



Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

Projeto elétrico da instalação de um sistema fotovoltaico no prédio UED

Autora: Juliana Barbacena Motta
Orientadora: Profa. Dra. Loana Nunes Velasco

Brasília, DF
2019



Juliana Barbacena Motta

Projeto elétrico da instalação de um sistema fotovoltaico no prédio UED

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Profa. Dra. Loana Nunes Velasco

Coorientador: Prof. Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2019

Juliana Barbacena Motta

Projeto elétrico da instalação de um sistema fotovoltaico no prédio UED/
Juliana Barbacena Motta. – Brasília, DF, 2019-
64 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Profa. Dra. Loana Nunes Velasco

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2019.

1. Palavra-chave01. 2. Palavra-chave02. I. Profa. Dra. Loana Nunes Velasco.
II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Projeto elétrico da
instalação de um sistema fotovoltaico no prédio UED

CDU 02:141:005.6

Juliana Barbacena Motta

Projeto elétrico da instalação de um sistema fotovoltaico no prédio UED

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 11 de julho de 2019:

Profa. Dra. Loana Nunes Velasco
Orientadora

Prof. Dr. Alex Reis
Convidado 1

**Prof. Dr. Flávio Henrique Justiniano
Ribeiro da Silva**
Convidado 2

Brasília, DF
2019

Resumo

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento do projeto elétrico de um sistema fotovoltaico para o prédio UED, que possui um design o qual foi replicado em vários campus da Universidade de Brasília, abrangendo o dimensionamento dos devidos componentes e equipamentos necessários para a sua implementação. Primeiramente, foi feita a coleta de dados do local de instalação. A partir daí, foram analisados a área total do telhado e o consumo do prédio em questão, onde foi escolhida a área do telhado como parâmetro para o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Desta forma, foi possível dimensionar e especificar os módulos e inversores, seguido pelos condutores e dispositivos de proteções para os lados de corrente contínua e corrente alternada, além de estimar a quantidade de energia gerada anualmente pelo sistema, o seu investimento inicial e o tempo de retorno do investimento.

Palavras-chaves: sistema fotovoltaico. projeto elétrico. prédio UED.

Abstract

This work has the objective of developing the electrical project of a photovoltaic system for the UED building, which has a design that was replicated in several campus of the University of Brasilia, covering the dimensioning of the components and equipment necessary for the implementation. Firstly, a data set was collected from the location of the installation. From there, the total area of the roof and the consumption of the building in question were analyzed, where the roof area was chosen as a parameter for the design of the photovoltaic system. In this way, it was possible to size and specify the modules and inverters, followed by the conductors and protection devices for the sides of direct and alternating current, besides estimating the amount of energy generated annually by the system, its initial investment and payback.

Key-words: photovoltaic system. electrical project. UED building.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Participação das fontes na capacidade instalada.	11
Figura 2 – Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.	14
Figura 3 – Módulos fotovoltaicos monocristalinos, policristalinos e filme fino, respectivamente.	14
Figura 4 – Exemplo de um microinversor.	15
Figura 5 – Exemplo de um inversor para <i>strings</i>	16
Figura 6 – Exemplo de um inversor central.	16
Figura 7 – Caixa de junção do lado CC do inversor.	23
Figura 8 – Vista aérea da localização do prédio UED.	26
Figura 9 – Dimensões do módulo Canadian Solar modelo CS6U 320P.	28
Figura 10 – Modelagem 3D do prédio UED.	29
Figura 11 – Módulos orientados no sentido no telhado.	29
Figura 12 – Diminuição do aproveitamento da irradiância solar para o posicionamento dos módulos fotovoltaicos em sentido diferente do norte verdadeiro.	30
Figura 13 – Módulos orientados para o Norte.	31
Figura 14 – 09 horas nos dias 21 de junho e 21 de dezembro, respectivamente.	32
Figura 15 – 12 horas nos dias 21 de junho e 21 de dezembro, respectivamente.	32
Figura 16 – 15 horas nos dias 21 de junho e 21 de dezembro, respectivamente.	33
Figura 17 – Efeito da temperatura nas curvas características da corrente de curto circuito (I_{sc}) <i>versus</i> tensão de circuito aberto (V_{oc}).	34
Figura 18 – Curvas características corrente <i>versus</i> tensão para diferentes valores da irradiância.	35
Figura 19 – Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os modos de instalação 1 e 3.	39
Figura 20 – Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência de instalação A1, A2, B1, B2, C e D da Norma ABNT NBR 5410.	40
Figura 21 – Configuração das <i>strings</i> na caixa de junção do lado CC do inversor.	42
Figura 22 – Caixa de junção do lado CA.	43
Figura 23 – Diagrama do local de instalação dos inversores.	44
Figura 24 – Estrutura de alumínio similar à utilizada.	44
Figura 25 – Grampos de fixação.	45

Lista de tabelas

Tabela 1 – Dados da localização do prédio UED.	25
Tabela 2 – Irradiação solar na localidade.	26
Tabela 3 – Histórico do consumo de energia elétrica da FGA.	27
Tabela 4 – Especificações do módulo CS6U 320P.	28
Tabela 5 – Especificações do inversor TRIO-TM-60.0-480.	33
Tabela 6 – Seção reduzida do condutor neutro.	41
Tabela 7 – Investimento inicial do projeto.	46
Tabela 8 – Parâmetros de entrada para o fluxo de caixa.	46
Tabela 9 – Fluxo de caixa.	47

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DDR	Disjuntor Diferencial Residual
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FGA	Faculdade do Gama
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
UED	Unidade de Ensino e Docência
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Objetivos	12
1.2	Organização do trabalho	12
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	13
2.1	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica	13
2.1.1	Módulos fotovoltaicos	13
2.1.2	Inversores	14
2.1.3	Condutores	16
2.1.4	Proteção	17
2.2	Normas referentes à sistemas fotovoltaicos	17
3	METODOLOGIA	20
3.1	Coleta de dados	20
3.2	Dimensionamento e especificação do sistema fotovoltaico	20
3.2.1	Módulos fotovoltaicos	21
3.2.2	Inversores	21
3.2.3	Condutores	21
3.2.4	Proteção	22
3.3	<i>Softwares</i>	24
3.3.1	SketchUp	24
3.3.2	PVsys	24
3.3.3	AutoCAD	24
4	RESULTADOS	25
4.1	Levantamento de dados da edificação	25
4.1.1	Localização do prédio de instalação	25
4.1.2	Irradiação solar no local	26
4.1.3	Análise do consumo de energia elétrica	27
4.2	Dimensionamento e especificação do sistema fotovoltaico	27
4.2.1	Módulos fotovoltaicos	27
4.2.2	Modelagem 3D	28
4.2.2.1	Orientação dos módulos	29
4.2.2.2	Estudo de sombreamento	31
4.2.3	Inversores	33
4.2.3.1	Verificação dos limites de tensão e configuração dos módulos	34

4.2.3.2	Determinação do número de <i>strings</i>	36
4.2.3.3	Configuração do arranjo do sistema e compatibilidade dos inversores	37
4.2.4	Condutores	38
4.2.5	Proteção	41
4.2.6	Localização dos inversores	43
4.2.7	Estrutura de fixação	44
4.3	Estimativas de geração de energia pelo sistema fotovoltaico	45
4.3.1	Energia teórica	45
4.3.2	Energia real	45
4.4	Investimento e tempo de retorno	46
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
	REFERÊNCIAS	49
	APÊNDICES	51
	APÊNDICE A – PROJETO ELÉTRICO	52
	APÊNDICE B – RELATÓRIO DE CONFIGURAÇÃO ABB - IN- VERSORES 1 E 2	56
	APÊNDICE C – RELATÓRIO - PVSYST	59

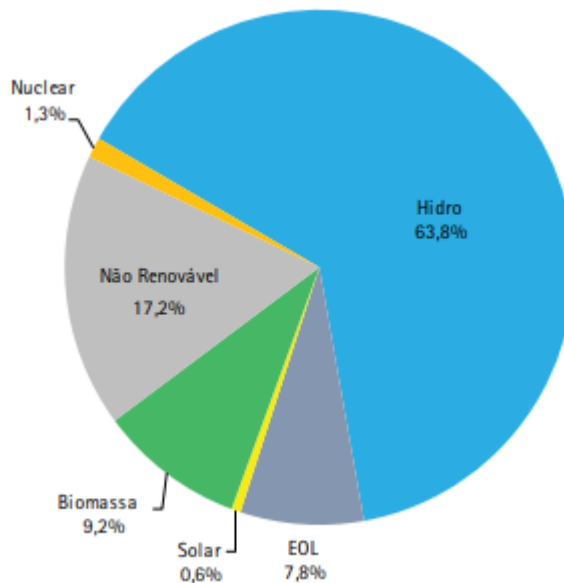
1 Introdução

Com o aumento da população, e conseqüentemente aumento da demanda por energia e desenvolvimento industrial, há uma busca pela diversificação da matriz energética associada à preocupação com o meio ambiente. Por isso, ao longo dos últimos anos, houve uma maior participação das fontes renováveis, como a fonte solar, na matriz elétrica mundial.

O Brasil possui expressivo potencial para geração de energia elétrica a partir de fonte solar, contando com níveis de irradiação solar superiores aos da maioria dos países europeus, como Alemanha, França e Espanha, locais onde projetos de aproveitamentos solares são amplamente disseminados (NASCIMENTO, 2017).

Mesmo contando com altos níveis de irradiação solar, a fonte solar ainda não possui muita relevância na matriz elétrica brasileira quando comparada a outras fontes de energias renováveis e não renováveis¹, como pode ser visto na Figura 1.

Figura 1 – Participação das fontes na capacidade instalada.



Fonte: EPE (2018) - Modificado.

Porém, este cenário está mudando. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), só em 2017 houve uma evolução na potência instalada de energia fotovoltaica no Brasil de 911MW, quando comparado ao ano de 2016.

Os benefícios do crescimento do uso da fonte solar para o Brasil abrangem tanto

¹ Energias não renováveis são aquelas que estão presentes em quantidade limitada na natureza, como a energia obtida a partir de derivados de petróleo, carvão e derivados, gás natural, entre outras fontes.

a esfera ambiental, contribuindo para a redução de emissões de gases de efeito estufa, geração de energia limpa e sustentável, quanto a esfera socioeconômica, com a redução de gastos com a energia elétrica, atração de novos investimentos privados, geração de emprego e redução de gastos com transmissão e distribuição de energia elétrica.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento do projeto elétrico de um sistema fotovoltaico adequado para o prédio UED, dimensionando e especificando os devidos componentes e equipamentos necessários para a sua implementação.

1.2 Organização do trabalho

O documento está organizado em 5 capítulos da seguinte forma:

O Capítulo 1 trata da introdução do trabalho, como foi visto.

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica abordando e explicando sucintamente os principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede e as normas referentes a esses sistemas.

O Capítulo 3 aborda a metodologia utilizada para a realização do dimensionamento e especificação dos componentes do sistema e apresenta os *softwares* que foram utilizados no trabalho.

No Capítulo 4 é realizado o dimensionamento e especificação dos componentes conforme a metodologia descrita e é calculada uma estimativa da quantidade de energia gerada anualmente pelo sistema, seguido pelo seu investimento inicial e tempo de retorno.

No Capítulo 5 estão descritas as considerações finais do trabalho proposto.

2 Fundamentação Teórica

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica do trabalho desenvolvido e está dividido em duas partes, onde a seção 2.1 apresenta uma introdução aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e seus principais componentes, e a seção 2.2 aborda as normas referentes a sistemas fotovoltaicos.

2.1 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são mais econômicos quando comparados aos sistemas autônomos, devido à vantagem de não utilizarem baterias, assim, reduzindo custos do sistema. Outra vantagem é o sistema de compensação da energia excedente gerada às concessionárias de energia elétrica, desta forma, obtendo créditos de energia que podem ser utilizados em até 60 meses.

O esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica pode ser visto na Figura 2. Dentre os principais componentes presentes nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, pode-se citar os:

- Módulos fotovoltaicos;
- Inversores;
- Medidor bidirecional;
- Dispositivos condutores e de proteção para os lados CC e CA.

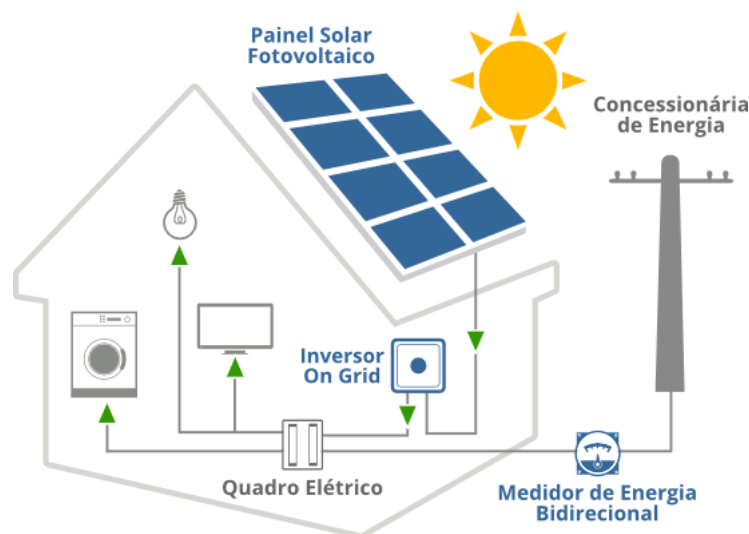
Todos esses componentes estão detalhados nos próximos tópicos.

2.1.1 Módulos fotovoltaicos

Existem três tipos principais de módulos fotovoltaicos, os monocristalinos, policristalinos e filme fino, que podem ser vistos, respectivamente, na Figura 3. Os módulos monocristalinos são os que possuem maior eficiência quando comparados aos demais, estando essa eficiência entre 13% a 17%, porém essa eficiência pode cair em até 10% quando expostos à temperaturas muito altas (MELO, 2014).

Os módulos policristalinos são mais baratos em relação aos monocristalinos, por isso são mais comuns em instalações fotovoltaicas. A sua eficiência está entre 11% a 15%, podendo cair em até 20% sob condições de temperaturas maiores que 50°C (MELO, 2014).

Figura 2 – Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.



Fonte: KaptaSol (2019).

Os módulos de filme fino possuem uma eficiência menor que os outros dois citados, estando entre 6% a 8%, devido à composição de silício amorfo (a-Si), seleneto de cobre-índio CIS) ou telureto de cádmio (CdTe), sendo equivalente a 50% das tecnologias cristalinas. (MELO, 2014).

Figura 3 – Módulos fotovoltaicos monocristalinos, policristalinos e filme fino, respectivamente.



Fonte: Portal solar (2018).

2.1.2 Inversores

O inversor é o equipamento responsável pela conversão da energia CC gerada em energia CA para a alimentação das cargas conectadas à rede elétrica. Os inversores conectados à rede normalmente possuem um sistema de segurança chamado proteção de anti-ilhamento, que desliga automaticamente o inversor quando a rede elétrica não é detectada. Assim, evita-se a geração de energia no momento em que a rede estiver desligada, seja por alguma falha ou manutenção, evitando perigos aos operadores.

Outro aspecto importante, é que os inversores possuem um Rastreamento do Ponto

de Máxima Potência (Maximum Power Point Tracking - MPPT) que é capaz de operar o sistema fotovoltaico na sua capacidade máxima, dependendo das condições climáticas, como temperatura e irradiação solar (MELO, 2014).

Atualmente, encontra-se uma grande variedade de inversores no mercado, como microinversores, inversores para *strings*, inversores centrais, conectados à rede ou autônomos. Nos tópicos abaixo estão apresentadas algumas características desses tipos de inversores.

- Microinversores

Os microinversores são utilizados para conexão em apenas um módulo e têm como vantagem uma alta eficiência quando comparados aos inversores para *strings*, devido à capacidade de extrair o máximo de potência de cada módulo. Porém, não são indicáveis para grandes instalações devido ao seu custo. Um exemplo de microinversor é mostrado na Figura 4.

Figura 4 – Exemplo de um microinversor.



Fonte: APsystems (2018).

- Inversores para *strings*

Os inversores para *strings*, são utilizados para conectar arranjos de módulos, onde cada *string* é composta por módulos em série, podendo também serem conectadas várias *strings* em paralelo, dependendo da potência instalada e das especificações do inversor. Esse tipo de inversor é mais disponível comercialmente se comparado ao inversor central. Um exemplo de inversor para *strings* é mostrado na Figura 5.

Figura 5 – Exemplo de um inversor para *strings*.

Fonte: [Civicsolar \(2018\)](#).

- Inversores centrais

O inversores centrais são utilizados em grandes sistemas fotovoltaicos, como forma de simplificar a instalação e melhorar a eficiência do sistema quando comparado aos inversores anteriormente citados. Na Figura 6 é mostrado um exemplo de inversor de central.

Figura 6 – Exemplo de um inversor central.



Fonte: [Portal solar \(2018\)](#).

2.1.3 Condutores

Devido às diferentes condições as quais os condutores estarão expostos, o seu dimensionamento para os lados CC e CA deve ser feito separadamente, cumprindo os requisitos mínimos aplicáveis.

Os condutores do lado CC serão os responsáveis pela conexão dos módulos ao lado CC do inversor, dessa forma, eles ficarão do lado externo, assim, estando expostos a radiação ultravioleta e outras condições climáticas. Por isso são recomendados cabos com maior resistência, como monocondutores com dupla camada de isolação.

Já os condutores do lado CA irão realizar a conexão do inversor à rede elétrica da concessionária. Por não estarem expostos às condições citadas anteriormente, podem apenas ser conduzidos por eletrocalhas.

2.1.4 Proteção

Para a proteção de todo o sistema fotovoltaico, é necessário que haja uma proteção para o lado CC e outra para o lado CA. Dessa forma, o lado CC deverá conter:

- Fusíveis;
- Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS's);
- Chaves seccionadoras.

A parte metálica dos módulos deve ser aterrada para garantir a segurança da instalação. Os fusíveis servem para a proteção contra sobrecarga e correntes residuais, os DPS's para a proteção de sobretensões CC provindas de descargas atmosféricas e as chaves seccionadoras para desconectar os módulos dos inversores, assim, garantindo a segurança do operador em casos de manutenção. Todos esses dispositivos de segurança devem, juntamente com os cabos CC provenientes dos módulos, ser agrupados dentro de uma caixa de junção ou combinação.

A proteção do lado CA, deverá conter:

- Disjuntores Diferenciais Residuais (DDR's);
- Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS's);
- Disjuntores termomagnéticos.

Em que, os disjuntores termomagnéticos servem para a proteção contra curto-circuitos e sobrecargas, podendo também serem usados como chaves para desativar a alimentação CA do sistema fotovoltaico. Os DDR's são de uso opcional e servem para a proteção contra choques, sobrecargas e curto-circuito.

2.2 Normas referentes à sistemas fotovoltaicos

Esta seção mostra algumas normas referentes a projetos de sistemas fotovoltaicos. As normas em questão têm o intuito de padronizar a construção destas instalações, a partir de critérios técnicos que garantam o funcionamento adequado dos equipamentos e segurança dos operadores. Alguns exemplos de normas utilizadas para sistemas fotovoltaicos são:

- ABNT NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão.

Estabelece as condições a que devem satisfazer as instalações elétricas de baixa tensão, a fim de garantir a segurança de pessoas e animais, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens ([ABNT, 2018](#)).

- ABNT NBR 16274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaio de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

Estabelece a documentação e as informações mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema (ABNT, 2018).

- Série IEC 61730 - *Photovoltaic (PV) module safety qualification*.
- ABNT NBR IEC 62116 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Estabelece um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) (ABNT, 2018).

- ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Origem IEC 61727 - *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*.

Estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos (ABNT, 2018).

- ABNT NBR 16150:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade.

Especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149 (ABNT, 2018).

- Resolução Normativa N° 482 da ANEEL

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providência (ANEEL, 2012).

Foi a partir dessa resolução normativa que se tornou possível a concessão de créditos em quantidade de energia ativa para a unidade consumidora que injeta energia ativa no sistema de distribuição. Esse crédito de energia tem um prazo de validade de 60 meses.

- Norma Técnica de Distribuição NTD 6.09

Estabelece requisitos para a conexão de acessantes ao sistema de distribuição CEB-D - Conexão em baixa e média tensão (CEB-D, 2014).

Esta norma serve para estabelecer os critérios e procedimentos técnicos exigidos

pela CEB-D para a conexão de consumidores que desejam aderir ao sistema de compensação de energia. Assim, garantindo a sua conformidade com as recomendações regulatórias existentes para o assunto no setor elétrico nacional.

3 Metodologia

A metodologia utilizada neste trabalho foi dividida da seguinte forma:

- Coleta de dados, em que foram coletados todos os dados a respeito do local de instalação;
- Dimensionamento e especificação do sistema fotovoltaico, que apresenta a forma utilizada para dimensionar os principais componentes do sistema;
- *Softwares*, onde foi falado um pouco sobre os *softwares* utilizados para a confecção do trabalho.

3.1 Coleta de dados

Para realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico, foi escolhido o prédio UED que se encontra na Universidade de Brasília - Faculdade do Gama (FGA). Para isso, foi realizada a coleta de dados como localização, latitude e longitude, utilizando o *software Google Earth*. Os dados da irradiação solar foram coletados a partir da plataforma CRESESB para avaliar o potencial energético do local de instalação. Os parâmetros de orientação e inclinação dos módulos foram escolhidos sabendo-se que com os módulos voltados para o Norte geográfico e com a inclinação próxima à latitude do local analisado, é obtido o maior aproveitamento solar (MELO, 2014).

Nesta fase também foram coletados os dados de consumo de energia elétrica para avaliar a potência que seria necessária para suprir o consumo do prédio UED.

3.2 Dimensionamento e especificação do sistema fotovoltaico

Nesta primeira parte do dimensionamento foram realizadas duas análises, a primeira considerando toda a área do telhado em questão e a segunda considerando o consumo de energia elétrica da FGA. Para a primeira consideração, foi utilizado o *software Google Earth* para a estimativa da área do telhado.

Para a segunda consideração, a qual necessita de uma análise do consumo de energia elétrica, foram utilizadas 12 contas de energia da FGA, de fevereiro de 2017 a janeiro de 2018.

3.2.1 Módulos fotovoltaicos

A especificação dos módulos foi feita levando em consideração o selo INMETRO e PROCEL e baseando-se em estudos anteriores. A quantidade de módulos foi determinada com o auxílio de simulações 3D, considerando a área disponível para sua instalação. Foram calculadas as variações de tensão e corrente dos módulos em relação a temperatura para a configuração dos módulos ao inversor.

3.2.2 Inversores

A escolha do inversor foi feita considerando a potência instalada. A faixa de potência de operação entre o inversor e gerador fotovoltaico é dada pela relação mostrada na equação 3.1.

$$0,9 * P_{FV} < P_{inv} < 1,1 * P_{FV} \quad (3.1)$$

A especificação dos inversores foi realizada de acordo com a opção financeira e técnica mais adequada. Foram consideradas as variações de tensão e corrente dos módulos calculadas em relação a temperatura para determinar o número de *strings* presente em cada grupo e o número máximo e mínimo de módulos em cada *string*.

3.2.3 Condutores

O dimensionamento dos condutores CC foi realizado considerando o pior caso, que ocorrerá em temperaturas mais altas, para garantir que a capacidade de condução dos condutores seja sempre superior a corrente de cada *string*. Para isso, foi considerado que os condutores CC ficarão expostos a uma temperatura de até 80°C.

Além disso, foi considerado que a capacidade de condução de corrente pelos condutores das *strings* deve ser 25% superior à corrente de curto-circuito corrigida, e ainda, incrementado um fato de tolerância de 10% para proteção contra falhas de terra e curtos-circuitos, de acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712 (MELO, 2014), conforme mostra a equação 3.2

$$I_{sc(string)} = 1,35 * I_{sc(string80°C)} \quad (3.2)$$

Para dimensionar o comprimento máximo dos condutores CC, foi utilizada a equação 3.3.

$$L_m = \frac{A * \Delta V * V_{MPPT} * k}{2 * I_{sc(string)}} \quad (3.3)$$

Em que,

L_m = Comprimento do condutor;

A = Área de seção transversal do condutor;

V_{MPPT} = Tensão da *string*;

$I_{\text{sc(string)}}$ = Corrente da *string*;

k = Condutividade elétrica (cobre $k=56$ a 25°C);

ΔV = Queda de tensão admissível no condutor.

Os condutores CA devem ser dimensionados para 1,25 vezes a corrente máxima de saída do inversor, como mostra a equação 3.4.

$$I_{\text{ca(máx)}} = 1,25 * I_{\text{ca(nominal)}} \quad (3.4)$$

Para dimensionar o comprimento máximo dos condutores CA, foi utilizada a seguinte equação 3.5.

$$L_m = \frac{A * \Delta V * V_n * k}{2 * I_{\text{ca(máx)}} * fp} \quad (3.5)$$

Em que,

L_m = Comprimento do condutor;

A = Área de seção transversal do condutor;

V_n = Tensão nominal da rede;

$I_{\text{ca(máx)}}$ = Corrente máxima de saída do inversor;

k = Condutividade elétrica (cobre $k=56$ a 25°C);

ΔV = Queda de tensão admissível na rede.

As seções dos condutores CC, CA, neutro e de proteção foram dimensionadas com o auxílio do livro Instalações Elétricas do Hélio Creder ² e de acordo com a norma ABNT NBR 5410.

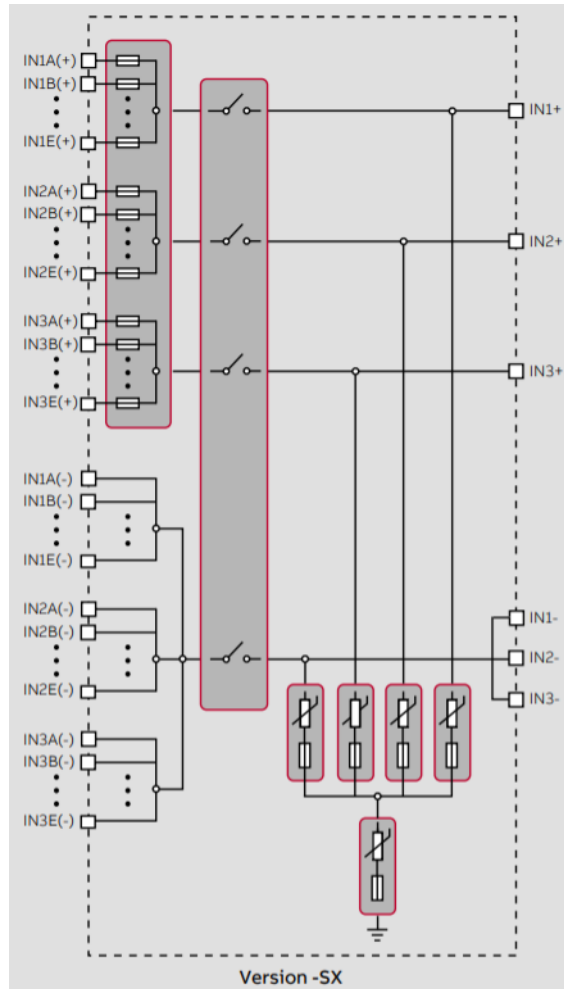
3.2.4 Proteção

- Proteção do lado CC

O inversor escolhido possui uma caixa de junção com 15 entradas, que pode ser vista na Figura 7, a qual realiza a proteção do lado CC com fusíveis, chaves seccionadoras e DPS's.

² CREDER, H. Instalações Elétricas. 15. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2007 (CREDER, 2007)

Figura 7 – Caixa de junção do lado CC do inversor.



Fonte: Ficha técnica do inversor TRIO-TM-60.0-480, [ABB \(2018\)](#).

- Proteção do lado CA

Para realizar a proteção do lado CA, foram utilizados disjuntores termomagnéticos e DPS's. Os disjuntores termomagnéticos foram dimensionados seguindo a relação mostrada na equação 3.6, onde a corrente nominal do disjuntor deve ser maior que a corrente máxima de saída CA do inversor e menor que a capacidade de condução de corrente dos condutores.

$$I_{ca(máx)} \leq I_d \leq I_c \quad (3.6)$$

Em que,

$I_{ca(máx)}$ = Corrente máxima de saída do inversor.

I_d = Corrente nominal do disjuntor;

I_c = Capacidade de condução de corrente dos condutores.

Os DPS's foram dimensionados de acordo com o recomendado para Brasília.

3.3 Softwares

Para auxiliar na realização do trabalho, foram utilizados alguns *softwares* que permitiram expressar os resultados com mais exatidão. Entre eles, foram destacados os *softwares SketchUp, PVsyst e AutoCAD*. Os tópicos abaixo apresentam um breve resumo de cada *software* e introduzem a sua aplicação no trabalho.

3.3.1 SketchUp

O *SketchUp* é um *software* de modelagem 3D, onde é possível simular as sombras realizadas no objeto modelado ao longo de todas as horas do dia e dias do ano. Assim, torna mais fácil a visualização dos efeitos de sombreamento sobre o objeto de estudo.

Esse *software* foi utilizado no trabalho em questão para a criação de uma modelagem 3D do prédio UED, o que permitiu analisar com mais cautela a melhor disposição para os módulos, levando em consideração a sua orientação e os efeitos de sombreamento.

3.3.2 PVsyst

O *PVsyst* é um *software* desenvolvido para projetos fotovoltaicos onde é possível simular o comportamento do sistema fotovoltaico escolhido. Para realizar a simulação é necessário ter em mente a quantidade e o modelo dos módulos e inversores que serão utilizados. Ao final da simulação, o *PVsyst* apresenta os resultados na forma de um relatório completo, com gráficos e tabelas específicos, onde todos os dados podem ser exportados para uso em outro software.

Neste trabalho, esse *software* foi utilizado para simular a geração de energia anual do sistema fotovoltaico escolhido, sabendo ele consegue considerar diversas perdas, como as perdas devido à temperatura, perdas ôhmicas nos cabos e as perdas nos inversores durante a operação.

3.3.3 AutoCAD

O AutoCAD é um *software* de CAD (projeto auxiliado por computador) utilizado para a criação de desenhos em 2D e 3D. Auxilia bastante na área da elétrica para a criação de plantas e circuitos.

No trabalho em questão, o AutoCAD foi utilizado para a criação dos diagramas unifilares da conexão dos equipamentos e também para demonstrar detalhes da instalação, como a localização dos cabos, inversores e dispositivos de proteção.

4 Resultados

Neste capítulo apresentam-se os resultados dos estudos realizados, seguindo a metodologia descrita no capítulo anterior, a respeito da instalação de um sistema fotovoltaico no prédio UED.

4.1 Levantamento de dados da edificação

4.1.1 Localização do prédio de instalação

Os dados descritos na Tabela 1 foram coletados com o auxílio do *software Google Earth* e irão auxiliar nas especificações como orientação e inclinação dos módulos, e também na obtenção dos dados de irradiação no local.

Tabela 1 – Dados da localização do prédio UED.

Endereço	Universidade de Brasília (UnB), Campus Gama (FGA), Área Especial de Indústria Projeção A, Setor Leste, Gama - DF. CEP: 72444-240
Latitude	15°98'96" S
Longitude	48°04'51" O
Altitude	1215 metros

Fonte: Autoria própria.

Também com o auxílio do *software Google Earth*, foi possível localizar o prédio analisado e também estimar a área do telhado, conforme mostra a Figura 8.

Desta forma, a área total do telhado pode ser estimada em:

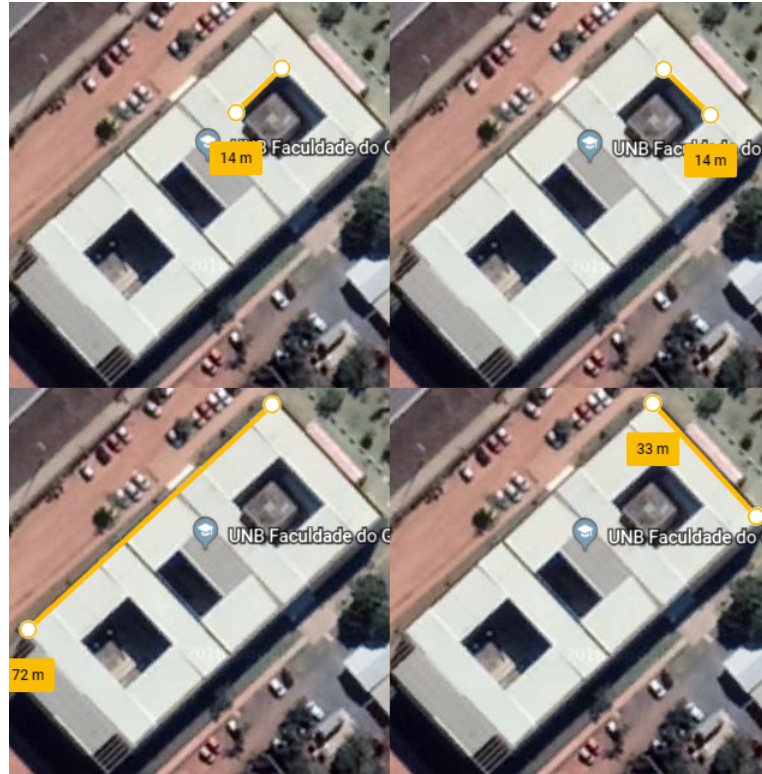
$$A_{\text{telhado}} = (72 * 33) - 3(14 * 14) = 1.788 \text{ m}^2 \quad (4.1)$$

Sabendo-se a área do telhado, é possível estimar a potência total aproximada do sistema fotovoltaico utilizando uma regra empírica, válida para módulos policristalinos, de que em 8 m^2 é possível instalar 1 kWp (MELO, 2014). Considerando que o telhado seja inteiramente ocupado por módulos fotovoltaicos, a potência nominal que o sistema poderá produzir será de:

$$\text{Potência} = \frac{1.788 \text{ m}^2}{8 \text{ m}^2/\text{kWp}} = 223,5 \text{ kWp} \quad (4.2)$$

Ou seja, um sistema fotovoltaico instalado nesse telhado poderá ter, no máximo, uma potência de 223,5 kWp.

Figura 8 – Vista aérea da localização do prédio UED.



Fonte: [Google Earth](#) (2018).

4.1.2 Irradiação solar no local

A partir da plataforma CRESESB foram obtidos os dados da irradiação global para a localidade. Os valores da irradiação para cada mês do ano, para a angulação de 16° , podem ser vistos na Tabela 2.

Tabela 2 – Irradiação solar na localidade.

Mês	Irradiação solar [kWh/m ² .dia]
Janeiro	4,99
Fevereiro	5,41
Março	5,13
Abril	5,40
Mai	5,52
Junho	5,69
Julho	5,83
Agosto	6,53
Setembro	5,85
Outubro	5,33
Novembro	4,76
Dezembro	4,93
Média	5,45

Fonte: Autoria própria.

4.1.3 Análise do consumo de energia elétrica

Analisando o consumo da FGA de fevereiro de 2017 a janeiro de 2018, como mostrado na Tabela 3, pode-se estimar um consumo médio para a unidade.

Tabela 3 – Histórico do consumo de energia elétrica da FGA.

Mês	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)
fev/17	2951	24962
mar/17	2837	26257
abr/17	3198	29268
mai/17	6025	51920
jun/17	4977	46013
jul/17	5756	49387
ago/17	4597	39953
set/17	4184	30511
out/17	5904	52734
nov/17	6074	53476
dez/17	4925	51103
jan/18	5072	46939
Média	4708,33	41876,92

Fonte: Autoria própria.

Somando os valores médios para o consumo ponta e fora de ponta obtém-se o valor médio total do consumo de toda a FGA. Como se trata de uma instalação trifásica, deve-se subtrair 100 kWh do valor médio encontrado para o consumo, referente à taxa de disponibilidade. Logo, o valor obtido é de 46485,25 kWh. Assim, o sistema fotovoltaico terá que gerar 46485,25 kWh para suprir o consumo de todo o campus.

A potência nominal aproximada necessária para atingir esse objetivo pode ser calculada da seguinte forma:

$$\text{Potência} = \frac{46485,25 \text{ kWh}}{30 \text{ dias} * \frac{5,45 \text{ h}}{\text{dia}} * 0,75} = 379,08 \text{ kWp} \quad (4.3)$$

Para essa potência de 379,08 kWp foi considerado um rendimento de 75% para o sistema.

Devido ao fato da potência necessária para o suprimento do campus ser maior que a potência máxima que poderia ser instalada no telhado do prédio, a alternativa que considera toda a área do telhado será adotada para o dimensionamento do sistema.

4.2 Dimensionamento e especificação do sistema fotovoltaico

4.2.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos utilizados neste projeto são do tipo policristalino da fabricante Canadian Solar, modelo CS6U 320P, os quais são certificados pelo INMETRO e PROCEL. A

Tabela 4 apresenta as especificações fornecidas pela fabricante do módulo com potência de pico de 320 Wp sob condições de teste padrão (CTP) de 1000 W/m² de irradiância, espectro A.M (*Air Mass*, Massa de Ar) igual 1,5 e temperatura da célula de 25°C.

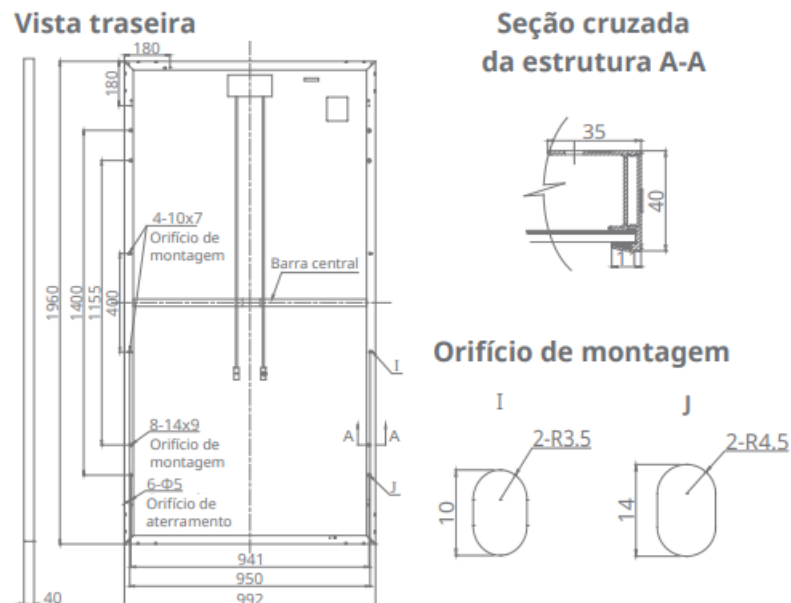
Tabela 4 – Especificações do módulo CS6U 320P.

Característica	Modelo CS6U 320P
Potência máxima (Pmax)	320 W
Tensão na máxima potência (Vmp)	36,8 V
Corrente na máxima potência (Imp)	8,69 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,3 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,26 A
Eficiência do módulo	16,46%
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,31% / °C
Coefficiente de temperatura (Isc)	-0,053% / °C
Coefficiente de temperatura (Pmax)	-0,41% / °C

Fonte: Autoria própria.

O módulo possui 22,4 kg, área total de aproximadamente 1,95 m², desempenho com baixa irradiância de até 96% e garantia de 25 anos de saída de potência linear. As dimensões do módulo estão detalhadas na Figura 9.

Figura 9 – Dimensões do módulo Canadian Solar modelo CS6U 320P.

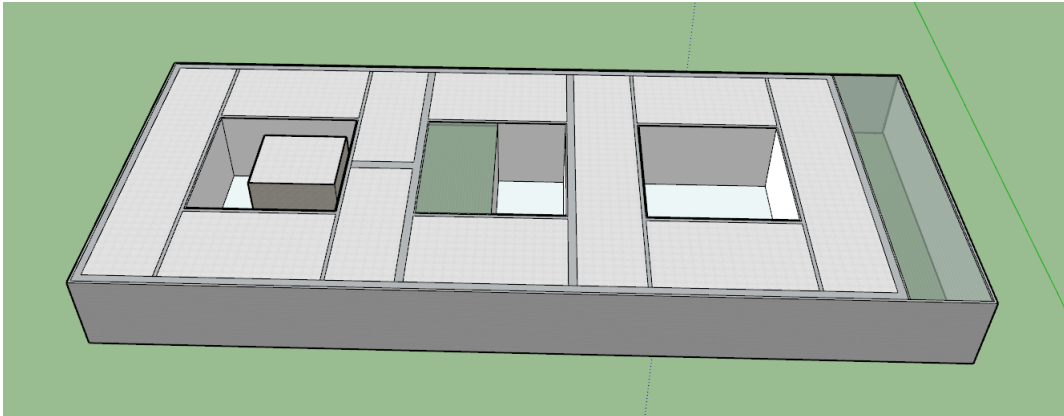


Fonte: Ficha técnica do módulo CS6U 320P, [Canadian Solar \(2016\)](#).

4.2.2 Modelagem 3D

Para realizar o estudo da disposição dos módulos e dos efeitos de sombreamento foi feita uma modelagem tridimensional do prédio UED, que pode ser vista na Figura 10, utilizando o *software SketchUp*.

Figura 10 – Modelagem 3D do prédio UED.



Fonte: Autoria própria - *SketchUp*.

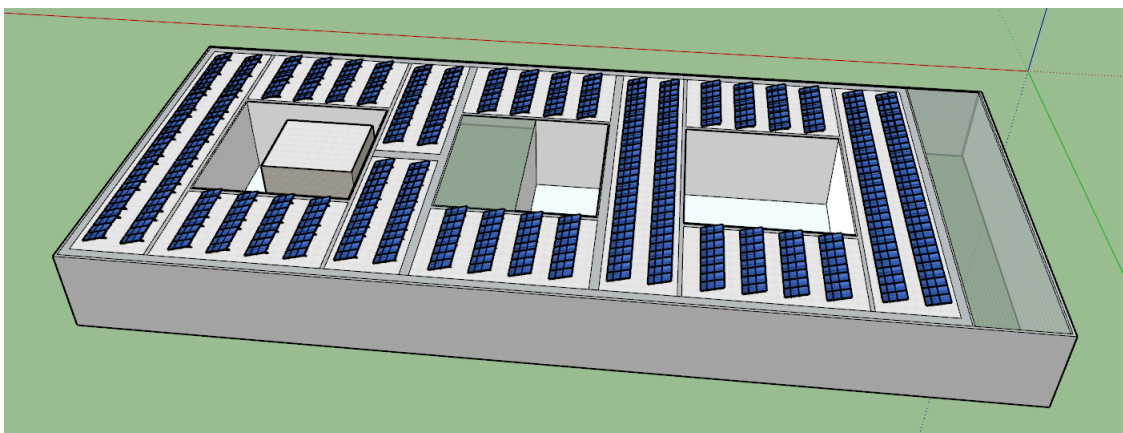
4.2.2.1 Orientação dos módulos

Foram simuladas duas disposições diferentes para os módulos no telhado. A primeira disposição consiste nos módulos orientados no sentido do telhado, com um ângulo azimutal de aproximadamente 42° para o Leste. A segunda disposição consiste nos módulos orientados para o Norte.

- Disposição dos módulos no sentido do telhado

Nesta disposição, o telhado pode ser preenchido com 434 módulos, como mostra a Figura 11, deixando os devidos espaçamentos para a realização de manutenções e efeitos de sombreamento. Porém, como os módulos contam com um desvio azimutal de 42° , sabe-se que o seu aproveitamento da irradiância solar não será tão alto quanto se fosse orientado para o Norte.

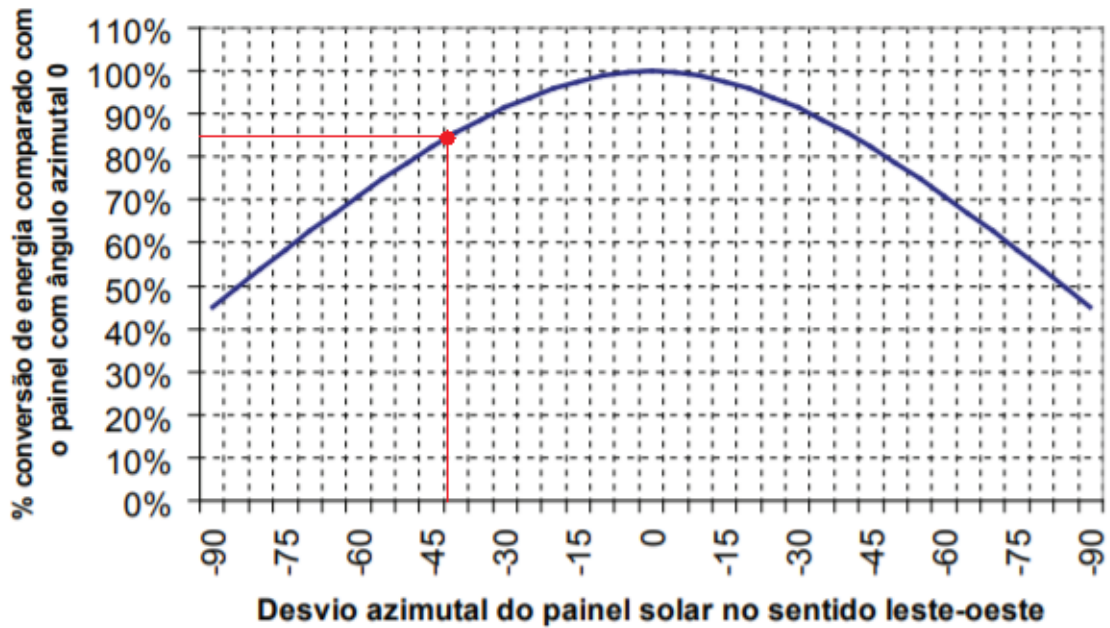
Figura 11 – Módulos orientados no sentido no telhado.



Fonte: Autoria própria - *SketchUp*.

A Figura 12 mostra a relação entre o desvio azimutal e o aproveitamento da irradiância solar.

Figura 12 – Diminuição do aproveitamento da irradiância solar para o posicionamento dos módulos fotovoltaicos em sentido diferente do norte verdadeiro.



Fonte: [Frontin et al. \(2017\)](#).

Desta forma, a partir dessa relação, pode-se estimar que o aproveitamento dos módulos no sentido descrito anteriormente será de aproximadamente 85%. O que equivaleria a um sistema orientado para o Norte com 369 módulos, como mostra a equação 4.4.

$$N_{\text{módulos}} = 434 * 0,85 = 369 \quad (4.4)$$

Considerando o número de módulos do modelo, é possível encontrar a potência instalada a partir da equação 4.5.

$$\text{Potência} = N_{\text{módulos}} * P_{\text{módulo}} \quad (4.5)$$

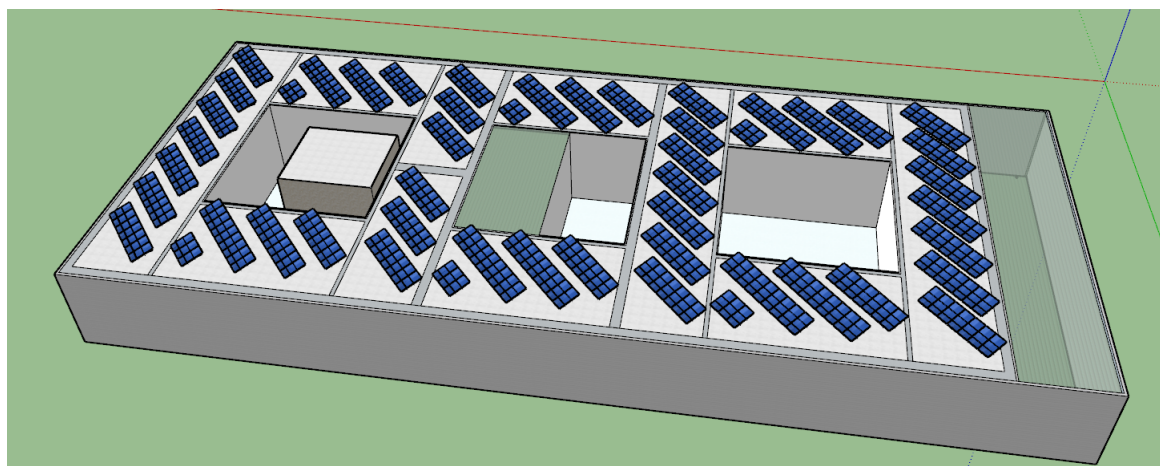
$$\text{Potência} = 369 * 320 \text{ Wp} = 118,08 \text{ kWp} \quad (4.6)$$

- Disposição dos módulos orientados para o Norte

Com esta disposição e respeitando os devidos espaçamentos para a realização de manutenções e efeitos de sombreamento, o telhado pode contar com 357 módulos, como pode ser visto na Figura 13, e uma potência de 114,24 kWp, como mostra a equação 4.7.

$$\text{Potência} = 357 * 320 \text{ Wp} = 114,24 \text{ kWp} \quad (4.7)$$

Figura 13 – Módulos orientados para o Norte.



Fonte: Autoria própria - *SketchUp*.

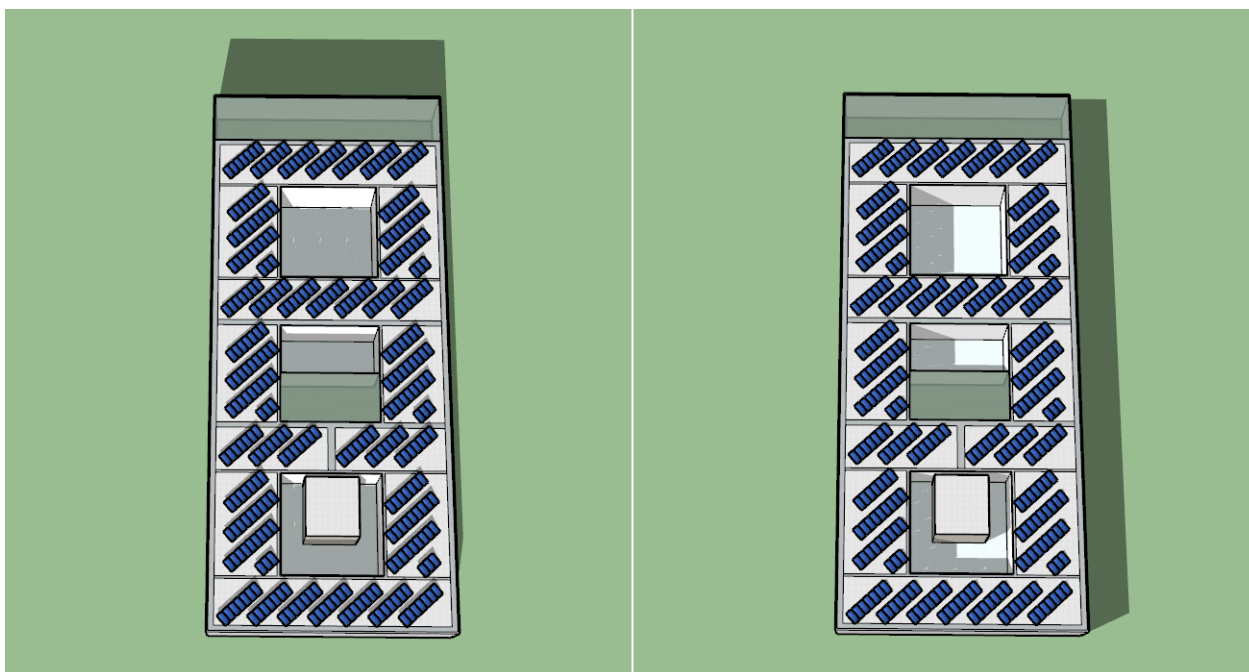
Logo, pode-se concluir que a disposição com os módulos voltados para o Norte é mais vantajosa, visto que economiza no investimento de 77 módulos e perde apenas 4 kWp de potência. Por isso, esse modelo será utilizado para o dimensionamento do sistema fotovoltaico em questão.

4.2.2.2 Estudo de sombreamento

Para verificar se os módulos estão bem posicionados e não irão fazer sombra uns nos outros, foi simulado o seu sombreamento às 09, 12 e 15 horas, horários com maior incidência solar, nos dias 21 de junho (solstício de inverno) e 21 de dezembro (solstício de verão), considerados dias críticos. Essas simulações podem ser vistas nas Figuras 14, 15 e 16, respectivamente.

- 09 horas

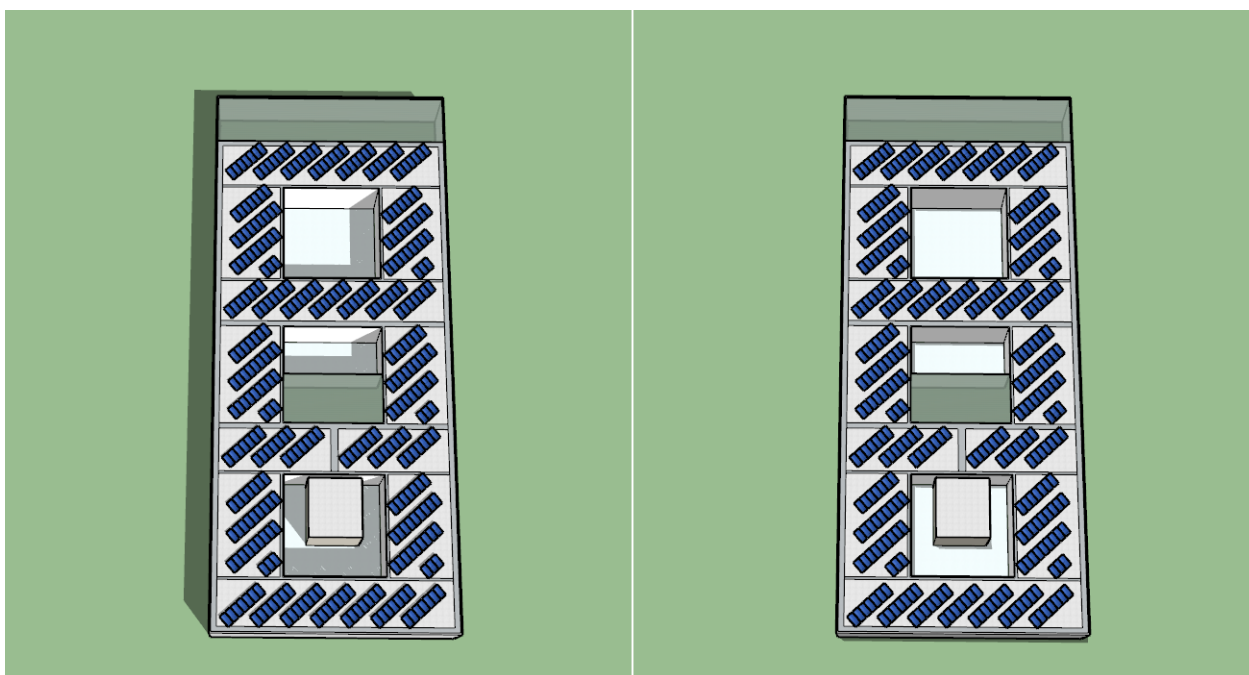
Figura 14 – 09 horas nos dias 21 de junho e 21 de dezembro, respectivamente.



Fonte: Autoria própria - *SketchUp*.

- 12 horas

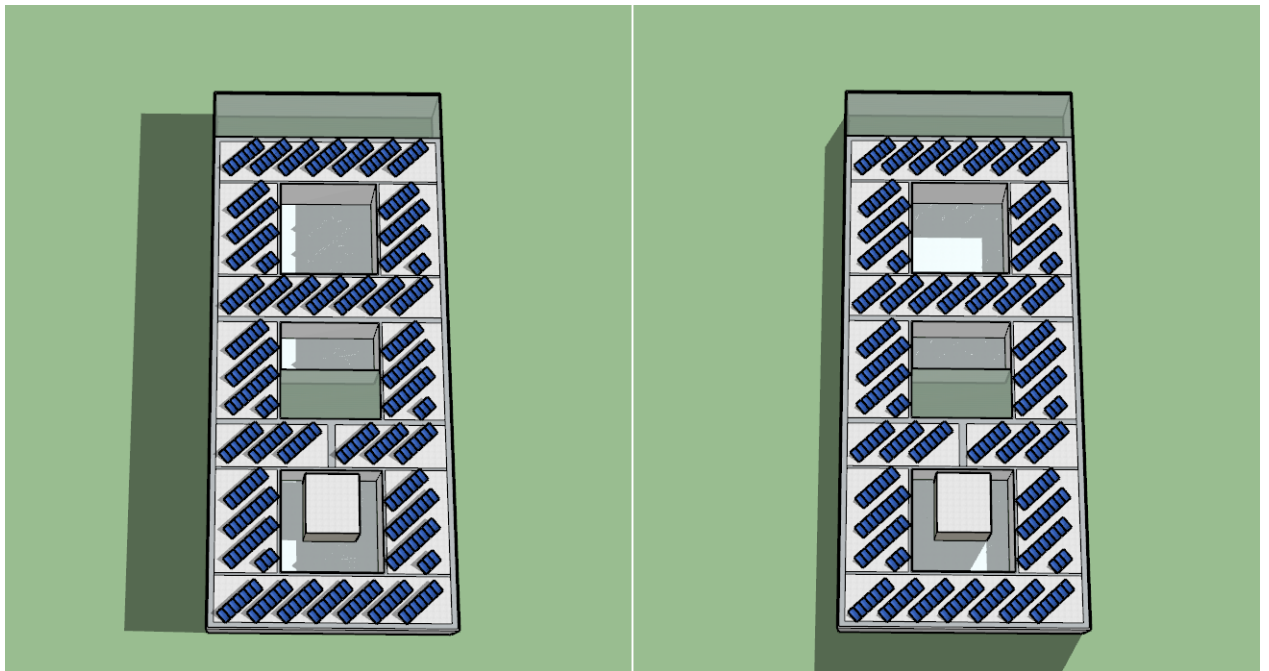
Figura 15 – 12 horas nos dias 21 de junho e 21 de dezembro, respectivamente.



Fonte: Autoria própria - *SketchUp*.

- 15 horas

Figura 16 – 15 horas nos dias 21 de junho e 21 de dezembro, respectivamente.



Fonte: Autoria própria - *SketchUp*.

4.2.3 Inversores

Para este projeto foram utilizados dois inversores, ambos da marca ABB modelo TRIO-TM-60.0-480 de 60kW. As suas especificações elétricas estão apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Especificações do inversor TRIO-TM-60.0-480.

Modelo	TRIO-TM-60.0-480
Entrada (CC)	
Tensão máxima	1000 V
Número de MPPT	3
Tensão MPPT mínima	360 V
Tensão MPPT máxima	950 V
Potência máxima para cada MPPT	23100 W
Corrente máxima de curto-circuito para cada MPPT	55 A
Saída (CA)	
Potência nominal	60000 W
Corrente máxima	77 A
Tensão de saída nominal	480 V
Frequência nominal	50 Hz / 60 Hz
Máxima eficiência	98,5%

Fonte: Autoria própria.

Para verificar se o dimensionamento dos inversores respeita a faixa de potência de operação entre o inversor e o gerador fotovoltaico, calcula-se a razão da soma da potência dos inversores pelo gerador fotovoltaico, como mostra a equação 4.8.

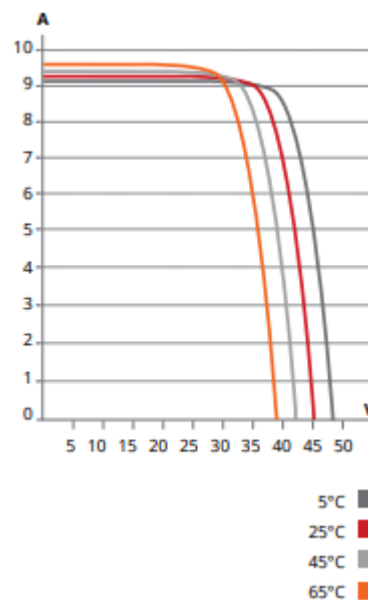
$$\frac{P_{inv}}{P_{FV}} = \frac{120}{114,24} = 1,05 \quad (4.8)$$

Assim, verifica-se que dimensionamento está correto, visto que segue a relação mostrada na equação 3.1.

4.2.3.1 Verificação dos limites de tensão e configuração dos módulos

Para a configuração dos módulos ao inversor, é necessário que seja feita a determinação das tensões dos módulos de acordo com a temperatura. As maiores tensões são medidas ao longo do inverno, devido às baixas temperaturas, e a menores, ao longo do verão, devido às temperaturas mais altas que 25°C. O efeito da temperatura nas curvas características da corrente de curto circuito (I_{sc}) *versus* tensão de circuito aberto (V_{oc}) está mostrado na Figura 17.

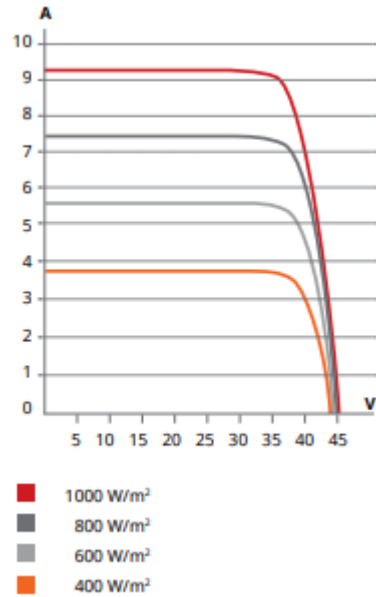
Figura 17 – Efeito da temperatura nas curvas características da corrente de curto circuito (I_{sc}) *versus* tensão de circuito aberto (V_{oc}).



Fonte: Ficha técnica do módulo CS6U 320P, [Canadian Solar \(2016\)](#).

A Figura 18 mostra as curvas características da corrente *versus* tensão para diferentes valores de irradiância.

Figura 18 – Curvas características corrente *versus* tensão para diferentes valores da irradiação.



Fonte: Ficha técnica do módulo CS6U 320P, [Canadian Solar \(2016\)](#).

Os cálculos que envolvem o efeito da temperatura foram realizados considerando que os módulos apresentarão uma temperatura mínima de 10°C e máxima de 80°C. Para considerar essa mudança de temperatura na determinação das tensões, foram utilizados os coeficientes de temperatura presentes na ficha técnica dos módulos. Dessa forma, a diferença entre as CTP (25°C) para 10°C é de 15°C, e para 80°C é de 55°C. O coeficiente de temperatura de tensão (V_{oc}) é de 0,31%/°C, ou seja, para cada °C da temperatura do módulo abaixo de 25°C, a tensão no módulo aumentará em 0,31%. Da mesma forma, para cada °C da temperatura do módulo acima de 25°C, a tensão no módulo diminuirá em 0,31%. Assim, a determinação da tensão de circuito aberto (V_{oc}) para 10°C, e da tensão na máxima potência (V_{mp}) para 10°C e 80°C a partir dos valores em 25°C, pode ser feita como nas equações abaixo.

$$V_{oc(\text{módulo}10^{\circ}\text{C})} = V_{oc} + 15 * (0,0031 * V_{oc}) \quad (4.9)$$

$$V_{oc(\text{módulo}10^{\circ}\text{C})} = 45,3 + 15 * (0,0031 * 45,3) = 47,4 \text{ V} \quad (4.10)$$

$$V_{mp(\text{módulo}10^{\circ}\text{C})} = V_{mp} + 15 * (0,0031 * V_{oc}) \quad (4.11)$$

$$V_{mp(\text{módulo}10^{\circ}\text{C})} = 36,8 + 15 * (0,0031 * 45,3) = 38,9 \text{ V} \quad (4.12)$$

$$V_{mp(\text{módulo}80^{\circ}\text{C})} = V_{mp} - 55 * (0,0031 * V_{oc}) \quad (4.13)$$

$$V_{mp(\text{módulo}80^{\circ}\text{C})} = 36,8 - 55 * (0,0031 * 45,3) = 29,07 \text{ V} \quad (4.14)$$

A tensão na entrada do inversor é igual a soma das tensões de cada um dos módulos conectados em série em uma mesma *string*, desta forma, a tensão total do gerador também será dependente da temperatura.

- Número máximo de módulos por *string*

O número máximo de módulos presentes em uma mesma *string* deve ser escolhido de forma que a tensão na *string* seja inferior à tensão máxima de entrada do lado CC do inversor, para não danificá-lo. Por isso, para os cálculos, foi considerada a tensão máxima obtida pelos módulos, que ocorrerá durante a operação em circuito aberto na temperatura de 10°C. O número máximo de módulos pode ser obtido pela equação 4.15.

$$n_{\text{máx}} \leq \frac{V_{\text{máx(inv)}}}{V_{\text{oc(módulo10°C)}}} \quad (4.15)$$

$$n_{\text{máx}} \leq \frac{1000}{47,4} = 21,1 \quad (4.16)$$

Assim, o número de módulos conectados em série em cada *string* poderá ser, no máximo, igual a 21.

- Número mínimo de módulos por *string*

Para determinar o número mínimo de módulos presentes em uma mesma *string* foi considerada a tensão MPPT mínima do inversor, para que em dias com elevadas temperaturas, a tensão do gerador não caia abaixo dessa tensão mínima de funcionamento. Por isso, para os cálculos, foi considerada a menor tensão obtida pelos módulos, que ocorrerá à temperatura de 80°C. Assim, o número mínimo de módulos pode ser obtido pela equação 4.17.

$$n_{\text{mín}} \geq \frac{V_{\text{MPP(mín)}}}{V_{\text{mp(módulo80°C)}}} \quad (4.17)$$

$$n_{\text{mín}} \geq \frac{360}{29,07} = 12,4 \quad (4.18)$$

Desta forma, as *strings* devem ser compostas de no mínimo 13 e no máximo 21 módulos.

4.2.3.2 Determinação do número de *strings*

Para determinar o número de *strings* que podem ser conectadas a cada entrada MPPT independente do inversor, foi considerada a corrente máxima de entrada. Desta forma, foi considerado o pior caso, que ocorrerá quando a temperatura estiver elevada, assim, aumentando corrente do sistema. Para os cálculos, foram então considerados os valores máximos de corrente de curto circuito do lado CC da entrada do inversor e da corrente de curto circuito da *string* para a temperatura de 80°C.

$$n_{\text{strings}} \leq \frac{I_{\text{máx(cc)}}}{I_{\text{sc(módulo80°C)}}} \quad (4.19)$$

$$n_{\text{strings}} \leq \frac{55}{9,26 + 55 * (0,00053 * 9,26)} \leq 5,77 \quad (4.20)$$

Desta forma, conclui-se que podem ser conectadas até 5 *strings* a cada entrada desse inversor. O que condiz com a estrutura física da caixa de junção do lado CC, Figura 7, que possui 5 entradas para cada entrada MPPT independente do inversor.

4.2.3.3 Configuração do arranjo do sistema e compatibilidade dos inversores

Como serão utilizados dois inversores para *strings* com três entradas independentes, o primeiro inversor contará com 3 *strings* com 20 módulos conectados em série para cada entrada, totalizando 180 módulos. O segundo inversor contará com 3 *strings* de 20 módulos conectados em série para duas das entradas, e 3 *strings* de 19 módulos conectados em série para a entrada restante, totalizando 177 módulos. Essas configurações podem ser vistas no Apêndice B, relatório de configuração da ABB.

Sabe-se, que cada inversor possui uma caixa de junção com 15 entradas, como foi visto na Figura 7. A conexão das *strings* mencionadas à caixa de junção está demonstrada na Figura 21.

Também é necessário verificar se a tensão das *strings* está operando na faixa de tensão MPPT, de 360 V a 950 V. Para considerar o caso com a tensão mais alta, foi feito o cálculo considerando que os módulos estão a 10°C, e para tensão mais baixa, a 80°C. Desta forma, as tensões MPPT podem ser encontradas da seguinte forma:

$$V_{\text{MPPT}(\text{strings}10^{\circ}\text{C})} = 20 * 38,9 = 778 \text{ V} \quad (4.21)$$

$$V_{\text{MPPT}(\text{strings}80^{\circ}\text{C})} = 19 * 29,07 = 552,33 \text{ V} \quad (4.22)$$

Observa-se que as tensões encontradas estão dentro dos limites estabelecidos pelo fabricante. Agora, é necessário verificar se a tensão de circuito aberto das *strings* não ultrapassa a tensão máxima de entrada do inversor de 1000 V. Desta forma, na equação 4.23, obtém-se a tensão de circuito aberto nas *strings* a uma temperatura de 10°C.

$$V_{\text{oc}(\text{strings}10^{\circ}\text{C})} = 20 * 47,4 = 948 \text{ V} \quad (4.23)$$

Observa-se que este valor também está dentro dos limites estabelecidos.

Assim, pode-se calcular as potências nominais de pico de cada inversor e do sistema fotovoltaico.

$$P_{\text{inversor1}} = 3 * 3 * 20 * 320 \text{ Wp} = 57600 \text{ Wp} \quad (4.24)$$

$$P_{\text{inversor2}} = [(2 * 20) + (1 * 19)] * 3 * 320 \text{ Wp} = 56640 \text{ Wp} \quad (4.25)$$

$$P_{\text{total}} = P_{\text{inversor1}} + P_{\text{inversor2}} = 114,24 \text{ kWp} \quad (4.26)$$

4.2.4 Condutores

- Condutor CC

De acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712, a capacidade de condução de corrente pelos condutores das *strings* deve ser 25% superior à corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico à temperatura de 80°C, e ainda, incrementar um fator de tolerância de 10% para proteção contra falhas de terra e curtos-circuitos (MELO, 2014). Desta forma, a máxima corrente que irá circular pela *string* pode ser encontrada a partir da equação 3.2, como é mostrado na equação 4.27

$$I_{sc(string)} = 1,35 * (9,26 + 55 * 0,00053 * 9,26) \quad (4.27)$$

$$I_{sc(string)} = 12,86 \text{ A} \quad (4.28)$$

De acordo com a Figura 19 que apresenta a tabela de capacidade de condução de corrente para condutores solares, e considerando que os condutores serão instalados ao ar livre expostos ao sol e com o modo de instalação 3, a seção do condutor adequada é de 2,5 mm², que possui a corrente máxima admissível de 36 A.

Adotando o condutor de 2,5 mm² de seção, o comprimento máximo que poderá ser utilizado foi encontrado a partir da equação 3.3. Considerando a queda de tensão admissível no condutor de 1% e a condutividade elétrica do cobre a 46,4m/Ωmm² para 80°C (MELO, 2014), tem-se:

$$L_m = \frac{2,5 * 0,01 * 552,33 * 46,4}{2 * 12,86} \quad (4.29)$$

$$L_m = 25 \text{ m} \quad (4.30)$$

Os condutores de proteção foram dimensionados de acordo com a norma ABNT NBR 5410. Como a seção utilizada é de 2,5 mm², a seção mínima do condutor de proteção será, também, de 2,5 mm².

Figura 19 – Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os modos de instalação 1 e 3.

Capacidade de condução de corrente

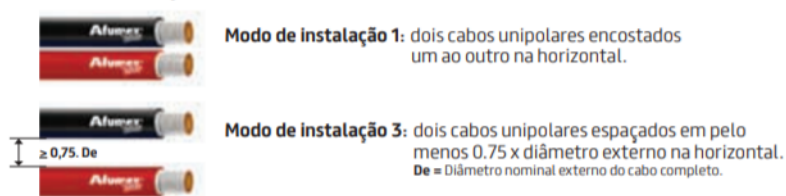
Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação ^[3]							
	1	3	1	3	1	3	1	3
	Temperatura de operação no condutor							
	90°C ^[4]		120°C ^[5]		90°C ^[4]		120°C ^[5]	
2,5	35	40	34	38	31	36	29	35
4	47	53	45	51	41	48	39	46
6	60	68	57	65	51	61	49	59
10	83	95	79	90	71	85	68	81
16	110	125	105	120	93	112	89	107
25	146	166	140	159	123	147	117	141
35	181	207	174	198	151	182	145	174
50	229	260	219	249	189	228	181	218
70	285	325	273	311	234	283	224	271
95	343	390	328	374	279	339	267	324
120	402	458	385	438	325	396	311	379
150	463	527	443	504	371	453	355	434
185	528	600	506	574	420	513	402	491
240	633	719	606	688	499	612	477	586

[1] Resistência ôhmica em corrente contínua à temperatura de 90°C;

[2] Cálculo da queda de tensão considerando um sistema de corrente contínua;

Nota: para a correção do Rcc e da queda de tensão a 120°C, multiplicar o Rcc e queda de tensão a 90°C pelo fator de 1,0925.

[3] Modo de instalação:



[4] Tabela C.2 da NBR 16612 - Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 30°C e temperatura no condutor em regime permanente de 90°C;

Fonte: Cabo Afumex Solar, [Prysmian Group \(2019\)](#).

• Condutor CA

Os condutores CA devem ser dimensionados para 1,25 vezes a corrente máxima de saída do inversor. Como a corrente máxima de saída do inversor é de 77 A, tem-se que o condutor deverá ser dimensionado para suportar até 96,25 A, como mostra a equação 4.31:

$$I_{ca(máx)} = 1,25 * 77 = 96,25 \text{ A} \quad (4.31)$$

De acordo com a Figura 20 que apresenta a tabela de capacidades de condução de corrente da norma ABNT NBR 5410, a seção do condutor adequado seria de 35 mm², porém, para manter uma margem de segurança, foram utilizados condutores de 50 mm², que possuem uma corrente máxima admissível de 144 A.

Figura 20 – Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência de instalação A1, A2, B1, B2, C e D da Norma ABNT NBR 5410.

Seções nominais (mm ²)	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336

Fonte: ABNT NBR 5410 (2004).

Adotando o condutor de 50 mm² de seção, o comprimento máximo que poderá ser utilizado foi encontrado a partir da equação 3.5, considerando a queda de tensão admissível na rede de 1% e a condutividade elétrica do cobre a 46,4m/Ωmm² para 80°C (MELO, 2014), tem-se:

$$L_m = \frac{50 * 0,01 * 220 * 46,4}{2 * 96,25 * 0,99} \quad (4.32)$$

$$L_m = 26,7 \text{ m} \quad (4.33)$$

A seção do condutor neutro pode ser determinada de acordo com a Tabela 6, retirada da norma ABNT NBR 5410.

Tabela 6 – Seção reduzida do condutor neutro.

Seção dos condutores de fase S [mm ²]	Seção reduzida do condutor neutro [mm ²]
S ≤ 25	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Fonte: [ABNT NBR 5410 \(2004\)](#).

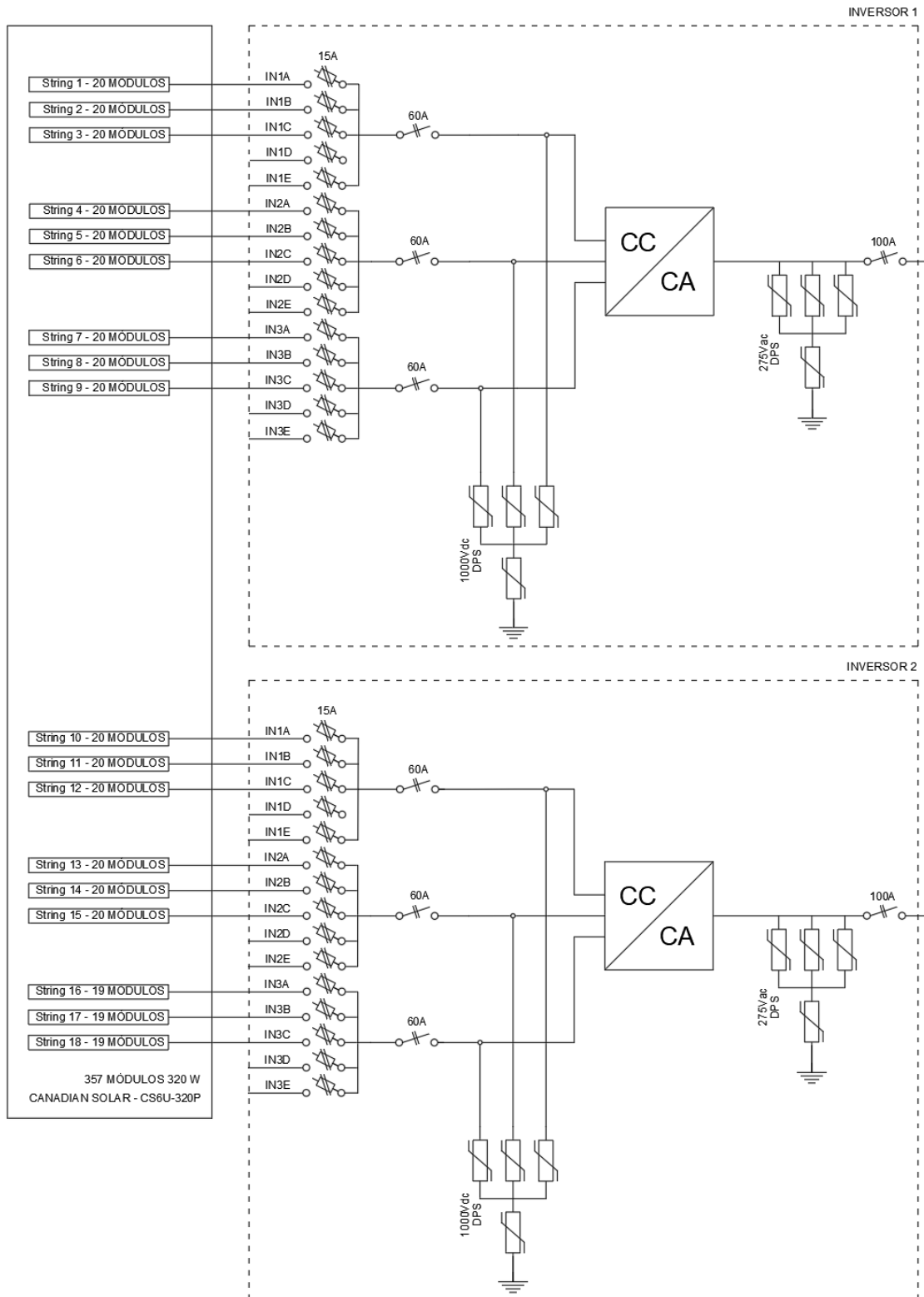
Desta forma, como a seção do condutor fase utilizado é de 50 mm², a seção do condutor neutro será de 25 mm².

4.2.5 Proteção

- Proteção do lado CC

Para realizar a proteção do lado CC, como dito anteriormente, foram utilizados fusíveis de 15 A, DPS's com nível de proteção classe II de 40 kA e chaves seccionadoras de 60 A, além do aterramento da parte metálica dos módulos. Todos esses dispositivos de proteção já estão inclusos na caixa de junção presente no inversor, como pode ser visto na Figura 21.

Figura 21 – Configuração das *strings* na caixa de junção do lado CC do inversor.



Fonte: Autoria própria - AutoCAD.

- Proteção do lado CA

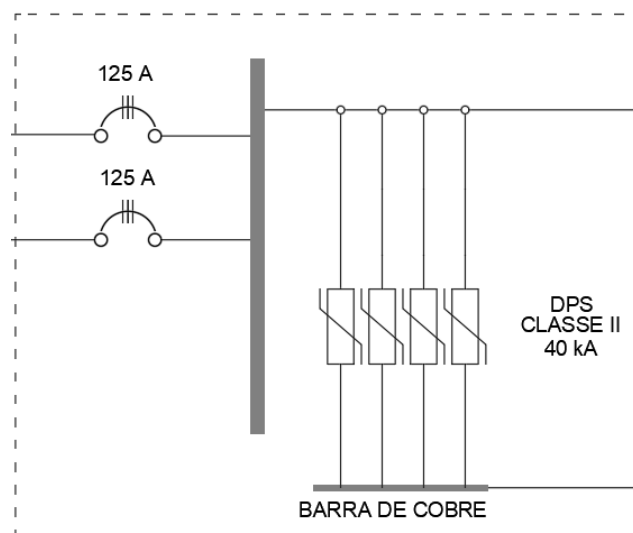
Para realizar a proteção do lado CA, foram utilizados disjuntores termomagnéticos e DPS's. Os disjuntores foram dimensionados seguindo a relação mostrada na equação 3.6. Como a corrente máxima de saída CA é de 96,25 A e a capacidade máxima de condução de corrente do condutor com 50 mm² é de 144 A, então o disjuntor será de 125 A, como mostrado na equação 4.40.

$$96,25 \text{ A} \leq 125 \text{ A} \leq 144 \text{ A} \quad (4.34)$$

Foram utilizados quatro DPS's classe II de 40 kA, de acordo com o recomendado para Brasília.

Todos esses dispositivos foram agrupados em uma caixa de junção CA, como mostrado na Figura 22.

Figura 22 – Caixa de junção do lado CA.

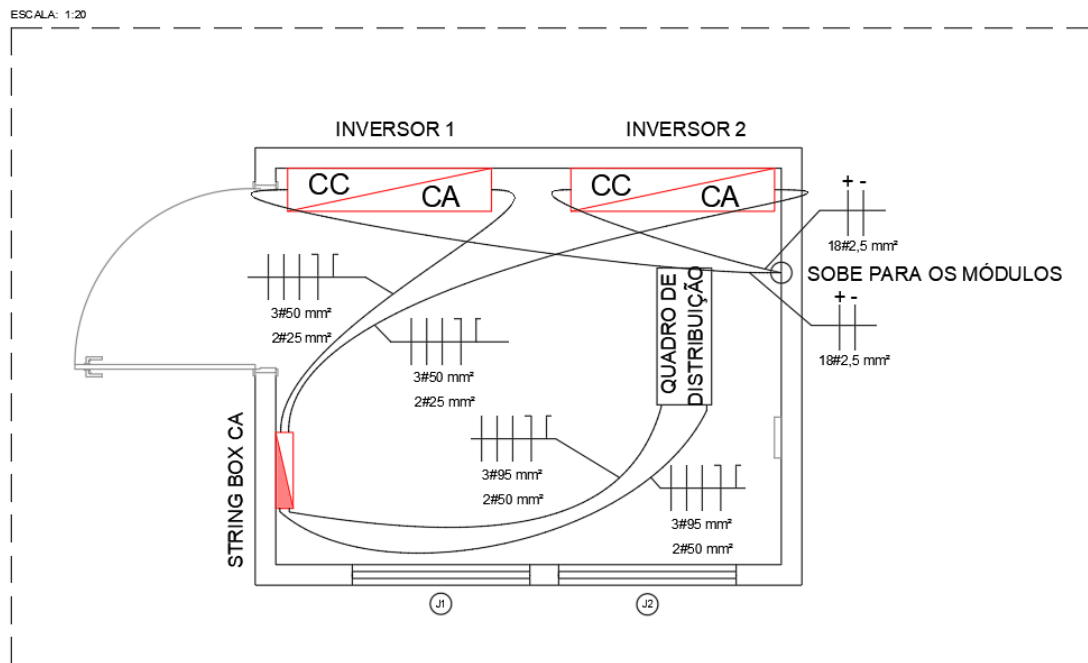


Fonte: Autoria própria - AutoCAD.

4.2.6 Localização dos inversores

Os cabos CC proveniente dos módulos irão descer em uma eletrocalha para a sala mostrada na Figura 23, onde se encontrarão os inversores, a caixa de junção do lado CA e o quadro de distribuição.

Figura 23 – Diagrama do local de instalação dos inversores.



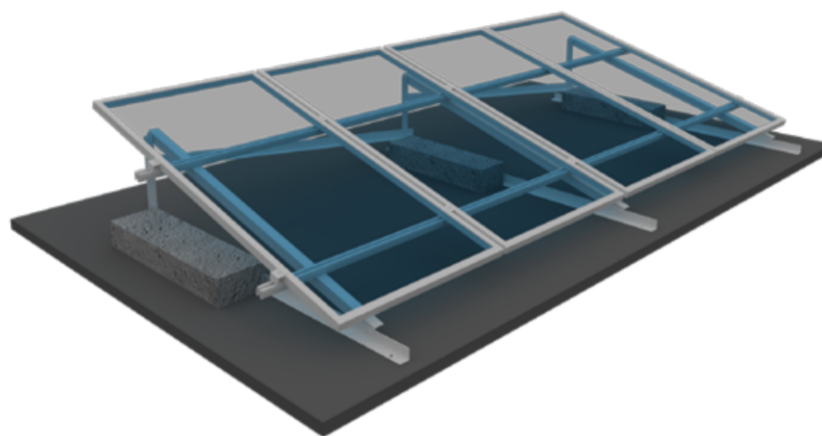
Fonte: Autoria própria - AutoCAD.

O ponto de descida da eletrocabo está demonstrado no Apêndice A pela caixa de passagem. Mais detalhes do projeto elétrico também podem ser vistos no mesmo Apêndice.

4.2.7 Estrutura de fixação

Para a instalação e fixação dos módulos à laje, serão utilizadas estruturas de alumínio, como a mostrada na Figura 24 com inclinação de 16°.

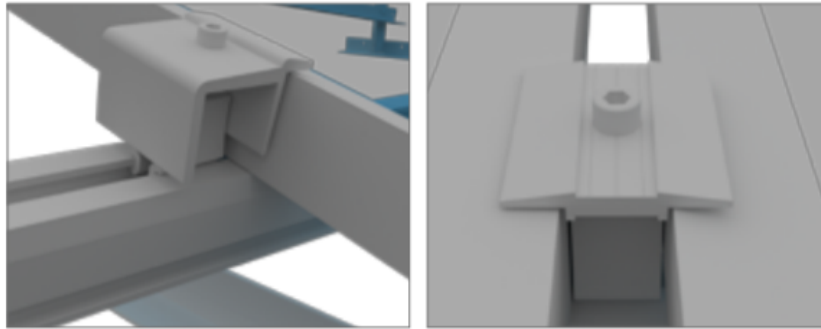
Figura 24 – Estrutura de alumínio similar à utilizada.



Fonte: Romagnole Produtos Elétricos S.A (2018).

Os módulos serão fixados à estrutura a partir de grampos de fixação, como os mostrados na Figura 25.

Figura 25 – Grampos de fixação.



Fonte: Romagnole Produtos Elétricos S.A (2018).

4.3 Estimativas de geração de energia pelo sistema fotovoltaico

4.3.1 Energia teórica

A energia teórica pode ser estimada utilizando a irradiação diária média, o número de módulos, a potência dos módulos e o número de dias que se está analisando, como mostra a equação 4.35, para 365 dias.

$$E_{\text{teórica}} = \frac{5,45 \text{ h}}{\text{dia}} * 357 * 320 \text{ Wp} * 365 \text{ dias} \quad (4.35)$$

$$E_{\text{teórica}} = 227,25 \text{ MWh/ano} \quad (4.36)$$

Assim, observa-se que a energia teórica anual estimada para esse sistema fotovoltaico é de 227,25 MWh.

4.3.2 Energia real

Para aproximar a energia real gerada, é necessário considerar as perdas do sistema, como perdas devido ao nível de irradiância, perdas devido à temperatura, perdas ôhmicas nos cabos e as perdas nos inversores durante a operação. Para estimar o impacto de todas as perdas, foi utilizado o *software PVsyst* para a simulação do sistema fotovoltaico, no qual se obteve uma perda de 16,94% ao ano. Desta forma, para incluir essas perdas no valor da energia teórica anual obtida a partir da equação 4.35, o mesmo será multiplicado pela eficiência obtida, como mostra a equação 4.37.

$$E_{\text{real}} = E_{\text{teórica}} * \eta \quad (4.37)$$

A eficiência utilizada será de 83,06% que corresponde a 100% menos as perdas obtidas no relatório gerado pelo *software PVsyst*, que pode ser visto no Apêndice C.

$$E_{\text{real}} = 227,25 \text{ MWh/ano} * 0,8306 \quad (4.38)$$

$$E_{\text{real}} = 188,75 \text{ MWh/ano} \quad (4.39)$$

Com isso, pode-se concluir que a energia real anual gerada pelo sistema fotovoltaico será de aproximadamente 188,75 MWh, que é um valor bem próximo do simulado a partir do *PVsyst* de 196,4 MWh para 360 módulos.

4.4 Investimento e tempo de retorno

Na Tabela 7 estão especificados a quantidade e o preço de cada item que será utilizado, e o investimento inicial para o projeto.

Tabela 7 – Investimento inicial do projeto.

Quantidade	Item	Preço
357	Módulos fotovoltaicos	R\$ 820,00 un.
	Canadian Solar, modelo CS6U 320P	
2	Inversores ABB, modelo TRIO-TM-60.0-480	R\$ 58.939,62 un.
	Estrutura metálica de fixação	R\$ 116.910,00
1.300	Metros de cabos CC de 2,5 mm ²	R\$ 7.200,00
30	Metros de cabos CA de 50 mm ²	R\$ 1.000,00
4	DPS's classe II de 40kA	R\$ 120,00 un.
2	Disjuntores termomagnéticos de 125A	R\$ 350,00 un.
Preço total R\$ 536.909,24		

Fonte: Autoria própria.

A partir desse investimento inicial, é possível estimar um tempo de retorno para o projeto a partir do fluxo de caixa. Para isso, alguns parâmetros devem ser considerados, estes foram listados e se encontram na Tabela 8.

Tabela 8 – Parâmetros de entrada para o fluxo de caixa.

Parâmetro	Valor
Investimento inicial	R\$ 536.909,24
Operação e manutenção	R\$ 5.369,09
Geração anual de energia	188,75 MWh
Tarifa CEB	0,4868235 R\$/kWh
Taxa Mínima de Atratividade - TMA	6,5%
Preço dos inversores	R\$ 117.879,24
Degradação dos módulos	0,66%

Fonte: Autoria própria.

Onde o custo de operação e manutenção corresponde a 1% do investimento inicial, a tarifa de energia considerada se refere ao horário fora de ponta úmido do mês de Janeiro de 2018. A tarifa fora de ponta foi escolhida pois é nesse horário que ocorrerá a maior parte da produção do sistema. Para a Taxa Mínima de Atratividade foi considerada a Taxa Selic de 6,5%. O percentual de degradação dos módulos foi retirado da ficha técnica disponibilizada pela Canadian Solar. Os inversores devem ser trocados a cada dez anos,

sendo assim, serão consideradas duas trocas do inversor ao longo do período analisado de 25 anos.

O fluxo de caixa pode ser visto na Tabela 9.

Tabela 9 – Fluxo de caixa.

Ano	Investimento inicial	Geração anual de energia (MWh)	Valor economizado na conta	Custo de operação e manutenção	Troca dos inversores	Saldo anual	Valor presente (VP)	VP acumulado
0	-R\$ 536.909,24	-	-	-	-	-R\$ 536.909,24	-R\$ 536.909,24	-R\$ 536.909,24
1	-	187,50	R\$ 91.281,48	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 85.912,38	R\$ 80.668,90	-R\$ 456.240,34
2	-	186,27	R\$ 90.679,02	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 85.309,93	R\$ 75.214,29	-R\$ 381.026,05
3	-	185,04	R\$ 90.080,54	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 84.711,44	R\$ 70.128,29	-R\$ 310.897,76
4	-	183,82	R\$ 89.486,00	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 84.116,91	R\$ 65.386,02	-R\$ 245.511,74
5	-	182,60	R\$ 88.895,40	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 83.526,30	R\$ 60.964,25	-R\$ 184.547,49
6	-	181,40	R\$ 88.308,69	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 82.939,59	R\$ 56.841,33	-R\$ 127.706,16
7	-	180,20	R\$ 87.725,85	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 82.356,76	R\$ 52.997,09	-R\$ 74.709,07
8	-	179,01	R\$ 87.146,86	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 81.777,77	R\$ 49.412,68	-R\$ 25.296,39
9	-	177,83	R\$ 86.571,69	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 81.202,60	R\$ 46.070,56	R\$ 20.774,16
10	-	176,66	R\$ 86.000,32	-R\$ 5.369,09	-R\$ 117.879,24	-R\$ 37.248,02	-R\$ 19.842,99	R\$ 931,17
11	-	175,49	R\$ 85.432,71	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 80.063,62	R\$ 40.048,80	R\$ 40.979,98
12	-	174,33	R\$ 84.868,86	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 79.499,77	R\$ 37.339,68	R\$ 78.319,66
13	-	173,18	R\$ 84.308,72	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 78.939,63	R\$ 34.813,70	R\$ 113.133,36
14	-	172,04	R\$ 83.752,29	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 78.383,19	R\$ 32.458,50	R\$ 145.591,86
15	-	170,90	R\$ 83.199,52	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 77.830,43	R\$ 30.262,54	R\$ 175.854,39
16	-	169,77	R\$ 82.650,40	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 77.281,31	R\$ 28.215,05	R\$ 204.069,44
17	-	168,65	R\$ 82.104,91	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 76.735,82	R\$ 26.306,00	R\$ 230.375,44
18	-	167,54	R\$ 81.563,02	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 76.193,93	R\$ 24.526,04	R\$ 254.901,48
19	-	166,44	R\$ 81.024,70	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 75.655,61	R\$ 22.866,44	R\$ 277.767,92
20	-	165,34	R\$ 80.489,94	-R\$ 5.369,09	-R\$ 117.879,24	-R\$ 42.758,39	-R\$ 12.134,70	R\$ 265.633,22
21	-	164,25	R\$ 79.958,71	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 74.589,61	R\$ 19.876,35	R\$ 285.509,56
22	-	163,16	R\$ 79.430,98	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 74.061,89	R\$ 18.531,19	R\$ 304.040,76
23	-	162,08	R\$ 78.906,74	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 73.537,64	R\$ 17.277,02	R\$ 321.317,77
24	-	161,02	R\$ 78.385,95	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 73.016,86	R\$ 16.107,66	R\$ 337.425,44
25	-	159,95	R\$ 77.868,60	-R\$ 5.369,09	-	R\$ 72.499,51	R\$ 15.017,40	R\$ 352.442,84

Fonte: Autoria própria.

A partir da análise do fluxo de caixa, pode-se observar que o investimento é atraente, visto que após 25 anos se tem um valor presente líquido de R\$ 352.442,84 e o tempo de retorno do investimento inicial é de 9 anos. É possível ressaltar também que, para cada R\$ 1 investido obteve-se R\$ 1,65 como retorno, como mostra a equação 4.40.

$$\text{Retorno(R\$)} = \frac{I_{\text{inicial}} + \text{VP}_{\text{líquido}}}{I_{\text{inicial}}} \quad (4.40)$$

$$\text{Retorno(R\$)} = \frac{536.909,24 + 352.442,84}{536.909,24} \quad (4.41)$$

$$\text{Retorno(R\$)} = 1,65 \quad (4.42)$$

5 Considerações finais

O trabalho realizado apresentou o dimensionamento de um sistema fotovoltaico a ser implementado no prédio UED. A partir do dimensionamento dos componentes do sistema, foi possível construir o projeto elétrico, que pode ser visto com mais detalhes nos diagramas presentes no Apêndice A.

Foi visto que o local de instalação possui um ótimo potencial energético, as estimativas de energia teórica e real geradas anualmente pelo sistema foram de 227,25 e 188,75 MWh por ano, o que resultou em um tempo de retorno do investimento inicial de 9 anos, um tempo um pouco maior que o normalmente visto, porém sendo ainda um investimento atrativo, visto que ao final do fluxo de caixa de 25 anos, obteve-se um valor presente líquido de R\$ 350.086,69.

Além do retorno financeiro, uma das muitas vantagens da instalação desse sistema fotovoltaico no prédio UED, é a visibilidade que isso trará tanto para a universidade quanto para a fonte solar em si. A UnB, como uma instituição de ensino, deve aderir a projetos deste tipo, pois assim influencia outros a fazerem o mesmo, aumentando cada vez mais a participação da fonte solar na matriz elétrica mundial.

Referências

- ABB. *Ficha técnica do inversor fotovoltaico modelo TRIO-TM-60.0-480*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<http://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=BCD.00658&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>>. Acesso em: 30 jun. 2019. Citado na página 23.
- ANEEL. *Resolução normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012*. [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 30 jun. 2019. Citado na página 18.
- APSYSTEMS. *Ilustração do microinversor*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://apsystems.com>>. Acesso em: 11 nov. 2018. Citado na página 15.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *ABNT NBR 5410: Informação e documentação — referências*. [S.l.], 2004. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *ABNT Catálogo*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.abntcatalogo.com.br>>. Acesso em: 20 nov. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.
- CANADIAN SOLAR. *Ficha técnica do módulo fotovoltaico modelo CS6U 320P*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto34009IdArquivo4019.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2018. Citado 3 vezes nas páginas 28, 34 e 35.
- CEB-D. *Requisitos para a conexão de acessantes ao sistema de distribuição CEB-D - Conexão em baixa e média tensão*. [S.l.], 2014. Disponível em: <<http://www.fcsolar.eco.br/wp-content/uploads/2014/09/CEB.pdf>>. Acesso em: 30 jun. 2019. Citado na página 18.
- CIVICSOLAR. *Ilustração do do inversor para strings*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.civicsolar.com/product/sungrow-125kw-600vac-1500vdc-tl-string-inverter-w-1-mppt-sg125hv>>. Acesso em: 11 nov. 2018. Citado na página 16.
- CREDER, H. *Instalações Elétricas*. 15. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2007. Citado na página 22.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balanço Energético Nacional*. [S.l.], 2018. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf>. Acesso em: 25 set. 2018. Citado na página 11.
- FRONTIN, S. de O. et al. *Usina Fotovoltaica Jaíba Solar: Planejamento e engenharia*. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA., 2017. Citado na página 30.
- GOOGLE EARTH. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://earth.google.com/web/>>. Acesso em: 23 set. 2018. Citado na página 26.

KAPTASOL. *Energia Solar*. [S.l.], 2019. Disponível em: <<http://kaptasol.com.br>>. Acesso em: 06 jun. 2019. Citado na página 14.

MELO, F. C. Projeto e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão em conformidade com a resolução 482 da aneel. Universidade Federal de Uberlândia, 2014. Citado 8 vezes nas páginas 13, 14, 15, 20, 21, 25, 38 e 40.

NASCIMENTO, R. L. Energia solar no brasil: SituaÇÃo e perspectivas. Consultoria Legislativa, 2017. Disponível em: <http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/32259/energia_solar_limp.pdf?sequence=1>. Acesso em: 25 nov. 2018. Citado na página 11.

PORTAL SOLAR. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br>>. Acesso em: 06 jun. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 16.

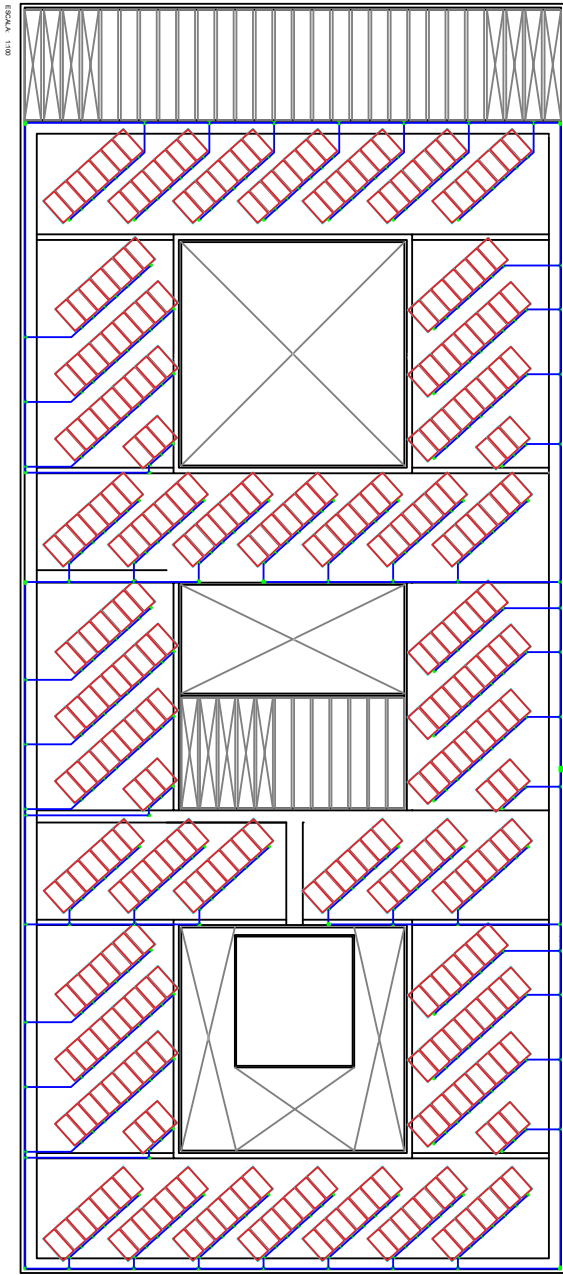
PRYSMIAN GROUP. *Cabo Afumex Solar: Qualidade e segurança a qualquer tempo, em qualquer lugar*. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/SO_001_01_PT_Afumex_Solar.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2019. Citado na página 39.

ROMAGNOLE PRODUTOS ELÉTRICOS S.A. *Suporte para Laje de Concreto e Telha Angular: Instrução de montagem*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.romagnole.com.br>>. Acesso em: 24 jun. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.

Apêndices

APÊNDICE A – Projeto elétrico

PRODUZIDO POR UMA VERSÃO DO AUTODESK PARA ESTUDANTES



LEGENDA

■	DESAFIO
■	DESAFIO
■	DESAFIO
■	DESAFIO
■	DESAFIO



PLANO DE ADVERTENCIA

Nome: _____

Endereço: _____

Telefone: _____

Cidade: _____

UF: _____

Estado: _____

CEB Distribuidora SA

Qualquer informação de interesse, favor consultar a Agência Reguladora de Energia e Gás (ARCEL) em: www.arcel.gov.br

CLIENTE	DATA DE ENTREGA	DATA DE VENCIMENTO
12345	01/03	

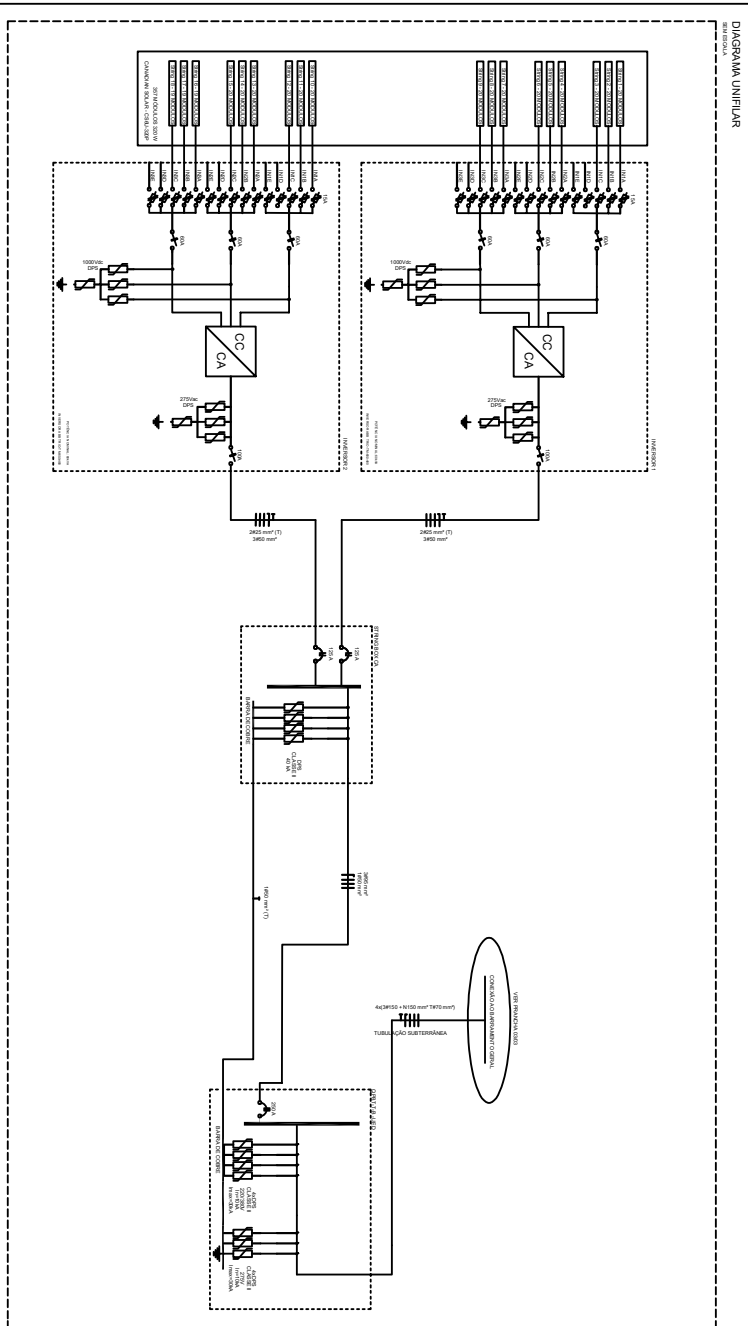
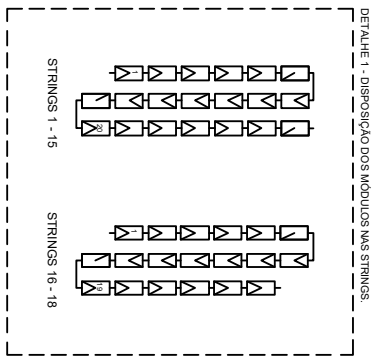
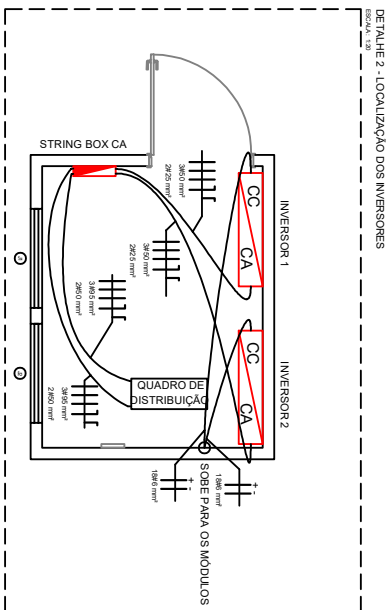


DIAGRAMA UNIFILAR



DETALHE 1 - DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS NAS STRINGS.



DETALHE 2 - LOCALIZAÇÃO DOS INVERSORES

LEGENDA

	ATENÇÃO
	RAZÃO INTERIORE ABRE-TERMINA
	SEÇÃO DO CONDUTOR EM mm²
	NEUTRALIZAÇÃO DE TERRA
	CHAVE SECCIONADORA PARA QUALIFICAÇÃO DE MANTENÇÃO
	CHAVE SECCIONADORA PARA SECCIONAMENTO DE MANUTENÇÃO
	CONJUNTO DE MEDIÇÃO DE ENERGIA
	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA CURTO-CIRCUITO
	INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO

PLACA DE ADVERTÊNCIA

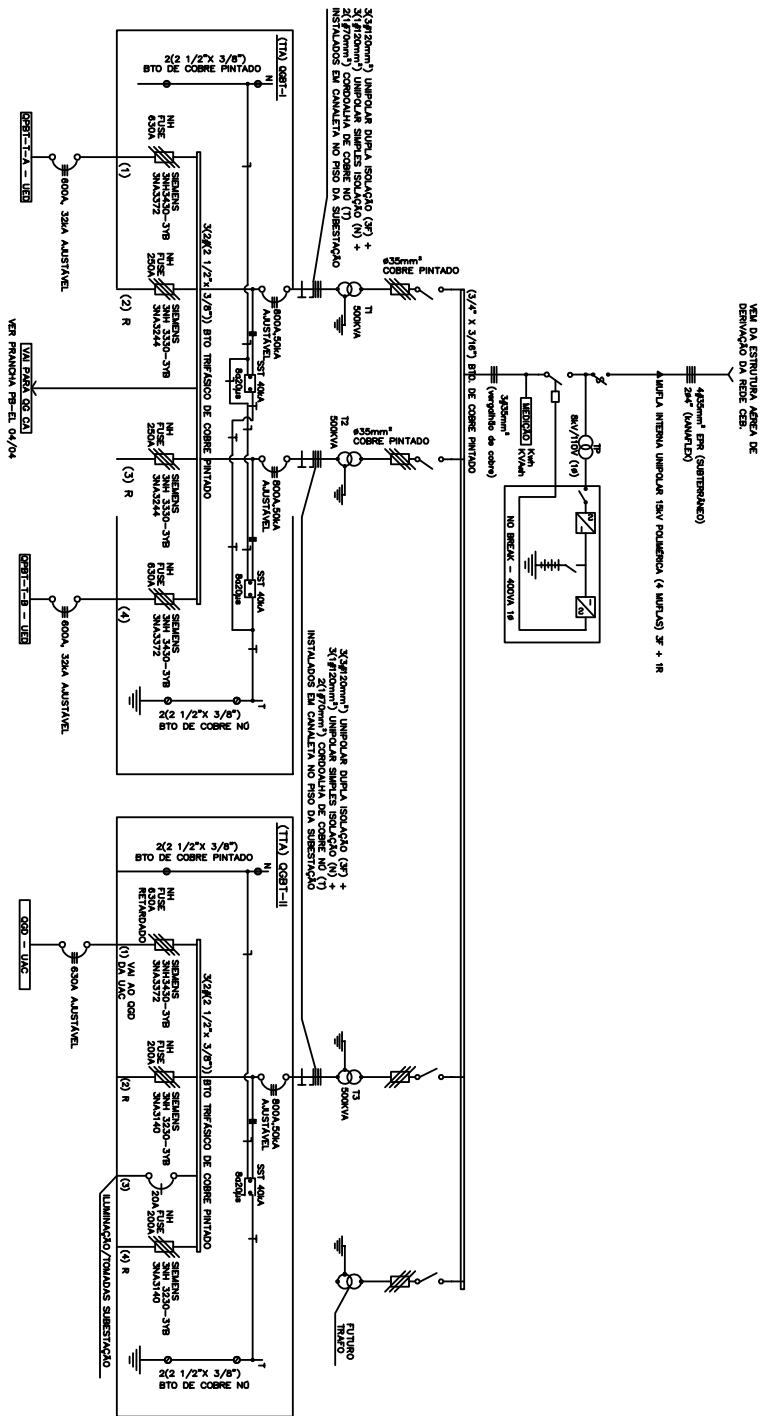


Nome:	Universidade de Brasília / Faculdade de Engenharia
Endereço:	São Paulo LT, Caixa CEP 712-44-040
Propriedade:	Fundação Universidade de Brasília
Autores do Projeto:	PROFESSOR RESPONSÁVEL
Autores do Projeto:	PROFESSOR RESPONSÁVEL
Autores do Projeto:	PROFESSOR RESPONSÁVEL
Autores do Projeto:	PROFESSOR RESPONSÁVEL
Autores do Projeto:	PROFESSOR RESPONSÁVEL
Autores do Projeto:	PROFESSOR RESPONSÁVEL

CEB Distribuição SA	
Gestão de Energia e Água, OBRAS	
Nome:	CEB Distribuição SA
Endereço:	Brasília, DF
Telefone:	061 3448-3300
E-mail:	atendimento@ceb.com.br
O responsável deve assinar e aplicar a rubrica no campo de assinatura. O documento será considerado válido somente quando assinado pelo responsável técnico responsável pelo projeto. Este documento é propriedade intelectual da CEB Distribuição SA e não pode ser reproduzido sem a autorização expressa da CEB Distribuição SA.	
Este documento contém informações confidenciais e não deve ser divulgado a terceiros sem a autorização expressa da CEB Distribuição SA.	

SINAIS DE ALERTA	
<input checked="" type="checkbox"/>	CHAVE
<input checked="" type="checkbox"/>	RAZÃO INTERIORE
<input checked="" type="checkbox"/>	SEÇÃO DO CONDUTOR
<input checked="" type="checkbox"/>	NEUTRALIZAÇÃO DE TERRA
<input checked="" type="checkbox"/>	CHAVE SECCIONADORA PARA QUALIFICAÇÃO DE MANTENÇÃO
<input checked="" type="checkbox"/>	CHAVE SECCIONADORA PARA SECCIONAMENTO DE MANUTENÇÃO
<input checked="" type="checkbox"/>	CONJUNTO DE MEDIÇÃO DE ENERGIA
<input checked="" type="checkbox"/>	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA CURTO-CIRCUITO
<input checked="" type="checkbox"/>	INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO

CHAVE	RAZÃO INTERIORE	SEÇÃO DO CONDUTOR	NEUTRALIZAÇÃO DE TERRA	CHAVE SECCIONADORA PARA QUALIFICAÇÃO DE MANTENÇÃO	CHAVE SECCIONADORA PARA SECCIONAMENTO DE MANUTENÇÃO	CONJUNTO DE MEDIÇÃO DE ENERGIA	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA CURTO-CIRCUITO	INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO
02/03								



VER DA ESTRUTURA AEREA DE DERIVAÇÃO DA REDE CES.

440V/3Ø (4W/3F) 40kVA (UNIFILAR)

ABRILTA INTERNA UNIFILAR 18kV POLIÉTER (4 W/3F) 3" + R

435mm² CABELO DE COBRE PINTADO

3/4" x 3/16" BOLA DE COBRE PINTADO (emprego de caixa)

3/4" x 3/16" UNIPOLAR DURA ISOLADO (C) + 3/4" x 3/16" UNIPOLAR SIMPLES ISOLADO (N) + 3/4" x 3/16" UNIPOLAR SIMPLES ISOLADO (T) INSTALADOS EM CANALETA NO PISO DA SUBESTAÇÃO

3/4" x 3/16" UNIPOLAR DURA ISOLADO (C) + 3/4" x 3/16" UNIPOLAR SIMPLES ISOLADO (N) + 3/4" x 3/16" UNIPOLAR SIMPLES ISOLADO (T) INSTALADOS EM CANALETA NO PISO DA SUBESTAÇÃO

PLACA DE ADVERTENCIA



LEGENDA	
	EQUIPAMENTO ELÉTRICO
	PROTEÇÃO DO CABELO ELÉTRICO
	PROTEÇÃO DO CABELO ELÉTRICO COM CABELO
	PROTEÇÃO DO CABELO ELÉTRICO COM CABELO E TERRELA
	PROTEÇÃO DO CABELO ELÉTRICO COM CABELO E TERRELA E PROTETOR
	PROTEÇÃO DO CABELO ELÉTRICO COM CABELO E TERRELA E PROTETOR E SUPRESSOR DE TENSÃO
	PROTEÇÃO DO CABELO ELÉTRICO COM CABELO E TERRELA E PROTETOR E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO
	PROTEÇÃO DO CABELO ELÉTRICO COM CABELO E TERRELA E PROTETOR E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO
	PROTEÇÃO DO CABELO ELÉTRICO COM CABELO E TERRELA E PROTETOR E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO
	PROTEÇÃO DO CABELO ELÉTRICO COM CABELO E TERRELA E PROTETOR E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO
	PROTEÇÃO DO CABELO ELÉTRICO COM CABELO E TERRELA E PROTETOR E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO E SUPRESSOR DE TENSÃO

CEDERJ

Nome: _____

Matrícula: _____

Disciplina: _____

Assinatura: _____

Data: _____

Local: _____

Observações: _____

03/03

APÊNDICE B – Relatório de Configuração

ABB - Inversores 1 e 2

ABB Stringsizer™ - Relatório de Configuração

Localização	Temperatura (°C) Amb Célula	Método de Montagem
CONTINENTE South America	Mínimo 10°C 10°C	Montagem sobre estrutura
PAÍS Brazil	Média 26°C 56°C	
LOCALIZAÇÃO Brasília	Máximo 50°C 80°C	

Modelo do Inversor: TRIO-TM-60.0 (DCWB-SX / -SX2) DCWB-SX2	
Potência AC Nominal [kW]/ Tensão AC Nominal [V] 60000 / 480	
Configuração do MPPT MPPT INDEPENDENTE (Número de MPPT independentes.: 3)	
Número total de módulos PV 180	
Potência DC instalada (STC) [kW] 57600	
Notas Certifique-se de que o tamanho dos fusíveis, instalados em série com cada um dos conectores de entrada seja compatível com Isc Máx e não exceda a corrente máx nominal especificada pelo fabricante do painel	

Painel FV (Fabricante / Modelo) Canadian Solar / CS6U 320P	
Tecnologia	
Potência Nominal[W] 320	
Tensão de Circuito Aberto - Voc [V] 45.30	
Corrente de Curto Circuito - Isc [A] 9.26	
Tensão de Máxima Potência - Vmp [V] 36.80	
Corrente de Máxima Potência - Imp [A] 8.69	
Coefficiente de Temperatura - Voc [V/°C] -0.140	
Coefficiente de Temperatura - Isc [mA/°C] 4.908	

	MPPT1	MPPT2	MPPT3
Painel PV/String	20	20	20
Número de Strings em Paralelo	3	3	3
Número total de módulos FV	60	60	60
Notas	1, 2	1, 2	1, 2
Potência DC Instalada (STC) [kW]	19.20	19.20	19.20
Potência Máxima/MPPT [kW]	21.00	21.00	21.00
PPV(INST),MPPT1/PPPTMAX	91.4%	91.4%	91.4%
PPV(inst)/PACR		96.0%	
PPV(inst)/PACMAX		96.0%	
Máxima Tensão do Sistema de Painéis FV [Vdc]	1000	1000	1000
Máxima Tensão de Entrada do Inversor [Vdc]	1000	1000	1000
Voc max @10°C [Vdc]	948.0	948.0	948.0
Voc min @80°C [Vdc]	752.0	752.0	752.0
Tensão de Ativação do Inversor (default) [Vdc]	500	500	500
Tensão de Ativação Recomendada do Inversor [Vdc]	Default (500)	Default (500)	Default (500)
Vmp max @10°C [Vdc]	770.2	770.2	770.2
Vmp typ @56°C [Vdc]	665.3	665.3	665.3
Vmp min @80°C [Vdc]	610.6	610.6	610.6
Faixa de Operação do MPPT* [Vdc]	350 - 950	350 - 950	350 - 950
Corrente Máxima de Curto Circuito do Gerador FV @80°C [A dc]	28.6	28.6	28.6
Corrente Máxima de Curto Circuito do Inversor/MPPT [A dc]	55	55	55
Corrente do MPP do gerador FV @80°C [A dc]	26.9	26.9	26.9
Corrente máxima na entrada do MPPT do Inversor[A dc]	36	36	36
Notas Explicativas	*) Faixa para o MPPT operar considerando a tensão de ativação predefinida; 1) Número de strings em paralelo compatíveis com número de entradas no inversor; 2)- Número de strings em paralelo maior do que 2. Verifique a necessidade de instalar fusíveis para proteção de corrente reversa.		

Termos e Condições de Uso: Ao usar essa ferramenta de projetos você concorda que as configurações estimadas dos strings serão usadas apenas com inversores ABB.A ABB não garante exatidão na previsão e desempenho do seu sistema FV ou do inversor ou conformidades com códigos e normas em vigor na localização do seu projeto.

Todas as configurações devem ser verificadas por um engenheiro qualificado para o cumprimento dos parâmetros operacionais e normas em vigor no local de instalação. Ao usar essa ferramenta o usuário é responsável por sua utilização e a ABB LTDA. não se responsabiliza por quaisquer danos advindos de sua utilização.

ABB Stringsizer™ - Relatório de Configuração

Localização	Temperatura (°C) Amb Célula	Método de Montagem
CONTINENTE South America	Mínimo 10°C 10°C	Montagem sobre estrutura
PAÍS Brazil	Média 26°C 56°C	
LOCALIZAÇÃO Brasília	Máximo 50°C 80°C	

Modelo do Inversor: TRIO-TM-60.0 (DCWB-SX / -SX2) DCWB-SX2	
Potência AC Nominal [kW]/ Tensão AC Nominal [V] 60000 / 480	
Configuração do MPPT MPPT INDEPENDENTE (Número de MPPT independentes.: 3)	
Número total de módulos PV 177	
Potência DC instalada (STC) [kW] 56640	
Notas Certifique-se de que o tamanho dos fusíveis, instalados em série com cada um dos conectores de entrada seja compatível com Isc Máx e não exceda a corrente máx nominal especificada pelo fabricante do painel	

Painel FV (Fabricante / Modelo) Canadian Solar / CS6U 320P	
Tecnologia	
Potência Nominal[W] 320	
Tensão de Circuito Aberto - Voc [V] 45.30	
Corrente de Curto Circuito - Isc [A] 9.26	
Tensão de Máxima Potência - Vmp [V] 36.80	
Corrente de Máxima Potência - Imp [A] 8.69	
Coefficiente de Temperatura - Voc [V/°C] -0.140	
Coefficiente de Temperatura - Isc [mA/°C] 4.908	

	MPPT1	MPPT2	MPPT3
Painel PV/String	20	20	19
Número de Strings em Paralelo	3	3	3
Número total de módulos FV	60	60	57
Notas	1, 2	1, 2	1, 2
Potência DC Instalada (STC) [kW]	19.20	19.20	18.24
Potência Máxima/MPPT [kW]	21.00	21.00	21.00
PPV(INST),MPPTI/PMPTMAX	91.4%	91.4%	86.9%
PPV(inst)/PACR		94.4%	
PPV(inst)/PACMAX		94.4%	
Máxima Tensão do Sistema de Painéis FV [Vdc]	1000	1000	1000
Máxima Tensão de Entrada do Inversor [Vdc]	1000	1000	1000
Voc max @10°C [Vdc]	948.0	948.0	900.6
Voc min @80°C [Vdc]	752.0	752.0	714.4
Tensão de Ativação do Inversor (default) [Vdc]	500	500	500
Tensão de Ativação Recomendada do Inversor [Vdc]	Default (500)	Default (500)	Default (500)
Vmp max @10°C [Vdc]	770.2	770.2	731.7
Vmp typ @56°C [Vdc]	665.3	665.3	632.1
Vmp min @80°C [Vdc]	610.6	610.6	580.1
Faixa de Operação do MPPT* [Vdc]	350 - 950	350 - 950	350 - 950
Corrente Máxima de Curto Circuito do Gerador FV @80°C [A dc]	28.6	28.6	28.6
Corrente Máxima de Curto Circuito do Inversor/MPPT [A dc]	55	55	55
Corrente do MPP do gerador FV @80°C [A dc]	26.9	26.9	26.9
Corrente máxima na entrada do MPPT do Inversor[A dc]	36	36	36
Notas Explicativas	*) Faixa para o MPPT operar considerando a tensão de ativação predefinida; 1) Número de strings em paralelo compatíveis com número de entradas no inversor; 2)- Número de strings em paralelo maior do que 2. Verifique a necessidade de instalar fusíveis para proteção de corrente reversa.		

Termos e Condições de Uso: Ao usar essa ferramenta de projetos você concorda que as configurações estimadas dos strings serão usadas apenas com inversores ABB.A ABB não garante exatidão na previsão e desempenho do seu sistema FV ou do inversor ou conformidades com códigos e normas em vigor na localização do seu projeto.

Todas as configurações devem ser verificadas por um engenheiro qualificado para o cumprimento dos parâmetros operacionais e normas em vigor no local de instalação. Ao usar essa ferramenta o usuário é responsável por sua utilização e a ABB LTDA. não se responsabiliza por quaisquer danos advindos de sua utilização.

APÊNDICE C – Relatório - PVsyst

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : Projeto_UED

Geographical Site	Brasilia	Country	Brazil
Situation	Latitude -15.87° S	Longitude	-47.93° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	1061 m
	Albedo 0.20		
Meteo data:	Brasilia	MeteoNorm 7.2 station - Synthetic	

Simulation variant : Prédio UED com 360 módulos

Simulation date 11/06/19 15h32

Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings		
Collector Plane Orientation	Tilt	16°	Azimuth	0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
User's needs :	Unlimited load (grid)			

PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)

PV module	Si-poly	Model	CS6U - 320P	
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Sub-array "Sub-array #1"				
Number of PV modules	In series	18 modules	In parallel	10 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	180	Unit Nom. Power	320 Wp
Array global power	Nominal (STC)	57.6 kWp	At operating cond.	51.6 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	592 V	I mpp	87 A
Sub-array "Sub-array #2"				
Number of PV modules	In series	18 modules	In parallel	10 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	180	Unit Nom. Power	320 Wp
Array global power	Nominal (STC)	57.6 kWp	At operating cond.	51.6 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	592 V	I mpp	87 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	115 kWp	Total
		Module area	700 m²	Cell area
				360 modules
				631 m ²
Inverter				
Original PVsyst database	Model	TRIO-TM-60_0-480		
Characteristics	Manufacturer	ABB		
	Operating Voltage	360-950 V	Unit Nom. Power	60.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	3 * MPPT 33 %	Total Power	60 kWac
			Pnom ratio	0.96
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	3 * MPPT 33 %	Total Power	60 kWac
			Pnom ratio	0.96
Total	Nb. of inverters	2	Total Power	120 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	114 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#2	114 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %

Grid-Connected System: Simulation parameters

Incidence effect (IAM): User defined profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

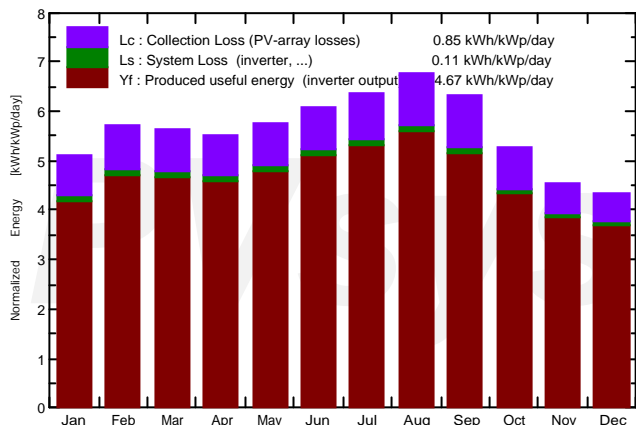
Grid-Connected System: Main results

Project : Projeto_UED
Simulation variant : Prédio UED com 360 módulos

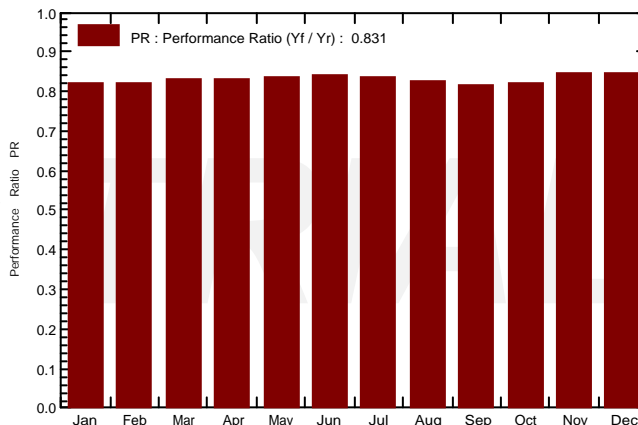
Main system parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		tilt	16°	azimuth 0°
PV modules		Model	CS6U - 320P	Pnom 320 Wp
PV Array		Nb. of modules	360	Pnom total 115 kWp
Inverter		Model	TRIO-TM-60_0-480	Pnom 60.0 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	2.0	Pnom total 120 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 196.4 MWh/year** Specific prod. 1705 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 83.06 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 115 kWp



Performance Ratio PR



Prédio UED com 360 módulos Balances and main results

	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
January	169.1	87.50	23.30	158.3	154.2	15.35	15.00	0.822
February	165.5	77.60	22.50	160.5	156.7	15.57	15.21	0.823
March	170.3	74.00	22.20	174.5	170.5	17.06	16.67	0.829
April	151.1	54.70	21.90	165.9	162.5	16.27	15.91	0.832
May	152.5	44.00	20.50	178.3	175.1	17.54	17.15	0.835
June	150.1	34.90	19.00	182.4	179.3	18.12	17.72	0.843
July	164.5	35.10	19.50	197.2	194.0	19.42	18.99	0.836
August	183.9	37.30	21.00	210.3	206.7	20.44	19.98	0.825
September	180.1	61.80	22.40	189.6	185.7	18.24	17.82	0.816
October	165.3	76.00	23.60	163.8	159.6	15.83	15.47	0.820
November	145.1	68.60	22.10	136.9	133.0	13.63	13.34	0.846
December	145.4	81.40	21.60	134.7	130.7	13.42	13.14	0.846
Year	1942.9	732.90	21.63	2052.5	2008.1	200.91	196.40	0.831

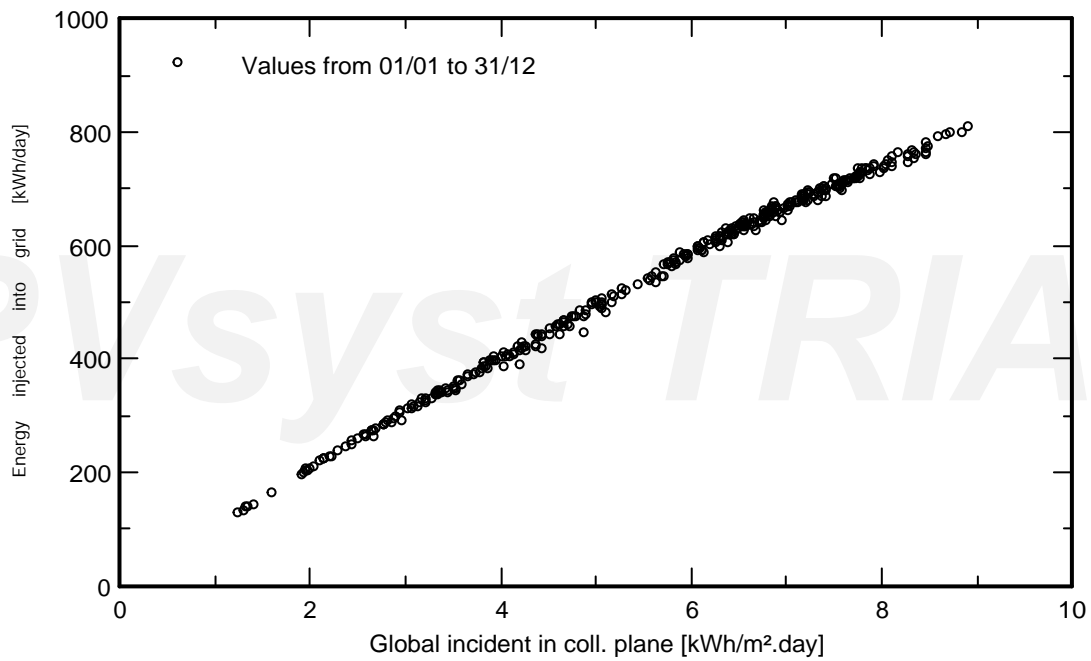
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Special graphs

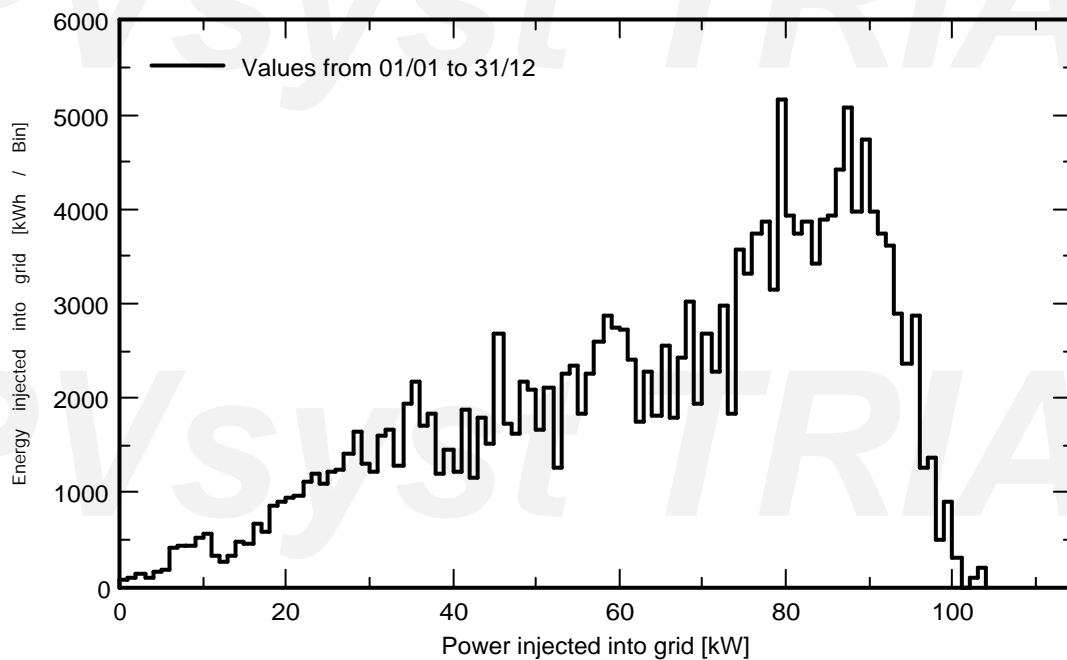
Project : Projeto_UED
Simulation variant : Prédio UED com 360 módulos

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	16°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6U - 320P	Pnom 320 Wp
PV Array	Nb. of modules	360	Pnom total 115 kWp
Inverter	Model	TRIO-TM-60_0-480	Pnom 60.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 120 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projeto_UED
Simulation variant : Prédio UED com 360 módulos

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	16°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6U - 320P	Pnom 320 Wp
PV Array	Nb. of modules	360	Pnom total 115 kWp
Inverter	Model	TRIO-TM-60_0-480	Pnom 60.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 120 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

