



Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico de
72 kW na Cidade de Brasília**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Luísa Damas Palet
Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 4 de setembro de 2023.

Luísa Damas Palet

Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico de 72 kW na Cidade de Brasília

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 4 de setembro de 2023.

ATA DE APROVAÇÃO

Luísa Damas Palet

Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico de 72 kW na Cidade de Brasília

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Aprovada em 08 de setembro de 2023.

Orientador: Prof. João Marcus Soares Callegari
Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

Membro Titular: Eng. Diuary Gonçalves
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET/MG

Membro Titular: Eng. João Victor G. França
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET/MG

DEDICATÓRIA

Dedico este
trabalho

Aos meus pai e meus avós, por serem meu exemplo de perseverança. Este trabalho é o resultado do amor e inspiração que recebi de vocês ao longo da minha vida. Obrigada.

AGRADECIMENTOS

Primeiro, gostaria de agradecer aos meus pais, Ricardo e Rita, a minha irmã, Juliana, a minha psicóloga, a minha família e aos meus amigos que me acompanharam, por me incentivarem, me ajudarem muito, com tanto carinho e amor. Sem eles, eu sei que não teria conseguido chegar até aqui.

Também gostaria de agradecer ao Noé Gelinski e Rogério Diogne por terem me ensinado e me auxiliado em todos os procedimentos durante o estágio da graduação, dando-me toda a base inicial de conhecimento para a realização desse projeto.

E por último, e não menos importante, a todos meus professores que fizeram parte dessa jornada e do curso, em especial ao professor e orientador João Marcus Callegari. Agradeço toda a dedicação, tanto nesse projeto quanto durante toda a pós-graduação. Sou muito grata ao esforço e apoio oferecido.

Apesar das dificuldades enfrentadas durante o curso, foi com muito esforço e dedicação que cheguei até aqui. Se não fosse todo apoio que tive de cada um de vocês, não teria finalizado com sucesso essa etapa. Minha gratidão a todos.

RESUMO

Este trabalho realiza o dimensionamento, estudo de viabilidade e projeto de uma usina solar fotovoltaica com potência instalada de 72 kW na cidade de Brasília - DF.

O empreendimento é enquadrado no âmbito da microgeração distribuída, atendido em média tensão trifásica 13,8 kV a 60 Hz e demanda contratada de 55 kW. Para uma irradiação solar média local estimada em 5,37 kWh/m².dia, o sistema solar fotovoltaico foi dimensionado com uma potência instalada de 72 kW, com 180 módulos de 540 Wp e 2 inversores de 36 kW. A instalação dos módulos é feita no telhado, ocupando 465 m² ou 23 % da área total disponível de aproximadamente 2000 m².

O projeto apresentou viabilidade, com uma taxa interna de retorno de 23,21 % a.a. e *payback* descontado de 5,48 anos, justificando o elevado investimento inicial, de aproximadamente 325 mil Reais, com um rápido retorno.

Palavras-chave: Resolução Normativa, Sistema Fotovoltaico, Energia Renovável, Engenharia Elétrica.

ABSTRACT

This study performs the sizing, viability evaluation and design of a 72-kW photovoltaic solar plant to be installed in the city of Brasilia - DF.

The project falls within the scope of distributed microgeneration, served at three-phase medium voltage of 13.8 kV at 60 Hz, with a contracted demand of 55 kW. For an estimated average local solar irradiation of 5.37 kWh/m².day, the photovoltaic solar system was sized with an installed capacity of 72 kW, comprising 180 modules of 540 Wp each and 2 inverters of 36 kW. The modules are installed on the roof, occupying 465 m² or 23% of the total available area of approximately 2000 m².

The project was shown to be viable, with an internal rate of return of 23,21% p.a. and discounted payback of 5,48 years, justifying the high initial investment, of approximately 325 thousand Reais, with a quick return.

Keywords: Normative Resolution, Photovoltaic System, Renewable Energy, Electrical Engineering

Lista de Figuras

Figura 1 – Vista lateral da edificação na qual será construída a usina solar fotovoltaica.	14
Figura 2 – Vista superior da edificação na qual será construída a usina solar fotovoltaica... ..	15
Figura 3 – Vista aérea do local de instalação dos módulos e indicação do ramal de entrada de energia.	15
Figura 4 – Disposição dos módulos fotovoltaicos no telhado.	16
Figura 5 – Ramal de entrada de energia elétrica (subestação aérea) já existente.	16
Figura 6 – Localização dos quadros elétricos (edificação e usina).	17
Figura 7 – Localização dos quadros elétricos (edificação e usina) – Planta baixa.....	17
Figura 8 – Foto do QGBT já existente.	18
Figura 9 – Foto da parede de instalação dos equipamentos (QDCA, inversores e caixas de junção).....	18
Figura 10 – Disposição dos equipamentos da usina na parede.	18
Figura 11 – Dados de irradiação solar.	23
Figura 12 – Configuração trifilar das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV.	24
Figura 13 – Estruturas de fixação dos módulos (mini trilhos).....	33
Figura 14 – Disposição dos módulos fotovoltaicos e das eletrocalhas no telhado.....	34
Figura 15 – Subestação aérea existente.	35
Figura 16 – Vistas internas dos quadros da subestação de entrada situados na mureta de proteção e medição.....	36
Figura 17 – Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de c.c nas principais barras da unidade consumidora.	38
Figura 18 – Diagrama unifilar da entrada de energia.	41

Lista de Tabelas e Quadros

Tabela 1 – Informações da UC.	19
Tabela 2 – Histórico de consumo da UC.	20
Tabela 3 – Características dos módulos fotovoltaicos utilizados na instalação.	22
Tabela 4 – Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.	23
Tabela 5 – Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.	24
Tabela 6 – Resumo do dimensionamento da proteção c.c.	27
Tabela 7 – Resumo do dimensionamento da proteção c.a.	28
Tabela 8 – Premissas para dimensionamento de cabos c.c.	29
Tabela 9 – Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.	29
Tabela 10 – Premissas para dimensionamento de cabos c.a.	31
Tabela 11 – Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410.	32
Tabela 12 – Dimensionamento dos eletrodutos de acordo com a ABNT NBR 5410.	33
Tabela 13 – Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da UFV.	34
Tabela 14 – Características elétricas do transformador a óleo.	36
Tabela 15 – Características elétricas do disjuntor geral.	37
Tabela 16 – Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE.	38
Tabela 17 – Resumo das contribuições da concessionária para as correntes de curto-circuito nas principais barras da unidade consumidora.	39
Tabela 18 – Resumo das contribuições do acessante para as correntes de curto-circuito nas principais barras da unidade consumidora.	39
Tabela 19 – Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.	39
Tabela 20 – Resumo das informações referentes a tarifas, consumo e demanda.	42
Tabela 21 – Resumo das informações de dimensionamento.	42
Tabela 22 – Custos considerados para construção da UFV.	43
Tabela 23 – Premissas financeiras.	43
Tabela 24 – Fluxo de caixa, parte 1.	44
Tabela 25 – Fluxo de caixa, parte 2.	44
Tabela 26 – Fluxo de caixa, parte 3.	45

Lista de Abreviações

A	Ampère
BT	Baixa Tensão
c.a.	Corrente Alternada
c.c.	Corrente Contínua
FP	Fora de Ponta
FV	Fotovoltaico
h	Hora
Hz	Hertz
k	Kilo
LCOE	Custo Nivelado de Energia
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (<i>Maximum Power Point Tracking</i>)
m	Metros
N	Norte
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RMS	Valor Quadrático Médio (<i>Root Mean Square</i>)
STC	Condições Padrões de Teste (<i>Standard Testing Conditions</i>)
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido
V	Volt
W	Watts

Lista de Símbolos

A_m	Área do módulo
I_{cc}	Corrente c.c. nominal
I_{cu} / I_{cn}	Capacidade de interrupção
I_{dps}	Corrente de descarga nominal c.c.
$I_{dps,max}$	Corrente de descarga máxima c.c.
$I_{dps,ca}$	Corrente de descarga nominal c.a.
$I_{dps,max,ca}$	Corrente de descarga máxima c.a.
$I_{arranjo,max}$	Corrente c.c. máxima por arranjo FV
$I_{serie,max}$	Corrente c.c. máxima por série FV
$I_{sc,arranjo,max}$	Corrente c.c. curto-circuito máxima por arranjo FV
$I_{sc,serie,max}$	Corrente c.c. curto-circuito máxima por série FV
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
I_{sd}	Corrente de disparo instantâneo
I_{mp}	Corrente de máxima potência*
η_{fv}	Eficiência do módulo
ΔV_{mppt}	Faixa de operação do MPPT
FSI	Fator de sobredimensionamento do inversor
I_{ca}	Máxima corrente c.a. (RMS)
N_{inv}	Número de inversores fotovoltaicos
N_t	Número de módulos fotovoltaicos
$N_{fv,inv}$	Número de módulos fotovoltaicos por inversor
N_{sfv}	Número de módulos FV por série fotovoltaica
$N_{inv,MPPT}$	Número de MPPTs por inversor

$N_{inv,série}$	Número de séries FV permitidas
$N_{série}$	Número de séries FV por inversor
$N_{jun,cc}$	Número de caixas c.c por inversor
$N_{t,cc}$	Número total de caixas c.c.
$N_{t,ca}$	Número total de caixas c.a.
P_{ca}	Potência c.a. nominal
P_{mp}	Potência máxima*
$P_{ca,usina}$	Potência nominal c.a. da usina FV
$P_{cc,usina}$	Potência nominal c.c. da usina FV*
P_{fv}	Potência nominal c.c. por inversor*
$P_{série}$	Potência nominal da série fotovoltaica
t_{dps}	Tempo de resposta típico c.c.
$t_{dps,ca}$	Tempo de resposta típico c.a.
$V_{cc,min}$	Tensão c.c. de partida
V_{oc}	Tensão de circuito aberto*
V_{mp}	Tensão de máxima potência*
V_{dps}	Tensão máxima de operação contínua c.c.
$V_{dps,ca}$	Tensão máxima de operação contínua c.a.
V_{ca}	Tensão nominal de saída c.a. (RMS)
V_{cc}	Tensão c.c. nominal
$V_{dps,max}$	Nível de proteção c.c.
$V_{dps,max,ca}$	Nível de proteção c.a.
$V_{serie,max}$	Tensão máxima por c.c. por série fotovoltaica.

*Informações no STC: 25°C e 1000 W/m²

Sumário

1-	O Sistema Fotovoltaico	14
1.1	OBJETIVO	14
1.2	LOCALIZAÇÃO DA PLANTA FOTOVOLTAICA	14
1.3	UNIDADE CONSUMIDORA E ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA	19
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	20
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS E INVERSORES FV	20
2.2	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A. DE BAIXA TENSÃO	26
2.3	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C. DE BAIXA TENSÃO	28
2.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A. DE BAIXA TENSÃO	30
2.5	ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV	33
3-	Cabine Primária	35
3.1	CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO	35
3.2	DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE	36
3.3	ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO	37
3.4	ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO	38
3.4.1	<i>CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO</i>	<i>38</i>
3.5	DIAGRAMA UNIFILAR	40
4-	Análise de Viabilidade Econômica	42
4.1	RESUMO DAS INFORMAÇÕES DO EMPREENDIMENTO	42
4.2	CUSTOS ESTIMADOS	42
4.3	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA	43
4.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA	43
5-	Conclusão	46
6-	Referências Bibliográficas	47
7-	Anexos	49

1- O Sistema Fotovoltaico

1.1 OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo descrever o projeto de instalação elétrica de um sistema com microgeração fotovoltaica (FV) do tipo *on-grid* em uma unidade consumidora do Poder Público.

O sistema está previsto para ser instalado em Brasília, Distrito Federal, em um terreno com árvores e outros prédios por perto, mas que não fazem interferência de sombreamento.

O sistema fotovoltaico terá capacidade de 72 kW e os módulos fotovoltaicos serão instalados em dois telhados com orientação voltada ao hemisfério Norte.

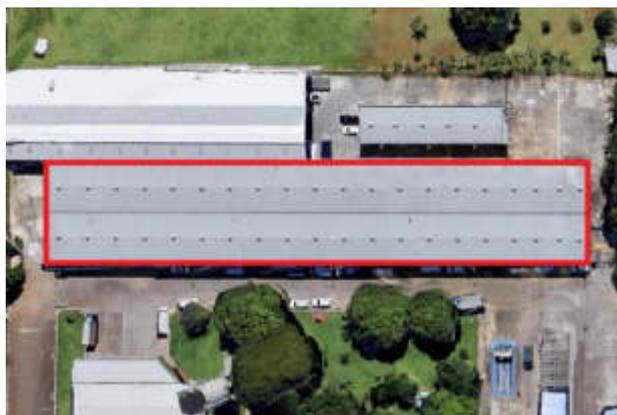
1.2 LOCALIZAÇÃO DA PLANTA FOTOVOLTAICA

O Sistema Fotovoltaico foi projetado para ser instalado em um prédio público situado em Brasília, com coordenadas de -15.7903° de Latitude e -47.8825° de Longitude. As figuras a seguir mostram o local da instalação da usina solar fotovoltaica.

Figura 1 – Vista lateral da edificação na qual será construída a usina solar fotovoltaica.



Figura 2 – Vista superior da edificação na qual será construída a usina solar fotovoltaica.



O local possui telhado em estrutura metálica coberto com telhas metálicas trapezoidais formando 4 (quatro) águas, duas direcionadas para o sul e duas para o norte (com azimute 18° na direção nordeste), conforme mostrado na Figura 3. Cada água possui inclinação de $3,6^\circ$ e área útil de aproximadamente 500 m^2 (quinhentos metros quadrados), pois foram adotados afastamentos em relação aos exaustores eólicos centrais e às platibandas periféricas. Outros 2 graus adicionais de inclinação dos módulos serão obtidos com o sistema de fixação.

Figura 3 – Vista aérea do local de instalação dos módulos e indicação do ramal de entrada de energia.



Conforme mostrado na Figura 4, o projeto irá utilizar apenas as duas águas direcionadas para o norte, assinaladas como 1 e 3 na Figura 3, para maior otimização da geração.

Figura 4 – Disposição dos módulos fotovoltaicos no telhado.



A entrada de energia em 13,8 kV, mostrada na Figura 5, é suprida pela concessionária Neoenergia e alimenta a subestação aérea existente, que reduz a tensão para 380 V. Essa entrada já é existente e está situada a 40 m (metros) do início do prédio e a 100 m do quadro geral de baixa tensão da edificação (QGBT), que também já é existente, conforme apresentado na Figura 6.

Figura 5 – Ramal de entrada de energia elétrica (subestação aérea) já existente.



Figura 6 – Localização dos quadros elétricos (edificação e usina).



O local de instalação dos inversores, caixas de junção c.c. (*string box*) e o quadro de proteção c.a. da usina fotovoltaica (QDCA) foi escolhido devido à disponibilidade de uma parede vazia próxima ao centro da edificação, não muito distante do QGBT. As figuras a seguir detalham a localização dos quadros na edificação e a disposição dos equipamentos da usina ao longo da parede:

Figura 7 – Localização dos quadros elétricos (edificação e usina) – Planta baixa.

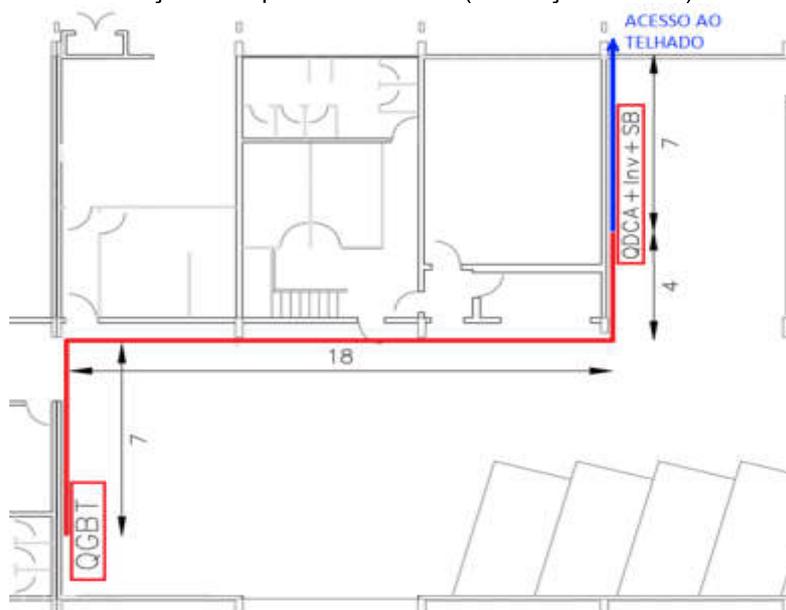


Figura 8 – Foto do QGBT já existente.



Figura 9 – Foto da parede de instalação dos equipamentos (QDCA, inversores e caixas de junção).



Figura 10 – Disposição dos equipamentos da usina na parede.



Conforme apresentado na Figura 10, os cabos das séries c.c. que saem dos módulos descem do telhado para as caixas de junção c.c. Posteriormente os cabos das séries c.c. seguem para os inversores. Depois, as três fases c.a. saem de cada um dos inversores, seguem para o QDCA e, por fim, vão para o QGBT. Posteriormente, essa parte do sistema será abordada em mais detalhes.

Por questões de segurança, para facilitar na manutenção e evitar confusões, foram utilizadas infraestruturas segregadas para os condutores c.c. e c.a. Não é indicado que redes c.a. e c.c. compartilhem eletrodutos, quadros e eletrocalhas, como recomenda a norma NBR 16690.

Devido ao grande quantitativo de condutores c.c, a infraestrutura correspondente será construída com eletrocalhas perfuradas com tampa, de forma a facilitar o lançamento dos cabos e assegurar uma boa organização.

1.3 UNIDADE CONSUMIDORA E ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

A modalidade tarifária da Unidade Consumidora onde o sistema será instalado é A4 THS Verde – Poder Público, com horário de ponta das 18 h às 21 h e demanda contratada de 55 kW. A Unidade Consumidora é atendida por meio de ramal de entrada aéreo, com medição e proteção em baixa tensão à jusante da estação transformadora. A tarifa média mensal da demanda dos 12 (doze) meses avaliados foi de 13,8861 R\$/kW. Com isso, o valor médio mensal da demanda resultou em R\$ 763,73 (*Demanda contratada de 55kW * tarifa média = custo médio mensal*).

O consumo médio mensal dos 12 (doze) meses avaliados foi de 1.259,83 kWh no horário de ponta e de 11.273,50 kWh no horário de Fora Ponta. O custo total anual correspondente foi de 121.812,93 reais. Essas informações estão consolidadas na Tabela 1 e na Tabela 2 a seguir:

Tabela 1 – Informações da UC.

Concessionária de energia	Neoenergia Brasília
Cidade	Brasília/DF
Classe	Poder Público
Modalidade tarifária	A4 THS Verde
Demanda contratada	55 kW
Horário de ponta	18h às 21h
Tensão de fornecimento	13,8 kV
Tipo de ramal de entrada	Aéreo

Tabela 2 – Histórico de consumo da UC.

Mês de referência	Histórico de consumo (kWh)			Valores de demanda de potência (kW)	
	Ponta	Fora de ponta	Consumo geral	Ponta	Fora de ponta
jun/22	790	7.438	8.228	0	29
jul/22	855	8.812	9.667	0	32
ago/22	2.032	17.989	20.021	0	24
set/22	1.202	8.916	10.118	0	26
out/22	1.255	9.743	10.998	0	29
nov/22	1.411	12.953	14.364	0	61
dez/22	1.218	11.409	12.627	0	39
jan/23	1.160	11.104	12.264	0	26
fev/23	1.222	11.131	12.353	0	35
mar/23	919	8.945	9.864	0	57
abr/23	1.652	14.554	16.206	0	55
mai/23	1.402	12.288	13.690	0	50
Total	15.118	135.282	150.400	-	-
Média	1.259,83	11.273,50	12.533,33	-	-
Tarifa média	1,5984	0,5731	-	-	13,8861
Custo médio	R\$ 2.013,70	R\$ 6.460,81	R\$ 8.474,50	R\$ 0,00	R\$ 763,73
Custo Total Anual			R\$ 121.812,92		

2-Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS E INVERSORES FV

Como será detalhado mais adiante, foram escolhidos para esse sistema o módulo fotovoltaico Jinko Solar JKM540M-72HL4 e o inversor Solis S5-GC-36K, devido à compatibilidade dos parâmetros elétricos com os valores obtidos no projeto e por serem produtos atuais de mercado.

Um dos fatores determinantes para a definição dos módulos foi escolher aqueles com maior geração, eficiência elevada e que tivessem tecnologias que proporcionam menores perdas e maior confiabilidade. Já para escolha dos inversores, um dos fatores foi que tivessem geração total de até 75 kW, para o projeto ser enquadrado como microgeração.

Alguns cálculos realizados para a verificação de compatibilidade foram:

$$I_{\text{arranjo,max inversor}} > 1,13 * I_{\text{mp mod}} * N \text{ séries por MPPT}$$

$$32 \text{ A} > 1,13 * 13,27 * 2 \text{ A}$$

$$32 \text{ A} > 29,99 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc arranjo,max inversor}} > 1,13 * I_{\text{sc mod}} * N \text{ séries por MPPT}$$

$$40 \text{ A} > 1,13 * 13,85 * 2 \text{ A}$$

$$32 \text{ A} > 29,99 \text{ A}$$

$$V_{\text{cc max inversor}} > V_{\text{oc,string}} * N_{\text{mod série}}$$

$$1.100 \text{ V} > 49,42 \text{ V} * 15$$

$$1.100 \text{ V} > 741,3 \text{ V}$$

$$V_{\text{cc série}} > V_{\text{mp}} * N_{\text{mod série}}$$

$$200 \text{ V} > 40,7 \text{ V} * 15$$

$$200 \text{ V} > 610,5 \text{ V}$$

$$P_{\text{max entrada,inv}} > P_{\text{mp mod}} * N_{\text{mod p/inv}}$$

$$54.000 \text{ W} > 540 \text{ W} * 90$$

$$54.000 \text{ W} > 48.600 \text{ W}$$

Os módulos da Jinko são monofaciais e de silício monocristalino. Também apresentam as tecnologias *half-cell* e *multi-busbar*, trazendo uma melhor eficiência e qualidade à usina solar fotovoltaica.

A tecnologia *half-cell* consiste na construção de módulos fotovoltaicos com células cortadas ao meio. No lugar das tradicionais células quadradas, utilizam-se células retangulares. Com isso, os módulos acabam sofrendo menos estresse mecânico, o que tende a prolongar sua vida útil. Módulos *half-cell* também apresentam maior tolerância a sombreamento do que os módulos tradicionais, devido à divisão das células em um maior número de grupos, permitindo desacoplar o efeito das sobras quando incidem em apenas determinadas partes dos módulos (sombreamentos parciais).

A tecnologia *multi-busbar* (MBB) consiste na inclusão de mais barramentos elétricos em uma célula fotovoltaica para aumentar sua eficiência e desempenho. “Busbars” são os barramentos metálicos responsáveis pela transmissão da corrente elétrica produzida pelas células. A utilização de múltiplos barramentos mais finos e mais próximos contribui para o aumento da performance dos módulos fotovoltaicos, pois reduz a área de sombreamento e proporciona caminhos mais curtos para o fluxo de corrente (ou seja, reduz a resistência série de contato entre as células).

A potência máxima que cada um módulo alcança é de 540 Watts de pico, com 40,7 Volts e 13,27 Amperes no ponto de máxima potência (na condição de STC). Esse módulo possui 2,278 m de comprimento, 1,134 m de largura e 3,5 cm de espessura, ocupando uma área de 2,58 m².

Já o inversor da Solis, possui potência nominal de 36 kW e saída trifásica com tensão nominal de 380/220 V. Também possui 4 MPPTs, sendo que cada MPPT possui entradas para 2 séries fotovoltaicas (internamente interligadas em paralelo), totalizando 8 entradas.

A Tabela 3 e a Tabela 4 a seguir (assim como o anexo deste trabalho) apresentam as principais características técnicas desses equipamentos:

Tabela 3 – Características dos módulos fotovoltaicos utilizados na instalação.

Parâmetros do módulo FV	Símbolo	Valor
Marca	-	Jinko Solar
Modelo	-	JKM540M-72HL4
Tipo de Célula	-	Monocristalina monofacial
Tecnologias	-	<i>Half-cell e multi-busbar</i>
Potência máxima no STC*	P_{mp}	540 Wp
Tensão de máxima potência no STC*	V_{mp}	40,70 V
Corrente de máxima potência no STC*	I_{mp}	13,27 A
Tensão de circuito aberto no STC*	V_{oc}	49,42 V
Corrente de curto-circuito no STC*	I_{sc}	13,85 A
Eficiência do módulo	η_{fv}	20,90%
Área do módulo	A_m	2,58 m ²

Tabela 4 – Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.

Parâmetros do inversor FV	Símbolo	Valor
Marca	-	Solis
Modelo	-	S5-GC-36K
Máxima tensão c.c. por série FV	$V_{serie,max}$	1100 V
Faixa de operação do MPPT	ΔV_{mppt}	200~1000 V
Tensão c.c. nominal	$V_{cc,inv}$	600 V
Tensão c.c. de partida	$V_{cc,min}$	180 V
Corrente c.c. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	16 A
Corrente c.c. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	32 A
Corrente c.c. curto máx. por série FV	$I_{sc,serie,max}$	20 A
Corrente c.c. curto máx. por arranjo FV	$I_{sc,arranjo,max}$	40 A
Número de MPPTs	$N_{inv,MPPT}$	4
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	8
Potência c.a. nominal	P_{ca}	36 kW
Máxima corrente c.a. (RMS)	I_{ca}	60 A
Tensão nominal de saída c.a. (RMS)	V_{ca}	380/220 V ~ 60 Hz
Conexão c.a.	-	Trifásico

*Informações no STC: 25°C e 1000 W/m²

Em Brasília, a irradiação solar diária média mensal no plano inclinado de 5°N é de 5,37 kWh/m², segundo o Cresesb, conforme mostrado seguir:

Figura 11 – Dados de irradiação solar.

Estação: Brasília
 Município: Brasília, DF - BRASIL
 Latitude: 15,801° S
 Longitude: 47,849° O
 Distância do ponto de ref. (15,7903° S; 47,8825° O): 3,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,42	5,74	5,05	5,06	4,83	4,70	4,95	5,77	5,70	5,59	5,08	5,44	5,28	1,08
✓	Ângulo igual a latitude	16° N	5,01	5,50	5,10	5,46	5,56	5,61	5,83	6,47	5,91	5,45	4,75	4,98	5,47	1,72
✓	Maior média anual	18° N	4,94	5,45	5,08	5,48	5,63	5,70	5,92	6,53	5,91	5,41	4,69	4,90	5,47	1,84
✓	Maior mínimo mensal	5° N	5,32	5,70	5,10	5,22	5,09	5,02	5,28	6,03	5,80	5,58	5,00	5,32	5,37	1,03

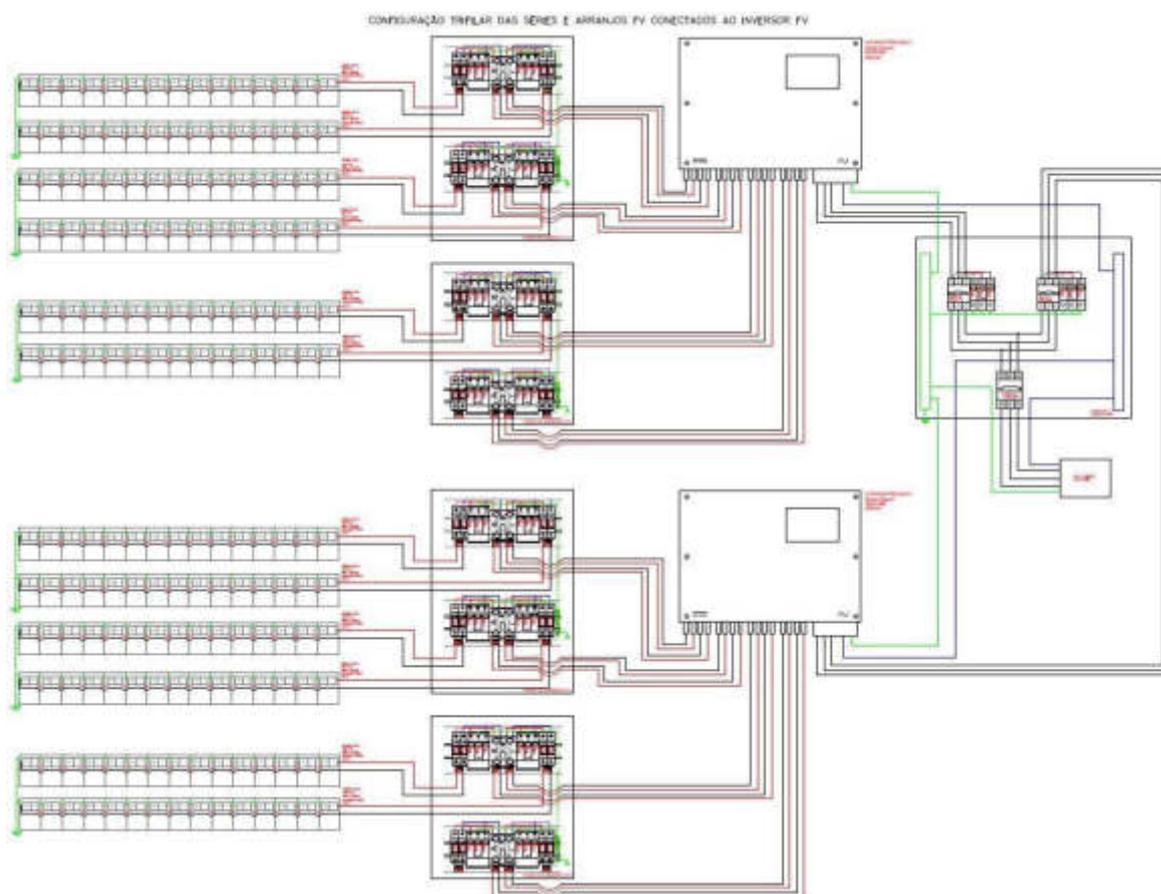
Serão utilizados 2 inversores Solis S5-GC-36K de 36 kW, totalizando 72 kW de potência gerada em c.a. A cada inversor serão conectados 90 módulos fotovoltaicos Jinko Solar JKM540M-72HL4 de 540 W, o que corresponde a uma potência máxima de geração c.c de 97,2 kW, conforme o esquema da Figura 12 e da Tabela 5.

Tabela 5– Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	6
Número de módulos FV por série fotovoltaica	N_{sfv}	15
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	8.100 W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	90
Potência nominal c.c. por inversor*	P_{fv}	48,6 kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	FSI	1,35
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	2
Número de módulos fotovoltaicos	N_t	180
Potência nominal c.c. da usina FV*	$P_{cc,usina}$	97,2 kW
Potência nominal c.a. da usina FV	$P_{ca,usina}$	72 kW

*Informações no STC: 25°C e 1000 W/m²

Figura 12 – Configuração trifilar das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV.



Como já informado, o inversor escolhido possui 4 MPPTs com 2 entradas cada. Entretanto, serão utilizados neste projeto 3 MPPTs de cada inversor, formando 6 séries. Com isso, cada inversor terá 1 MPPT vago, que poderá vir a ser utilizado em caso de necessidade de expansão da geração. Cada série terá 15 módulos, de forma

a assegurar que os inversores operem na faixa de tensão recomendada, cuja tensão nominal é de 600 V_{CC}. Chegou-se a esses resultados a partir das seguintes avaliações:

Dividindo-se o valor da tensão nominal de 600 V pela tensão V_{MP} do módulo (40,70 V), obteve-se o número de 14,74 módulos. Portanto, o ideal é que cada série (*string*) tivesse cerca de 15 módulos associados em série.

$$\frac{V_{cc,inv}}{V_{mp,mod}} = \frac{600 V}{40,7 V} = 14,74 \approx 15 \text{ módulos}$$

A partir do espaço disponível em cada água do telhado direcionada para o norte (considerando o afastamento dos exaustores eólicos e das platibandas) e da largura do módulo previamente selecionado, verificou-se que seria possível instalar no máximo 90 módulos em cada água. Dividindo 90 por 15, chegou-se ao quantitativo limite de 6 séries em cada água do telhado. Como os inversores de média potência normalmente possuem de 3 a 4 MPPTs, optou-se por acomodar as 6 séries de 15 módulos em 3 MPPTs, associando 2 séries fotovoltaicas em cada MPPT.

Com relação à potência de geração, o projeto partiu de duas limitações iniciais. A primeira limitação diz respeito à potência da subestação aérea, que é de 300 kVA. Essa também seria a potência máxima admissível para geração fotovoltaica. Embora a demanda atualmente contratada para essa UC seja de apenas 55 kW, a subestação foi originalmente concebida para 300 kVA, com o objetivo de atender futuros aumentos de carga. Entretanto, existem atualmente outras limitações internas, que são o disjuntor da subestação aérea (ajustável entre 160 A e 400 A) e os condutores que interligam esse disjuntor ao QGBT (capacidade máxima de 268 A). Assim, já de início adotou-se como limite a potência de geração de 176 kW, já que também não seria possível realizar a troca dos materiais desde a subestação até o QGBT, por orientação do cliente.

Nesse projeto, buscou-se atingir uma geração superior à demanda atualmente contratada de 55 kW, mas adotou-se a premissa de não ultrapassar 75 kW de geração, de forma a assegurar o enquadramento da usina como microgeração, nos termos da RN nº 1000/2021 da ANEEL. O enquadramento usina fotovoltaica na categoria de microgeração evita exigências adicionais da concessionária em relação às proteções necessárias (bastam as proteções internas dos inversores e dos disjuntores termomagnéticos). Além disso, a distribuidora pode elaborar um orçamento de conexão simplificado, o qual deve ser fornecido ao consumidor no prazo

de 15 dias (considerando não haver necessidade de reforço do sistema de distribuição).

As potências de pico por inversor e da usina FV estão resumidas na Tabela 5, assim como outras características importantes do dimensionamento da usina FV.

As conexões elétricas intermediárias e finais entre os módulos serão executadas por conector do tipo MC4 de engate rápido.

As séries fotovoltaicas serão conectadas primeiramente às caixas de junção c.c e, em sequência, alimentarão os inversores FV. Posteriormente, um circuito c.a. trifásico saindo de cada inversor será conectado ao quadro de proteção c.a. (QDCA), conforme ilustrado no diagrama trifilar da Figura 12.

Cada série proporcionará uma tensão máxima de circuito aberto de $741,3 V_{CC}$ e de $610,5 V_{CC}$ em operação no ponto de máxima potência ideal (STC). Esses valores se enquadram na faixa operacional para tensão de entrada c.c do inversor FV, que vai de 200 a $1000 V_{CC}$, com tensão de partida de $180 V_{CC}$.

2.2 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A. DE BAIXA TENSÃO

São previstas duas caixas de junção c.c. por inversor, cada uma com 4 entradas e 4 saídas (4E/4S). Essas caixas contêm os DPS c.c., os fusíveis de proteção das séries fotovoltaicas e as chaves seccionadoras.

Os DPS c.c. são próprios para aplicação em sistemas fotovoltaicos, conforme norma NBR 16690. De acordo com o item 9.2.3 da norma ABNT NBR IEC 61643-32, a tensão de operação dos DPS c.c. deve ser igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico. Como a tensão máxima da série do sistema é de $741,3 V$, o valor do DPS deve ser de $\approx 1 kV$, que é o valor disponível no mercado. O item 6.2.1 da mesma norma estabelece que os DPS c.c. podem ser classe 2 quando a instalação fotovoltaica não possui SPDA.

A corrente nominal dos fusíveis foi estabelecida de acordo com o item 5.3.11 da norma ABNT NBR 16690:

$$I_{SC} * 1,5 = 13,85 * 1,5 = 20,8 A \approx 20 A$$

Foi adotado um valor mais conservador (20A), pois a corrente máxima de curto-circuito por série fotovoltaica ($I_{sc,serie,max}$) admitida pelos inversores é de 20A (Tabela 4).

No caso do DPS c.a., a tensão de operação contínua deve ser superior à tensão de fase. Como a tensão do sistema é de 220 V, o valor do DPS foi dimensionado para 275 V, que é o próximo valor comercial mais comum.

A corrente nominal dos disjuntores parciais c.a. foi estabelecida em atendimento a uma recomendação técnica do fabricante dos inversores, que pede a utilização de disjuntor de proteção de 80 A. A corrente nominal do disjuntor geral c.a. foi dada pela soma das correntes dos disjuntores parciais c.a., também protegendo os condutores c.a. a montante de seu ponto de instalação.

Os parâmetros das proteções elétricas c.c. e c.a. estão detalhados, respectivamente, na Tabela 6 e Tabela 7 a seguir:

Tabela 6 – Resumo do dimensionamento da proteção c.c.

Parâmetros gerais da proteção c.c.	Símbolo	Valor
Número de caixas c.c. por inversor	$N_{jun,cc}$	1 (para 6 séries)
Número total de caixas c.c.	$N_{t,cc}$	2
Parâmetros DPS c.c.		
Marca/ Modelo	-	Clamper 015071
Tensão máxima de operação contínua	V_{dps}	1040 V
Tempo de resposta típico	t_{dps}	< 25 ns
Corrente de descarga nominal - 8/20 μ s	I_{dps}	18 kA
Corrente de descarga máxima - 8/20 μ s	$I_{dps,max}$	40 kA
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max}$	5 kV
Grau de proteção	-	IP20
Fusíveis c.c.		
Tipo	-	Cartucho 10x38
Classe de utilização	-	gPV
Corrente nominal	I_{cc}	20 A
Tensão nominal	V_{cc}	1 kV
Capacidade nominal de interrupção	I_{cn}	20 kA

Tabela 7 – Resumo do dimensionamento da proteção c.a.

Parâmetros gerais da proteção c.a.	Símbolo	Valor
Número total de caixas c.a.	$N_{t,ca}$	1
Parâmetros disjuntores parciais c.a.		
Marca/ Modelo	-	Siemens 3VJ1008-1DA32-0AA0
Corrente nominal	I_{cc}	80 A
Corrente de disparo instantâneo	I_{sd}	850 A
Capacidade de interrupção	I_{cu}	18 kA
Proteção	-	Termomagnética
Tipo	-	Caixa moldada
Parâmetros DPS c.a.		
Marca/ Modelo	-	Schneider EZ9L33145
Tensão máxima de operação contínua	$V_{dps,ca}$	275 V
Tempo de resposta típico	$t_{dps,ca}$	< 25 ns
Corrente de descarga nominal - 8/20 μ s	$I_{dps,ca}$	20 kA
Corrente de descarga máxima - 8/20 μ s	$I_{dps,max,ca}$	45 kA
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max,ca}$	1,5 kV
Grau de proteção	-	IP20
Parâmetros disjuntor geral c.a.		
Marca/ Modelo	-	Siemens 3VJ1216-1DA32-0AA0
Corrente nominal	I_{cc}	160 A
Corrente de disparo instantâneo	I_{sd}	1600 kA
Capacidade de interrupção	I_{cu}	18 kA
Proteção	-	Termomagnética
Tipo	-	Caixa moldada

2.3 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C. DE BAIXA TENSÃO

A Tabela 8 apresenta as premissas para dimensionamento dos cabos c.c. que compõem a usina solar fotovoltaica, enquanto a Tabela 9 apresenta os resultados de dimensionamento considerando os critérios de capacidade máxima condução de corrente e queda de tensão.

Tabela 8 – Premissas para dimensionamento de cabos c.c.

Premissas e considerações
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Isolação XLPE/EPR
Temperatura ambiente: 40°C
Temperatura de operação: 90°C
Cabos instalados ao ar livre protegidos do sol
Método de instalação com dois cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal (P1)
Distância máxima da série fotovoltaica ao respectivo inversor: 100m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm ²
Queda de tensão máxima (em relação ao ponto de máxima potência): 3%, conforme norma ABNT NBR 16690

Tabela 9 – Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.

Critérios	Bitola calculada
Seção transversal mínima	2,5 mm ²
Máxima condução de corrente	2,5 mm ²
Queda de tensão	6 mm ²
Bitola do cabo c.c. final	6 mm²

Para dimensionar os cabos c.c. foi levado em consideração que a temperatura ambiente no telhado seria de 40°C e que os cabos correrão dos módulos até as caixas de junção em eletrocalhas perfuradas galvanizadas a fogo, com tampa, e dimensões de 100 x 50mm (cabearamento de um único inversor) ou 150 x 50mm (cabearamento de 2 inversores).

Os cabos serão os de isolação XLPE/EPR, conforme determinado na norma ABNT NBR 16612, cobre estanhado, classe 5 de encordoamento, e cobertura de material não halogenado termofixo.

A maior distância do modulo fotovoltaico ao inversor é de 100 metros. Como a corrente de curto-circuito do módulo é de 13,85 A e serão utilizados dispositivos de proteção contra sobrecorrente, será adotada a corrente de projeto de 20 A (limite de corrente das entradas do inversor).

Com relação ao critério da seção mínima, foi adotado o valor de 2,5mm² por ser o menor valor usual de mercado. Alguns fabricantes não produzem cabos com seção inferior.

Com relação ao critério da capacidade de condução de corrente, adotou-se, de início, a mesma capacidade dos fusíveis de proteção das séries fotovoltaicas instalados nas caixas de junção (20A), como recomenda a Tabela 5 da norma ABNT NBR 16690. Entretanto, considerando que os cabos c.c. serão lançados em eletrocalhas perfuradas (método F) onde correrá um total de 24 cabos c.c., foi aplicado o fator de correção de agrupamento de 0,72 recomendado pela norma ABNT NBR 5410, resultando em a seção do cabo de 2,5 mm², conforme Tabela C.3 da norma ABNT NBR 16612:

$$\frac{20A}{0,72} = 27,8A \Rightarrow 2,5mm^2$$

Com relação ao critério da queda de tensão, temos que a máxima queda de tensão no ponto de máxima potência é de 3% (conforme item 4.3.10 da norma ABNT NBR 1669). Sendo assim, como a tensão da série no ponto de máxima potência é de 610,5 V, a máxima queda de tensão é 18,3 V:

$$V_{série} = 15 * V_{mp} = 15 * 40,7 V = 610,5 V$$

$$\Delta V \leq 3\% * 610,5 V = 18,3 V$$

Considerando os parâmetros listados na Tabela 8, obteve-se como resultado a seção do cabo de 6 mm²:

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * \Delta V} = \frac{2 * 100m * 20A}{\frac{44m}{\Omega mm^2} * 18,3V} = 4,97mm^2 \Rightarrow 6mm^2$$

Assim, pelo critério da capacidade de corrente, a bitola dos condutores poderia ser de 2,5 mm², mas pelo critério da queda de tensão foi definido que devem ser utilizados cabos com seção de 6 mm².

2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A. DE BAIXA TENSÃO

A Tabela 10 apresenta as premissas para dimensionamento dos cabos c.a. que percorrem do inversor ao QGBT, enquanto a Tabela 11 apresenta os resultados de dimensionamento considerando os critérios de capacidade máxima condução de corrente e queda de tensão e a Tabela 12 apresenta o dimensionamento dos eletrodutos considerando os critérios de máximo de agrupamento.

Tabela 10 – Premissas para dimensionamento de cabos c.a.

Premissas e considerações
Todos os condutores serão de cobre unipolar com isolamento 0,6/1kV EPR 90°C, (padrão adotado pelo órgão público para condutores a partir de 10 mm ²)
De cada inversor para o quadro de proteção c.a. da usina FV (QDCA) - Linha elétrica em eletroduto galvanizado sobreposto aparente, com três condutores carregados (um único circuito por linha elétrica), método de instalação 3, referência B1
Do QDCA para o quadro geral de baixa tensão da edificação (QGBT) – Linha elétrica em eletroduto galvanizado sobreposto aparente, com três condutores carregados (um único circuito por linha elétrica), método de instalação 3, referência B1 (padrão já adotado no QGBT)
Do QGBT para a subestação aérea - Linha elétrica existente com condutores isolados de 120mm ² EPR 90°C instalados em eletroduto de seção circular contido em canaleta fechada ($V \approx 8.De$), método de instalação 41, referência B2.
Distância máxima do inversor ao QDCA: 5 m
Distância do QDCA ao QGBT: 40 m
Distância do QGBT à subestação aérea: 100 m
Queda de tensão máxima inferior a 3%
Temperatura ambiente: 30°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

Para dimensionar os cabos c.a. foi levado em consideração que a temperatura ambiente interna do local seria de no máximo 30°C e que os cabos correrão dos inversores para os quadros em eletrodutos galvanizados aparentes (i.e., de sobrepor). Entretanto, foi considerada a utilização de condutores com isolamento EPR 90°C, por se tratar de padrão adotado pelo órgão público a partir da bitola de 10mm².

Como a potência do inversor é 36 kW, a tensão de linha é 380 V trifásico, tem-se que a corrente RMS nominal de projeto é de 54,7 A. Mas, como já mencionado, o fabricante dos inversores recomenda a utilização de disjuntores de proteção de 80 A, o que exige a utilização de condutores com capacidade compatível. Também por essa razão, a capacidade do disjuntor geral do QDCA foi dimensionada para 160 A.

A distância máxima entre os inversores e o QDCA é de 5 metros. Assim, a queda de tensão é desprezível. Já a distância do QDCA ao QGBT é de 40 metros.

Tabela 11 – Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410.

	Crítérios	Bitola calculada
De cada inversor ao QDCA	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	16 mm ²
	Queda de tensão	1,5 mm ²
	Bitola do cabo c.a. final	16 mm²
Do QDCA ao QGBT	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	50 mm ²
	Queda de tensão	25 mm ²
	Bitola do cabo c.a. final	50 mm²

Com relação ao critério de seção transversal mínima, os cabos isolados de cobre em instalações fixas para circuitos de força devem ser de 2,5mm², com determina a norma ABNT NBR 5410.

Com relação ao critério de máxima condução de corrente, nos circuitos entre cada inversor ao QDCA, considerando uma corrente de 80 A, dada pelos disjuntores de proteção, a seção mínima dos cabos deve ser de 16 mm². Já o trecho entre o QDCA e o QGBT, considerando uma corrente de 160 A, também determinada pelo disjuntor de proteção, a seção mínima dos cabos deve ser de 50 mm². Esses dimensionamentos foram feitos com base na Tabela 37 da norma ABNT NBR 5410.

Com relação ao critério de queda de tensão, os cálculos foram realizados tomando por base a tabela do fabricante dos cabos. No trecho entre cada inversor e o QDCA, considerando uma queda máxima de tensão de 3% (= 11,4V @380V), obteve-se a impedância máxima é de 28,5 V/A.km, resultando em uma seção mínima de 1,5 mm². Já no trecho entre o QDCA e o QGBT, também considerando uma queda máxima de tensão de 3%, obteve-se a impedância máxima é de 1,78 V/A.km, resultando em uma seção mínima de 25 mm²:

$$Z \leq \frac{11,4 V}{80 A \times 0,005 km} = 28,5 V/A. km \Rightarrow 1,5 mm^2$$

$$Z \leq \frac{11,4 V}{160 A \times 0,040 km} = 1,78 V/A. km \Rightarrow 25 mm^2$$

Portanto, os condutores entre os inversores e o QDCA, definido pelo critério de capacidade de condução de corrente, devem ser de 16 mm². Já condutores entre o QDCA e o QGBT, também definido pelo critério de máxima capacidade de condução de corrente, devem ser de 50 mm².

Assim, foi possível dimensionar ainda os respectivos eletrodutos:

Tabela 12 – Dimensionamento dos eletrodutos de acordo com a ABNT NBR 5410.

	Critérios	Diâm. calculado
De cada inversor ao QDCA	Ocupação < 40%	1.1/2"
Do QDCA ao QGBT	Ocupação < 40%	2.1/2"

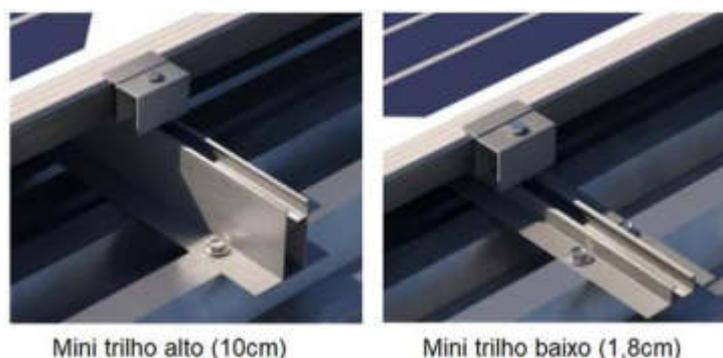
2.5 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV

Serão necessários aproximadamente 465 m² de área total para comportar os 180 módulos fotovoltaicos desta UFV.

Os módulos serão fixados através de estruturas metálicas de alumínio montadas e fixadas sobre a estrutura metálica do telhado, que é coberto por telhas metálicas trapezoidais.

A inclinação do telhado é pequena em relação à inclinação ideal para a latitude da localidade (cerca de 16°), o que impacta na geração dos módulos, além de favorecer o acúmulo sujeira e água. Assim, para aumentar o grau de inclinação dos módulos, serão utilizados mini trilhos altos nas extremidades mais elevadas e mini trilhos baixos nas extremidades inferiores, o que deve proporcionar aos módulos uma inclinação adicional de 2 (dois) graus:

Figura 13 – Estruturas de fixação dos módulos (mini trilhos).

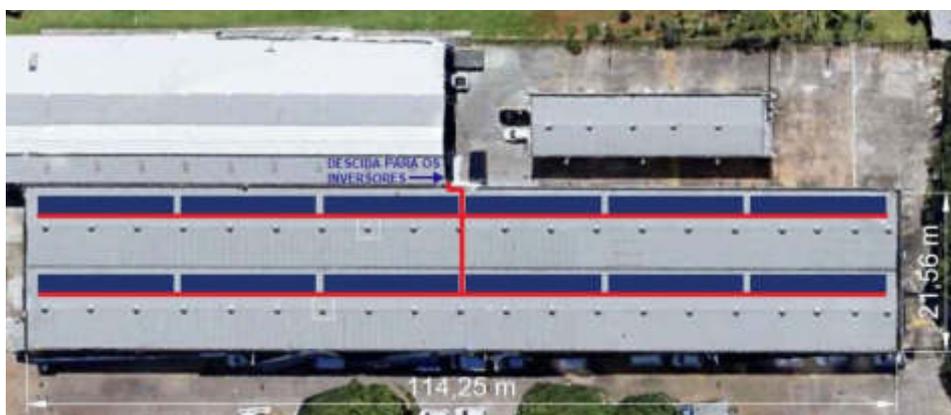


Fonte: DGTEC

O prédio não possui Sistema de Proteção contra surtos e raios atmosféricos. Com isso, como determina o item 6.4.4 da norma ABNT NBR 16690, o aterramento dos módulos será feito pela interligação de condutores de proteção de 6 mm², que conectarão todos os módulos de um mesmo inversor e descerão para o interior da edificação para interligação ao aterramento dos demais equipamentos da usina. Será utilizada a mesma infraestrutura dos condutores c.c.

A figura a seguir mostra a disposição dos módulos fotovoltaicos no telhado, bem como a localização da infraestrutura para o cabeamento, em vermelho:

Figura 14 – Disposição dos módulos fotovoltaicos e das eletrocalhas no telhado.



Embora a metodologia do item 6.4.3.1.3 da norma NBR 5410 permita a utilização de condutor de proteção de menor seção que os condutores de fase a partir de 35 mm^2 , os cabos de aterramento c.a. serão da mesma dimensão que os respectivos condutores de fase e neutro, seguindo o padrão das instalações já presentes no local. O dimensionamento dos condutores de aterramento está resumido na tabela a seguir:

Tabela 13 – Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da UFV.

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado c.c.	6 mm^2
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado c.a.	16 mm^2
Condutor de aterramento entre o QDCA do sistema FV e o BEP situado no QGBT	50 mm^2
Condutor de aterramento já existente (do eletrodo de aterramento para o BEP)	50 mm^2
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento, também já existente	50 mm^2

Nas instalações como um todo, o aterramento segue o esquema TN-C-S, de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 5410. Na subestação aérea é empregado o esquema de aterramento TN-C (funções de neutro e de proteção são combinadas em um único condutor), enquanto no QGBT é utilizado o esquema TN-S (condutor neutro e condutor de proteção distintos). A malha de aterramento conectada ao BEP do QGBT é preexistente e a impedância de aterramento medida nesse ponto foi de $0,47 \Omega$.

3- Cabine Primária

3.1 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO

Trata-se de uma subestação de 300 kVA com entrada aérea e transformador montado em poste, com medição em indireta em baixa tensão instalada em mureta fixada diretamente ao poste, conforme mostrado na Figura 15 abaixo.

Figura 15 – Subestação aérea existente.



As figuras abaixo mostram os quadros denominados “Caixa B” e “Caixa TR”, destinadas a abrigar os conjuntos de proteção e medição, respectivamente.

Figura 16 – Vistas internas dos quadros da subestação de entrada situados na mureta de proteção e medição.



3.2 DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE

A subestação possui um transformador a óleo para poste da empresa Omega e um disjuntor de caixa moldada ajustado em 160 A. As tabelas a seguir apresentam o detalhamento das características técnicas do transformador e do disjuntor.

Tabela 14 – Características elétricas do transformador a óleo.

Características do transformador	Valor
Potência aparente [kVA]	300
Tensão primária [V]	13.800
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	4,5 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	3,5

Tabela 15 – Características elétricas do disjuntor geral.

Parâmetros disjuntores parciais c.a.	
Marca/ Modelo	Schneider Electric NSX400F
Máxima corrente nominal	400 A
Proteção	Termomagnética com disparador eletrônico
Ajuste da corrente nominal	$I_o = 160 \text{ A a } 400 \text{ A}$
Ajuste pick-up proteção térmica	$I_r = 0,9 \text{ a } 1 \times I_o$
Ajuste pick-up proteção instantânea	$I_{sd} = 1,5 \text{ a } 10 \times I_r$
Capacidade de interrupção	36 kA
Tipo	Caixa moldada

Outros dispositivos:

- DPS Classe II 275V 20kA, protegidos por disjuntores termomagnéticos de 20A;
- Fusíveis NH3 gL/gG de 500A nos ramais provenientes do transformador;
- Transformador de corrente para medição 400:5A, exatidão 5VA 0,3.

Não há utilização de relé secundário nem de transformadores de tensão. O ajuste da proteção térmica está atualmente realizado para $1 \times I_o$, enquanto a proteção instantânea está ajustada para $1,5 \times I_r$.

3.3 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A subestação é preexistente e foi construída seguindo as diretrizes da norma NTD – 6.05 da antiga concessionária (CEB-D), a qual ainda não foi atualizada pela Neoenergia Brasília. As hastes de aterramento são interligadas por condutores de cobre nu rígido com seção 50 mm^2 , por meio de solda exotérmica. A impedância de aterramento medida no PEN da mureta da subestação (“Caixa TR”) foi de 5,76 ohms.

3.4 ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO

3.4.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

As informações da rede aérea de distribuição protegida (RDP) trifásica de 13,8 kV foram fornecidas no parecer de acesso e estão mostradas a seguir.

Tabela 16 – Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE.

Impedância equivalente de rede (P1-P2)	Sequência + [Ω]	Sequência - [Ω]	Sequência 0 [Ω]
	$Z_{eq}^+ = 0,35349 + j0,85021$	$Z_{eq}^- = 0,35349 + j0,85022$	$Z_{eq}^0 = 0,55166 + j2,50202$

A Figura 17, a Tabela 17 e a Tabela 18 a seguir mostram o resumo das contribuições da Neoenergia e da usina solar fotovoltaica com os níveis de curto-circuito calculados para as barras do sistema.

Figura 17 – Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de c.c nas principais barras da unidade consumidora.

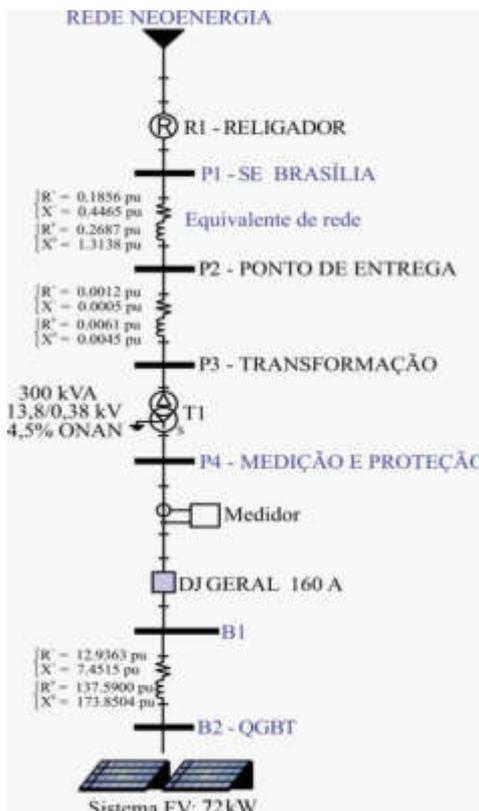


Tabela 17 – Resumo das contribuições da concessionária para as correntes de curto-circuito nas principais barras da unidade consumidora.

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	8652,94	5460,42
B1	9814,14	9900,82
B2	5386,54	1886,50

Tabela 18 – Resumo das contribuições do acessante para as correntes de curto-circuito nas principais barras da unidade consumidora.

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	6,33	3,99
B1	235,02	237,09
B2	237,81	83,29

Tabela 19 – Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.

Referências da Figura 17	Comprimento [km]	Impedância eq. de sequência positiva [Ω]	Impedância eq. sequência zero [Ω]
Impedância entre P2 e P3	0,005	$0,02374 + j0,000874$	$0,01166 + j0,00852$
Impedância entre B1 e B2	0,1	$0,01868 + j0,01076$	$0,19868 + j0,25105$

Foi considerado 100 MVA de potência de base e 13,8 kV de tensão de base em média tensão, obtendo corrente de base de 4183,7 A e impedância de base de 1,9 Ω .

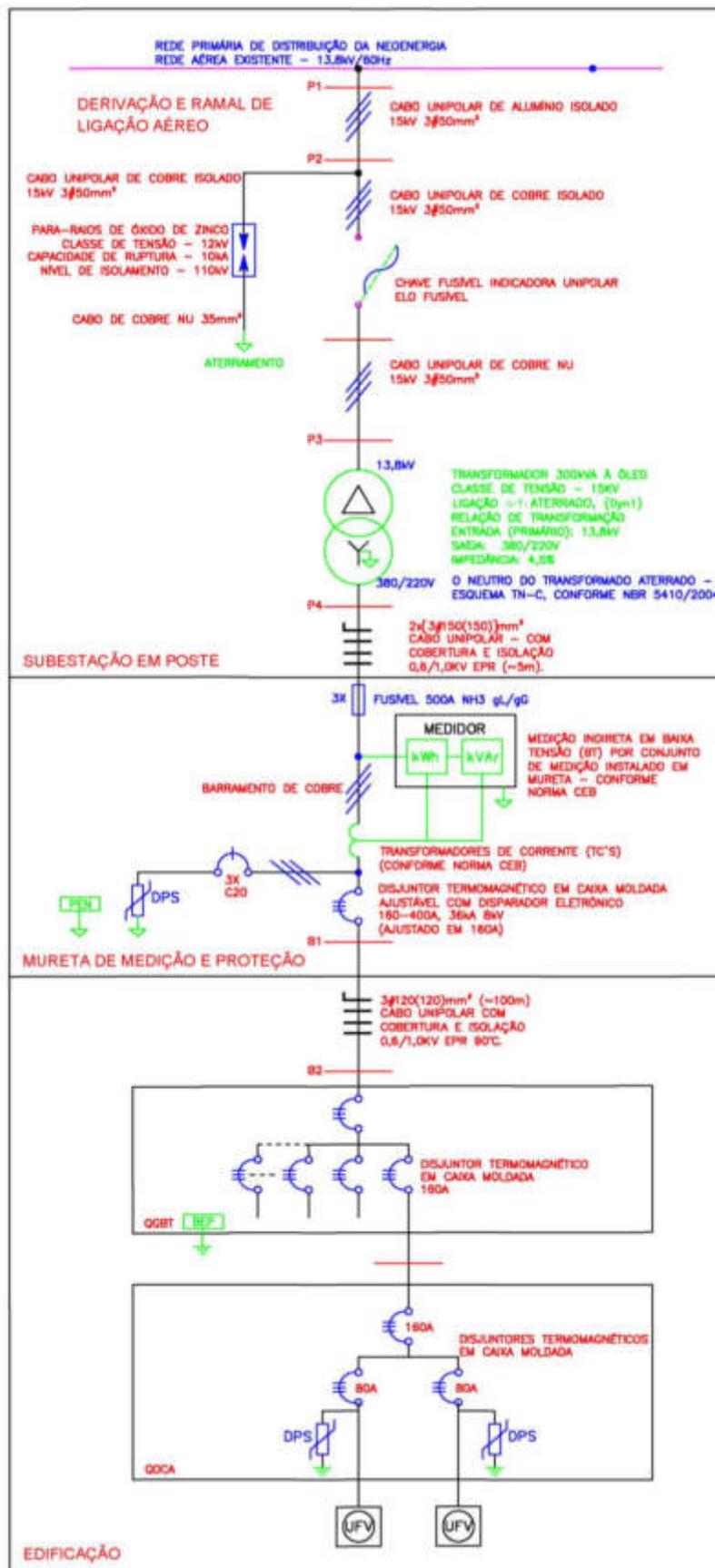
Já para os valores de base de baixa tensão foi considerado 100 MVA de potência aparente de base e 0,38 kV de tensão de base. A corrente de base obtida foi de 151.934,28 A e a impedância de base de 0,0014 Ω . Os níveis de curto-circuito mostrados na Figura 17 indicam que os disjuntores do QGBT e QDCA estão devidamente parametrizados, com capacidade de interrupção superior ao nível de curto-circuito presumido nas suas respectivas barras.

3.5 DIAGRAMA UNIFILAR

A Figura 18 apresenta o diagrama unifilar completo da unidade consumidora, desde o ponto de entrega da concessionária até os inversores FV. Ao transformador de 300 kVA da unidade consumidora, chegam cabos unipolares em média tensão de alumínio de 50 mm². A proteção em média tensão é realizada por para-raios para proteção contra sobretensões causadas por curto-circuito monofásicos ou tensões induzidas por descargas atmosféricas, bem como por chaves fusíveis, com proteção unipolar por elo fusível. Como já informado, o aterramento da subestação utiliza o esquema TN-C, no qual as funções de neutro e de proteção são combinadas em um único condutor (PEN). Também há fusíveis de proteção na baixa tensão, assim como um disjuntor termomagnético em caixa moldada, conforme anteriormente descrito. Transformadores de corrente estão presentes na baixa tensão para medição da concessionária.

Os demais componentes e cabos da Figura 18 foram devidamente descritos nas seções anteriores.

Figura 18 – Diagrama unifilar da entrada de energia.



4- Análise de Viabilidade Econômica

4.1 RESUMO DAS INFORMAÇÕES DO EMPREENDIMENTO

A Tabela 20 a seguir exibe o resumo dos dados da conta de energia do cliente, considerando as tarifas do último mês avaliado.

Tabela 20 – Resumo das informações referentes a tarifas, consumo e demanda.

Concessionária Neoenergia			Consumo + Demanda de Energia Elétrica		
Tarifa Ponta	1,62	R\$/kWh	Consumo Ponta	1.259,8	kWh
Tarifa Fora Ponta	0,58	R\$/kWh	Consumo Fora Ponta	11.273,5	kWh
Demanda Ponta	-		Demanda Ponta	-	
Demanda Fora Ponta	13,74	R\$/kW	Demanda Fora Ponta	55	kW
TE Ponta	526,79	R\$/MWh	Geração necessária	13.311,3	kWh/mês
TE Fora Ponta	325,68	R\$/MWh	Consumo médio por dia	443,7	kWh/dia

A seguir, a Tabela 21 apresenta um resumo das informações relacionadas ao dimensionamento da usina, conforme descrito anteriormente.

Tabela 21– Resumo das informações de dimensionamento.

Dimensionamento		
Radiação do Local	5,37	kWh/m ² .dia
Potência do módulo	540	W
Área do módulo	2,58	m ²
Eficiência do módulo	20,9%	-
Eficiência da instalação	85,0%	-
Produção de 1 módulo	2,5	kWh/dia
Número módulos	180	unidades
Potência total dos módulos	97	kW
Potência dos inversores	72	kW
Fator de Dimensionamento do Inversor	1,35	-

4.2 CUSTOS ESTIMADOS

A Tabela 22 apresenta os custos estimados para construção da usina solar fotovoltaica, a partir de pesquisa de preços, incluindo insumos, projeto e instalação.

Tabela 22 – Custos considerados para construção da UFV.

ITEM	VALOR
1 - UFV (c.c e c.a.)	R\$ 285.663,21
2 - Projeto	R\$ 9.720,00
3 – Instalação	R\$ 29.160,00
Total	R\$ 324.543,21

4.3 ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA

A Tabela 23 mostra as premissas financeiras adotadas. Apesar do reajuste médio da tarifa de energia ter sido cerca de 9% nos últimos 5 anos, adotou-se uma abordagem conservadora de 5%. O mesmo pode ser dito sobre a taxa mínima de atratividade – 5%. Considerou-se uma demanda contratada de carga igual a 55 kW. Devido à unidade geradora enquadrar-se na microgeração distribuída, não se faz necessário acrescer a demanda contratada.

Tabela 23 – Premissas financeiras.

Variáveis	Valor
Reajuste anual das tarifas de energia	5%
Taxa mínima de atratividade	5%
Queda de eficiência dos módulos FV	1%/a.a.
Tarifa de energia horário ponta (P) – primeiro ano	1,62 R\$/kWh
Tarifa de energia horário fora ponta (FP) – primeiro ano	0,58 R\$/kWh
Tarifa da demanda contratada – primeiro ano	13,74 R\$/kW
Manutenção anual – primeiro ano	R\$ 3.245,43
Seguro – primeiro ano	R\$ 2.856,63

4.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE FINANCEIRA

A Tabela 24, a Tabela 25 e a Tabela 26 exibem o fluxo de caixa do investimento. Na Tabela 24 é possível perceber a redução da produção ao longo dos anos, bem como o reajuste no valor do kW, o que impacta diretamente a receita do projeto. Observa-se que em quase todos os anos há uma pequena sobra de energia fora de ponta que pode ser utilizada para abater energia no horário de ponta.

Tabela 24 – Fluxo de caixa, parte 1.

Ano	Investim. R\$	Produção kWh/ano	Valor FP R\$/kWh	Receita FP R\$	Sobra FP kWh	Despesa FP R\$
0	324.543	148.180	0,58	78.990	12.898	0
1	0	146.698	0,64	87.086	11.416	0
2	0	145.231	0,68	91.441	9.949	0
3	0	143.779	0,71	96.013	8.497	0
4	0	142.341	0,75	100.813	7.059	0
5	0	140.917	0,78	105.854	5.635	0
6	0	139.508	0,82	111.147	4.226	0
7	0	138.113	0,86	116.704	2.831	0
8	0	136.732	0,91	122.539	1.450	0
9	0	135.365	0,95	128.666	83	0
10	0	134.011	1,00	122.572	-1.271	1.269

Verifica-se na Tabela Tabela 25 que a sobra de energia do horário fora de ponta não foi suficiente para abater toda a energia utilizada no horário de ponta. Além da despesa de energia no horário de ponta devem ser adicionadas às despesas anuais o valor da manutenção e as despesas com a demanda.

Tabela 25 – Fluxo de caixa, parte 2.

Ano	Necessidade Ponta kWh	Saldo Ponta kWh	Valor Ponta R\$/kWh	Receita Ponta R\$	Despesa Ponta R\$	Despesa Manutenção R\$	Despesa Demanda R\$
0	15.118	-7.144	1,62	12.931	11.585,15	6.102,06	9.523,68
1	15.118	-8.060	1,79	12.618	14.410,46	6.132,57	9.999,86
2	15.118	-8.967	1,88	11.546	16.833,52	6.163,24	10.499,85
3	15.118	-9.865	1,97	10.354	19.444,97	6.194,05	11.024,85
4	15.118	-10.754	2,07	9.032	22.256,90	6.225,02	11.576,09
5	15.118	-11.634	2,17	7.571	25.282,10	6.256,15	12.154,89
6	15.118	-12.505	2,28	5.962	28.534,10	6.287,43	12.762,64
7	15.118	-13.368	2,40	4.194	32.027,21	6.318,87	13.400,77
8	15.118	-14.221	2,52	2.255	35.776,61	6.350,46	14.070,81
9	15.118	-15.067	2,64	135	39.798,32	6.382,21	14.774,35
10	15.118	-15.904	2,77	-2.179	44.109,32	6.414,12	15.513,07

Na Tabela Tabela 26 são exibidos os fluxos de caixa simples e descontado. A partir desses fluxos é possível calcular o retorno financeiro do investimento.

Tabela 26 – Fluxo de caixa, parte 3.

Ano	Fluxo de Caixa R\$	Saldo Acumulado R\$	Fluxo Descont. R\$	Saldo Descontado R\$
0	-259.834	-259.834	-259.834	-259.834
1	69.162	-190.672	62.732	-197.102
2	69.491	-121.182	60.029	-137.073
3	69.703	-51.479	57.345	-79.729
4	69.787	18.309	54.680	-25.049
5	69.732	88.041	52.035	26.987
6	69.525	157.565	49.410	76.396
7	69.151	226.716	46.804	123.201
8	68.597	295.313	44.218	167.419
9	67.847	363.160	41.652	209.070
10	53.087	416.247	31.039	240.109

Em um horizonte de 10 anos, os dados de retorno do investimento foram:

- A taxa interna de retorno (TIR) calculada foi de 23,21%;
- O Valor Presente Líquido calculado foi de R\$ 265.106,65.
- O retorno sobre investimentos (*payback*) simples foi calculado em 4,74 anos, sem correção monetária da inflação;
- O retorno sobre investimentos (*payback*) descontado foi calculado em 5,48 anos, com correção monetária da inflação;
- O custo nivelado de energia (LCOE, do inglês *levelized cost of energy*) foi calculado em R\$ 0,53;

A partir dos indicadores financeiros acima, é possível concluir que o projeto da usina fotovoltaica é viável, exequível e rentável, principalmente por se tratar de um consumidor sem fins lucrativos.

5- Conclusão

Este trabalho percorre todas as etapas necessárias para um projeto de geração fotovoltaica abordados ao longo do curso e consolida o aprendizado dos diversos conceitos apresentados, que não vão muito além dos conhecimentos específicos de engenharia elétrica.

O projeto mostra-se tecnicamente viável e não demanda modificações relevantes no sistema elétrico da edificação. A instalação dos equipamentos da usina dentro da edificação ficou restrita a uma única parede, o que representa uma interferência pequena na parte interna da edificação. A maior intervenção seria a instalação dos módulos fotovoltaicos e da infraestrutura associada sobre o telhado, que abrange uma área bastante extensa. Por se tratar de um prédio mais utilizado para fins industriais e de apoio, a instalação do sistema fotovoltaico não traria impacto às atividades nele desenvolvidas.

Foi também demonstrada a viabilidade econômica do projeto, embora esse seja um aspecto de menor relevância nesse caso específico. Por se tratar de um empreendimento público, outros parâmetros podem ser mais decisivos na tomada de decisão, como as políticas públicas voltadas para sustentabilidade e responsabilidade ambiental.

6-Referências Bibliográficas

- [1] ABNT. NBR 5410: “Instalações elétricas de baixa tensão”. Rio de Janeiro, 2004.
- [2] ABNT. NBR 16690: “Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto”. Rio de Janeiro, 2019.
- [3] ANEEL. Resolução Normativa nº 1.000 de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>.
- [4] NEOENERGIA BRASÍLIA, Norma Técnica de Distribuição NTD - 6.05: "Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição". 2ª edição. Brasília, 2013. [Online]. Available: <https://www.neoenergia.com/documents/d/brasil/ntd-6-05-fornecimento-de-energia-eletrica-em-tensao-primaria-de-distribuicao-2a-edicao-pdf?download=true>.
- [5] VILLALVA, Marcelo Gradella. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. 2ª ed. rev. e atual. São Paulo: Érica, 2015.



7- Anexos

Norma ABNT NBR 16690

Tabela 5 – Capacidade mínima de corrente dos circuitos

Circuito pertinente	Proteção	Corrente mínima em relação a qual a seção nominal dos condutores e os valores nominais de outros elementos do circuito devem ser dimensionados ^{a,b}
Série fotovoltaica	Série fotovoltaica sem proteção contra sobrecorrente	<p>Para um arranjo fotovoltaico com apenas uma série fotovoltaica: $1,5 \times I_{SC\ MOD}$</p> <p>Para todos os outros casos: $I_{np} + 1,5 \times I_{SC\ MOD} \times (S_{PO} - 1)$</p> <p>onde I_{np} é o valor nominal de corrente do dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo quando houver possibilidade de circulação de corrente reversa no dispositivo. S_{PO} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo protegidas pelo dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo.</p> <p>NOTA 1 A proteção contra sobrecorrente à jusante mais próxima da série fotovoltaica pode ser a proteção do subarranjo fotovoltaico e, se este não existir, então pode ser a proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico, se presente.</p> <p>NOTA 2 Quando nenhuma proteção contra sobrecorrente for utilizada no arranjo fotovoltaico, então S_{PO} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo ligadas no arranjo fotovoltaico e a corrente nominal (I_{np}) do dispositivo de proteção de sobrecorrente mais próximo passa a ser zero.</p>
	Série fotovoltaica com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série fotovoltaica (ver 5.3)

5.3.11 Dimensionamento da proteção contra sobrecorrente

5.3.11.1 Sobrecorrente na série fotovoltaica

Quando for requerida a proteção contra sobrecorrente na série fotovoltaica:

- a) cada série fotovoltaica deve estar protegida por um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, cuja corrente nominal do dispositivo (I_n) atenda simultaneamente as duas condições a seguir:

$$1,5 \times I_{SC\ MOD} < I_n < 2,4 \times I_{SC\ MOD}$$

$$I_n \leq I_{MOD\ MÁX.\ OCPR}$$

ou

- b) séries fotovoltaicas podem ser agrupadas em paralelo sob a proteção de um único dispositivo de proteção contra sobrecorrente (ver Figura 8) desde que atenda simultaneamente as duas condições a seguir:

$$I_n > 1,5 \times S_G \times I_{SC\ MOD}$$

$$I_n < I_{MOD\ MÁX.\ OCPR} - [(S_G - 1) \times I_{SC\ MOD}]$$

onde

S_G é o número de séries fotovoltaicas em um grupo sobre a proteção de um único dispositivo de proteção contra sobrecorrente.

NOTA: Em algumas tecnologias de módulos fotovoltaicos, $I_{SC\ MOD}$ é superior ao valor nominal durante as primeiras semanas ou meses de operação. Convém que o dimensionamento da proteção contra sobrecorrente dos módulos fotovoltaicos e dos cabos leve este aumento em consideração.

4.3.10 Considerações em relação ao desempenho

O desempenho de um arranjo fotovoltaico pode ser afetado por diversos fatores, incluindo, mas não se limitando a:

c) a queda de tensão nos condutores;

NOTA 3 O dimensionamento dos condutores do arranjo fotovoltaico afeta a queda de tensão sob condições de carga. Esta queda de tensão pode ser particularmente significativa em arranjos fotovoltaicos com baixa tensão e alta corrente de saída. Sob condições de carga máxima, recomenda-se que a queda de tensão verificada não seja superior a 3 % da tensão do arranjo fotovoltaico em seu ponto de máxima potência (nas STC).

Norma ABNT NBR 16612

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62
16	98	98	112	101	79	79	97	83
25	131	131	149	136	104	105	127	110
35	163	164	185	170	128	130	157	137
50	205	208	233	215	159	163	197	173
70	255	259	291	270	196	201	244	216
95	307	313	350	326	233	241	291	259
120	360	367	411	384	271	281	340	304
150	415	424	473	444	308	321	388	349
185	474	484	539	508	347	363	439	397
240	568	581	645	611	411	431	523	475
300	656	671	746	708	471	494	601	547
400	790	808	897	854	558	586	716	656

Norma ABNT NBR 5410

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A e F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,96	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				36 e 39 (métodos E e F)
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Camada única sobre laito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas do ambiente (ar): 30°C

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	628	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1 122	923	711	596
800	885	792	805	721	1 158	1 020	952	837	1 311	1 074	811	679
1 000	1 014	908	923	826	1 332	1 173	1 088	957	1 515	1 237	916	767

Norma NBR 16149

4.6 Harmônicos e distorção de forma de onda

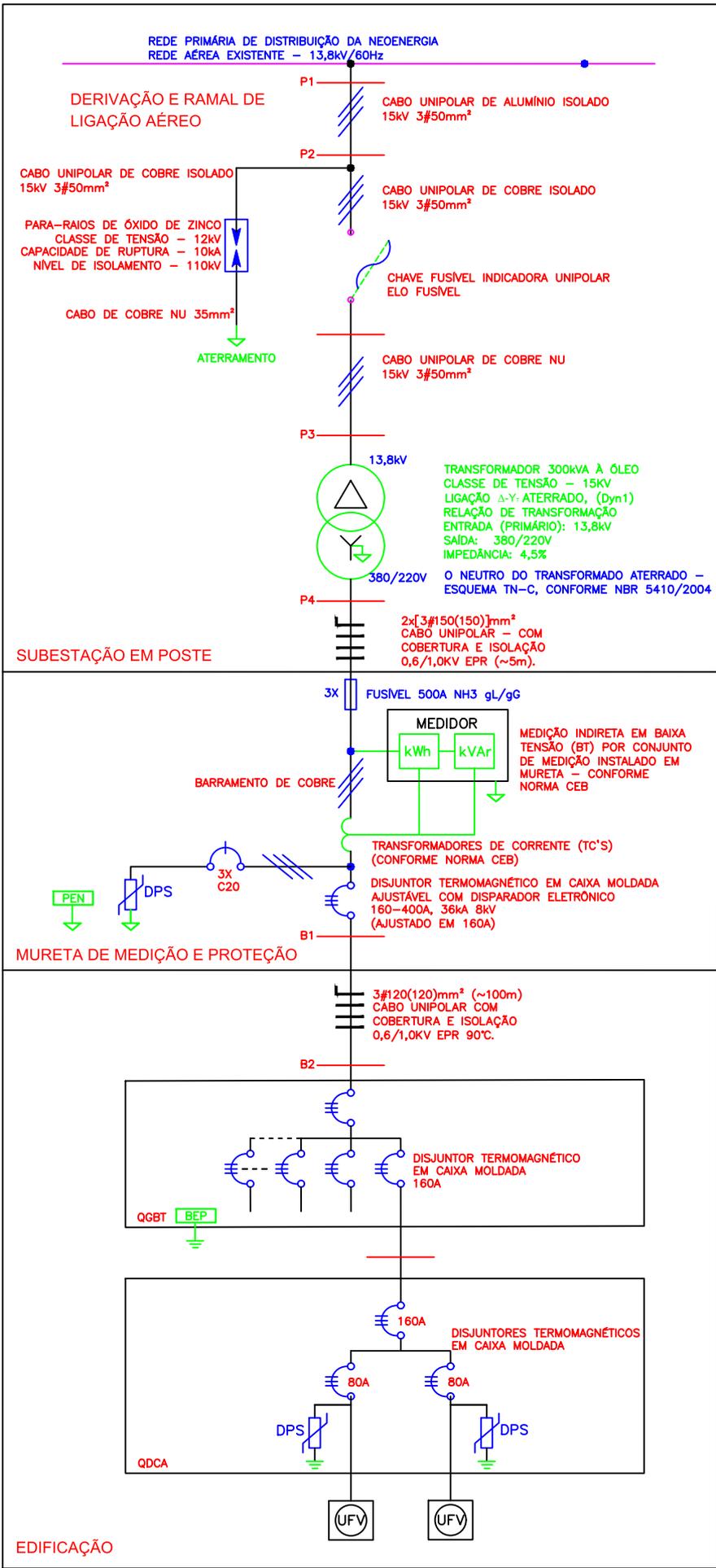
É conveniente que a energia injetada pelo sistema fotovoltaico tenha baixos níveis de distorção harmônica de corrente para garantir que nenhum efeito adverso ocorra em outro equipamento conectado à rede. Níveis aceitáveis de distorção harmônica de tensão e corrente dependem do tipo das características da rede de distribuição, tipo de serviço, cargas conectadas e procedimentos adotados para a rede.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5 % em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 1.

Guia de dimensionamento de cabos para baixa tensão – Prysmian

Seção nominal												
	s = 2.0		s = 13 cm		s = 20 cm		FP=0,80	FP=0,95	FP=0,80	FP=0,95	FP=0,80	FP=0,95
	(V/A.km)	(V/A.km)	(V/A.km)	(V/A.km)	(V/A.km)	(V/A.km)	(V/A.km)	(V/A.km)	(V/A.km)	(V/A.km)	(V/A.km)	(V/A.km)
1,5	23,76	28,06	23,964	28,166	24,00	28,18	23,69	28,02	23,65	28,00	23,99	28,18
2,5	14,31	16,85	14,535	16,981	14,57	17,00	14,27	16,84	14,25	16,82	14,56	16,99
4	8,94	10,48	9,134	10,579	9,17	10,60	8,87	10,44	8,84	10,43	9,16	10,59
6	6,05	7,02	6,211	7,119	6,24	7,14	5,96	6,99	5,93	6,97	6,24	7,15
10	3,57	4,11	3,747	4,205	3,78	4,22	3,50	4,08	3,48	4,06	3,77	4,22
16	2,52	2,85	2,485	2,714	2,52	2,75	2,25	2,59	2,25	2,58	2,51	2,75
25	1,56	1,73	1,711	1,809	1,74	1,83	1,49	1,69	1,47	1,68	1,74	1,82
35	1,16	1,26	1,500	1,529	1,53	1,55	1,09	1,22	1,07	1,21	1,52	1,54
50	0,86	0,90	0,989	0,969	1,02	0,99	0,79	0,87	0,77	0,86	1,01	0,98
70	0,66	0,66	0,776	0,724	0,81	0,74	0,59	0,63	0,57	0,62	0,80	0,74
95	0,54	0,52	0,646	0,579	0,68	0,60	0,47	0,49	0,45	0,48	0,67	0,59
120	0,46	0,43	0,558	0,481	0,59	0,50	0,39	0,39	0,38	0,39	0,58	0,49
150	0,40	0,36	0,494	0,409	0,53	0,43	0,33	0,33	0,32	0,32	0,52	0,42
185	0,36	0,31	0,446	0,357	0,48	0,37	0,29	0,28	0,28	0,27	0,47	0,37
240	0,31	0,26	0,389	0,298	0,42	0,32	0,24	0,22	0,24	0,22	0,41	0,31
300	0,29	0,23	0,353	0,260	0,39	0,28	0,22	0,19	0,21	0,19	0,38	0,27
400	0,26	0,19	0,317	0,224	0,35	0,24	0,19	0,16	0,18	0,16	0,34	0,24
500	0,24	0,17	0,289	0,198	0,32	0,22	0,17	0,14	0,17	0,14	0,31	0,21

DIAGRAMA UNIFILAR DA ENTRADA DE ENERGIA.



Tiger Pro 72HC

540-560 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

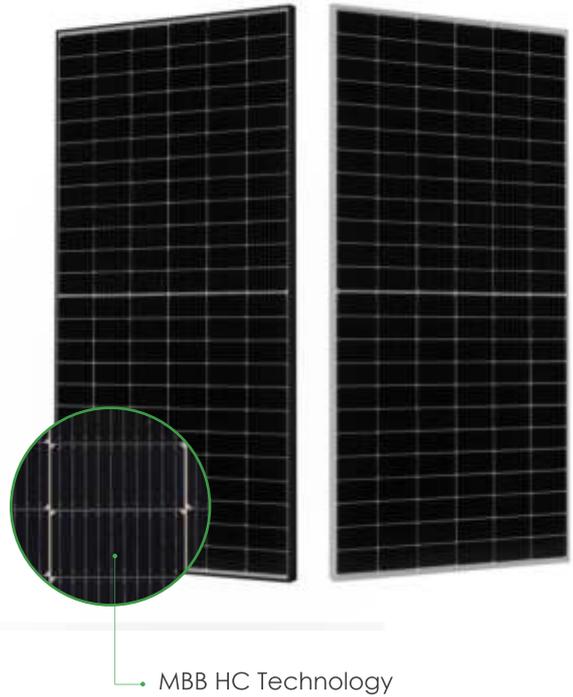
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



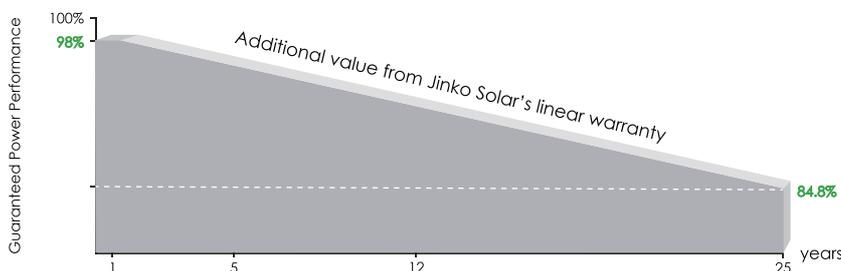
Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



POSITIVE QUALITY™
Continuous Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

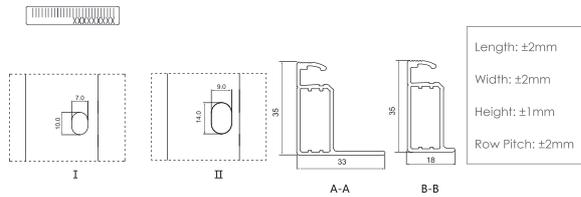
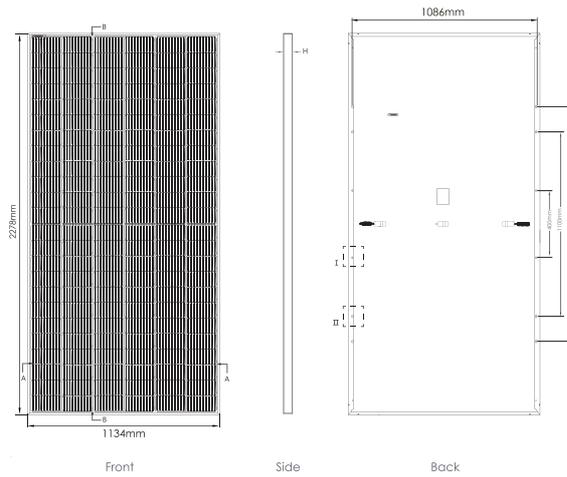


12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings

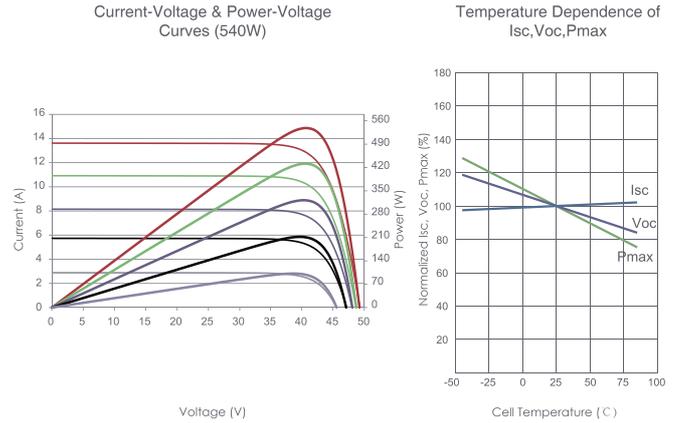


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4		JKM555M-72HL4		JKM560M-72HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp	555Wp	413Wp	560Wp	417Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V	40.99V	38.59V	41.09V	38.69V
Maximum Power Current (Imp)	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A	13.54A	10.70A	13.63A	10.77A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V	49.72V	46.93V	49.82V	47.02V
Short-circuit Current (Isc)	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A	14.12A	11.40A	14.21A	11.48A
Module Efficiency STC (%)	20.90%		21.10%		21.29%		21.48%		21.68%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

S5-GC(25-50)K

Inversores Solis trifásicos

Eficiência

- Eficiência máxima de 98,8%
- Corrente da string até 16A
- Projeto de 3/4 MPPT, suporta projeto de sistema de orientação múltipla
- Função de recuperação PID noturna, aumenta o rendimento geral do sistema (opcional)
- Ampla faixa de tensão e baixa tensão de inicialização

Inteligente

- Suporta controle de potência exportada para a rede
- Monitorização inteligente de string, varredura de curva IV inteligente
- Suporta RS485, WiFi, GPRS
- Scaneie para se registrar no SolisCloud, suporta atualização e controle remotos

Seguro

- IP66
- Proteção AFCI, reduz proativamente o risco de incêndio
- Componentes de marca reconhecidos globalmente para uma vida útil mais longa
- Refrigeração por ventilador redundante inteligente

Económico

- Suporta comunicação GPRS/WiFi com menos fiação e custos de instalação reduzidos
- > 150% de relação CC/CA
- Suporta módulos de alta potência para menores custos de instalação
- Suporta acesso a fio de alumínio para reduzir custos

Modelo:

S5-GC25K / S5-GC30K

S5-GC33K / S5-GC36K

S5-GC40K / S5-GC40K-HV

S5-GC50K-HV



Visão em 360°

Folha de Dados

S5-GC(25-50)K

Modelo	25K	30K	33K	36K	37.5K	40K	40K-HV	50K-HV
Entrada CC								
Potência máxima de entrada	37.5 kW	45 kW	49.5 kW	54 kW	63.8 kW	68 kW	68 kW	75 kW
Tensão máx de entrada	1100 V							
Tensão nominal	600 V							
Tensão de partida	180 V							
Intervalo de tensão MPPT	200-1000 V							
Corrente máx de entrada	32 A / 32 A / 32 A				4*32 A			
Corrente máx de curto-circuito	40 A / 40 A / 40 A				4*40 A			
MPPTs / Número de Entradas	3/6				4/8			
Saída CA								
Potência nominal de saída	25 kW	30 kW	33 kW	36 kW	37.5kW	40 kW	40 kW	50 kW
Potência nominal de saída a 40°C	25 kW	30 kW	33 kW	36 kW	37.5kW	40 kW	40 kW	50 kW
Potência máx de saída aparente	27.5 kVA	33 kVA	36.3 kVA	39.6 kVA	37.5 kVA	44 kVA	44 kVA	55 kVA
Potência máx de saída	27.5 kW	33 kW	36.3 kW	39.6 kW	37.5kW	44 kW	44 kW	55 kW
Potência máx de saída a 40°C	27.5 kW	33 kW	36.3 kW	39.6 kW	37.5kW	44 kW	44 kW	55 kW
Tensão nominal da rede	3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V						3/PE, 480 V	
Frequência nominal da rede	50 Hz / 60 Hz							
Corrente nominal de saída da rede	38.0 A / 36.1 A	45.6 A / 43.3 A	50.1 A / 47.6 A	54.7 A / 52.0 A	57 A / 54.1 A	60.8 A / 57.7 A	48.1 A	60.1 A
Corrente máx de saída	41.8 A	50.2 A	55.1 A	60.2 A	57 A	66.9 A	53.0 A	66.2 A
Fator de potência	> 0,99 (0,8 inicial - 0,8 atrasado)							
Harmônicas (THDi)	<3%							
Eficiência								
Eficiência máxima	98.5%		98.6%	98.7%			98.8%	
Eficiência EU	98.1%		98.2%	98.3%			98.4%	
Eficiência MPPT	>99.5%							
Proteção								
Proteção contra inversão de polaridade CC	Sim							
Proteção contra curto-circuito	Sim							
Proteção de sobrecorrente de saída	Sim							
Proteção contra sobretensão	CC Tipo II / CA Tipo II							
Monitoramento de rede	Sim							
Proteção de ilhamento	Sim							
Proteção de temperatura	Sim							
Monitorização de Strings	Sim							
Digitalização de curva I/V	Sim							
AFCI integrado (proteção de circuito de falha de arco CC)	Sim ⁽¹⁾							
Recuperação PID integrado	Opcional							
Interruptor CC integrado	Opcional							
Dados gerais								
Dimensões (L*A*P)	647*629*252 mm							
Peso	37 kg							
Topologia	Sem Transformador							
Consumo próprio (noite)	<1 W							
Faixa de temperatura ambiente de operação	-25 ~ +60°C							
Umidade relativa	0-100%							
Grau de proteção (IP)	IP66							
Conceito de refrigeração	Refrigeração por ventilador redundante inteligente							
Altitude máx de operação	4000 m							
Certificados de padrão de conexão da rede	NBR 16149, NBR 16150, IEC 62116, IEC 61000-3-4/-5, IEC 61000-3-11/-12							
Padrão de segurança / EMC	IEC 62109-1/-2, IEC 61000-6-1/-2/-3/-4							
Características								
Conexão CC	Conectores MC4							
Conexão CA	Terminal OT							
Tela	LCD							
Comunicação	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS, USB							

(1) Ativação necessária.