.

Portanto, as primeiras premissas definidas, inclusive algumas citadas anteriormente, são relacionados à localização da conexão e são mostradas no Quadro 1 a seguir:

Quadro 1 - Localização de conexão

Município	Trairi
Latitude	3°20'41.421"S
Longitude	39°17'6.17"O
Subestação	Trairi (TRA)

Fonte: Próprio Autor

Ademais, por fim, as premissas técnicas básicas para o dimensionamento da usina de minigeração deste trabalho são mostradas no Quadro 2.

Quadro 2 - Premissas Técnicas

Potência da Usina	1,0 MW
Área da Usina	3,5 ha
Tensão de Conexão MT	13,8 kV
Tensão de Uso BT	800 V
Tipo de Instalação	Solo
Estrutura de Geração	Tracker (Rastreador solar)

Fonte: Próprio Autor

4.3 Equipamentos utilizados

Uma parte importante para a análise técnica é o dimensionamento do sistema de geração FV, sendo necessário antes definir determinados equipamentos que serão utilizados para tal dimensionamento. Logo, os principais equipamentos a serem definidos serão o módulo, o inversor, o *tracker*, o *skid* e a cabine.

4.3.1 Módulos

Foi visto anteriormente neste trabalho a importância dos módulos fotovoltaicos para um sistema FV e, devido a isso, torna-se necessário definir um modelo que garanta não só uma excelente geração, mas também uma vida útil mais longa.

Logo, o módulo definido para o sistema FV foi da fabricante Canadian Solar e de modelo chamado CS7N-650MB-AG, o qual é monocristalino e pode ser vista uma representação de tal equipamento na Figura 27 a seguir.

Figura 27 - Representação do módulo escolhido



Fonte: Canadian solar

Foi definido tal modelo por algumas características bem relevantes, como a presença da bifacialidade, que permite a captação de radiação difusa que reflete no solo, aumentando a geração dos módulos. Ademais, a eficiência do equipamento é bastante elevada, chegando a 21,6%. Logo, a seguir são mostradas as características elétricas para este módulo.

Figura 28 - Informações elétricas do módulo escolhido

ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-640MB-AG		640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG		645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG		650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG		655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG		660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG		665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%
CS7N-670MB-AG		670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%
Bifacial Gain**	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

Fonte: Canadian solar

Por meio da Figura 28 é possível ver que, devido à característica da bifacialidade, o módulo pode obter um ganho de potência de até 20%, o que é extremamente benéfico ao sistema FV. Por fim, outro ponto relevante a ser considerado é a vida útil do módulo, o qual possui uma depreciação de 2% no primeiro ano e de 0,45% para cada ano a partir do segundo, o que é uma boa indicação de que a duração deste módulo é bastante alta.

Portanto, considerando a importância deste equipamento para o sistema FV, o módulo da fabricante Canadian Solar irá garantir uma excelente eficiência para a geração da Usina dimensionada.

4.3.2 Inversores

Outro equipamento relevante para a usina FV são os inversores, os quais devem ser escolhidos com base nas características que mais garantam um balanceamento de cargas no sistema. Logo, como a potência usada de usina é 1,0 MW, escolher um modelo de inversor que

seja múltiplo desta potência é importante, visto que tal dispositivo será responsável por delimitar a potência da usina.

Pontando, foi definido que o inversor adotado será da fabricante Huawei e de modelo chamado SUN-250KTL-H1, o qual possui uma potência de 250 kW sendo múltiplo da potência definida. Logo, a seguir são mostradas as características elétricas do inversor selecionado.

Figura 29 - Especificações técnicas do inversor

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	250,000 W
Max. AC Apparent Power	275,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	275,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	180.5 A
Max. Output Current	198.5 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%

Fonte: Huawei

Logo, na Figura 29 pode ser visto que tal inversor possui 6 MPPTs (*Maximum Power Point Tracking*), uma tensão de entrada máxima de 1500 V e uma tensão de saída de 800 V, informações relevantes para o dimensionamento do sistema FV.

4.3.3 Tracker

Outra estrutura importante para o sistema FV é o *tracker*, o qual permite um aumento da geração de energia. Logo, o modelo STi-H250 da STi Norland foi o definido para uso no sistema, pois possui uma movimentação baseada em um esquema de movimentação

chamado *Dual Row*, o qual permite que com um motor sejam movimentadas duas mesas por meio do *tracker*.

Ademais, por meio da Figura 30 é possível obter informações maiores sobre o Tracker que serão usadas para o dimensionamento da usina e a simulação de geração.

Figura 30 - Informações técnicas do Tracker

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS	
DESCRIÇÃO DO SISTEMA	
Tipo de tracker	Tracker horizontal de eixo único (HSAT) DUAL-ROW
Raio de cobertura do solo	Configurável por projeto, de acordo com a necessidade da usina
Área do tracker	Aproximadamente. 250 m ² / 2.691 ft ² , adaptável por projeto
DIMENSÕES	
Módulos fotovoltaicos por fileira	60 (configurável por projeto) - Posição retrato (1V)
Número de fileiras	2
Número de estacas por tracker	*19 (9 estacas - fileira motor e 10 estacas - fileira irmã)
Altura do módulo fotovoltaico. Tracker na posição horizontal 0°	*Aproximadamente 1.35m/4.43ft.
Altura do módulo fotovoltaico. Tracker na posição horizontal de 55°	*Aproximadamente 2.25m/7.38ft.
	* Configurável de acordo com o módulo fotovoltaico e necessidades do projeto
UNIDADE DE ROTAÇÃO	
Transmissão	Atuador eletromecânico rotativo
Backup de energia	Auto-alimentado (bateria reserva)
Consumo de energia	< 0,45Kwh/dia
Potência do motor	65W / 24VDC
ESPECIFICAÇÕES MECÂNICAS	
Amplitude de movimento	110 ° (+/- 55 °)
Máx. velocidade do vento (na posição horizontal)	140 km/h (*)
Materiais da estrutura	Aço HDG S235, S275, S355, S350GD, ZM310 ou equivalente
Normas	Ligação de aterramento UL270/Projeto estrutural ASCE7-10 ou EUROCODE / NBR
Tolerância	15% N-S / 10% L-O / Ilimitado entre diferentes trackers

Fonte: STi Norland

Logo, por meio da Figura 30 pode ser visto que o rastreador é *Dual-Row* (movimenta duas mesas), aceita 60 módulos por fileira ou mesa, o equivalente a aproximadamente 75 metros, e que a sua amplitude de movimento é de 110° variando de -55° a +55°, informações essas que serão relevantes para o dimensionamento do sistema FV.

4.3.4 Skid

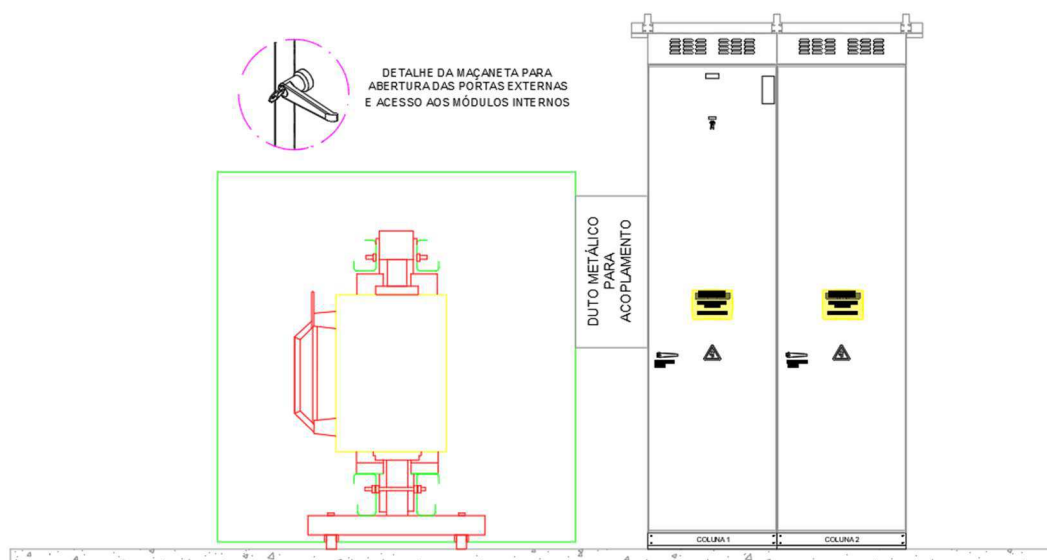
Visando centralizar a operação do transformador e do QGBT (Quadro Geral de Baixa Tensão) foi adotado o modelo *skid*, o qual pode ser definido como uma unidade que é formada por diversos componentes e acessórios, principalmente os pré-montados. Tal unidade

pode compor não só o transformador e o QGBT, mas também os inversores, porém para este trabalho os inversores foram descentralizados e distribuídos na usina.

Além disso, como para protocolar junto à distribuidora não é necessário definir os modelos de equipamentos que não sejam módulos, inversores e transformador, o *skid* usado é genérico, porém bastante usado no mercado. Logo, o QGBT dessa unidade é acoplado ao transformador e tem por característica possuir duas cabines. Já o transformador, por ser necessário uma maior especificidade, foi adotado um transformador do tipo seco de 13,8 kV com potência de 1100 kVA, considerando um fator de segurança de 10% da potência da usina.

Por fim, uma exemplificação do *skid* tratado, que compõe o transformador e o QGBT, é mostrado na Figura 31 a seguir.

Figura 31 - Representação do Skid



Fonte: Próprio Autor

Portanto, por meio da Figura 31 é possível perceber que à direita está o QGBT com duas cabines e à esquerda está o transformador de 1100 kVA que baixa a tensão de 13,8 kV para 800V.

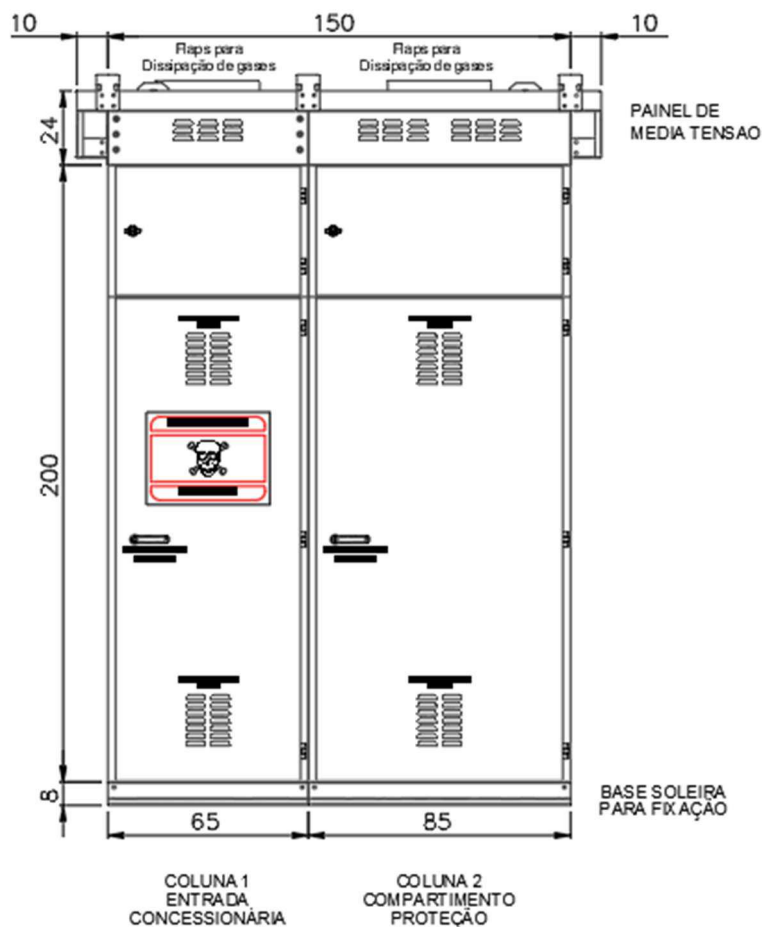
4.3.5 Cabine de média tensão

A cabine de média tensão deve ser dimensionada para o sistema FV conforme as normativas da distribuidora, no caso deste trabalho deve estar de acordo com a CNC-OMBR-MAT-20-0942-EDBR - R-03 e com a CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR da distribuidora Enel

Ceará. Ademais, é válido considerar que para a distribuidora não é necessário definir fabricante e modelo para o projeto, logo foi adotado um equipamento genérico, mas que está conforme as normativas anteriores e é bastante usado no mercado. Outro fator relevante é que o Relé, dispositivo de proteção de média tensão, não precisa ser definido modelo e fabricante, logo foi adotado um genérico que está junto da cabine.

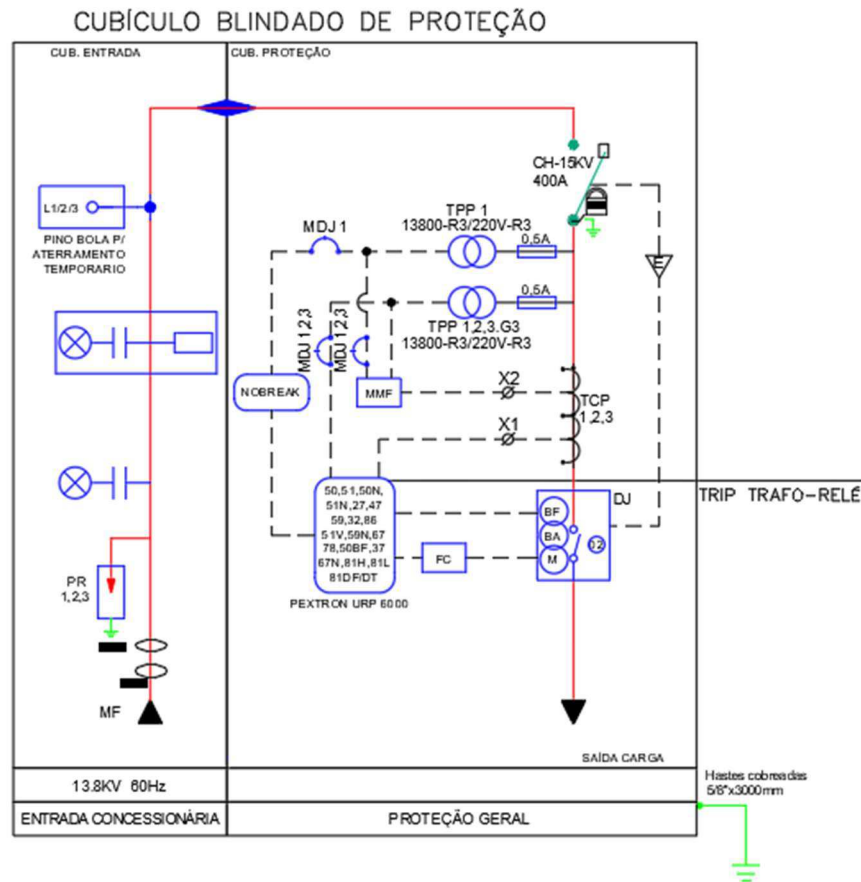
Portanto, a cabine de média tensão já citada é mostrada na Figura 32 e com um diagrama unifilar mostrado na Figura 33 a seguir.

Figura 32 - Representação da cabine de média tensão



Fonte: Próprio Autor

Figura 33 - Diagrama unifilar da cabine de média tensão



Fonte: Próprio Autor

4.4 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O dimensionamento de um sistema FV sem uma fundamentação com base em um consumo deve ter algumas definições, como as premissas elétricas já citadas e, principalmente, os equipamentos a serem usados. Logo, após isso, deve ser dimensionado para que tenha um bom fator de segurança e que esteja balanceado, situações essas que serão desenvolvidas a seguir.

4.4.1 Dimensionamento de *Strings*

A primeira parte do dimensionamento deve ser dimensionar as *strings*, as quais representam a menor parte de um sistema FV e é importante seu correto dimensionamento para evitar sobrecarga no inversor.

Para tal dimensionamento serão consideradas duas limitações, sendo a primeira diretamente relacionada com a carga que cada MPPT suporta e a segunda estando relacionada com o limite de tamanho que o *tracker* suporta para a movimentação dessas *strings*.

Inicialmente deve ser definido o intervalo limite de módulos que o inversor escolhido opera, para garantir tanto que ele consiga gerar, mas também que a geração não suporte o limite em cada MPPT. Logo, a base do cálculo para descobrir o limite mínimo é por meio da relação entre a tensão mínima de funcionamento do MPPT e a tensão mínima de funcionamento do módulo. Portanto, por meio da equação 4 a seguir pode ser encontrada a menor tensão de funcionamento do módulo corrigida para uma temperatura de 50°C, adotando que no Ceará seria uma temperatura elevada.

$$V_{pm} = V_{pmstc} \times \left[1 + (T_{mod} - 25) \times \frac{CT_{vmp}}{100} \right] \quad (4)$$

Onde:

V_{pm} : Tensão de operação (V);

V_{pmstc} : Tensão de operação nas condições de máxima potência de geração (V);

T_{mod} : Temperatura máxima dos módulos (°C);

CT_{vmp} : Coeficiente de temperatura na tensão do ponto de máxima potência do módulo (%/°C)

Portanto, usando a equação 4 e as informações obtidas por meios do *datasheet* já mostrado do módulo, tem-se que:

$$V_{mp} = 37,9 \times \left[1 + (50 - 25) \times \frac{-0,34}{100} \right] = 34,68 \text{ V}$$

Logo, sabendo que no *datasheet* do inversor é dito que a mínima tensão de funcionamento é 500 V, temos a seguinte quantidade mínima de módulos:

$$n_{min} = \frac{V_{min_{inv}}}{V_{mp_{mod}}} = \frac{500}{34,68} = 14,42 = 15 \text{ módulos} \quad (5)$$

Já para descobrir o valor máximo de módulos sem que afete o inversor é preciso relacionar a tensão máxima suportada pelo inversor com a tensão máxima de circuito aberto

atingido pelo módulo. Portanto, por meio da equação 6 a seguir pode ser encontrada a maior tensão de circuito aberto do módulo corrigida para uma temperatura de 50°C, adotando que no Ceará seria uma temperatura elevada.

$$V_{oc} = V_{ocstc} \times \left[1 + (T_{mod} - 25) \times \frac{CT_{voc}}{100} \right] \quad (6)$$

Onde:

Voc: Tensão de circuito aberto (V);

Vocstc: Tensão de circuito aberto nas condições de máxima potência (V);

Tmod: Temperatura máxima dos módulos (°C);

CTvoc: Coeficiente de temperatura na tensão de circuito aberto do módulo (%/°C)

Portanto, usando a equação 6 e as informações obtidas por meios do *datasheet* já mostrado do módulo, tem-se que:

$$V_{oc} = 45 \times \left[1 + (50 - 25) \times \frac{-0,26}{100} \right] = 42,08 \text{ V}$$

Logo, sabendo que no *datasheet* do inversor é dito que a máxima tensão de funcionamento é 1500 V, temos a seguinte quantidade máxima de módulos:

$$n_{max} = \frac{V_{max_{inv}}}{V_{oc_{mod}}} = \frac{1500}{42,08} = 35,65 = 35 \text{ módulos} \quad (7)$$

Portanto, a *string* dimensionada deve ter uma quantidade de módulos entre 15 e 35 módulos, considerando a relação elétrica entre módulo e inversor.

Por fim, a última consideração do dimensionamento deve ser feita com base no *tracker*, visto que tal equipamento possui um limite máximo de até 75 metros de comprimento para um funcionamento correto. Logo, adotando um limite de 72 metros, para segurança, e considerando que a dimensão do módulo usado é 1,303 m com uma distância de 1 cm entre módulos, a quantidade máxima de módulos a serem usadas é 54, pois o comprimento será:

$$L = 54 \times 1,303 + 53 \times 0,01 = 70,89 \quad (8)$$

Portanto, o *tracker* suporta a movimentação de 54 módulos por cada mesa, ou seja, considerando que a *string* deve ter entre 15 e 35 módulos, adotando uma *string* de 27 módulos resulta em 2 *strings* de 27 módulos por cada mesa de *tracker*. Concluindo, é definido então que cada *string* possuirá 27 módulos e que o *tracker* movimenta 4 *strings* (*dual-row*).

4.4.2 Dimensionamento de Inversores

Outro dimensionamento necessário é a topologia dos inversores, tendo como base as *strings* já dimensionadas. Logo, a principal situação se dá pelo fato de que o inversor e os módulos trabalham com algumas perdas, logo para o sistema ficar bem dimensionado deve ser adotado um fator de segurança que seja maior que a potência total de inversores.

A potência total da usina foi definida para ser de 1 MW, logo um total de 8 inversores de 250 kW. Ademais, para a topologia deste trabalho foi adotado um fator de segurança de 25 a 30% de sobredimensionamento, o que causa uma potência que deve ser obtida para estar entre 312,5 kWp e 325 kWp, sendo representada desta forma por se tratar da potência máxima atingida pelos módulos em cada inversor.

Ademais, considerando ainda que o inversor definido possui um total de 6 MPPTs, logo foi escolhido 18 *strings* por inversor, ou seja, 3 *strings* por MPPT. Considerando tal topologia, tem-se que por inversor o total de módulos é 486, e ressaltando ainda que a potência de cada módulo é 650 W, a potência total do inversor para esta topologia é de 315,9 kWp. Portanto, a topologia de 4 inversores de 250 kW com cada inversor com 18 *strings* de 27 módulos está de acordo com a faixa de segurança, fazendo com que o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) seja de 1,2636.

Por fim, para garantir o pleno funcionamento do inversor, a corrente máxima de cada MPPT não deve ser superada pela soma das correntes de cada *string* conectada a ele, e como na topologia deste trabalho cada MPPT possui 3 *strings*, o cálculo de comparação é mostrado a seguir com base nos *datasheets* do módulo e do inversor:

$$I_{MPPT} \geq 3 \times I_{string} \quad (9)$$

$$65 A \geq 3 \times 18,39 = 55,17 A$$

Portanto, é possível concluir que tal topologia está bem dimensionada, visto que a corrente total das *strings* não supera a corrente máxima suportada pelo inversor.

4.4.3 Quadro de Cargas CA e CC

Outro dimensionamento relevante se trata dos condutores CA e CC do sistema FV e das proteções que abordam cada setor da usina. Logo, primeiramente tratando do dimensionamento CC, os condutores adotados foram cabos solares com proteção UV em cobre flexível com cobertura XLPE e isolamento HEPR mínimo de 1,5 kV, suportando até 105°C, e com bitola de 6 mm², enquanto a sua proteção está integrada aos inversores. Portanto, um quadro de cargas CC é visto no Quadro 3, a seguir.

Quadro 3 - Quadro de cargas CC

Circuito	Identificação	Tensão em Máxima Potência (V)	Potências			Condutor (mm ²) POSITIVO + NEGATIVO
			Aparente (kVA)	Ativa (kW)	FP	
STRING	STRINGS 01 A 18	1023,3	17,55	17,55	1	6 + 6

Fonte: Próprio Autor

Para o dimensionamento CA foram usadas as normativas NBR 5410, além da CNC-OMBR-MAT-20-0942-EDBR - R-03 e a CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR da distribuidora ENEL-CE, resultando num dimensionamento em que os cabos usados do QGBT aos inversores serem de cabos elétricos 0,6/1kV constituídos por condutores de cobre e isolação em composto termofixo HEPR 90°C. Ademais, as bitolas encontradas para um limite de 3% de queda de tensão foi de 25 mm² para ramal de entrada e alimentador do transformador, enquanto para o alimentador que sai do QGBT para os inversores é de 120 mm², podendo ser visto no Quadro 4, a seguir. Ademais, foram dimensionados disjuntores de 250 A para os inversores e um disjuntor geral de 1000 A.

Quadro 4 - Quadro de cargas CA

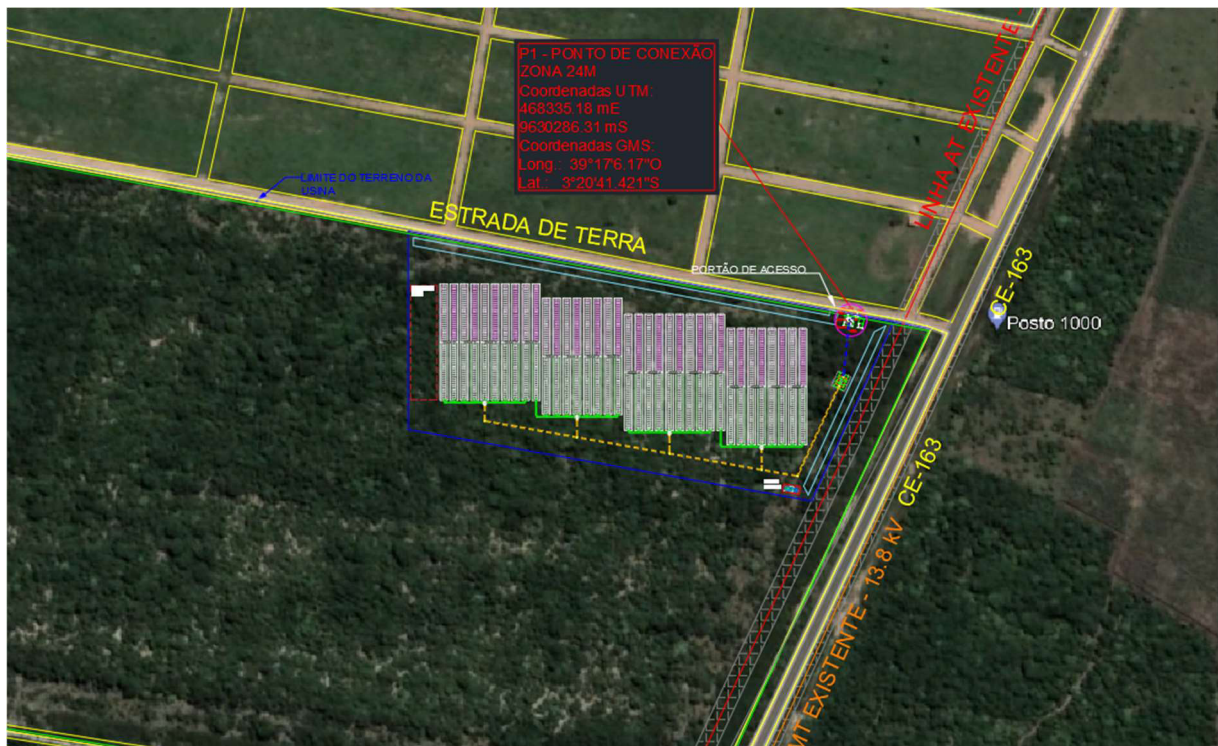
Circuito	Identificação	Tensão (V)	Potências				Condutor (mm ²)	Proteções			
			Aparente (kVA)	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)	FP		Tipo	Características		
									Nº de Pólos	Corrente Nominal (A)	Capacidade de interrupção (kA)
IV1	INVERSOR 01	800	250	250,00	0,00	1	3#120+PEN70	DTM(M)	3	250	15
IV2	INVERSOR 02	800	250	250,00	0,00	1	3#120+PEN70	DTM(M)	3	250	15
IV3	INVERSOR 03	800	250	250,00	0,00	1	3#120+PEN70	DTM(M)	3	250	15
IV4	INVERSOR 04	800	250	250,00	0,00	1	3#120+PEN70	DTM(M)	3	250	15
C1	CARGAS AUXILIARES	800	30	27,60	11,76	0,92	3#16+PEN16	DTM(D)	3	32	15
R1	RESERVA	800		0,00	0,00	1					
R2	RESERVA	800		0,00	0,00	1					
R3	RESERVA	800		0,00	0,00	1					
Alimentador QGBT		800	1000,00	1000,00	0,00	1,00	1/2"x2"	DTM(D)	3	1000	20

Fonte: Próprio Autor

4.5 Projeto da usina

Após todo o processo de dimensionamento foi alocada a usina no terreno de análise, sendo adotado um *pitch*, ou seja, distância entre os módulos de duas mesas diferentes, de 6,5 metros. Outro fator a ser considerado no dimensionamento é que a estrutura da usina estivesse a pelo menos 8 metros de distância do limite de cercamento. Portanto, com base nessas premissas a usina dimensionada para o terreno mostrado é exibida na Figura 34 a seguir.

Figura 34 - Usina de Trairi



Fonte: Próprio Autor

Portanto, a usina ficou bem dimensionada cobrindo uma área de 3,5 ha, uma área adequada considerando a potência total. Ademais, por meio do ANEXOS no fim deste trabalho podem ser vistas as plantas de situação e diagrama unifilar, sendo o primeiro anexo a representação da planta de situação e o segundo do diagrama unifilar.

4.6 Simulação

A usina foi simulada no programa *Pvsyst 7.4*, com os equipamentos dimensionados e a potência definida para o terreno no município de Trairi no estado do Ceará. Ademais, como os módulos são bifaciais, o albedo influencia para o aumento da geração, sendo definido nesta simulação como 0,22. Por fim, os resultados obtidos para o primeiro ano de geração foram os mostrados na Figura 35 a seguir.

Figura 35 - Dados da simulação

Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	166.9	85.98	27.63	202.6	194.9	225.9	215.3	0.841
Fevereiro	138.4	74.36	27.48	166.8	160.3	185.5	171.2	0.812
Março	158.1	86.93	27.45	188.4	181.0	208.6	198.6	0.834
Abril	144.7	75.04	26.84	173.3	166.6	193.2	183.9	0.840
Mai	150.2	71.85	27.31	183.6	176.8	207.8	198.0	0.853
Junho	146.0	73.53	26.58	177.5	170.7	203.7	194.4	0.867
Julho	154.6	73.26	26.74	191.3	184.2	218.3	202.2	0.836
Agosto	176.3	69.09	26.97	222.6	215.5	250.0	230.3	0.819
Setembro	176.4	69.93	26.78	221.7	214.6	242.2	230.6	0.823
Outubro	187.1	72.17	27.50	234.6	227.4	256.3	243.9	0.823
Novembro	182.5	68.89	27.35	229.7	222.4	250.5	238.5	0.822
Dezembro	174.5	74.15	27.92	216.9	209.6	241.4	229.8	0.839
Ano	1955.6	895.18	27.21	2409.1	2323.9	2683.3	2536.7	0.833

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		

Fonte: Próprio Autor

Portanto, no primeiro ano de funcionamento, a energia gerada pela usina em condições normais é de 2.536.700 kWh, sendo possível obter um fator de capacidade (FC) de 22,9%, o que é um resultado excelente, visto que FC acima de 20% indica uma grande eficiência do sistema FV.

Porém, deve ser ressaltado que esta geração não permanecerá igual ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema, pois os módulos possuem uma degradação anual, sendo de 2% no primeiro ano e ainda aproximadamente 0,45% a partir do segundo ano. Portanto, devido a esta degradação anual, a geração irá decrescer nos valores mostrados no quadro a seguir.

Quadro 5 - Geração da usina ao longo dos anos

Ano	Geração (kWh)
2024	2.536.700,00
2025	2.485.966,00
2026	2.474.779,15
2027	2.463.642,65
2028	2.452.556,25
2029	2.441.519,75
2030	2.430.532,91
2031	2.419.595,51
2032	2.408.707,33
2033	2.397.868,15
2034	2.387.077,75
2035	2.376.335,90
2036	2.365.642,38
2037	2.354.996,99
2038	2.344.399,51
2039	2.333.849,71
2040	2.323.347,39
2041	2.312.892,32
2042	2.302.484,31
2043	2.292.123,13
2044	2.281.808,57
2045	2.271.540,43
2046	2.261.318,50
2047	2.251.142,57
2048	2.241.012,43
2049	2.230.927,87

Fonte: Próprio Autor

Logo, a usina dimensionada terá uma geração eficiente com uma diferença de 305.772,13 kWh entre o 1º e o 25º ano de geração. Portanto, a usina está bem dimensionada, em um terreno com espaço suficiente para a construção e uma boa localização.

É válido ressaltar ainda que esta usina terá um consumo baseado na tarifação de grupo A e hora sazonal verde, porém como seu consumo é mínimo em relação à geração esta energia consumida é abatida da injetada.

5. ANÁLISE FINANCEIRA

É válido ressaltar que para tomar decisões sobre um investimento é necessário tomar uma análise financeira para entender a viabilidade do empreendimento. Tomando como base o dimensionamento técnico feito anteriormente, para iniciar a análise financeira é preciso antes definir alguns parâmetros financeiros, principalmente os que representarão alguma saída do fluxo de caixa.

5.1 Premissas adotadas

O primeiro passo para analisar financeiramente um investimento é estabelecer diversas premissas sólidas que retratem projeções futuras o mais próximo da realidade esperada, logo definir fluxos monetários de saída e de receita da usina é de extrema relevância

Primeiramente, quanto a receita obtida pelo empreendimento será baseada na entrada operacional que está diretamente ligada à geração de energia elétrica. Neste caso, foi multiplicada a geração anual em kWh pelo valor de tarifa compensável de injeção para obter a receita bruta anual, a qual sofre dedução de diversos gastos anuais.

Já quanto às saídas, elas representarão as parcelas a serem deduzidas da receita bruta a cada ano, sendo as mesmas diretamente ligadas a diversos tipos de gastos. Os primeiros gastos a serem explicitados são dois: o CAPEX e o OPEX. O primeiro (CAPEX) representa o investimento de capital inicial que deverá ser feito para o processo de compra de equipamentos, elaboração e execução de projetos. Já quanto ao OPEX, tal gasto representa as despesas recorrentes de operação e manutenção de uma usina, abrangendo serviços como limpeza, seguro, monitoramento e troca de equipamentos, sendo necessário ressaltar que no 15º os gastos de troca de inversores foram contabilizados.

Para tornar a análise mais sólida, outros gastos incluídos foram de arrendamento, adotando que o terreno analisado será arrendado para a locação da usina e isto representa uma saída recorrente. Ademais, por se tratar de uma usina de minigeração de grupo A, deve ser considerado o gasto com a contratação de demanda. Além disso, foi adotado um modelo de geração GD de locação de usina, em que o gerador aluga sua usina para consumidores por meio de uma empresa intermediadora, a qual neste trabalho será adotada como empresa de energia por assinatura com destaque para grupo B, tanto comercial como residencial. Portanto, os gastos citados anteriormente representam a busca por uma projeção futura sólida e que estejam sempre corrigidas conforme a inflação anual.

Por fim, a última saída relevante e que deve ser contabilizada são os impostos sobre a receita da energia por assinatura. Tais impostos foram adotados considerando os Impostos Sobre Serviços (ISS), à Contribuição Social (PIS/COFINS), a Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL) e o Imposto de Renda (IR)

Concluindo, após definidas os principais influenciadores nas saídas e receitas do investimento, as premissas adotadas são mostradas no Quadro 6 a seguir.

Quadro 6 - Premissas financeiras

Premissas Financeiras		
PREMISSA	VALOR	FONTE
Potência (kWp)	1.263.600	Autor
Capex (R\$/Wp)	2,88	Greener
Opex (R\$)	2,0% do Capex	Greener
Inflação 2024	3,82%	Relatório Focus (BCB 2024)
Inflação 2025-2049	3,50%	Relatório Focus (BCB 2024)
Fator de Capacidade	22,92%	Autor
Arrendamento Mensal	1200/ha	Autor
Impostos	18%	-
Inversores 15° ano	R\$ 339.200,00	-
Concessionária	ENEL-CE	-
Reajuste Tarifário	6% a.a.	Aneel
TUSDg (R\$/kW)	15,45	ENEL-CE

Fonte: Próprio Autor

5.2 Análise Tarifária

Tomando como base as premissas adotadas, resta uma premissa importante a ser analisada, tarifa e como ela irá ser influenciada conforme as alterações da lei 14300. Conforme já citado, a concessionária é a ENEL-CE e o estudo será baseado numa locação de usina com integradora para consumidores do grupo B, principalmente. Portanto, adotando tais afirmativas, a tarifa base de aplicação conforme a ANEEL é mostrada no Quadro 7 a seguir.

Quadro 7 - Tarifa ENEL-CE

Tarifas ENEL-CE	
TUSD (R\$/MWh)	449,29
TE (R\$/MWh)	272,91
TUSDg (R\$/kW)	15,45
FIO B - TUSD (R\$/MWh)	270,92

Fonte: Próprio Autor

Logo, para ser feita a análise desta tarifa de aplicação foi considerado alguns fatores, sendo o primeiro a evolução do aumento de compensação do FIO B até 2028. Ademais, foi levado em consideração que na ENEL-CE usinas de até 1MW possui isenção de ICMS na parcela TE da tarifa (BRASIL, 2015). Portanto, considerando tais definições tarifárias e um reajuste anual já citado de 6% ao ano, a evolução tarifária ao longo dos 25 anos da análise financeira é mostrada no Quadro 8 a seguir.

Quadro 8 - Evolução tarifária

Tarifas							
Ano de operação	Ano	Tarifa de Aplicação	ICMS	PIS+COFINS	Tarifa Cheia	Desconto FIO B	Tarifa de Injeção
0	2024	0,722	20%	2,56%	0,933	30%	0,709
1	2025	0,766	20%	2,56%	0,989	45%	0,709
2	2026	0,811	20%	2,56%	1,048	60%	0,705
3	2027	0,860	20%	2,56%	1,111	75%	0,699
4	2028	0,912	20%	2,56%	1,177	90%	0,690
5	2029	0,966	20%	2,56%	1,248	90%	0,731
6	2030	1,024	20%	2,56%	1,323	90%	0,775
7	2031	1,086	20%	2,56%	1,402	90%	0,822
8	2032	1,151	20%	2,56%	1,486	90%	0,871
9	2033	1,220	20%	2,56%	1,576	90%	0,923
10	2034	1,293	20%	2,56%	1,670	90%	0,979
11	2035	1,371	20%	2,56%	1,770	90%	1,038
12	2036	1,453	20%	2,56%	1,877	90%	1,100
13	2037	1,540	20%	2,56%	1,989	90%	1,166
14	2038	1,633	20%	2,56%	2,109	90%	1,236
15	2039	1,731	20%	2,56%	2,235	90%	1,310
16	2040	1,835	20%	2,56%	2,369	90%	1,389
17	2041	1,945	20%	2,56%	2,511	90%	1,472
18	2042	2,061	20%	2,56%	2,662	90%	1,560
19	2043	2,185	20%	2,56%	2,822	90%	1,654
20	2044	2,316	20%	2,56%	2,991	90%	1,753
21	2045	2,455	20%	2,56%	3,170	90%	1,858
22	2046	2,602	20%	2,56%	3,361	90%	1,970
23	2047	2,759	20%	2,56%	3,562	90%	2,088
24	2048	2,924	20%	2,56%	3,776	90%	2,213
25	2049	3,100	20%	2,56%	4,003	90%	2,346

Fonte: Próprio Autor

Portanto, é possível concluir que devido a compensação de FIO B a tarifa irá diminuir até 2028, porém adotando que a compensação do FIO B irá permanecer de 90% a partir de 2028 o valor da tarifa de injeção irá voltar a aumentar, o que é bastante positivo para a viabilidade financeira da usina.

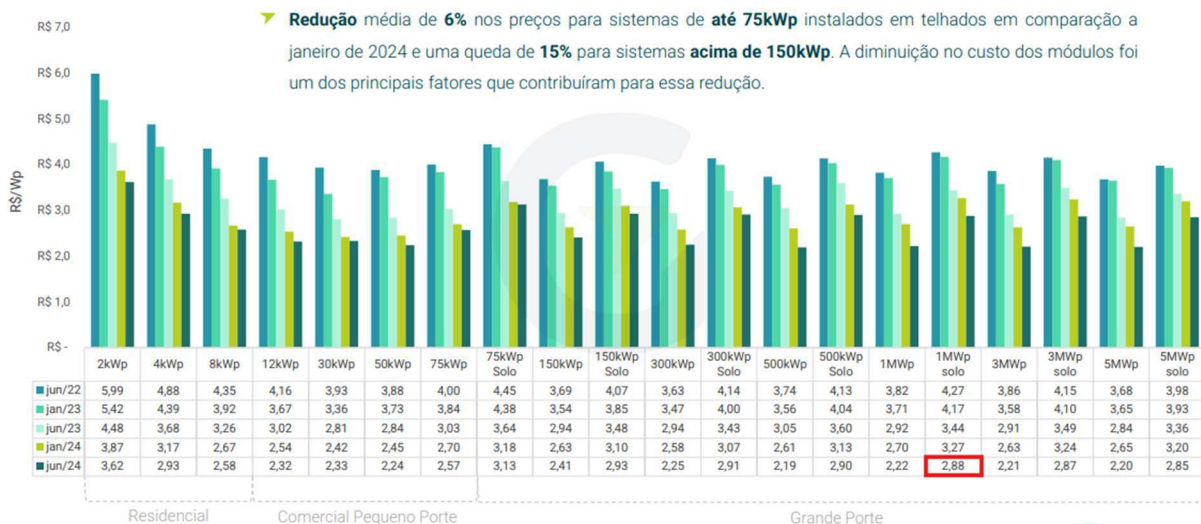
5.3 Análise de Fluxo de Caixa

Como já citado anteriormente, o fluxo de caixa trata-se de entender as transações que ocorreram para o investimento do projeto, juntamente com os gastos envolvidos. Logo, para fazer uma análise de transferências monetárias completas é preciso entender que o fluxo de caixa pode ser resumido como a Equação 10 a seguir.

$$\text{Fluxo de caixa} = \text{Receita Bruta} - (\text{Gastos operacionais} + \text{Impostos}) \quad (10)$$

Considerando as premissas financeiras e técnicas definidas anteriormente, a construção do fluxo começa com a definição dos valores base. Portanto, o gasto necessário para a construção da usina, ou seja, o CAPEX será de 2,88 R\$/kWp, que foi obtido pelo estudo realizado pela empresa Greener para usinas de 1MW (GREENER, 2024), sendo mostrado na Figura 36 a seguir.

Figura 36 - Preços dos sistemas fotovoltaicos



Fonte: Greener, 2024

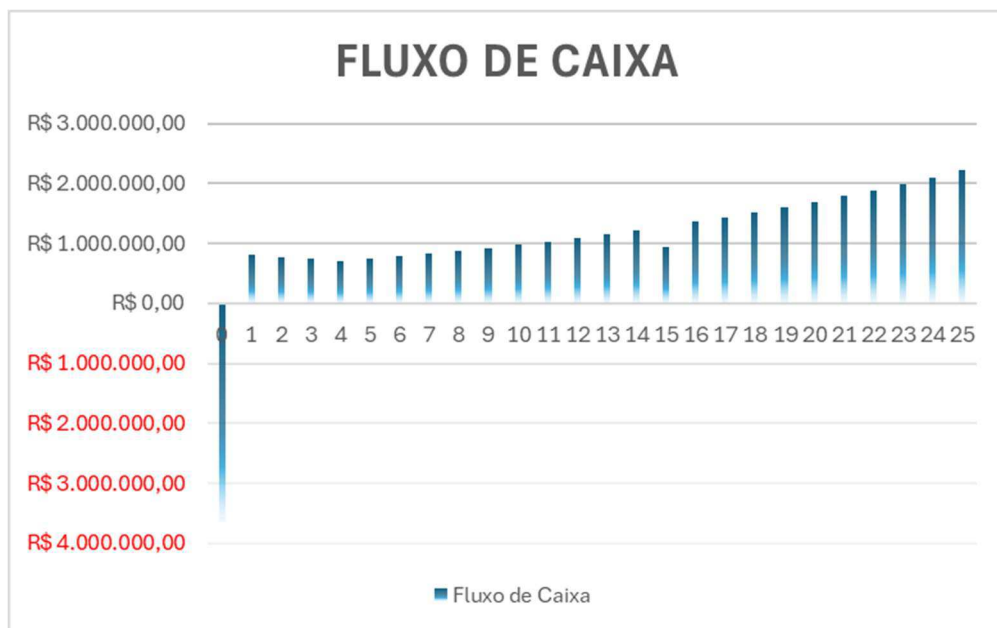
Logo, para este projeto, considerando uma potência pico de 1.263.600 kWp, tem-se um CAPEX de R\$ 3.639.168,00. Ademais, outro gasto a ser definido é o OPEX, custo operacional de manutenção da usina, o qual por meio do mesmo estudo da Greener foi definido como 2,0% do CAPEX (GREENER, 2024), logo o valor inicial é de R\$ 72.783,36, o qual será anualmente corrigido com a inflação. Ademais, o arrendamento do terreno custando R\$ 1.200,00/ha, gera um gasto de R\$ 50.400,00 base, sendo corrigido anualmente pela inflação.

Ademais, restam os custos tarifários de contratação de demanda, sendo ajustada conforme o crescimento tarifário anual definido de 6%, valor estipulado pela Aneel, os custos da empresa integradora de locação de energia, sendo definida por 15% e um gasto pontual pela troca de inversores no 15º ano de operação da usina, sendo cotado por R\$ 339.200,00. Portanto, somando tais fluxos de gasto com os valores de impostos pagos anualmente, sendo estimados por 18% da receita bruta, representam os fluxos monetários de saída do caixa.

Outrossim, o fator representante de receita anual está relacionado com o processo de rateio da energia gerada, sendo o fator primordial para a análise de viabilidade do empreendimento, sendo tal energia direcionada por meio do sistema de compensação e da empresa integradora que aloca aos clientes.

Portanto, tendo como base tais valores e suas correções anuais, gera o fluxo de caixa bastante positivo que é mostrado a seguir no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Fluxo de Caixa



Fonte: Próprio Autor

Por fim, para um melhor entendimento do fluxo de caixa e uma melhor visualização de valores para o cálculo de outros indicadores de análise, a seguir será mostrado o fluxo de caixa detalhado, juntamente com o fluxo de caixa acumulado.

Quadro 9 - Fluxo de caixa do ano 1 ao 7

ANO DE OPERAÇÃO	0	1	2	3	4	5	6	7
ANO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Inflação	3,82%	3,51%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
Geração Anual média (kWh) [1]		2485966,00	2474779,15	2463642,65	2452556,25	2441519,75	2430532,91	2419595,51
Decaimento dos Módulos	2%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%
Decaimento Acumulado dos Módulos	100%	98%	97,55%	97,10%	96,65%	96,20%	95,75%	95,30%
Tarifa Concessionária Ajustada (R\$/kWh) [2]	0,71	0,71	0,71	0,70	0,69	0,73	0,78	0,82
RECEITA BRUTA [1] X [2]		R\$ 1.761.615,94	R\$ 1.745.909,45	R\$ 1.723.094,48	R\$ 1.692.433,72	R\$ 1.785.906,83	R\$ 1.884.542,47	R\$ 1.988.625,75
Arrendamento		R\$ 52.325,28	R\$ 54.161,90	R\$ 56.057,56	R\$ 58.019,58	R\$ 60.050,26	R\$ 62.152,02	R\$ 64.327,34
Gasto Tarifário (TUSDg)		R\$ 245.655,00	R\$ 260.394,30	R\$ 276.017,96	R\$ 292.579,04	R\$ 310.133,78	R\$ 328.741,80	R\$ 348.466,31
Gasto Operacional (OPEX)		R\$ 75.563,68	R\$ 78.215,97	R\$ 80.953,53	R\$ 83.786,90	R\$ 86.719,44	R\$ 89.754,62	R\$ 92.896,04
Desconto de Benefício Comercializadora		R\$ 264.242,39	R\$ 261.886,42	R\$ 258.464,17	R\$ 253.865,06	R\$ 267.886,02	R\$ 282.681,37	R\$ 298.293,86
Troca de Inversores (15º ANO)		-	-	-	-	-	-	-
GASTOS TOTAIS ANUAIS		R\$ 637.786,36	R\$ 654.658,59	R\$ 671.493,22	R\$ 688.250,57	R\$ 724.789,51	R\$ 763.329,82	R\$ 803.983,55
DEMONSTRATIVO DE CAIXA								
RECEITA BRUTA	-	R\$ 1.761.615,94	R\$ 1.745.909,45	R\$ 1.723.094,48	R\$ 1.692.433,72	R\$ 1.785.906,83	R\$ 1.884.542,47	R\$ 1.988.625,75
GASTOS TOTAIS ANUAIS	-	R\$ 637.786,36	R\$ 654.658,59	R\$ 671.493,22	R\$ 688.250,57	R\$ 724.789,51	R\$ 763.329,82	R\$ 803.983,55
IMPOSTOS	-	R\$ 317.090,87	R\$ 314.263,70	R\$ 310.157,01	R\$ 304.638,07	R\$ 321.463,23	R\$ 339.217,64	R\$ 357.952,63
CAPEX	R\$ 3.639.168,00	-	-	-	-	-	-	-
FLUXO DE CAIXA	R\$ 3.639.168,00	R\$ 806.738,72	R\$ 776.987,17	R\$ 741.444,25	R\$ 699.545,07	R\$ 739.654,09	R\$ 781.995,00	R\$ 826.689,56
FLUXO DE CAIXA ACUMULADO	R\$ 3.639.168,00	R\$ 2.832.429,28	R\$ 2.055.442,12	R\$ 1.313.997,87	R\$ 614.452,79	R\$ 125.201,30	R\$ 907.196,30	R\$ 1.733.885,86

Fonte: Próprio Autor

Quadro 10 - Fluxo de caixa do ano 8 ao 15

ANO DE OPERAÇÃO	8	9	10	11	12	13	14	15
ANO	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Inflação	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
Geração Anual média (kWh) [1]	2408707,33	2397868,15	2387077,75	2376335,90	2365642,38	2354996,99	2344399,51	2333849,71
Decaimento dos Módulos	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%
Decaimento Acumulado dos Módulos	94,85%	94,40%	93,95%	93,50%	93,05%	92,60%	92,15%	91,70%
Tarifa Concessionária Ajustada (R\$/kWh) [2]	0,87	0,92	0,98	1,04	1,10	1,17	1,24	1,31
RECEITA BRUTA [1] X [2]	R\$ 2.098.457,55	R\$ 2.214.355,36	R\$ 2.336.654,20	R\$ 2.465.707,61	R\$ 2.601.888,65	R\$ 2.745.590,96	R\$ 2.897.229,94	R\$ 3.057.243,95
Arrendamento	R\$ 66.578,80	R\$ 68.909,06	R\$ 71.320,88	R\$ 73.817,11	R\$ 76.400,71	R\$ 79.074,73	R\$ 81.842,35	R\$ 84.706,83
Gasto Tarifário (TUSDg)	R\$ 369.374,29	R\$ 391.536,75	R\$ 415.028,95	R\$ 439.930,69	R\$ 466.326,53	R\$ 494.306,12	R\$ 523.964,49	R\$ 555.402,36
Gasto Operacional (OPEX)	R\$ 96.147,40	R\$ 99.512,56	R\$ 102.995,50	R\$ 106.600,34	R\$ 110.331,35	R\$ 114.192,95	R\$ 118.189,70	R\$ 122.326,34
Desconto de Benefício Comercializadora	R\$ 314.768,63	R\$ 332.153,30	R\$ 350.498,13	R\$ 369.856,14	R\$ 390.283,30	R\$ 411.838,64	R\$ 434.584,49	R\$ 458.586,59
Troca de Inversores (15º ANO)	-	-	-	-	-	-	-	R\$ 339.200,00
GASTOS TOTAIS ANUAIS	R\$ 846.869,12	R\$ 892.111,67	R\$ 939.843,46	R\$ 990.204,28	R\$ 1.043.341,88	R\$ 1.099.412,44	R\$ 1.158.581,03	R\$ 1.560.222,12
DEMONSTRATIVO DE CAIXA								
RECEITA BRUTA	R\$ 2.098.457,55	R\$ 2.214.355,36	R\$ 2.336.654,20	R\$ 2.465.707,61	R\$ 2.601.888,65	R\$ 2.745.590,96	R\$ 2.897.229,94	R\$ 3.057.243,95
GASTOS TOTAIS ANUAIS	R\$ 846.869,12	R\$ 892.111,67	R\$ 939.843,46	R\$ 990.204,28	R\$ 1.043.341,88	R\$ 1.099.412,44	R\$ 1.158.581,03	R\$ 1.560.222,12
IMPOSTOS	R\$ 377.722,36	R\$ 398.583,96	R\$ 420.597,76	R\$ 443.827,37	R\$ 468.339,96	R\$ 494.206,37	R\$ 521.501,39	R\$ 550.303,91
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUXO DE CAIXA	R\$ 873.866,07	R\$ 923.659,72	R\$ 976.212,99	R\$ 1.031.675,97	R\$ 1.090.206,80	R\$ 1.151.972,14	R\$ 1.217.147,52	R\$ 946.717,92
FLUXO DE CAIXA ACUMULADO	R\$ 2.607.751,92	R\$ 3.531.411,65	R\$ 4.507.624,64	R\$ 5.539.300,60	R\$ 6.629.507,41	R\$ 7.781.479,55	R\$ 8.998.627,07	R\$ 9.945.344,99

Fonte: Próprio Autor

Quadro 11 - Fluxo de caixa do ano 16 ao 20

ANO DE OPERAÇÃO	16	17	18	19	20
ANO	2040	2041	2042	2043	2044
Inflação	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
Geração Anual média (kWh) [1]	2323347,39	2312892,32	2302484,31	2292123,13	2281808,57
Decaimento dos Módulos	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%
Decaimento Acumulado dos Módulos	91,25%	90,80%	90,35%	89,90%	89,45%
Tarifa Concessionária Ajustada (R\$/kWh) [2]	1,39	1,47	1,56	1,65	1,75
RECEITA BRUTA [1] X [2]	R\$ 3.226.095,54	R\$ 3.404.272,79	R\$ 3.592.290,78	R\$ 3.790.693,00	R\$ 4.000.052,97
Arrendamento	R\$ 87.671,57	R\$ 90.740,07	R\$ 93.915,97	R\$ 97.203,03	R\$ 100.605,14
Gasto Tarifário (TUSDg)	R\$ 588.726,50	R\$ 624.050,09	R\$ 661.493,10	R\$ 701.182,68	R\$ 743.253,65
Gasto Operacional (OPEX)	R\$ 126.607,76	R\$ 131.039,03	R\$ 135.625,40	R\$ 140.372,29	R\$ 145.285,32
Desconto de Benefício Comercializadora	R\$ 483.914,33	R\$ 510.640,92	R\$ 538.843,62	R\$ 568.603,95	R\$ 600.007,95
Troca de Inversores (15º ANO)	-	-	-	-	-
GASTOS TOTAIS ANUAIS	R\$ 1.286.920,16	R\$ 1.356.470,12	R\$ 1.429.878,09	R\$ 1.507.361,96	R\$ 1.589.152,05
DEMONSTRATIVO DE CAIXA					
RECEITA BRUTA	R\$ 3.226.095,54	R\$ 3.404.272,79	R\$ 3.592.290,78	R\$ 3.790.693,00	R\$ 4.000.052,97
GASTOS TOTAIS ANUAIS	R\$ 1.286.920,16	R\$ 1.356.470,12	R\$ 1.429.878,09	R\$ 1.507.361,96	R\$ 1.589.152,05
IMPOSTOS	R\$ 580.697,20	R\$ 612.769,10	R\$ 646.612,34	R\$ 682.324,74	R\$ 720.009,54
CAPEX	-	-	-	-	-
FLUXO DE CAIXA	R\$ 1.358.478,18	R\$ 1.435.033,57	R\$ 1.515.800,35	R\$ 1.601.006,30	R\$ 1.690.891,39
FLUXO DE CAIXA ACUMULADO	R\$ 11.303.823,17	R\$ 12.738.856,74	R\$ 14.254.657,09	R\$ 15.855.663,40	R\$ 17.546.554,79

Fonte: Próprio Autor

Quadro 12 - Fluxo de caixa do ano 21 ao 25

ANO DE OPERAÇÃO	21	22	23	24	25
ANO	2045	2046	2047	2048	2049
Inflação	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
Geração Anual média (kWh) [1]	2271540,43	2261318,50	2251142,57	2241012,43	2230927,87
Decaimento dos Módulos	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%
Decaimento Acumulado dos Módulos	89,00%	88,55%	88,10%	87,65%	87,20%
Tarifa Concessionária Ajustada (R\$/kWh) [2]	1,86	1,97	2,09	2,21	2,35
RECEITA BRUTA [1] X [2]	R\$ 4.220.975,90	R\$ 4.454.100,40	R\$ 4.700.100,36	R\$ 4.959.686,91	R\$ 5.233.610,41
Arrendamento	R\$ 104.126,32	R\$ 107.770,74	R\$ 111.542,72	R\$ 115.446,71	R\$ 119.487,35
Gasto Tarifário (TUSDg)	R\$ 787.848,86	R\$ 835.119,80	R\$ 885.226,98	R\$ 938.340,60	R\$ 994.641,04
Gasto Operacional (OPEX)	R\$ 150.370,30	R\$ 155.633,27	R\$ 161.080,43	R\$ 166.718,24	R\$ 172.553,38
Desconto de Benefício Comercializadora	R\$ 633.146,38	R\$ 668.115,06	R\$ 705.015,05	R\$ 743.953,04	R\$ 785.041,56
Troca de Inversores (15º ANO)	-	-	-	-	-
GASTOS TOTAIS ANUAIS	R\$ 1.675.491,87	R\$ 1.766.638,86	R\$ 1.862.865,18	R\$ 1.964.458,59	R\$ 2.071.723,33
DEMONSTRATIVO DE CAIXA					
RECEITA BRUTA	R\$ 4.220.975,90	R\$ 4.454.100,40	R\$ 4.700.100,36	R\$ 4.959.686,91	R\$ 5.233.610,41
GASTOS TOTAIS ANUAIS	R\$ 1.675.491,87	R\$ 1.766.638,86	R\$ 1.862.865,18	R\$ 1.964.458,59	R\$ 2.071.723,33
IMPOSTOS	R\$ 759.775,66	R\$ 801.738,07	R\$ 846.018,07	R\$ 892.743,64	R\$ 942.049,87
CAPEX	-	-	-	-	-
FLUXO DE CAIXA	R\$ 1.785.708,36	R\$ 1.885.723,47	R\$ 1.991.217,11	R\$ 2.102.484,67	R\$ 2.219.837,21
FLUXO DE CAIXA ACUMULADO	R\$ 19.332.263,15	R\$ 21.217.986,62	R\$ 23.209.203,73	R\$ 25.311.688,40	R\$ 27.531.525,61

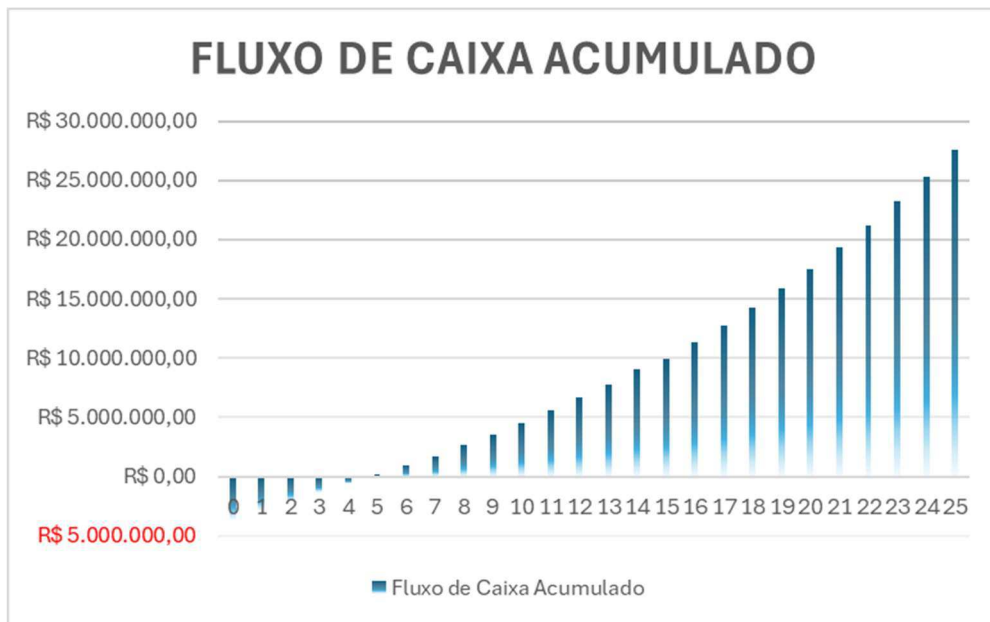
Fonte: Próprio Autor

Portanto, é possível observar que tal fluxo de caixa é bem positivo e que indica, com exceção do primeiro ano em que o investidor entrou com o CAPEX, que não é necessário entrar com mais aporte financeiro, visto que a usina consegue compensar seus custos anuais.

5.4 Análise de Payback

Outro indicador importante para a análise de viabilidade é o *Payback*, o qual, como já citado, representa o período mínimo para retorno do investimento. Logo para este trabalho e considerando o fluxo de caixa anterior, o Gráfico 2 representa o fluxo de caixa acumulado indicando o momento em que ocorre o ponto de equilíbrio do investimento.

Gráfico 2 - Fluxo de caixa acumulado



Fonte: Próprio Autor

Portanto, por meio deste gráfico é possível ver que o ponto de equilíbrio está entre os anos 4 e 5, mais precisamente em 4,83 anos. Tal resultado é bem positivo, visto que conforme estudos da Greener o *Payback* médio para projetos acima de 300 kW e de média tensão no país é de 4 a 6 anos. Por fim, tal métrica trouxe um resultado bastante positivo da análise por indicar um retorno antes 20% do período de operação da usina.

5.5 Análise de VPL

O Valor Presente Líquido, indicador que ajusta os valores do fluxo de caixa conforme uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA), foi calculado conforme a equação 1. Ademais, para estimar a TMA foi adotado o valor da taxa de Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) para o ano de 2024, a qual representa 10,5% conforme dados do Banco Central do Brasil, um excelente valor base para ajustes.

Logo, o resultado do VPL foi um valor positivo de R\$ 4.926.976,31, indicando que os valores de receitas futuras excedem os custos de investimento inicial. Ademais, alinhado com os indicadores anteriores demonstra fortes indícios de viabilidade financeira.

5.6 Análise de TIR

A última métrica a ser analisada é a Taxa Interna de Retorno, a qual representa a taxa de retorno anual do investimento. Logo, os resultados foram bastante positivos, visto que a taxa atingiu 23,05%, o que é um valor bem acentuado em relação à TMA de 10,5% estimada.

Ademais, conforme o estudo da Greener citado anteriormente, a taxa média de TIR para GD II ao longo do país é de 18% atingindo 24%, logo o resultado obtido superou consideravelmente a média nacional. Portanto, somando aos resultados dos indicadores anteriores, a viabilidade financeira possui fortes indícios de ser positiva.

6. CONCLUSÃO

Portanto, pode ser concluído que, pela análise dos resultados obtidos, os objetivos principais de fazer uma análise técnica e, principalmente, uma análise financeira para uma usina de minigeração após a lei 14300 entrar em vigor foram atingidos. Logo, este trabalho surge como uma demonstração de como a nova regulação funciona e é executada, além de obtermos indícios positivos de indicadores econômicos importantes para a tomada de decisão de possíveis investidores, mesmo diante do temor nacional perante a atuação desta lei.

Inicialmente, o dimensionamento foi feito por meio de um método de definição de premissas técnicas e equipamentos a serem utilizados, seguindo o referencial teórico técnico e, principalmente, o referencial teórico normativo, com base na REN ANEEL nº 1059/2023, na CNC-OMBR-MAT-20-0942-EDBR - R-03 e na CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR, o que resultou em uma usina com 1944 módulos de 650W e 4 inversores de 250 kW. Após isso, a simulação elaborada no software *Pvsyst* mostrou quantitativamente a geração da usina que atingiu mais de 2.500 MWh anuais e um Fator de capacidade de 22,9%, valores bastante positivos.

Outrossim, foi possível analisar um terreno no estado do Ceará e colher resultados de que o potencial energético solar brasileiro é bastante alto, o que pode ser comprovado por pesquisas que garantem que o potencial brasileiro de menor geração ainda é maior do que diversos países, como é o caso da Alemanha em que a maior radiação nacional, 1.200 kWh/m², ainda é menor que a região de menor radiação brasileira, de 1.500 kWh/m² (SCIELO,) e ainda assim a Alemanha se destaca como um dos pólos de maior tecnologia fotovoltaica mundial (PORTAL SOLAR). Logo, tal informação demonstra como o Brasil tende a crescer bastante neste setor e ampliar a matriz energética renovável nos próximos anos.

Ademais, trazendo para uma análise mais regional, este trabalho permitiu analisar detalhadamente a viabilidade financeira para uma usina no Ceará e que os resultados de ter um *payback* de 4,83 anos, equivalente a menos de 20% do tempo de operação da usina, uma TIR de 23,05%, indicando um retorno anual bem maior que investimentos baseados na SELIC, e um VPL positivo de mais de R\$ 4.900.000,00 demonstram como investir na construção de usina, seja de 1 MW ou maior, para locação pode ser bastante lucrativo.

Em suma, diante das alterações propostas pela lei 14300, o conteúdo apresentado neste trabalho reforça como a geração distribuída tem se tornado sólida e que, adotando uma regulamentação rígida e acessível, o setor que já vinha em crescimento terá uma impulsão ainda maior, podendo tornar o Brasil uma referência ainda maior no âmbito da geração fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica; ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Infográfico ABSOLAR**. Bela Vista, SP, 2024. Disponível em: < <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/> >. Acesso em: 30 mar. 2024.

AGUIAR, B.A. **Análise De Viabilidade Financeira de uma Usina Solar Fotovoltaica Localizada em Acarape-CE**. 47 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2022.

ALBUQUERQUE, M. K. D. O. **Estudo de Viabilidade para Implementação de um Sistema Fotovoltaico em um Parque de Abastecimento de Aeronaves em Fortaleza/CE**. 104 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2020.

ANEEL. **Matriz elétrica brasileira alcança 200 GW. 2024**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw>. Acesso em: 30 mar. 2024.

ANEEL. **Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição**. ANEEL, 2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf. Acesso em: 5 jun. 2024.

ANEEL. **Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.1 – Procedimentos Gerais, 2.6**. ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221008.html>. Acesso em: 20 mai. 2024.

BENITO, B. R. **Estudo de caso de viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico para atendimento da demanda elétrica de um galpão de estrutura metálica de manutenção de equipamentos industriais localizado na cidade de Campinas, estado de São Paulo**. 62 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo. São Paulo, 2021.

BORTOLOTO, V. A et al. **Geração de Energia Solar ON GRID e OFF GRID**. Artigo – FATEC – Botucatu, SP, 2017. Disponível em, <http://www.jornacitec.fatecbt.edu.br/index.php/VIJTC/VIJTC/paper/viewFile/1069/1234> >. Acesso em 15 abr. 2024.

BRASIL. Convênio ICMS 16 de 22 de abril de 2015. **Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**. Brasília, 2015.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. **Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências**. Brasília, 2022.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 1000 de 7 de dezembro de 2021. **Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências**. Brasília, 2021.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 1059 de 7 de fevereiro de 2023. **Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências**. Brasília, 2023.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 482 de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**. Brasília, 2012.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 687 de 24 de novembro de 2015. **Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.** Brasília, 2015.

CARVALHO, L. S. **Estudo De Viabilidade Para Implementação De Um Sistema Fotovoltaico Em Uma Distribuidora De Combustíveis.** 70 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2023.

CRESESB. **Tutorial de Energia Solar.** Rio de Janeiro: CEPTEL, 2006. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. Acesso em: 25 abr. 2024.

ENEL GREEN POWER. **Módulo fotovoltaico: o que é e como funciona.** ENEL, 2020. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis/energia-solar/modulo-fotovoltaico>. Acesso em: 25 mai. 2024.

ENERGÊS. **Diferença entre energia solar térmica e fotovoltaica.** Energês, 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/diferenca-entre-energia-solar-termica-e-fotovoltaica/>. Acesso em: 7 abr. 2024.

ENERGÊS. **Novo formato de compensação de energia.** Energês, 2023. Disponível em: <https://energes.com.br/novo-formato-de-compensacao-de-energia/>. Acesso em: 8 jun. 2024.

ENERGÊS. **Seguidor solar (tracker): o que é e como funciona.** Energês, 2021. Disponível em: < <https://energes.com.br/seguidor-solar-tracker/> >. Acesso em: 25 mai. 2024.

ENGELEVEN. **QGBT: Quadro Geral de Distribuição de Baixa Tensão.** Disponível em: <https://engeleven.com.br/solucoes/qgbt-quadro-geral-de-distribuicao-de-baixa-tensao/>. Acesso em: 30 mai. 2024.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional, 2023.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico->

681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf>. Acesso em 30 mar. 2024.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia, 2020**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em 30 mar. 2023.

FILHO, L.N.S. **Estudo de Caso da Lei 14.300 na Viabilidade Econômica de Projeto de Geração Distribuída Fotovoltaica para Consumidor do Grupo A**. 88 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Instituto Federal De Educação, Ciência E Tecnologia De Goiás. Itumbiara, 2023.

GREENER. **Estudo GD Agosto 2024: Referente ao 1º Semestre de 2024**. Greener, 2024. Disponível em: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2024/08/Estudo-GD-Agosto-2024-Referente-a-1o-Semestre-2024.-V.1.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2024.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída**. Greener, 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-2023/>. Acesso em: 5 jun. 2024.

INSOL ENERGIA. **Quais os principais tipos de estruturas de fixação para placas fotovoltaicas**. Insol Energia, 2021 Disponível em: <https://insolenergia.com.br/blog/quais-os-principais-tipos-de-estruturas-de-fixacao-para-placas-fotovoltaicas->. Acesso em: 30 mai. 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Electricity 2024: Analysis and forecast to 2026**. IEA, 2024. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6b2fd954-2017-408e-bf08-952fdd62118a/Electricity2024-Analysisandforecastto2026.pdf>. Acesso em: 4 abr. 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewables 2023**. IEA, 2023. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf. Acesso em: 4 abr. 2024.

LEHN, G. M. **Análise de Viabilidade Técnica e Econômica de Implantação de Usina Fotovoltaica como Uso Futuro para Recuperação de Área Degradada por Pedreira**. 94 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Ambiental), Universidade Federal do Rio Grande

do Sul. Porto Alegre, 2023.

OFERTA SOLAR. **Energia Heliotérmica: como funciona.** Oferta Solar, 2023. Disponível em: <https://ofertasolar.com.br/energia-heliotermica-como-funciona/>. Acesso em: 6 abr. 2024.

ORLANDI, L.R. **Análise de Viabilidade Técnica e Financeira para Implantação de uma Usina Solar Fotovoltaica de Minigeração Distribuída com Potência Instalada de 1 MW.** 50 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, 2022.

PIMENTEL, J. P. **Análise Do Marco Legal Da Geração Distribuída.** 45 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho”. Ilha Soleira, 2022.

PIVA, R. B.; **Economia Ambiental Sustentável: Os Combustíveis Fósseis e as Alternativas Energéticas.** 81 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Ciências Econômicas), Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2020.

PORTAL SOLAR. **Efeito fotoelétrico x efeito fotovoltaico: quais as diferenças.** Portal Solar, 2021. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/efeito-fotoeletrico-efeito-fotovoltaico>. Acesso em: 7 abr. 2024.

PORTAL SOLAR. **Energia solar: o que é e como funciona.** Portal Solar, 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar>. Acesso em: 10 abr. 2024.

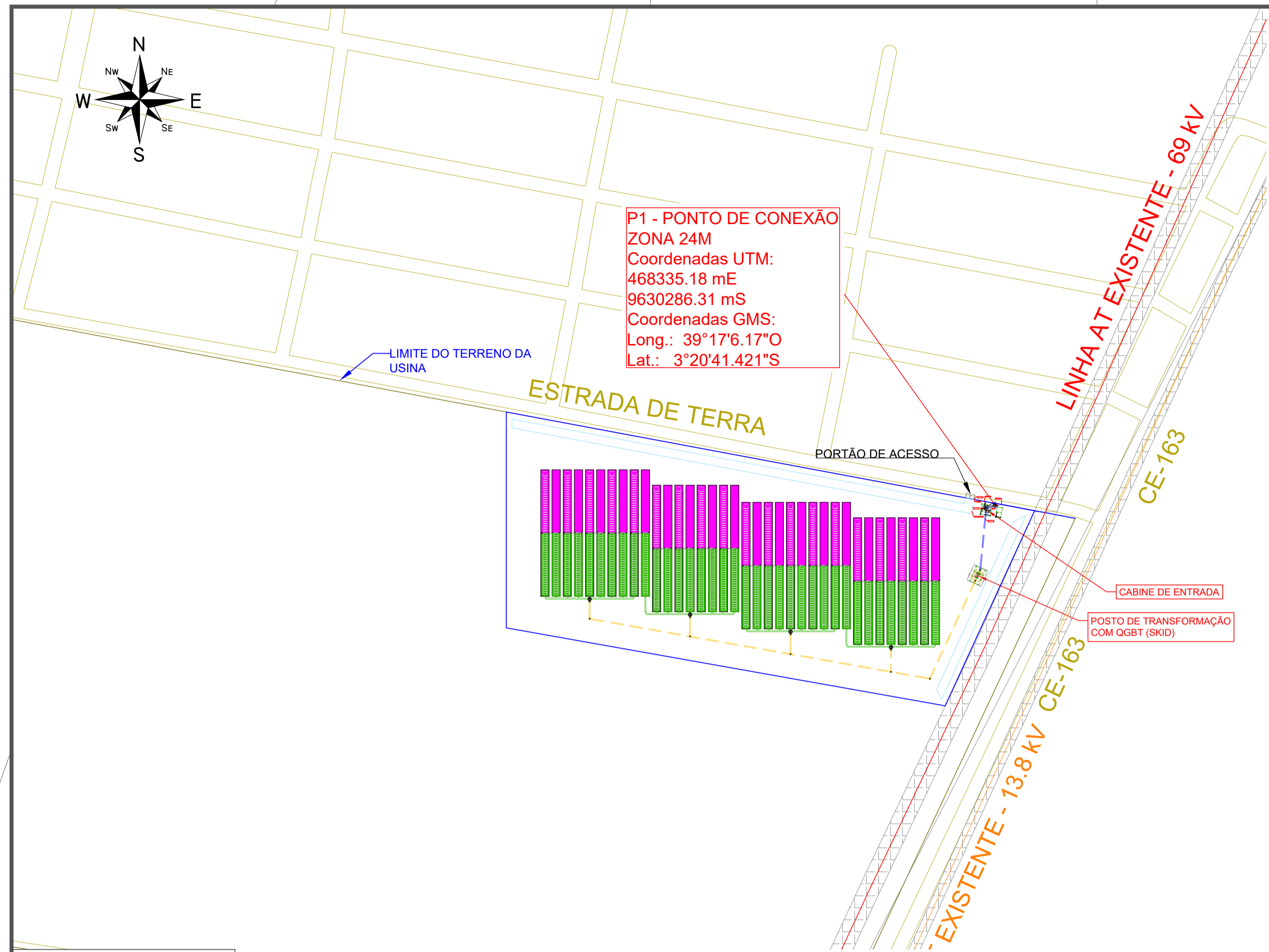
PORTAL SOLAR. **Energia solar térmica: o que é e como funciona.** Portal Solar, 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-aquecimento-agua-energia-solar-termica>. Acesso em: 7 abr. 2024.

PORTAL SOLAR. **Micro inversor solar grid tie: o que é e para que serve.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/micro-inversor-solar-grid-tie.html>. Acesso em: 18 mai. 2024.

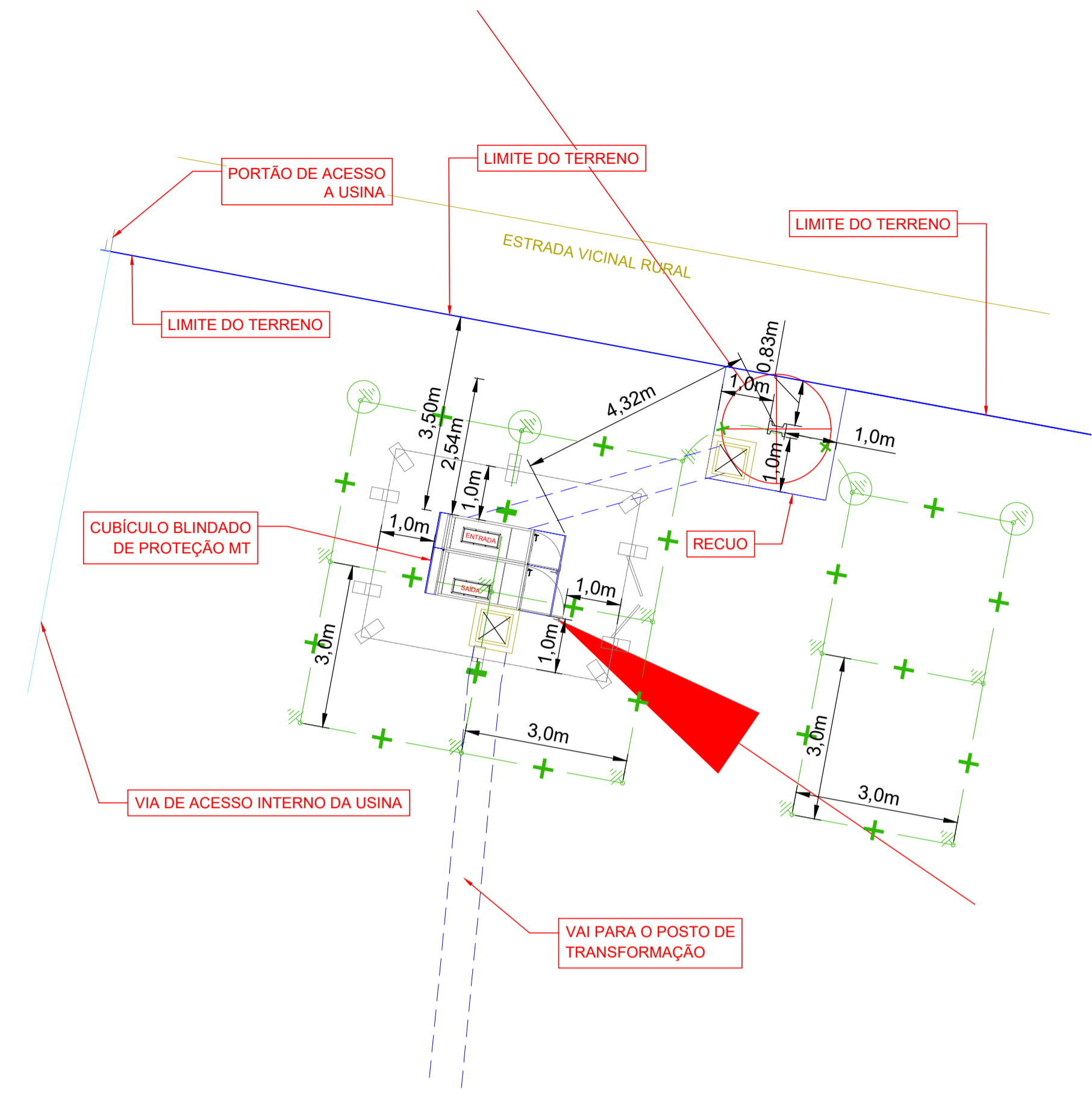
PORTAL SOLAR. **Painel solar: o que é e como funciona.** Portal Solar, 2024. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/painel-solar>. Acesso em: 15 abr. 2024.

ANEXOS

Plantas do Sistema Fotovoltaico (Situação e Diagrama Unifilar)



01 PLANTA DE SITUAÇÃO
ESCALA: 1/2000



02 DETALHE PONTO DE ENTREGA
ESCALA: SEM

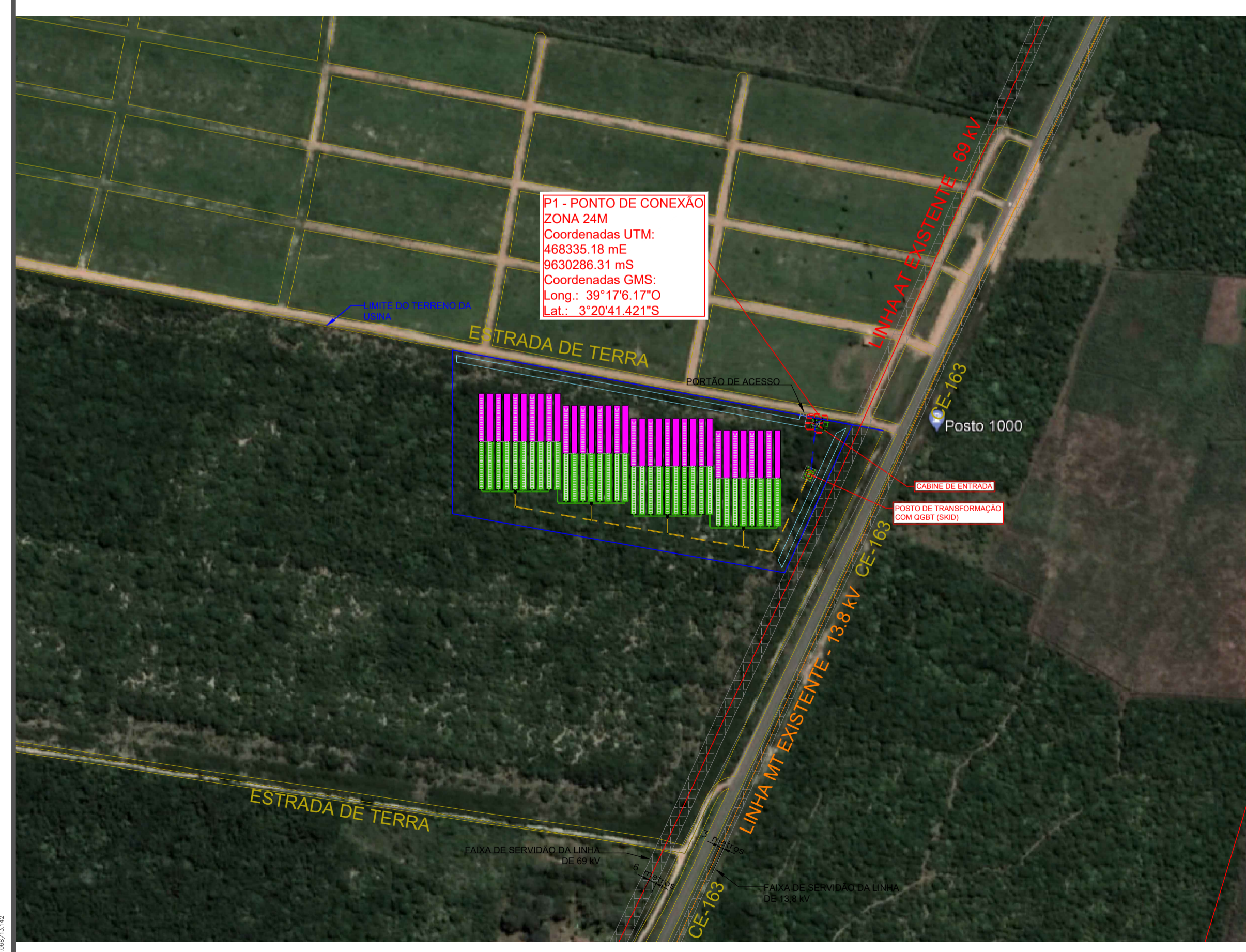
NOTAS:
1. De forma a facilitar o acesso da concessionária ao ponto de conexão, deverá haver um recuo na cerca de limitação da propriedade.
2. A distância entre a cabine de medição e o ponto de conexão com a rede da concessionária não deverá exceder 5m.

LEGENDA	
SÍMBOLO	DESCRIÇÃO
	CABINE DE PROTEÇÃO
	LIMITE DO TERRENO
	STRINGS
	LINHA DE DISTRIBUIÇÃO EXISTENTE
	PONTO DE ENTREGA
	TRANSFORMADOR COM OGBT ACOPLADO
	CAIXA DE PASSAGEM
	VALA DE ALIMENTADORES DE MÉDIA TENSÃO EM CORRENTE ALTERNADA
	VALA DE ALIMENTADORES DE BAIXA TENSÃO EM CORRENTE ALTERNADA
	VALA DE ALIMENTADORES DE BAIXA TENSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA
	POSTE DE CONCRETO PARA USO EM SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO. A INSTALAR;

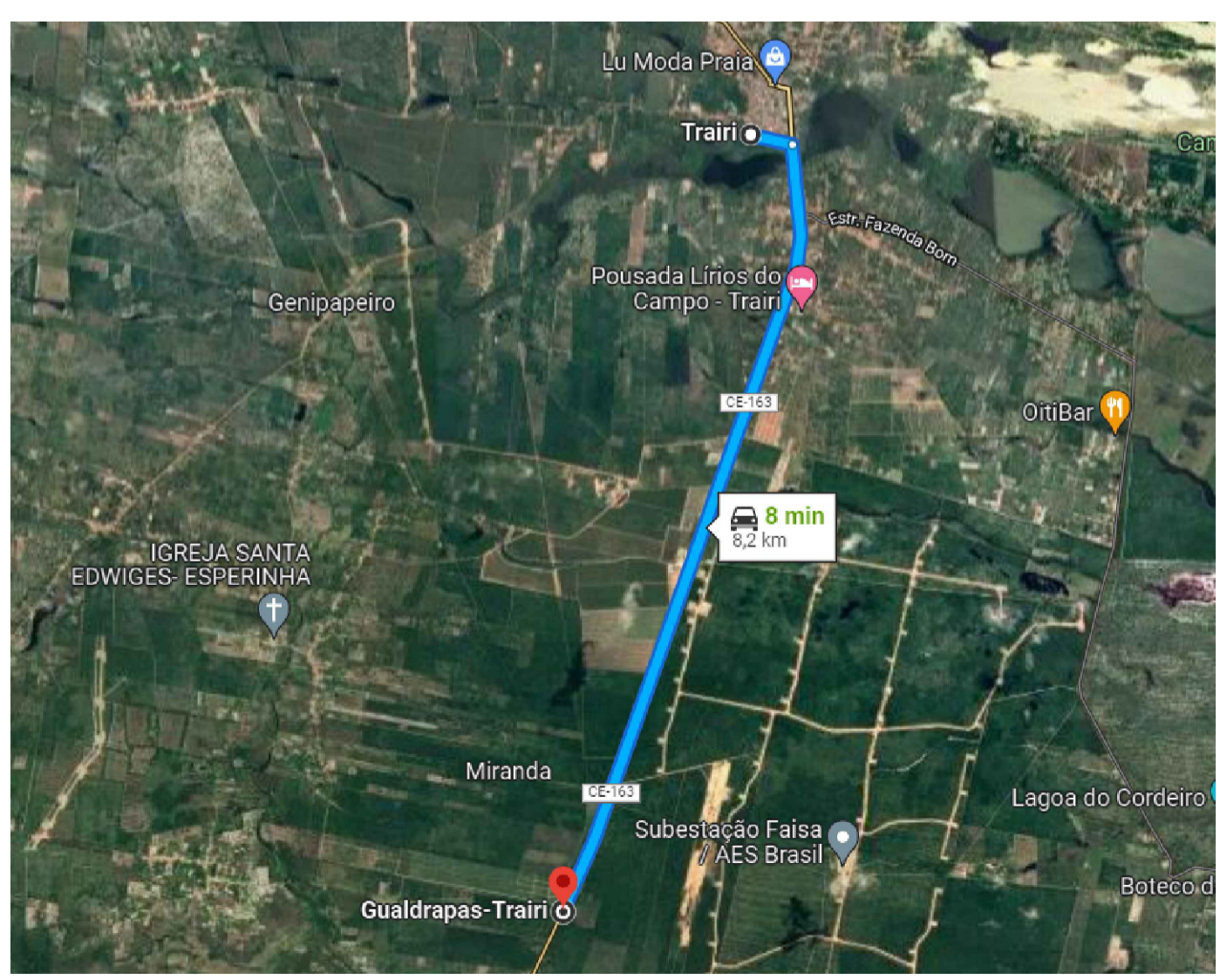
INFORMAÇÕES GERAIS USINA FOTOVOLTAICA TRA-01-1.0 MW:

LOCALIZAÇÃO DA USINA:
- ESTADO: CEARÁ
- MUNICÍPIO: TRAIRI

DEFINIÇÃO DO SISTEMA:
- INVERSORES: 1000 kW (4 INVERSORES)
- MÓDULOS: 1263,6kWp (1944 MÓDULOS)
- TRACKERS: 18 TRACKERS
- FDI: 1,2636
- TRANSFORMADOR: 1100 KVA



03 LAYOUT USINA FOTOVOLTAICA
ESCALA: SEM



04 LOCALIZAÇÃO
ESCALA: SEM

Trairi
CE, 62690-000

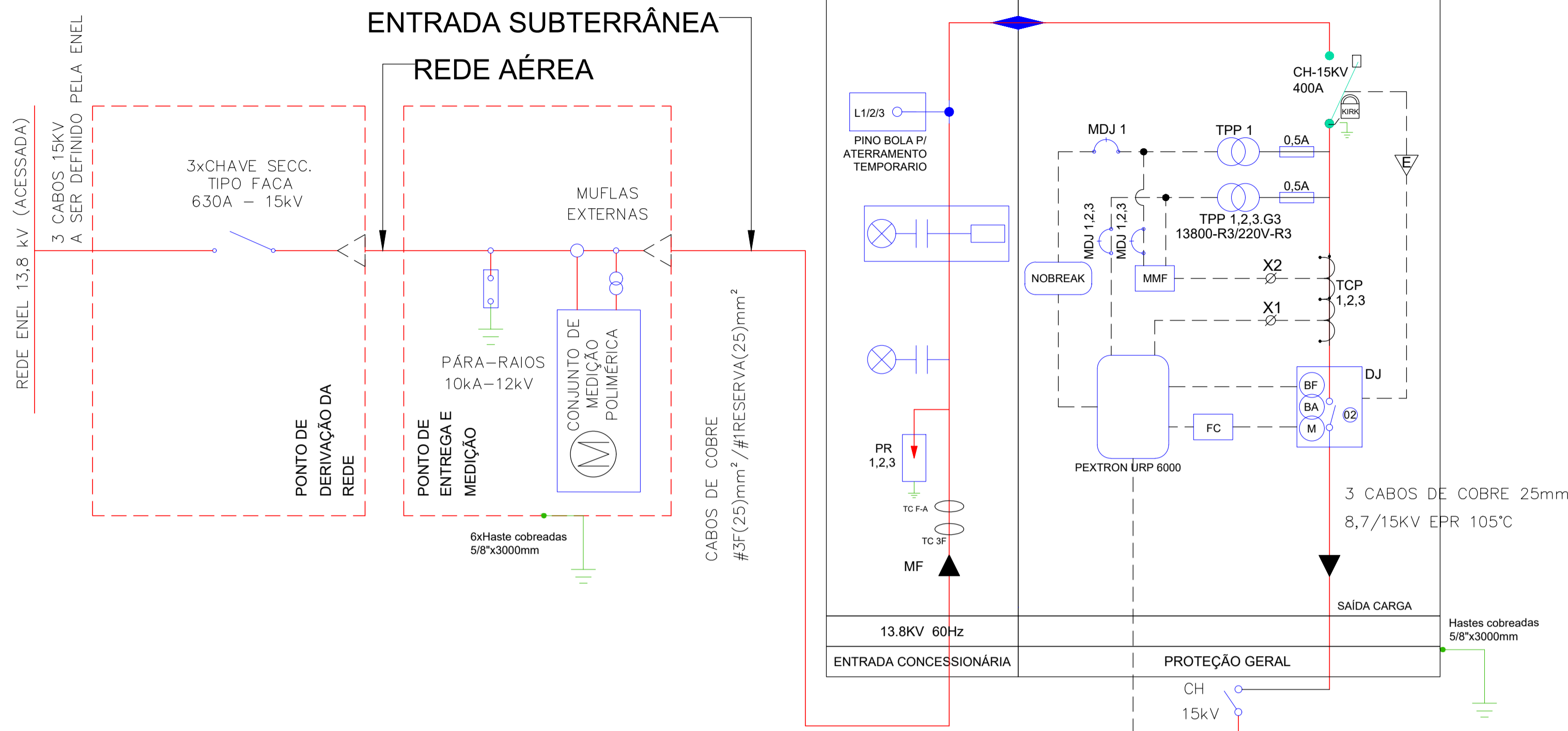
↑ Siga na direção sudeste na R. Tolentino Chaves em direção à R. Padre Irineu Lima Verde
400 m

↪ Vire à direita na Gualdrapas-Trairi/Av. Sen. Virgílio Tavora Meireles
7,8 km

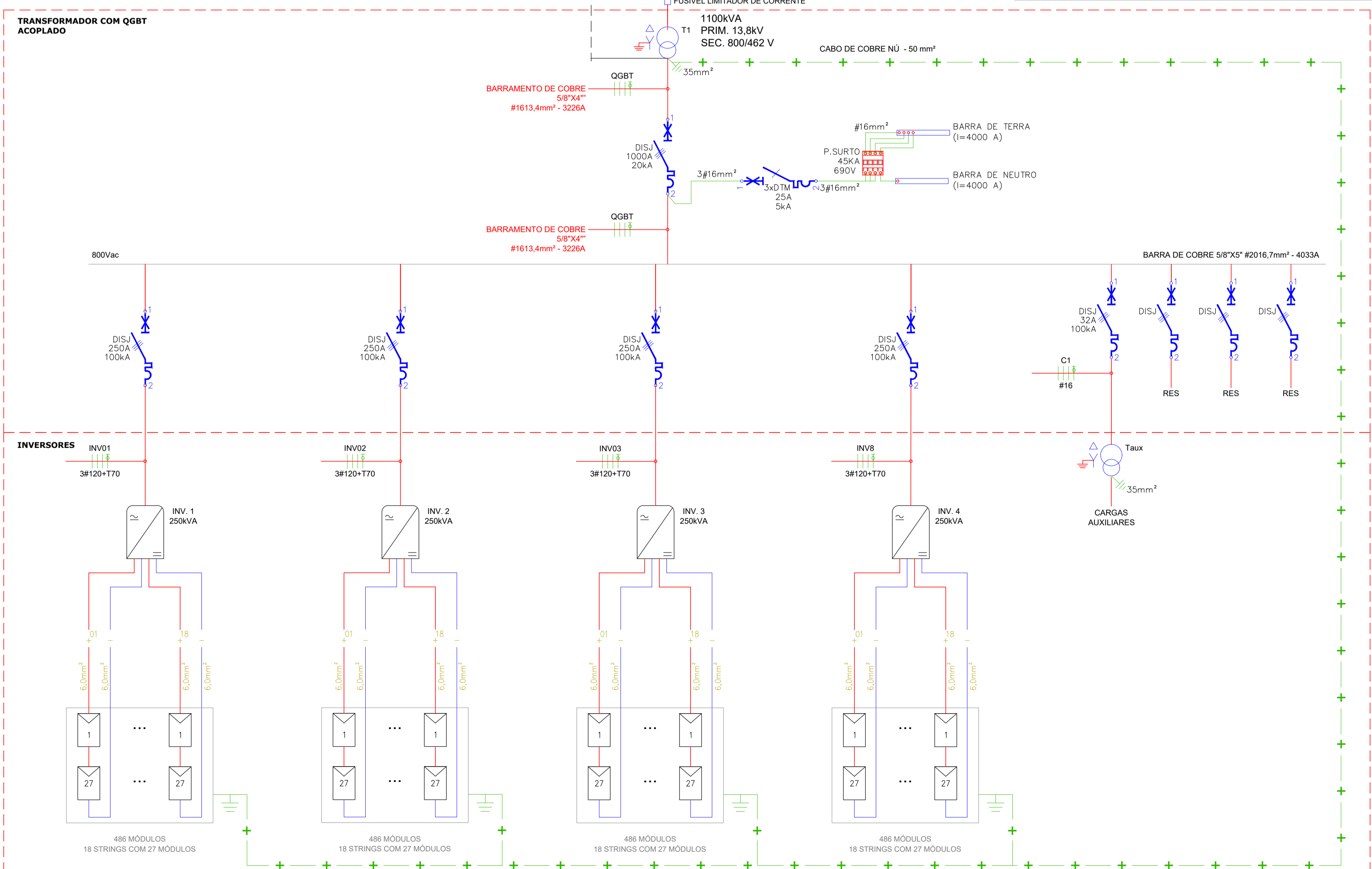
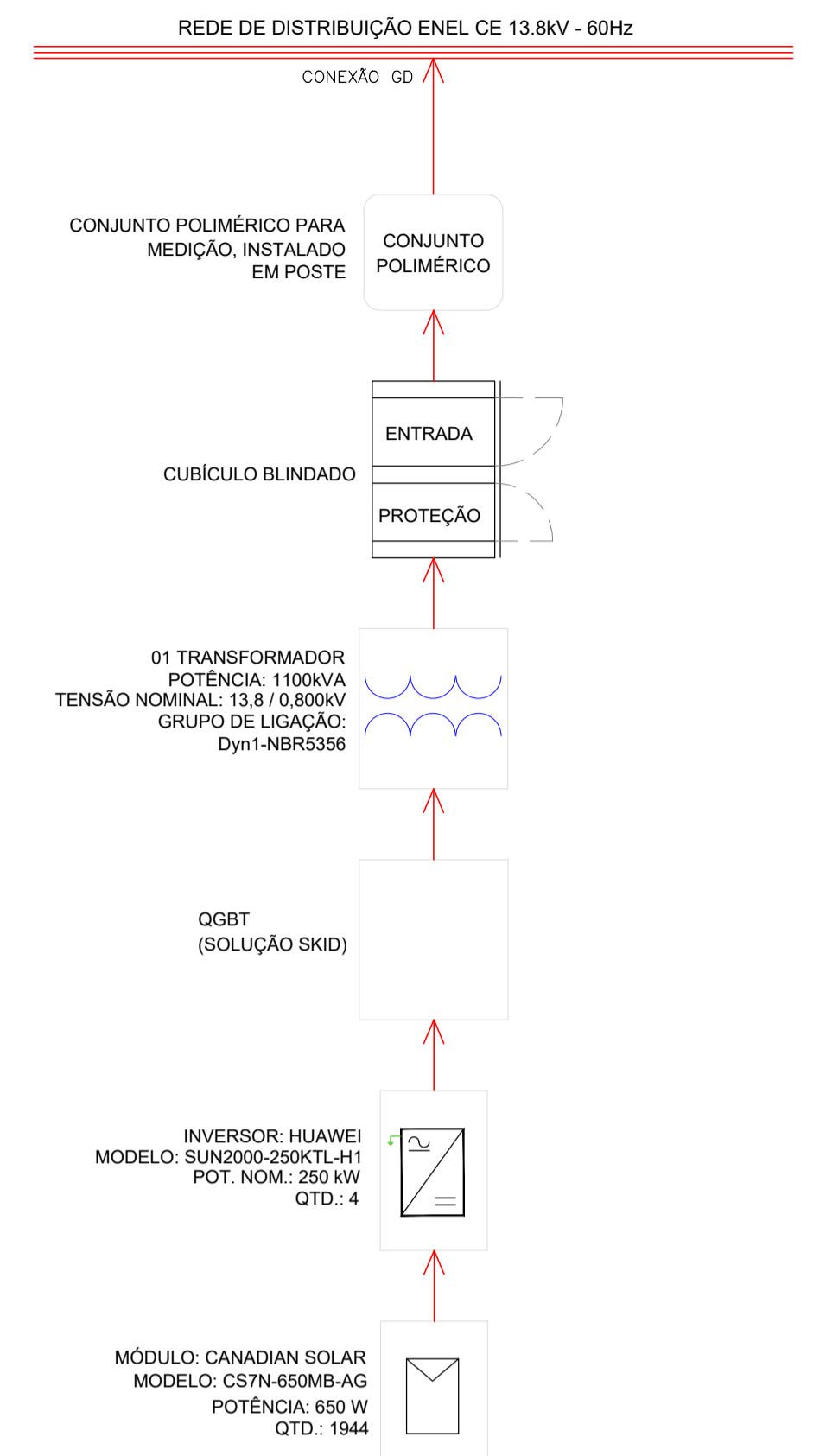
1 Continue na Gualdrapas-Trairi

Gualdrapas-Trairi - Gualdrapas
Trairi - CE, 62690-000

EMPRESA				CLIENTE	
00	AGO/2024	ALJRY AL	PRIMEIRA EMISSÃO		
Nº	DATA	RESP.	DESCRIÇÃO		
OBRA:				USINA FOTOVOLTAICA TRA-01-1.0MW TRAIRI - CE	
CONTEÚDO:			CLIENTE:		
PLANTA DE SITUAÇÃO			FASE DO PROJETO:		
LAYOUT USINA FOTOVOLTAICA			Projeto de GD		
LOCALIZAÇÃO			DOCUMENTAÇÃO:		
			Aury Albuquerque		
RESPONSÁVEL TÉCNICO:			ESCALA:	DATA:	PRANCHA:
			INDICADA	AGO/2024	GD - 01/02



02 LEGENDA DE BLOCOS DA USINA FOTOVOLTAICA
ESCALA: SEM



01 DIAGRAMA UNIFILAR DA USINA FOTOVOLTAICA
ESCALA: SEM

NOTAS:
1. De forma a facilitar o acesso da concessionária ao ponto de conexão, deverá haver um recuo na cerca de limitação da propriedade.
2. A distância entre o gabinete de medição e o ponto de conexão com a rede da concessionária não deverá exceder 5m.

FUNÇÕES DO RELÉ DE PROTEÇÃO PRIMÁRIA	
SUB E SOBRE CORRENTE	37, 50, 50N, 50GS, 50Q, 50BF 51, 51V, 51C, 51N, 51GS, 51Q, 51BF
SUB E SOBRE TENSÃO	27, 27-0, 59, 59N
SOBRE TENSÃO RESIDUAL	64G
DIRECIONAL DE CORRENTE	67, 67N, 67GS
DIRECIONAL DE POTÊNCIA	32P, 30Z
SUB E SOBRE FREQUÊNCIA	81U, 81O, 81DF/DT
VERIFICAÇÃO DE SINCRONISMO	25
DESEQUILIBRIO DE CORRENTE	46
FALTA DE FASE	47
SEQUÊNCIA DE FASE	48
BLOQUEIO	86
CONTINUIDADE DA BOBINA	74
FALHA DE DISJUNTOR	62BF, 51BF, 50BF
SALTO VETORIAL	78
OSCILOGRAFIA	98

INFORMAÇÕES GERAIS USINA FOTOVOLTAICA TRA-01-1.0 MW:

LOCALIZAÇÃO DA USINA:
- ESTADO: CEARÁ
- MUNICÍPIO: TRAIRI

DEFINIÇÃO DO SISTEMA:
- INVERSORES: 1000 kW (4 INVERSORES)
- MÓDULOS: 1263,6kWp (1944 MÓDULOS)
- TRACKERS: 18 TRACKERS
- FDI: 1,2636
- TRANSFORMADOR: 1100 kVA

00	AGO/2024	ALRY A.	PRIMEIRA EMISSÃO
Nº	DATA	RESP.	DESCRIÇÃO
EMPRESA		CLIENTE	
OBRA: USINA FOTOVOLTAICA CE-TRA-01-1.0MW TRAIRI - CE			
CONTEÚDO:		CLIENTE:	
- DIAGRAMA UNIFILAR - ENTRADA E PROTEÇÃO DE MÉDIA TENSÃO E BAIXA TENSÃO		FASE DO PROJETO:	
-		Projeto de GD	
-		DOCUMENTAÇÃO:	
-		Aury Albuquerque	
RESPONSÁVEL TÉCNICO:	ESCALA:	DATA:	PRANCHAS:
	INDICADA	AGO/2024	GD - 02/02