

**PROJETO DE USINA MICROGERADORA FOTOVOLTAICA,
101.12 KWP,
FAZENDA ÁGUA LIMPA-UNB**

AUGUSTO CESAR NOBRE DE CASTRO

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PROJETO DE USINA MICROGERADORA FOTOVOLTAICA,
101.12 KWP,
FAZENDA ÁGUA LIMPA-UNB**

AUGUSTO CESAR NOBRE DE CASTRO

Orientador: PROF. DR. MARCO ANTONIO FREITAS DO EGITO COELHO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**PUBLICAÇÃO -
BRASÍLIA-DF, 7 DE DEZEMBRO DE 2020.**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PROJETO DE USINA MICROGERADORA FOTOVOLTAICA,
101.12 KWP,
FAZENDA ÁGUA LIMPA-UNB**

AUGUSTO CESAR NOBRE DE CASTRO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO ACADÊMICO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

APROVADA POR:

Prof. Dr. Marco Antonio Freitas do Egito Coelho
Orientador ENE/UnB

Prof. Dr. Francisco Damasceno Freitas
Membro - ENE/UnB

Prof. Dr. Reginaldo Sérgio Pereira
Membro - EFL/UnB

BRASÍLIA, 7 DE DEZEMBRO DE 2020.

FICHA CATALOGRÁFICA

AUGUSTO CESAR NOBRE DE CASTRO

PROJETO DE USINA MICROGERADORA FOTOVOLTAICA, 101.12 KWP, FAZENDA ÁGUA LIMPA UNB

2020xv, 48p., 201x297 mm

(ENE/FT-UnB/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2020)

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília

Faculdade de Tecnologia - Departamento de Engenharia Elétrica

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Castro, A. C. PROJETO DE USINA MICROGERADORA FOTOVOLTAICA, 101.12 KWP, FAZENDA ÁGUA LIMPA UNB. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2020. 48p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Augusto Cesar Nobre de Castro

TÍTULO: PROJETO DE USINA MICROGERADORA FOTOVOLTAICA, 101.12 KWP, FAZENDA ÁGUA LIMPA UNB.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2020

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor se reserva a outros direitos de publicação e nenhuma parte deste trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Augusto Cesar Nobre de Castro

SQN 314 Bloco B Apto 603, Asa Norte, Brasília

Resumo

Em 2019, a oferta de energia de fontes de micro e mini geração distribuída atingiu 2.226 GWh com uma potência instalada de 2.162 MW, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 1.659 GWh e 1.992 MW de geração e potência instalada respectivamente (BEN, 2020). Nesse cenário, o trabalho apresenta o projeto de usina microgeradora fotovoltaica de 101,12 kWp de potência instalada, tendo em vista a diversificação no fornecimento de energia elétrica para Fazenda Água Limpa - UNB. Tal sistema além utilizar uma fonte renovável, possui baixo tempo de retorno de investimento. A usina é instalada em solo e possui conexão com a rede elétrica de distribuição. Portanto, as premissas exigidas normativamente para aprovação do projeto são detalhadas no documento.

Palavras-chave - Sistemas fotovoltaicos, módulos fotovoltaicos, inversores, geração distribuída, fonte solar.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVO DO TRABALHO	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1	CONVERSÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	3
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA (SFCRs) ...	5
2.3	PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADOS À REDE	8
2.3.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO	8
2.3.1.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO DO PROJETO FAL-UNB	8
2.3.2	INVERSOR	9
2.3.2.1	INVERSOR DO PROJETO FAL-UNB	10
2.3.3	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	12
2.3.3.1	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO DO PROJETO FAL-UNB	13
3	MEMÓRIA DE CÁLCULO E DESCRITIVA	14
3.1	ORIENTAÇÕES NORMATIVAS	14
3.2	LEVANTAMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DA FAZENDA ÁGUA LIMPA-UNB	15
3.3	ESPECIFICAÇÕES DE PROJETO	15
3.3.1	CARACTERÍSTICAS GERAIS DO SISTEMA	16
3.3.2	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	16
3.3.3	INVERSOR	17
3.4	DIMENSIONAMENTO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO	17
3.4.1	FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR (FDI)	17
3.4.2	TENSÕES DE OPERAÇÃO DO SISTEMA	18
3.4.3	NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM SÉRIE POR STRING	18
3.4.4	NÚMERO MÁXIMO DE STRINGS EM PARALELO	20
3.4.5	DEFINIÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA	20
3.5	DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO	20
3.5.1	DIMENSIONAMENTO DO CABEAMENTO DE CORRENTE CONTÍNUA	21
3.5.1.1	MÉTODO DA CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE	21
3.5.1.2	CRITÉRIO DA QUEDA DE TENSÃO	22
3.5.2	DIMENSIONAMENTO DO CABEAMENTO DE CORRENTE ALTERNADA ..	22

3.5.2.1	MÉTODO DA CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE	23
3.5.2.2	CRITÉRIO DA QUEDA DE TENSÃO	23
3.5.3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DC.....	24
3.5.3.1	DIODO DE DESVIO.....	25
3.5.3.2	PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE - FUSÍVEIS DE PROTEÇÃO ..	26
3.5.3.3	PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÃO - DPS.....	27
3.5.3.4	DISPOSITIVOS DE SECCIONAMENTO DO CIRCUITO - CHAVE SEC- CIONADORA	28
3.5.4	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO AC.....	29
3.5.4.1	PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÃO - DPS.....	30
3.5.5	SISTEMA DE EQUIPOTENCIALIZAÇÃO E ATERRAMENTO.....	30
3.5.5.1	CONDUTOR DE PROTEÇÃO- PE - INVERSOR	31
3.5.5.2	CONDUTORES DE EQUIPOTENCIALIZAÇÃO - ARRANJO FOTOVOL- TAICO	33
3.6	DIAGRAMA UNIFILAR	34
3.7	TAXA DE DESEMPENHO (PR)	35
3.8	DIMENSIONAMENTO DA UFV POR SIMULAÇÃO - PVSOL	36
3.8.1	MODELAGEM DE PROJETO.....	36
3.8.2	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	41
4	CONCLUSÃO	43
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	46

LISTA DE FIGURAS

1.1	Dados de Sustentabilidade: Usina microgeradora FAL-UNB)	2
2.1	Junção P-N de células fotovoltaicas (Fonte: Eletronica de potência) [12].....	4
2.2	Corte transversal de uma célula fotovoltaica (Fonte: Eletronics Tutorials, 2008) [11].....	5
2.3	Tipo de conexão com a rede em função da potência	6
2.4	Requisitos de proteção a depender da potência instalada	6
2.5	Partes constituintes de um módulo fotovoltaico (Fonte: [11]).....	8
2.6	Consulta de Registro de Objeto INMETRO	9
2.7	Curva I-V-Potência do módulo fotovoltaico	10
2.8	Certificado internacional do inversor GW75K-MT	11
2.9	GW75K-MT - Fonte: Manual do usuário GoodWe	12
2.10	Estrutura de fixação cravada em solo e terreno de instalação FAL-UNB	13
3.1	Funcionamento do diodo de desvio	25
3.2	Fusíveis de proteção no circuito DC positivo	26
3.3	Justificativa da utilização de fusíveis de proteção apenas no circuito positivo DC .	27
3.4	DPS do circuito DC.....	28
3.5	Dispositivo de seccionamento do circuito DC.....	29
3.6	Interruptor de seccionamento do inversor - Vista lateral	29
3.7	Dispositivos de proteção do circuito AC.....	30
3.8	Tipos de conexão da rede elétrica que o inversor se conecta.....	31
3.9	Posicionamento da "Leiteira"em relação a usina fotovoltaica	31
3.10	Quadro de distruição da "Leiteira"com destaque para o barramento terra ou BEL.	32
3.11	Dimensionamento do cabeamento de proteção.....	32
3.12	Equipotencialização do arranjo fotovoltaico	33
3.13	Estrutura de fixação em solo cravada	33
3.14	Diagrama unifilar da usina microgeradora fotovoltaica da Fal-UNB	34
3.15	Tela inicial-PVSol	36
3.16	Configuração dos parâmetros de simulação.....	37
3.17	Área da usina fotovoltaica - Satélite <i>Google Earth</i>	37
3.18	Modelagem do módulo fotovoltaico Cheetah HC 72M 395 Watt	38
3.19	Gráfico de eficiência do módulo pela irradiação em temperaturas constantes	38
3.20	Parâmetros de modelagem do sistema de montagem	39

3.21	Vistas do modelo 3D da usina fotovoltaica.....	39
3.22	Modelagem do inversor GW75K-MT	40
3.23	Projeto de alocação de strings	40
3.24	Levantamento de interferências de sombreamento	41
3.25	Resultado do cálculo de sombreamento.....	41
3.26	Resultado da simulação	42
3.27	Previsão de geração de energia mensal, em kWh.....	42
4.1	Modelo de ART.....	44
4.2	Modelo de solicitação de acesso para microgeração distribuída da CEB (Fonte: Anexo 2 da NTD 6.09 -CEB) [14]	45

LISTA DE TABELAS

3.1	Planilha de cálculo do consumo de energia médio anual da FAL-UNB.....	15
3.2	Coordenadas geográficas da FAL-UNB.....	15
3.3	Características gerais do gerador fotovoltaico.....	16
3.4	Características técnicas do módulo fotovoltaico.....	16
3.5	Características técnicas do inversor de potência.....	17
3.6	Tensões de operação do sistema.....	18
3.7	Parâmetros de funcionamento do inversor nas condições de operação do sistema .	20
3.8	Especificações do DPS de circuito CC do inversor GW75K-MT.....	28
3.9	Especificações da Chave seccionadora do inversor GW75K-MT.....	29
3.10	Especificações do DPS de circuito CA do inversor GW75K-MT.....	30

LISTA DE TERMOS E SIGLAS

<i>AC</i>	Circuito em corrente alternada
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>DC</i>	Circuito em corrente contínua
<i>FAL</i>	Fazenda Água Limpa
<i>FDI</i>	Fator de Dimensionamento do Inversor
<i>MPPT</i>	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
<i>NTD</i>	Norma Técnica de Distribuição
<i>SFCR</i>	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
<i>SFV</i>	Sistema Fotovoltaico
<i>SGPEO – GD</i>	Sistema de Gestão de Projetos Elétricos Online
<i>STC</i>	Condição Padrão de Teste
<i>UC</i>	Unidade Consumidora
<i>UFV</i>	Usina Fotovoltaica
<i>UNB</i>	Universidade de Brasília

Capítulo 1

Introdução

A diversificação das formas de fornecimento de energia é um desafio que busca atender à demanda energética dos consumidores, vinculado ao compromisso de geração de energia de forma sustentável [15]. Nesse contexto, as fontes renováveis se destacam por utilizarem matrizes inesgotáveis no processo de conversão. Bem como, apresentam baixo impacto ambiental à longo prazo, se comparadas com fontes não renováveis que emitem gases na atmosfera e alteram a paisagem natural. Dentre as fontes renováveis existentes, destaca-se a fonte solar fotovoltaica, pois nesse tipo de sistema a unidade geradora pode estar bem próxima à carga que consome a energia, diminuindo perdas na transmissão e barateando a infraestrutura de implantação.

Com o objetivo de fomentar a diversificação das formas de abastecimento de energia, a ANEEL implementou as normas regulatórias para geração distribuída. Nesse cenário, o consumidor pode produzir sua própria energia para autoconsumo e, ainda, comercializar o excedente com a concessionária que faz a manutenção do sistema de distribuição. Com isso, o estabelecimento da fonte solar na matriz energética brasileira está crescendo gradualmente impulsionado pelo avanço das tecnologias do setor fotovoltaico e pelo custo cada vez mais vantajoso para o investidor seja residencial, comercial ou industrial.

1.1 Objetivo do Trabalho

Em concordância com a tendência sustentável da diversificação da matriz energética, esse trabalho apresenta o projeto da usina microgeradora fotovoltaica conectada à rede para a Fazenda Água Limpa - UNB. Esse empreendimento é vantajoso para a instituição, pois fornece uma alternativa sustentável de consumo de energia, que impacta diretamente na diminuição da fatura paga. Consequentemente, o investimento é revertido em descontos na fatura até zerar completamente o montante gasto na implantação. Além disso, a Figura 1.1 ilustra as vantagens, no âmbito da sustentabilidade, sobre a utilização da usina fotovoltaica projetada.

Impacto	Consideração	Valor	Unidade
Geração Anual Prevista	-	168.325,00	kWh/ano
Total de CO ² evitado por ano	1 kWh gerado em usina termoeletrica emite 0,58318 kg CO ²	97.850,37	kg CO ²
Carros a menos nas ruas	1 carro produz pelo menos 1007 kg CO ²	97	Carros
Quantidade Equivalente de árvores	1 árvore da mata atlântica retira da atmosfera 166 kg CO ²	589	Árvores
Desperdício evitado de água por ano	1 kWh gerado em usina nuclear desperdiça 3599,36 L	7.270.347.264	Litros

Figura 1.1: Dados de Sustentabilidade: Usina microgeradora FAL-UNB)

Por outro lado, sabe-se que a norma regulatória exige a aprovação da concessionária local para conexão com a rede. Portanto, o projeto limita-se às exigências da CEB para aprovação do acoplamento da usina fotovoltaica ao sistema de distribuição, conforme os itens listados:

- Certificado internacional de testes do inversor (O certificado deve garantir pelo menos as exigências da certificação IEC 62116);
- Prancha de projeto unifilar até o ponto de conexão com a rede;
- Memória descritiva da instalação;
- Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) de projeto e instalação;
- Solicitação de acesso à rede, conforme o Anexo 2 da NTD 6.09 [14].

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo, apresentam-se os conceitos fundamentais para concepção do projeto da usina fotovoltaica conectada à rede. Dessa forma, caracterizam-se todos os componentes essenciais do sistema, como: módulo fotovoltaico, inversor de potência e a estrutura de fixação. Além disso, apresentam-se as escolhas de projeto da usina FAL -UNB. Para isso, utilizam-se as referências [13], [15], [10], [12], [11], [8] para embasamento teórico do documento.

2.1 Conversão de energia fotovoltaica

A conversão da incidência luminosa em energia elétrica ocorre devido ao fenômeno físico descrito como *efeito fotovoltaico*. Essa ocorrência é compreendida como a absorção de "pacotes de energia", denominados como fótons, presentes na radiação solar incidente em materiais semicondutores. Nesses materiais, os fótons transferem a energia para os elétrons de sua camada de valência. Já os elétrons, podem "saltar" para um circuito externo deixando uma lacuna (íon de carga positiva) em seu lugar. Portanto, o efeito fotovoltaico é uma característica física inerente ao material semicondutor.

Os materiais mais utilizados atualmente são escolhidos devido à abundância na crosta terrestre, baixo custo de extração e a correspondência das suas características de absorção com espectro solar. Esses materiais são: silício (Si) monocristalino, policristalino e amorfo, arseneto de gálio (GaAs), disseleneto de cobre, gálio e índio ($CuInGaSe_2$), e telureto de cádmio (CdTe). [15]

O processo se inicia no momento que a energia fornecida pelo fóton é parcialmente absorvida pelos elétrons presentes na camada mais afastada do núcleo do átomo, ou camada de valência. Caso essa energia seja suficiente, esses elétrons migram para a camada de maior energia, chamada de banda de condução, onde os mesmos circulam livremente pelo material produzindo corrente elétrica. Sob outra perspectiva, surge uma lacuna na camada de valência. Contudo, caso não tenha um campo elétrico atuando, esse processo é rapidamente revertido e o elétron se recombina com a lacuna retornando para o nível de energia mais baixo.

A tecnologia desenvolvida para criar o campo elétrico que equilibra o fenômeno até os elétrons livres percorrerem um circuito de captação externo, é denominada de *dopagem* do material semiconductor. Esse processo separa os íons negativos dos íon positivos, no interior do material, com a aplicação de impurezas químicas em um elemento semiconductor puro. Dessa forma, cria-se a região *tipo-p* com a dopagem de materiais com excesso de íons positivos, ou seja, abundância de "buracos" ou lacunas". Em seguida, ocorre a formação da região *tipo-n* com a adição de elementos com íons negativos sobressalentes. Entre essas regiões, forma-se a *junção p-n*, onde o campo elétrico interno é formado. A Figura 2.1 foi retirada da fonte [12], onde se destaca a zona de depleção com o surgimento do campo elétrico.

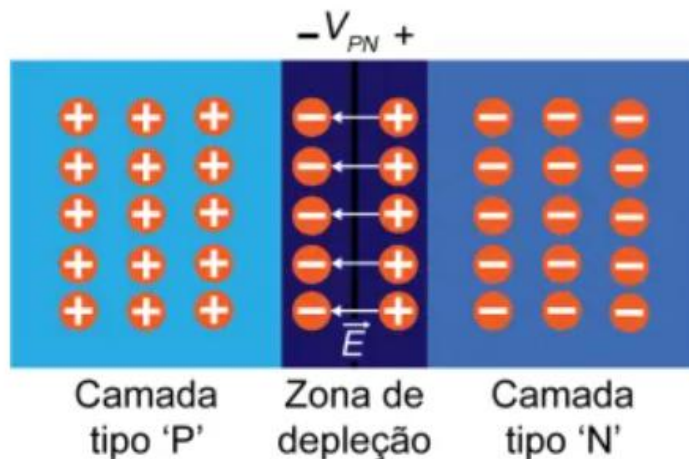


Figura 2.1: Junção P-N de células fotovoltaicas (Fonte: Eletrônica de potência) [12]

O campo elétrico interno na junção p-n é formado porque a região tipo-n tende a transferir elétrons para a região tipo-p. Com isso, na periferia da junção, uma lacuna é formada. O processo inverso ocorre na região tipo-p, onde a lacuna se transfere para a região tipo-n e um elétron surge na periferia da junção. Esse processo ocorre até que se alcance o equilíbrio. No caso da incidência da radiação solar sobre o material, ocorre o desequilíbrio desses campos elétricos e o elétron estimulado pelo fóton é conduzido para a região tipo-n, enquanto a lacuna formada é atraída para a região tipo-p. Logo, uma diferença de potencial é estabelecida e um circuito externo é capaz de ser percorrido pela corrente elétrica. O processo completo de conversão é ilustrado na Figura 2.2.

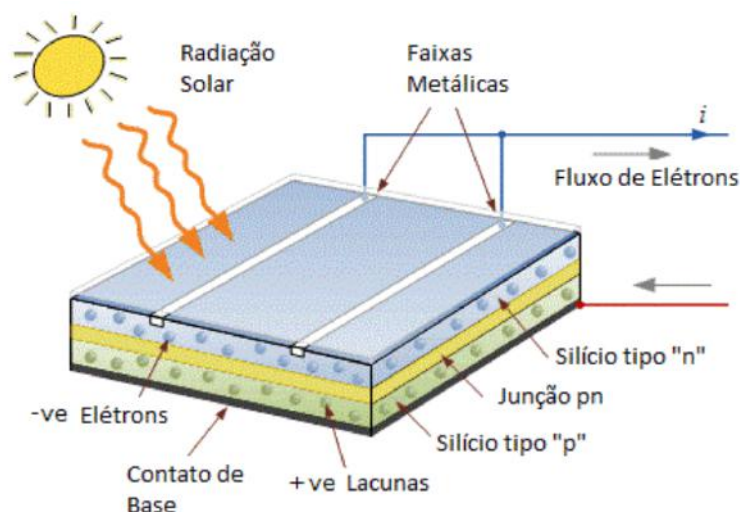


Figura 2.2: Corte transversal de uma célula fotovoltaica (Fonte: Eletronics Tutorials, 2008) [11]

2.2 Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SF-CRs)

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede não precisam de um conjunto armazenador de energia, pois sua conexão alimenta diretamente a carga ou, no caso da geração superar o consumo, o excedente de potência é injetada na rede de distribuição da concessionária local. Esse acoplamento com a rede é chamado de geração distribuída cuja operação é regulamentada pela *Resolução Normativa Aneel N° 687/2105* [10] em complemento à resolução anterior, *Resolução Normativa Aneel N° 482/2012*. Além disso, deve-se atender aos *Procedimentos de Distribuição (PRODIST)*, Módulo 3.

As centrais de geração distribuída são classificadas como usinas microgeradoras ou minigeradoras [10] a depender da potência da instalação:

- Usinas microgeradoras: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou outras fontes renováveis, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Usinas minigeradoras: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Ressalta-se que essas resoluções repassam às concessionárias o dever de normatizar os procedimentos de conexão com a rede. Inclui-se as definições dos parâmetros elétricos de conexão (frequência, harmônicos, tensão), parametrização do tempo de atuação dos dispositivos de proteção e as condições das instalações físicas da usina geradora. Para o caso de Brasília, a norma que traduz essas imposições é a *NTD 6.09* [14] da CEB-Distribuidora. A Figura 2.3 demonstra o tipo de conexão em função da potência [14]. Já a Figura 2.4, ilustra os requisitos de proteção para o sistema de geração distribuída a depender da potência instalada, também retirada de [14].

Potência instalada	Forma de conexão
<10kW	Monofásico, bifásico ou trifásico
10 a 15kW	Bifásico ou trifásico
>15kW (em rede trifásica)	Trifásico
<30 kW (em RDR ⁽¹⁾ monofásica com transformador exclusivo)	Monofásico

Figura 2.3: Tipo de conexão com a rede em função da potência

Requisito de Proteção	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento ⁽³⁾	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾
Anti-ilhamento	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾
Medição	Sistema de Medição Bidirecional ⁽⁷⁾	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Figura 2.4: Requisitos de proteção a depender da potência instalada

Notas:

(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através de inversores.

(2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.

(3) Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição.

(4) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

(5) Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.

(6) No caso de operação em ilha do acessante, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

(7) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

O sistema de compensação financeiro atrelado ao funcionamento da geração distribuída, para consumidores de energia no Brasil, é chamado de *net-metering*. Essa metodologia define que a energia proveniente da micro ou minigeração distribuída, injetada na rede de distribuição, é compensada em forma de créditos na conta de energia da unidade consumidora. O aparelho responsável pela aferição desse fluxo de energia gerado pela carga é o medidor bidirecional. Esse equipamento é capaz de medir tanto o fluxo de energia da carga para rede elétrica (unidade consumidora gerando energia) quanto da rede para a carga (unidade consumidora demandando energia da concessionária).

No fechamento da fatura de energia, é realizado o balanço energético da unidade consumidora. Caso a mesma tenha injetado mais energia que consumido da rede, a cobrança estará com o crédito que pode ser abatido nas faturas seguintes. Ainda, notabiliza-se que é possível abater as faturas de outras unidades consumidoras que sejam alimentadas pela mesma concessionária local e tenham o mesmo CNPJ ou CPF de registro. Contudo, ressalta-se que mesmo na ocasião de balanço energético positivo, o valor referente ao custo de disponibilidade para consumidores do grupo B (baixa tensão) ou demanda contratada para o consumidor do grupo A (alta tensão) é cobrado na conta. Já no caso da apuração de consumo total maior que a injeção, a cobrança virá com o desconto proporcional à energia disponibilizada para concessionária.

2.3 Principais componentes do sistema fotovoltaico conectados à rede

O objetivo dessa seção é descrever os principais componentes da usina fotovoltaica ressaltando a função de cada elemento. Além disso, apresentam-se as escolhas de projeto da usina microgeradora fotovoltaica da Fazenda Água Limpa-UNB.

2.3.1 Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é o equipamento responsável por realizar a conversão da radiação solar incidente em energia elétrica. Sua composição é formada por arranjos, série ou paralelo, de células fotovoltaicas de materiais semicondutores e da proteção mecânica contra intempéries. Existem módulos flexíveis e rígidos, a depender dos materiais da célula fotovoltaica. Os módulos rígidos são compostos por lâminas de vidro temperado que protegem as células sem prejudicar a transmitância à radiação solar. A Figura 2.5 ilustra as partes de fabricação do módulo fotovoltaico.

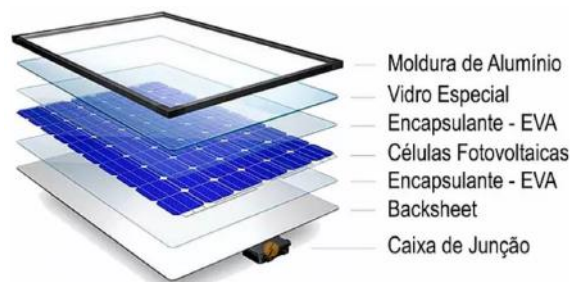


Figura 2.5: Partes constituintes de um módulo fotovoltaico (Fonte: [11])

A característica elétrica principal do módulo fotovoltaico é a sua potência nominal, em Wp (Watt-pico), obtida da associação, em série ou paralelo, das células fotovoltaicas. Sabe-se que esse valor nominal é referente à condição padrão de teste (STC) de 1000 W/m^2 de irradiação solar, 25°C de temperatura ambiente e 1,5 de coeficiente de massa de ar. Por outro lado, é comum que o módulo opere em condições diferentes dessas impactando diretamente na potência de pico. Os valores de tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto circuito (I_{SC}), coeficiente de temperatura de V_{OC} e o coeficiente de temperatura de I_{SC} também são parâmetros relevantes para o dimensionamento de usinas fotovoltaicas.

2.3.1.1 Módulo Fotovoltaico do projeto FAL-UNB

O módulo fotovoltaico escolhido para composição do projeto é do modelo **JKM395M-72H-V** da fabricante Jinko Solar, conforme o datasheet no *Anexo* desse documento. Esse equi-

pamento é composto por 72 células fotovoltaicas de Silício monocristalino com eficiência de 19,63% na STC. Além da alta potência nominal atrelada à elevada eficiência, a fabricante do módulo é uma das líderes de importação de tecnologias de módulos fotovoltaicos no mundo. Dessa forma, existem diversos fornecedores que trabalham com esse modelo no Brasil.

Outro fator de relevância para escolha do equipamento foi o certificado de registro INMETRO com índice de eficiência classe A. Esse registro é indispensável para o aceite do projeto junto à concessionária local para sistemas *On Grid*. A Figura 2.6 documenta a consulta de "Registro de Objeto" disponível no site do Inmetro. Ressalta-se que o módulo também possui certificações internacionais: ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.

Registro de Objeto Consultar registros concedidos

Detalhes do Registro 006938/2017

Status: Ativo | Concessão: 31/10/2017

JINKO SOLAR COMERCIO DO BRASIL LTDA
 Rua Pedroso Alvarenga, 1046 Sala B4 Cep:04531-004 | Itaim Bibi - São Paulo - SP
 Tel.: (Telefone) (19) 99421.9494 - gustavo.silva@jinkosolar.com (mailto:gustavo.silva@jinkosolar.com)

Programa de Avaliação da Conformidade
 Sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)

Portaria Inmetro n.º (número) 4 de 04/01/2011 | Nome de Família: Silício Mono Cristalino

Certificado: Não aplicável

-Pesquisar histórico de alterações

Data	Alteração	Marca	Modelo	Descrição
22/11/2018	Incluído	JINKO SOLAR	JKM395M-72-V	Módulo Fotovoltaico Monocristalino de 72 células, índice de eficiência classe A
22/11/2018	Incluído	JINKO SOLAR	JKM400M-72-V	Módulo Fotovoltaico Monocristalino de 72 células, índice de eficiência classe A

registro.inmetro.gov.br/consulta/detalhe.aspx?pag=2&NumeroRegistro=006938/2017

Figura 2.6: Consulta de Registro de Objeto INMETRO

2.3.2 Inversor

O inversor é o equipamento responsável por converter a entrada DC, oriunda da geração em corrente contínua dos módulos fotovoltaicos, na saída AC com adequação à rede. A saída é constituída por ondas senoidais de 60 Hz ou 50 Hz de frequência a depender da localidade do sistema elétrico de injeção.

Outra atribuição desse dispositivo é ser capaz de operar seguindo o ponto de máxima potência. Sabe-se que os módulos fotovoltaicos trabalham regularmente em condições que afetam as tensões de operação, como: nuvens passageiras que sombreiam a usina, temperaturas oscilantes e incidência solar variantes durante o dia. Portanto, o inversor possui controladores que maximizam a potência de saída por meio sinais PWM de alta precisão e ADCs para implementação

de controle. Essa tecnologia é utilizada constantemente na operação da usina. A Figura 2.7 ilustra a curva I-V-Potência do módulo fotovoltaico da Jinko solar de 390 Watt.

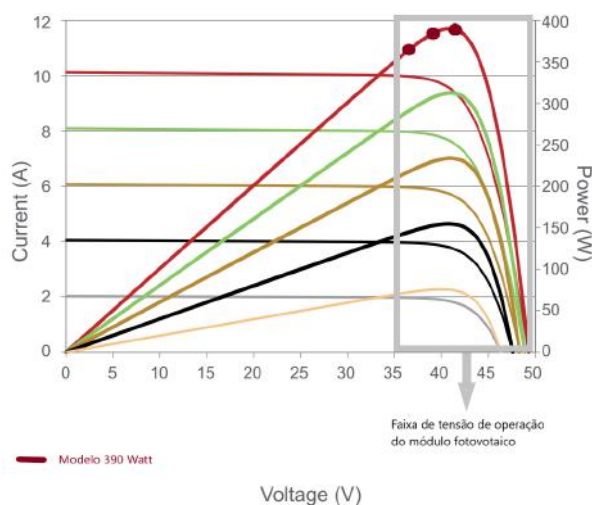


Figura 2.7: Curva I-V-Potência do módulo fotovoltaico

Com o avanço das técnicas de produção de inversores para sistemas fotovoltaicos, os equipamentos são fabricados com mais de 1 MPPT, ou seguidor do ponto de máxima potência. Isso possibilita projetos de usinas com diferentes disposições de strings ou áreas com sombreamentos diferentes poderem se conectar à apenas um inversor.

As normas brasileiras [1] [2] exigem que os inversores possuam proteção Anti-ilhamento. Essa proteção prevê o desligamento automático do equipamento para situações que há perda de tensão da rede elétrica. Além disso, todos os parâmetros de sincronismo com a rede, tensão e frequência, são constantemente monitorados para eventuais desligamentos devidos a falha no sincronismo.

2.3.2.1 Inversor do projeto FAL-UNB

O inversor utilizado no projeto da Fazenda Água Limpa-UNB é do modelo GW75K-MT da fabricante GoodWe, conforme o datasheet no *Anexo*. Essa empresa tem alcançado mais de 16 GWatt de instalação global com atuação em usinas fotovoltaicas de 80 países. Além disso, a empresa possui sede no Brasil, na cidade de Recife - PE. Isso facilita em eventuais necessidades de assistência técnica, pois o tempo de cobertura de garantia do equipamento é de 5 anos.

Esse inversor possui 4 MMPT's, 16 entradas DC e eficiência máxima de 98,8%. Ressalta-se que não é necessário o registro de conformidade técnica emitida por laboratórios brasileiros pelo fato da potência do inversor ser maior que 10kWp. Contudo, é relevante destacar que o dispositivo possui certificações internacionais, são elas: IEC61727, IEC62116 e IEC62109-1-2. A Figura 2.8 ilustra o certificado exigido pela concessionária para aprovação do projeto. Já a Figura 2.9, ilustra o equipamento.



Certificate of compliance

Applicant: JIANGSU GOODWE POWER SUPPLY TECHNOLOGY CO., LTD
No.90 ZiJin Rd., New District,
Suzhou, 215011
China

Product: Photovoltaic (PV) inverter

Model: GW75K-MT

Use in accordance with regulations:

Automatic disconnection device with three-phase mains surveillance in accordance with IEC 61727:2004 and IEC62116:2014 for photovoltaic systems with a three-phase parallel coupling via an inverter in the public mains supply. The automatic disconnection device is an integral part of the aforementioned inverters.

Applied rules and standards :

IEC 61727:2004

Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface

IEC 62116:2014

Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters

At the time of issue of this certificate the safety concept of an aforementioned representative product corresponds to the valid safety specifications for the specified use in accordance with regulations.

Report number: ZEM-19MA2560FCSHP-1-R1
ZEM-19MA2560FCSHP-3-R1

Certification program: NSOP-0032-DEU-ZE-V01

Certificate number: U20-0160

Date of issue: 2020-03-18



Certification body Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH accredited according to DIN EN ISO/IEC 17065
A partial representation of the certificate requires the written approval of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH

Figura 2.8: Certificado internacional do inversor GW75K-MT



Figura 2.9: GW75K-MT - Fonte: Manual do usuário GoodWe

2.3.3 Estrutura de fixação

A estrutura de fixação é o componente responsável por assegurar a sustentação mecânica dos módulos fotovoltaicos. Sua base é composta por: cavalete viga "U", fixador contraventamento, terça central, terça extremidade, grampo intermediário, grampo final, grampo de fixação, emendas e outros. As armações são de aço com acabamento de alumínio galvanizado a fogo, pois as mesmas devem ter proteção contra intempéries naturais.

O local da instalação determina qual o tipo de estrutura de fixação dever ser utilizada. Por exemplo, instalação em carport, solo, laje e telha. Contudo, o projetista deve se atentar aos detalhes de execução, como: o tipo de telha (calhetão, sanduíche ou outro), necessidade de sistema de contrapeso para laje (blocos de concreto), estrutura em solo cravada ou concretada. No caso de usinas fotovoltaicas em solo, as estruturas cravadas são propostas para terrenos profundos e sem rocheamento. Esse tipo de instalação favorece a proteção contra descargas atmosféricas da UFV, pois sua base funciona como um eletrodo de aterramento para o escoamento da corrente de descarga. Já as estruturas concretadas servem para instalações em solos pouco profundo.

Para o correto funcionamento do sistema de geração de energia, as estruturas são dimensionadas com inclinação equivalente à latitude da localização da usina. Além disso, é previsto um espaçamento mínimo entre as fileiras visando as manutenções de limpeza dos módulos fotovoltaicos e as atividades padrões de acompanhamento de funcionamento, como a verificação de pontos quentes com o uso de câmeras termográficas.

2.3.3.1 Estrutura de fixação do projeto FAL-UNB

Para o projeto da usina fotovoltaica fazenda Água Limpa-UNB, utiliza-se a estrutura de fixação cravada em solo, conforme ilustra a Figura 2.10 que também apresenta a atual condição do espaço escolhido de instalação. Essa decisão admitiu que o terreno da instalação da UFV possui profundidade suficiente para fixação. Além disso, é previsto o serviço de terraplanagem da área para o completo nivelamento do terreno, evitando sombreamento entre as fileiras do arranjo fotovoltaico.



Figura 2.10: Estrutura de fixação cravada em solo e terreno de instalação FAL-UNB

Os parâmetros de projeto que influenciam diretamente no dimensionamento da estrutura são:

- inclinação de 15° , conforme a latitude de Brasília ;
- dimensionamento da estrutura previsto para suportar a velocidade do vento de até 35 m/s; [8]
- distância de 2,5 metros entre as fileiras para permitir a passagem de automóveis;
- altura de 1 metro, entre a base inferior do módulo fotovoltaico e o solo, para permitir fácil acesso às caixas de conexão;
- mesa para suporte de 2 módulos fotovoltaicos na vertical;
- estruturas galvanizadas a fogo.

Capítulo 3

Memória de cálculo e descritiva

Este documento tem a finalidade de registrar todos os cálculos de dimensionamento da usina microgeradora fotovoltaica da Fazenda Água Limpa – UNB, bem como: o fator de dimensionamento do inversor (FDI), tensões de operação do sistema, número de módulos por string, número máximo de strings em paralelo, cabeamento - CC, cabeamento – AC, sistema de proteção – CC, sistema de proteção – AC, sistema de aterramento e equipotencialização e a modelagem por simulação do arranjo fotovoltaico.

3.1 Orientações Normativas

Para garantir a segurança em instalações elétricas, é importante que o projeto e a execução dos sistemas sejam feitos com base nas orientações normativas vigentes. Nesse sentido, os dimensionamentos realizados seguem as indicações citadas nas normas brasileiras, resoluções da ANEEL e normas da concessionária local:

- ABNT NBR 5410:2005 - Instalações elétricas de baixa tensão [3];
- ABNT NBR 5419:2015 - Proteção contra descargas atmosféricas [4][5][6][7];
- ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos [2];
- ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho [1];
- REN 687:2015 – Resolução Normativa da ANEEL [10];
- NTD 6.09 – Norma Técnica de Distribuição – CEB [14].

3.2 Levantamento do consumo de energia elétrica da fazenda Água Limpa-UNB

A metodologia, para o levantamento do consumo médio anual da fazenda Água Limpa-UNB, foi baseada na verificação das contas de energia mensais no período de dois anos (2018 e 2019). Portanto, foi feita a média aritmética para levantamento do consumo médio mensal e, posteriormente, multiplicou-se esse valor por 12 para obtenção do valor de consumo médio anual. A Tabela 3.8 apresenta a planilha de cálculo para a metodologia descrita.

HISTÓRICOS DE CONTAS DE ENERGIA DA FAZENDA AGUA LIMPA	Mês Futurado	Consumo Ponta [kWh]	Consumo F Ponta[kWh]	Demanda[kW]	Ultrapassagem de Demanda [kW]	Excc Ponta [UFER]	Excc F Ponta[UFER]
Identificação UC	466793-X	jan/18	1091	11724	65	0	269
Classificação	P.PUBLICO	fev/18	1116	11879	65	0	259
Ligação	VERDE	mar/18	1126	12047	65	0	261
Tarifa	THS-74	abr/18	1140	12198	65	0	274
Nº do Medidor	1160120	mai/18	1149	12277	65	0	283
Tensão de Fornecimento [V]	13800	jun/18	1158	12222	65	0	285
		jul/18	1146	12177	65	0	286
		ago/18	1154	12174	65	0	290
		set/18	1167	12262	65	0	293
		out/18	1128	12052	65	0	290
		nov/18	1136	12043	65	0	286
		dez/18	1132	12053	65	0	279
		jan/19	1136	12092	65	0	0
		fev/19	1140	12123	65	0	0
		mar/19	1142	12143	65	0	0
		abr/19	1144	12151	65	0	0
		mai/19	1144	12147	65	0	0
		jun/19	1143	12136	65	0	167
		jul/19	1142	12129	65	0	0
		ago/19	1142	12125	65	0	0
		set/19	1141	12121	65	0	0
		out/19	0	0	75	10	0
		nov/19	0	0	65	0	0
		dez/19	0	0	65	0	0
		MEDIA	1138,904762	12108,33333	65	0	167,7142857
		TOTAL	23917	254275		10	3522
							1864,190476
							39148

CONSUMO MÉDIO MENSAL [kWh]	
13247,2381	
CONSUMO MÉDIO ANUAL [kWh]	
158966,8571	

Tabela 3.1: Planilha de cálculo do consumo de energia médio anual da FAL-UNB

O valor mínimo de geração de energia elétrica anual que a usina projetada deve suprir é 158.966,8571 kWh. Contudo, é pertinente projetar a usina com uma previsão de aumento de carga do complexo da fazenda. Essa concepção acompanha o tempo de vida útil do sistema fotovoltaico que é cerca de 25 anos.

3.3 Especificações de Projeto

O seguinte projeto engloba a instalação do sistema fotovoltaico conectado à rede da concessionária local, conforme estabelece a resolução normativa 687/2015 da ANEEL, com potência nominal de 101,12 kWp a ser instalada, em solo, na Fazenda Água Limpa – UNB. Abaixo na Tabela 3.2, apresentam-se as coordenadas geográficas da localidade da instalação.

Coordenadas Geográficas - FAL - UNB	
Latitude	15° 56' 57"S
Longitude	47° 56' 03"W

Tabela 3.2: Coordenadas geográficas da FAL-UNB

O sistema On-Grid (conectado à rede) fornecerá energia para alimentação do complexo da fazenda. Caso a geração do SFV (sistema fotovoltaico) seja superior ao consumo da UC (unidade consumidora), o excedente de energia será entregue à rede da concessionária. Com isso, realiza-se a compensação, com abertura de crédito para abatimento na conta de energia da

UC. Por outro lado, qualquer outra conta de energia de unidades consumidoras, que possuem o mesmo CPF/CNPJ de cadastro e estejam localizadas em regiões abastecidas pela mesma concessionária de energia que opera o sistema elétrico no ponto de injeção, podem ser descontadas.

Os módulos serão instalados em suporte metálico, com inclinação de 15° e orientados para o norte, fixados em solo.

3.3.1 Características Gerais do Sistema

O gerador fotovoltaico foi projetado levando em consideração a maior potência admissível na entrada do inversor. Dessa forma, as seguintes características gerais do gerador são apresentadas na Tabela 3.3:

Informações gerais do SFV	
Potência do sistema	101,12 kWp
Área total disponível	15.031,47 m ²
Área ocupada	515, 10 m ²
Quantidade de módulos	256 módulos
Quantidade de strings	16 strings
Quantidade de inversores	1 inversor

Tabela 3.3: Características gerais do gerador fotovoltaico

3.3.2 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos considerados no projeto são da empresa Jinko Solar, modelo JKM395M-72H (Datasheet-CheetahPerc HC 72M -395 Watt - Anexo I). As principais características técnicas dos módulos fotovoltaicos de referência para os cálculos estão na Tabela 3.4 :

JKM395M-72H	
Potência Nominal	395 Wp
Eficiência STC	19,63 %
Corrente de curto circuito (Isc)	10,23 A
Tensão de circuito aberto (Vca)	49,5 V
Corrente de máxima potência (Imp)	9,55 A
Tensão de máxima potência (Vmp)	41,4 V
Coefficiente de temperatura de Vca	-0,29 %/°C
Coefficiente de temperatura de Isc	0,048 %/°C
Coefficiente de temperatura de Pmáx	-0,35 %/°C
Largura	1002 mm
Comprimento	2008 mm
Peso	22,5 kg

Tabela 3.4: Características técnicas do módulo fotovoltaico

3.3.3 Inversor

O inversor considerado no projeto é da fabricante GOODWE, modelo GW75K-MT (Datashet - Anexo II). Os dados nominais do equipamento se encontram na Tabela 3.5:

GW75K-MT			
Características de entrada (CC)		Características de saída (CA)	
Potência máxima de entrada	112.500 W	Potência nominal de saída	75.000 W
Tensão máxima de operação (Vmax)	1.100 V	Potência máxima de saída	75.000 W
Tensão de início de operação (Vstart)	200 V	Potência máxima Aparente de saída	75.000 VA
Corrente máxima de entrada (Imax)	44 A	Tensão nominal de saída	380/415 V
Corrente máxima de curto circuito (Idc)	55 A	Fator de potência	~1 (Ajustável)
Número de MPPT's	4 un.	Frequência	50/60 Hz
Número de Strings por MPPT	4 un.	Corrente máxima de saída	133 A
Faixa de tensão MPPT	200~1000 V	THDi Nominal de saída	<3%
Número de entradas CC	16 un.	Eficiência máxima	98,3%

Tabela 3.5: Características técnicas do inversor de potência

3.4 Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico

Nesta seção, calculam-se os parâmetros elétricos de dimensionamento baseados nas tecnologias dos módulos fotovoltaicos e do inversor escolhidos para o projeto. Por fim, apresenta-se a configuração do sistema definida.

3.4.1 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

As especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos são a base para a formulação do projeto. Após dimensionar a quantidade de módulos utilizando a área útil da fazenda de forma a maximizar o rendimento do sistema, totalizando um sistema de 101,12 kWp (256 módulos fotovoltaicos), determinou-se a potência do inversor utilizando o FDI.

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_{FV}} = \frac{75kWp}{101.12kWp} \quad (3.1)$$

$$FDI = 0.7417 = 74.17\% \quad (3.2)$$

Onde:

P_{FV} [kWp] é a potência nominal máxima do gerador fotovoltaico,

P_{INV} [kWp] é a potência máxima de saída do inversor.

O valor de 74,17% para o FDI está dentro do intervalo de operação do sistema conforme [15].

3.4.2 Tensões de Operação do Sistema

Para realizar o cálculo da quantidade de módulos por strings, é necessário, primeiramente, calcular as tensões de operação do sistema. Esses valores são obtidos a partir do somatório das tensões individuais dos módulos em uma string. Pelo fato da tensão dos módulos FV variarem de acordo com a temperatura, faz-se necessário calcular o efeito da temperatura na variação de tensão.

As tensões de máxima potência e de circuito aberto dos módulos podem ser obtidas utilizando as seguintes equações [15]:

$$V_{MP}(T) = V_{MP_{STC}}(1 + \gamma(T - 25)) \quad (3.3)$$

$$V_{CA}(T) = V_{CA_{STC}}(1 + \beta(T - 25)) \quad (3.4)$$

Em que:

β [$\%/^{\circ}C$] é o coeficiente de temperatura de tensão de circuito aberto

γ [$\%/^{\circ}C$] é o coeficiente de temperatura de máxima potência,

$V_{MP_{STC}}$ [V] a tensão de máxima potência na condição padrão de teste,

$V_{CA_{STC}}$ [V] a tensão de circuito aberto na condição padrão de teste,

T [$^{\circ}C$] a temperatura.

A Tabela 3.6 apresenta a condição padrão de teste (STC). Além disso, ressalta-se a faixa de temperatura de operação do inversor estipulada entre $0^{\circ}C$ a $60^{\circ}C$, obtendo as seguintes tensões nominais:

Condição padrão de teste (STC)			
Irradiância $1000W/m^2$	Temperatura $25^{\circ}C$		AM 1.5
Tensões de operação do sistema			
Temperaturas	Temperatura mínima $0^{\circ}C$	Temperatura STC $25^{\circ}C$	Temperatura máxima $60^{\circ}C$
Tensão de máxima potência (Vmp)	45,0225 V	41,4000 V	36,3285 V
Tensão de circuito aberto (Vca)	53,0888 V	49,5000 V	44,4758 V

Tabela 3.6: Tensões de operação do sistema

3.4.3 Número de módulos fotovoltaicos em série por String

Para a definição do número máximo de módulos fotovoltaicos em série por string, analisam-se duas circunstâncias. A primeira representa a operação do sistema durante o período de inverno e a segunda representa a operação do sistema no intervalo de atuação do seguidor de máxima potência do inversor [15].

Ocasionalmente, no início do dia de inverno, os módulos fotovoltaicos estão submetidos a

temperaturas próximas da mínima ($0^{\circ}C$) aumentando a tensão do sistema. Contudo, o inversor ainda não se conectou à rede, ou por motivos diversos a rede elétrica está desconectada. Desse modo, a tensão de operação é a máxima, pois os painéis estão em circuito aberto (V_{CA}) em baixas temperaturas. Nesse contexto, utiliza-se a Equação 3.5 para estimar o número máximo de módulos em série que podem ser conectados na string. Como esse valor é um número inteiro, adota-se o critério de aproximação mais conservador para dimensionamento.

$$N^{\circ}_{\text{módulos-série}} < \frac{V_{INV-Max}}{V_{CA-0^{\circ}C}} \quad (3.5)$$

$$N^{\circ}_{\text{módulos-série}} < \frac{1100}{53,0888} \quad (3.6)$$

$$N^{\circ}_{\text{módulos-série}} < 20 \quad (3.7)$$

Onde:

$V_{INV-Max}$ [V] é a Máxima tensão contínua admitida pela entrada do inversor,
 $V_{CA-0^{\circ}C}$ [V] é tensão de circuito aberto na temperatura mínima de operação.

A quantidade máxima de módulos em série por string levando em consideração o seguidor de máxima potência é calculada, visto que o sistema opera na região da curva I-V em que a transferência de potência é máxima. Com isso, a Equação 3.8 sugere o cálculo de dimensionamento baseado na operação do sistema em dias quentes que a tensão contínua do sistema diminui, ou em períodos frios que a tensão aumenta. Como esse valor é um número inteiro, adota-se o critério de aproximação mais conservador para dimensionamento.

$$\frac{V_{INV-SPPM-Min}}{V_{MP-60^{\circ}C}} < N^{\circ}_{\text{módulos-série}} < \frac{V_{INV-SPPM-Max}}{V_{MP-0^{\circ}C}} \quad (3.8)$$

$$\frac{200}{36,3285} < N^{\circ}_{\text{módulos-série}} < \frac{1000}{45,0225} \quad (3.9)$$

$$5 < N^{\circ}_{\text{módulos-série}} < 22 \quad (3.10)$$

Onde:

$V_{INV-SPPM-Min}$ [V] é a tensão mínima na faixa de operação do seguidor de máxima potência do inversor,

$V_{INV-SPPM-Max}$ [V] é a tensão máxima na faixa de operação do seguidor de máxima potência do inversor,

$V_{MP-0^{\circ}C}$ [V] é a tensão de máxima potência na temperatura mínima,

$V_{MP-60^{\circ}C}$ [V] é a tensão de máxima potência na temperatura máxima de operação.

3.4.4 Número máximo de strings em paralelo

O dimensionamento do número máximo de strings em paralelo é baseado na relação da corrente máxima permitida na entrada do inversor e a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico. Ressalta-se que a análise é feita individualmente para cada seguidor de máxima potência do inversor.

$$N_{string-paralelo}^{\circ} = \frac{I_{INV-Max}}{I_{SC}} \quad (3.11)$$

$$N_{string-paralelo}^{\circ} = \frac{44}{10,23} = 4 \quad (3.12)$$

Onde:

$I_{INV-Max}$ [A] é a corrente contínua máxima de entrada do inversor,

I_{SC} [A] é a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico.

3.4.5 Definição da configuração do sistema

Optou-se por configurar o sistema na forma de 4 strings em paralelo com 16 módulos em série para cada MPPT disponível de entrada. Dessa forma, baseando-se nos dados nominais do inversor, que afirma que existem 4 MPPT's disponíveis, utilizam-se todas as entradas do equipamento. A Tabela 3.7 ilustra os parâmetros de funcionamento do inversor na configuração escolhida.

Parâmetros de funcionamento do inversor								
	Número	Módulos em série por String	Strings em paralelo	Tensão Vca máxima	Tensão Vmp máxima	Corrente de entrada do inversor na faixa de máxima potência (A)	Potência dos módulos	Potência total
MPPT	1	16	4	849,4208 V	720,36 V	9,55 x 4 = 38,2 A	395 W	25.280 W
	2	16	4	849,4208 V	720,36 V	38,2 A	395 W	25.280 W
	3	16	4	849,4208 V	720,36 V	38,2 A	395 W	25.280 W
	4	16	4	849,4208 V	720,36 V	38,2 A	395 W	25.280 W

Tabela 3.7: Parâmetros de funcionamento do inversor nas condições de operação do sistema

3.5 Dimensionamento Elétrico

Nesta seção descrevem-se os cálculos relativos ao dimensionamento do cabeamento de corrente contínua, cabeamento de corrente alternada, sistema de proteção de corrente contínua, sistema de proteção de corrente alternada e o sistema de aterramento e equipotencialização da UFV. Para isso, a metodologia de cálculo adotada segue as diretrizes normativas da ABNT NBR16690- *Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto*. Por consequência, respeitam-se as condicionantes da norma técnica ABNT NBR 5410- *Instalações Elétricas de Baixa Tensão* e da norma ABNT NBR 5419 (todas as partes)- *Proteção contra descargas atmosféricas*.

3.5.1 Dimensionamento do Cabeamento de Corrente Contínua

Utilizam-se dois critérios de dimensionamento para o cálculo da seção nominal do cabeamento de corrente contínua: Método da capacidade de condução de corrente e o critério da queda de tensão. Por fim, aplica-se o critério mais conservador em projeto.

3.5.1.1 Método da capacidade de condução de corrente

Primeiramente, define-se o método de instalação como o método B1 "Condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta fechada embutida no piso", conforme a Tabela 33 da Norma ABNT NBR 5410. Além disso, utilizam-se dois condutores (positivo e negativo) com isolamento do tipo EPR, composto termofixo livre de halogênio. Posteriormente, calcula-se a corrente corrigida de projeto:

$$I'_{projeto}{}^{CC} = \frac{I_{projeto}{}^{CC}}{K_1 \times K_2} \quad (3.13)$$

Onde:

$I'_{projeto}{}^{CC}$ [A] é a corrente de curto circuito de projeto corrigida,

$I_{projeto}{}^{CC}$ [A] é a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico,

K_1 [adimensional] é o coeficiente de fator de correção de temperatura para $60^\circ C$,

K_2 [adimensional] é o coeficiente de fator de correção de agrupamento para 16 strings.

Portanto, baseado na norma ABNT NBR 5410 (Tabela 40 e Tabela 42) utilizam-se os valores de 0,71 e 0,41, respectivamente, para K_1 e K_2 . Logo:

$$I'_{projeto}{}^{CC} = \frac{10,23}{0,71 \times 0,41} = 35,1426A \quad (3.14)$$

Com isso, define-se a corrente máxima percorrida pela string conforme a equação abaixo:

$$I_{string} \leq I'_{projeto}{}^{CC} \quad (3.15)$$

$$I_{string} \leq 35,1426A \quad (3.16)$$

Onde:

I_{string} [A] é a corrente máxima percorrida pela string.

Baseado na Tabela 37-Capacidades de condução de corrente, em amperes, para os métodos de referência A1,A2,B1,B2,C e D da norma ABNT NBR 5410. A seção nominal de $4mm^2$ possui capacidade de condução de corrente de até 42 A para dois condutores carregados.

3.5.1.2 Critério da queda de tensão

Para o projeto, é indicado que a queda de tensão do gerador fotovoltaico ao inversor seja no máximo 1,5%. Esse valor é usualmente exigido em editais de licitações de obras de sistemas fotovoltaicos, bem como, garante segurança e desempenho da usina geradora. Com isso, utiliza-se a Equação 3.17 para aplicação do cálculo:

$$\Delta V_{string} = \frac{2 \times R_{CC} \times I_{projeto}^{CC} \times L}{V_{string}^{MP-0^{\circ}C}} \times 100 \quad (3.17)$$

Onde:

ΔV_{string} [%] é a queda de tensão do gerador fotovoltaico ao inversor,

R_{CC} [Ω/km] é a resistência do cabeamento fornecido pelo fabricante no datasheet,

$I_{projeto}^{CC}$ [A] é a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico,

L [km] é o distância mais longa percorrida pelo cabeamento de corrente contínua do gerador fotovoltaico,

$V_{string}^{MP-0^{\circ}C}$ [V] é a tensão de máxima potência da string na temperatura mínima de operação.

Portanto, utiliza-se a especificação da resistência do cabeamento com seção de $4mm^2$, 6,53 [Ω/km], conforme o datasheet do cabo utilizado no projeto. Já a maior distância levantada em projeto, e confirmada na visita técnica, é de 0,1 km para o arranjo fotovoltaico. Logo, o resultado da queda de tensão para o cabeamento de seção nominal de $4mm^2$ é:

$$\Delta V_{string} = \frac{2 \times 6,53 \times 10,23 \times 0,1}{720,36} \times 100 = 1,8547\% \quad (3.18)$$

O valor calculado ultrapassa o limite estipulado em projeto. Por consequência, utiliza-se a especificação de resistência do cabeamento com seção nominal de $6mm^2$, que é 4,35 [Ω/km], para o cálculo da queda de tensão.

$$\Delta V_{string} = \frac{2 \times 4,35 \times 10,23 \times 0,1}{720,36} \times 100 = 1,2355\% \quad (3.19)$$

Em síntese, o critério da queda de tensão é a metodologia mais conservadora para o dimensionamento da seção nominal do cabeamento de corrente contínua. Logo, o resultado do cálculo implica na utilização da seção nominal de $6mm^2$ do cabo Afumex Solar da Prysmian.

3.5.2 Dimensionamento do Cabeamento de Corrente Alternada

De forma análoga ao circuito de corrente contínua, para o dimensionamento dos condutores de corrente alternada, utilizam-se dois critérios de cálculo: método da capacidade de condução de corrente e o critério de queda de tensão. Por fim, aplica-se o critério mais conservador em projeto.

3.5.2.1 Método da capacidade de condução de corrente

Primeiramente, define-se o método de instalação como o método B1 "Condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta fechada embutida no piso", conforme a Tabela 33 da Norma ABNT NBR 5410. Além disso, utilizam-se três condutores com isolamento do tipo HEPR, composto termofixo à base de etileno-propileno de alto módulo. Posteriormente, calcula-se a corrente alternada de projeto corrigida:

$$I'_{CA\text{projeto}} = \frac{I_{CA\text{projeto}}}{K_1 \times K_2} \quad (3.20)$$

Onde:

$I'_{CA\text{projeto}}$ [A] é a corrente alternada de projeto corrigida,

$I_{CA\text{projeto}}$ [A] é a corrente máxima na saída do inversor,

K_1 [adimensional] é o coeficiente de fator de correção de temperatura para $60^\circ C$,

K_2 [adimensional] é o coeficiente de fator de correção de agrupamento para 1 circuito AC.

Portanto, baseado na norma ABNT NBR 5410 (Tabela 40 e Tabela 42) utilizam-se os valores de 0,71 e 1, respectivamente, para K_1 e K_2 . Logo:

$$I'_{CA\text{projeto}} = \frac{133}{0,71 \times 1} = 187,3239A \quad (3.21)$$

Com isso, define-se a corrente alternada máxima conforme a equação abaixo:

$$I_{CA} \leq I'_{CA\text{projeto}} \quad (3.22)$$

$$I_{CA} \leq 187,3239A \quad (3.23)$$

Onde:

I_{CA} [A] é a corrente alternada máxima

Baseado na Tabela 37-Capacidades de condução de corrente, em amperes, para os métodos de referência A1,A2,B1,B2,C e D da norma ABNT NBR 5410. A seção nominal de $70mm^2$ possui capacidade de condução de corrente de até 222 A para três condutores carregados.

3.5.2.2 Critério da queda de tensão

Para circuitos de corrente alternada de baixa tensão, é indicado, em projeto, que a queda de tensão seja no máximo 1,5%. Esse valor é usualmente exigido em editais de licitações de obras de sistemas fotovoltaicos, bem como, garante segurança e desempenho da usina geradora. Com

isso, utiliza-se a Equação 3.24 para aplicação do cálculo:

$$\Delta V_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times I_{projeto}^{CA} \times L \times (R_{CA} \times \cos(\Theta) + X_{CA} \times \sin(\Theta))}{V_{CA}} \times 100 \quad (3.24)$$

Onde:

ΔV_{CA} [%] é a queda de tensão do inversor ao transformador elevador,

R_{CA} [Ω/km] é a resistência do cabeamento CA fornecido pelo fabricante no datasheet,

X_{CA} [Ω/km] é a reatância do cabeamento CA fornecido pelo fabricante no datasheet,

$I_{projeto}^{CA}$ [A] é a corrente máxima de saída do inersor,

L [km] é o distância entre o inversor ao transformador elevador,

V_{CA} [V] é a tensão de saída do inversor,

$\cos(\Theta)$ [adimensional] é o fator de potência do inversor,

Θ [graus] é o ângulo de defasagem entre a corrente elétrica e tensão do sistema.

Visto que, segundo o fabricante, o fator de potência na saída do inversor é unitário. A equação se torna:

$$\Delta V_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times I_{projeto}^{CA} \times L \times R_{CA}}{V_{CA}} \times 100 \quad (3.25)$$

Portanto, utiliza-se a especificação da resistência do cabeamento com seção de $70mm^2$, $0,354$ [Ω/km], conforme o datasheet do cabo utilizado no projeto. Já a distância entre o inversor e o transformador elevador, levantada em projeto e confirmada na visita técnica, é $0,05$ km para o arranjo fotovoltaico. Logo, o resultado da queda de tensão para o cabeamento de seção nominal de $70mm^2$ é:

$$\Delta V_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times 133 \times 0,05 \times 0,354}{380} \times 100 \quad (3.26)$$

$$\Delta V_{CA} = 1,073\% \quad (3.27)$$

Em síntese, tanto o método da capacidade de condução de corrente como o critério da queda de tensão apontam a utilização da seção nominal de $70mm^2$ dos cabos EnergyFlex BR da Nexans.

3.5.3 Dimensionamento do sistema de proteção DC

Nesta seção, destaca-se a metodologia de dimensionamento do sistema de proteção DC. Além disso, descrevem-se as tecnologias presentes nos equipamentos elétricos selecionados para o projeto.

3.5.3.1 Diodo de desvio

O diodo de desvio (ou diodo de bypass) é um dispositivo de proteção que evita o superaquecimento das células fotovoltaicas em casos de curtos circuitos resultantes de polarização reversa de tensão ou sombreamentos inesperados, como nos casos de ocorrência de manchas na superfície de vidro dos módulos.

Os dispositivos são conectados em paralelo com o circuito série de células fotovoltaicas, portanto, seu funcionamento é compreendido como uma rota alternativa para a corrente elétrica diminuindo a dissipação de potência no conjunto de células sombreadas ou danificadas. A Figura 3.1 auxíla o entendimento da atuação do diodo de desvio no caso de sombreamento de uma célula fotovoltaica.

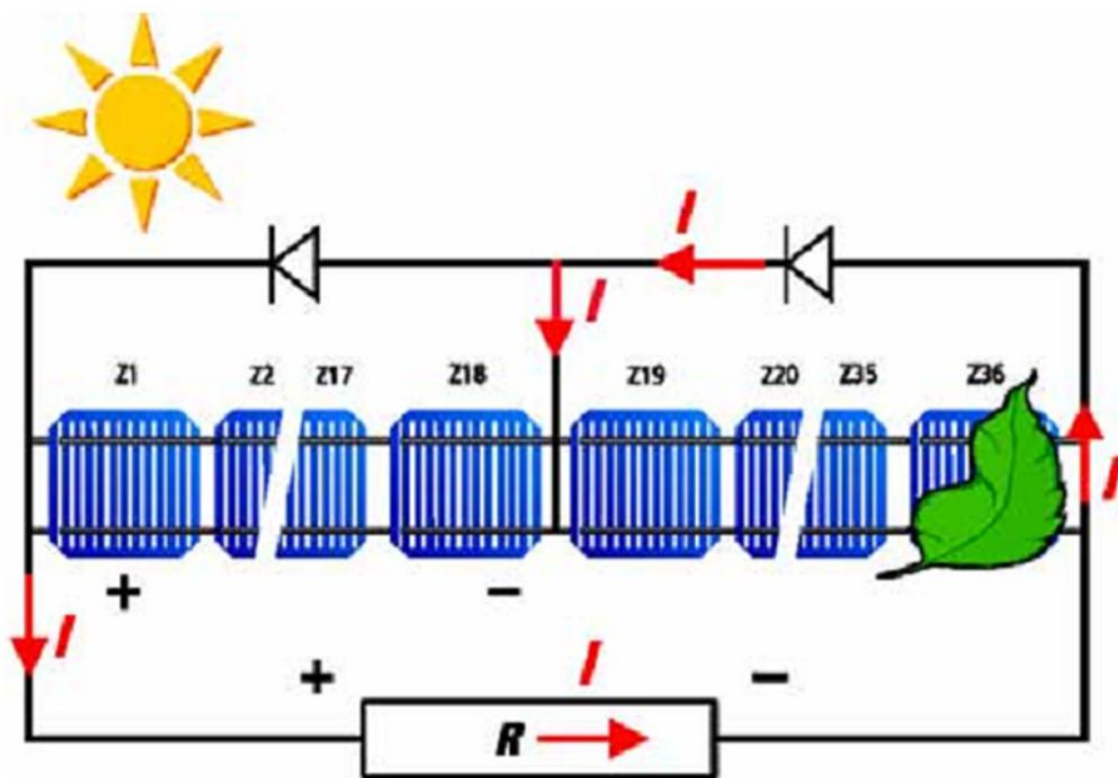


Figura 3.1: Funcionamento do diodo de desvio

Nesse caso, é possível observar que a corrente elétrica percorre o caminho criado pelo diodo de bypass isolando a célula corrompida. Normalmente, os módulos fotovoltaicos possuem mais de um diodo de desvio alojado nas caixas de conexão.

3.5.3.2 Proteção contra sobrecorrente - Fusíveis de proteção

Para o dimensionamento da proteção contra sobrecorrente, fundamentam-se os cálculos com base na norma ABNT NBR 16690, que assume que a corrente elétrica nominal do fusível deverá ser escolhida de forma satisfazer as seguintes condições:

$$1,5 \times I_{projeto}^{CC} < I_n < 2,4 \times I_{projeto}^{CC} \quad (3.28)$$

$$I_n \leq I_{MOD.MAX.OCPR} \quad (3.29)$$

Onde:

$I_{projeto}^{CC}$ [A] é a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico,

I_n [A] é a corrente nominal do fusível,

$I_{MOD.MAX.OCPR}$ [A] é o valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo fotovoltaico.

Logo:

$$1,5 \times 10,23 \leq I_n \leq 2,4 \times 10,23 \quad (3.30)$$

$$15,23 \leq I_n \leq 24,552 \quad (3.31)$$

Ainda, atendendo a condição 1.29

$$I_n \leq 20 \quad (3.32)$$

Sabe-se que o inversor utilizado em projeto possui proteção integrada. Portanto, utilizam-se os fusíveis de 15A para cada entrada de string CC do inversor, modelo Bussmann/Eaton - Solar PV - PV-15A10F. A Figura 3.2 ilustra o diagrama de blocos de conexão dos dispositivos presentes no inversor GW75K-MT. Destaca-se a presença dos fusíveis de proteção contra correntes reversas em cada string de módulos fotovoltaicos.

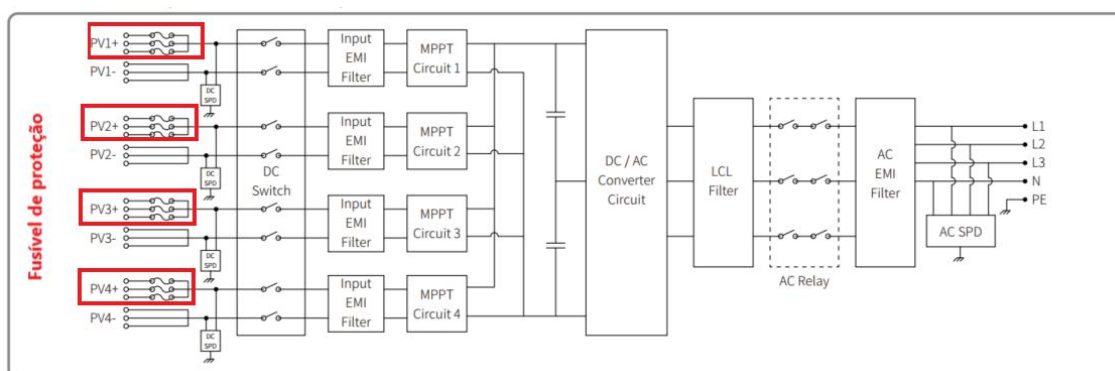


Figura 3.2: Fusíveis de proteção no circuito DC positivo

Ressalta-se que as proteções contra corrente reversa entre o circuito DC positivo e negativo estão conectadas apenas nos condutores positivos dos circuitos. Visto que, o fabricante do inversor afirma que essa proteção é o bastante para atuar corretamente na ocorrência de curto circuito. A imagem 3.3 simula tal contexto, onde ocorre a polarização de tensão reversa do circuito (PV1+/PV1-), ademais, ocorre um curto circuito na string "PV1". Quando existem fusíveis nos circuitos positivos e negativos, observamos que esses dispositivos atuam sobre o mesmo percurso da corrente. Com isso, o fusível, "fuse#1", interrompe o percurso da corrente elétrica fazendo a mesma não percorrer pelo caminho do fusível "fuse#4". Logo, entende-se que a inserção de fusíveis de proteções nos condutores negativos DC seria uma redundância do sistema de proteção, tornando-se desnecessária.

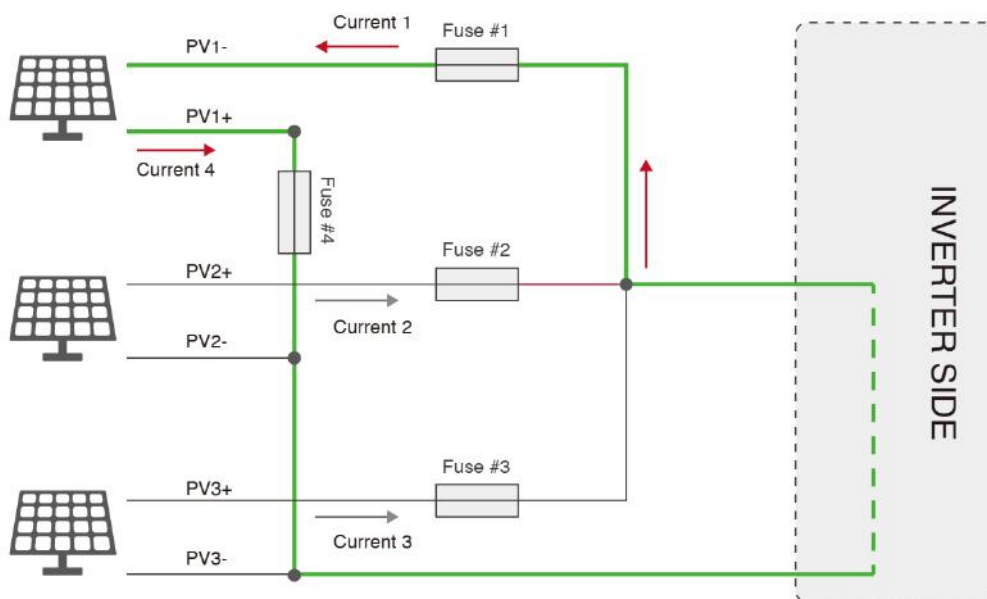


Figura 3.3: Justificativa da utilização de fusíveis de proteção apenas no circuito positivo DC

3.5.3.3 Proteção contra sobretensão - DPS

Para o dimensionamento do dispositivo de proteção contra surtos, utiliza-se o seguinte critério:

$$V_{DPS} \geq V_{string-MP}^{T=60^{\circ}C} \quad (3.33)$$

$$V_{DPS} \geq 581,2560 \quad (3.34)$$

Onde:

V_{DPS} [V] é a tensão nominal do dispositivo de proteção contra surtos,

$V_{string-MP}^{T=60^{\circ}C}$ [V] é a tensão de máxima potência da string.

O inversor escolhido em projeto possui proteção contra sobretensão interna de classe II,

conforme destacado no diagrama de bloco 3.4 e na Tabela 3.8.

DPS CC	
Marca e Modelo	HPXINPV20K-670
Classe de Proteção	Tipo II
Uc (V)	670 V
Imáx (kA)	20 kA
In (kA)	10 kA

Tabela 3.8: Especificações do DPS de circuito CC do inversor GW75K-MT

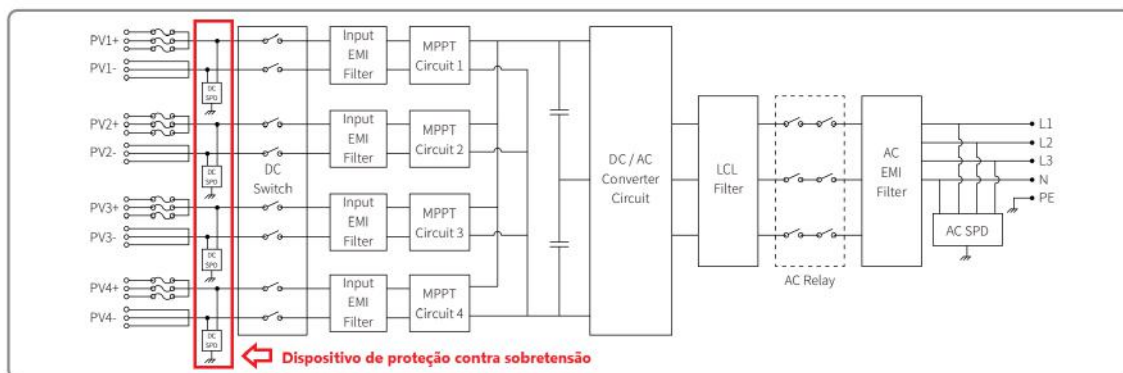


Figura 3.4: DPS do circuito DC

3.5.3.4 Dispositivos de seccionamento do circuito - Chave seccionadora

As chaves seccionadoras deverão respeitar a seguinte condição:

$$I_{projeto}^{CC} \leq I_{seccionadora} \quad (3.35)$$

$$10, 23 \leq I_{seccionadora} \quad (3.36)$$

Onde:

$I_{projeto}^{CC}$ [A] é a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico

$I_{seccionadora}$ [A] é a corrente nominal da chave seccionadora.

O inversor escolhido em projeto possui o dispositivo de seccionamento interno, conforme destacado no diagrama de bloco 3.5 e na Tabela 3.9. Ressalta-se que o interruptor de manobra se encontra na estrutura lateral do inversor, como ilustra a Figura 3.6.

Chave seccionadora CC	
Marca e Modelo	Beijing People's Electric Plant GHX5-32P/4P 1100-50
In (A)	50 A
Vnominal (V)	1100 V
Opera sob carga?	Não

Tabela 3.9: Especificações da Chave seccionadora do inversor GW75K-MT

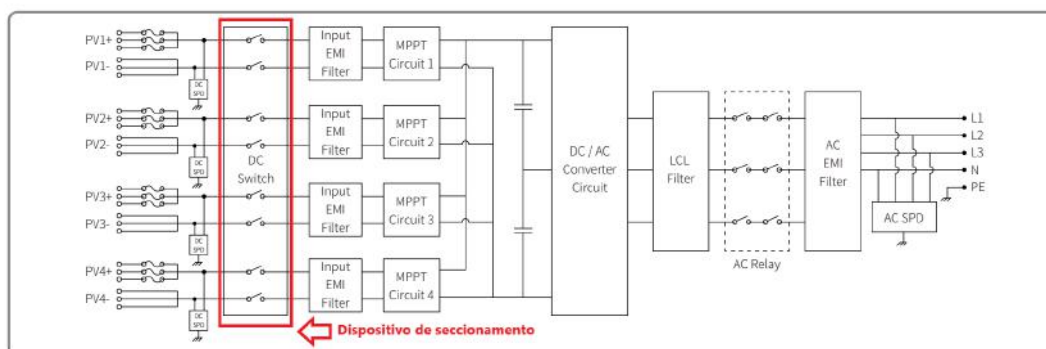


Figura 3.5: Dispositivo de seccionamento do circuito DC

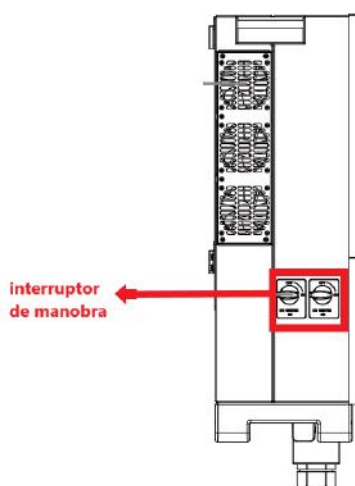


Figura 3.6: Interruptor de seccionamento do inversor - Vista lateral

3.5.4 Dimensionamento do sistema de proteção AC

Os componentes de proteção AC se encontram instalados internamente no inversor GW75K-MT, como ilustrado no diagrama de blocos da Figura 3.7, onde destacam-se a presença dos réles de proteção e o DPS de supressão de surtos. Além disso, o inversor possui proteção anti-ilhamento para atuar em possíveis casos de desconexão com a a rede elétrica, pois, nessa

ocasião, os níveis de corrente e tensão podem variar de tal forma a colocar em risco os equipamentos da própria rede de distribuição.

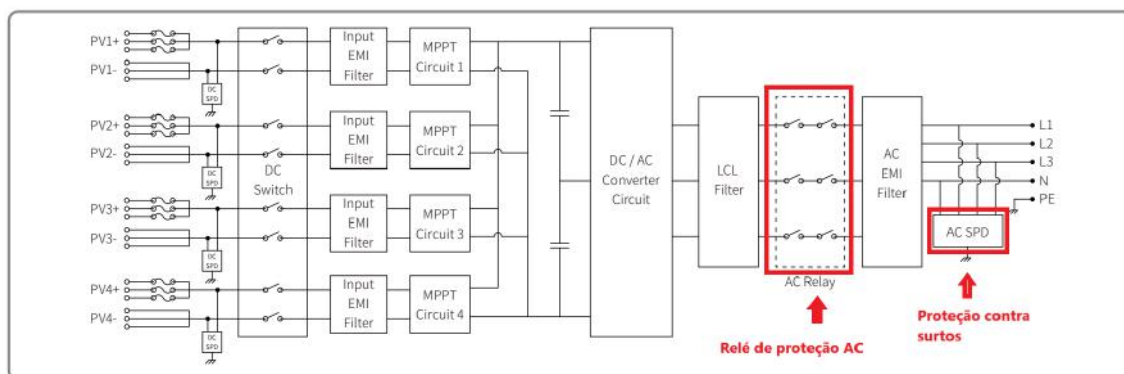


Figura 3.7: Dispositivos de proteção do circuito AC

3.5.4.1 Proteção contra sobretensão - DPS

Para o dimensionamento do dispositivo de proteção contra surtos, utiliza-se o seguinte critério:

$$V_{DPS} \geq V_{Inv}^{OUT} \quad (3.37)$$

$$V_{DPS} \geq 380 \quad (3.38)$$

Onde:

V_{DPS} [V] é a tensão nominal do dispositivo de proteção contra surtos,

V_{Inv}^{OUT} [V] é a tensão de saída do inversor.

O DPS instalado no inversor é de classe II, conforme a Tabela 3.10.

DPS CA	
Marca e Modelo	HPXINPV20K-670
Classe de Proteção	Tipo II
Uc (V)	670 V
Imáx (kA)	20 kA
In (kA)	10 kA

Tabela 3.10: Especificações do DPS de circuito CA do inversor GW75K-MT

3.5.5 Sistema de equipotencialização e aterramento

O dimensionamento do sistema de aterramento e equipotencialização segue as diretrizes normativas da ABNT NBR 16690. Por consequência, as exigências das normas ABNT NBR 5419 (todas as partes) e a NBR 5410 também são obedecidas na metodologia aplicada.

3.5.5.1 Condutor de Proteção- PE - Inversor

Primeiramente, ressalta-se que o inversor escolhido em projeto se conecta em sua saída com o transformador de conexão da rede elétrica de distribuição, conforme a Figura 3.8, a depender do tipo de rede elétrica.

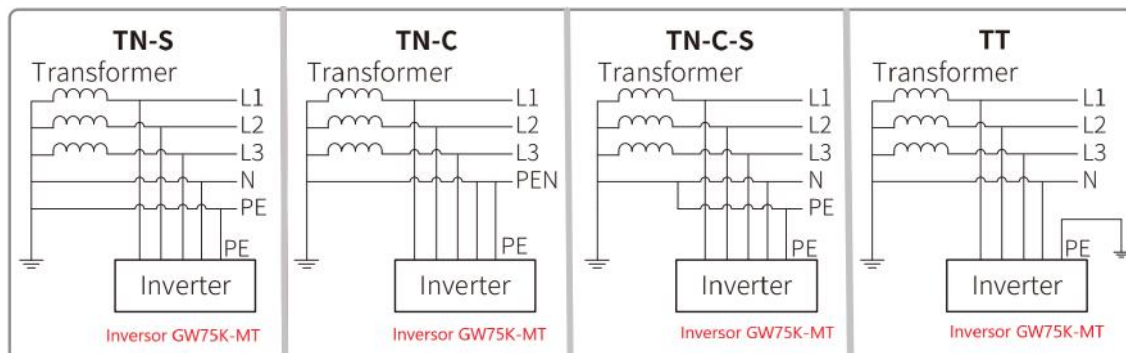


Figura 3.8: Tipos de conexão da rede elétrica que o inversor se conecta

Destaca-se o caso da tipologia TT da rede de distribuição que deve ter a tensão V_{RMS} entre o neutro e a terra menor que 20V, conforme indicado pelo fabricante do inversor.

Nesse contexto, a metodologia do projeto admite a topologia da rede de distribuição que abastece a Fazenda Água Limpa, como do Tipo TT. Portanto, o referencial terra é obtido a partir da conexão com o barramento terra do quadro de distribuição que abastece a instalação ao lado da UFV. Logo, a Figura 3.9 ilustra o posicionamento dessa instalação chamada de "Leiteira". Já a Figura 3.10, ilustra o quadro de distribuição destacando o barramento referencial terra.



Figura 3.9: Posicionamento da "Leiteira" em relação a usina fotovoltaica

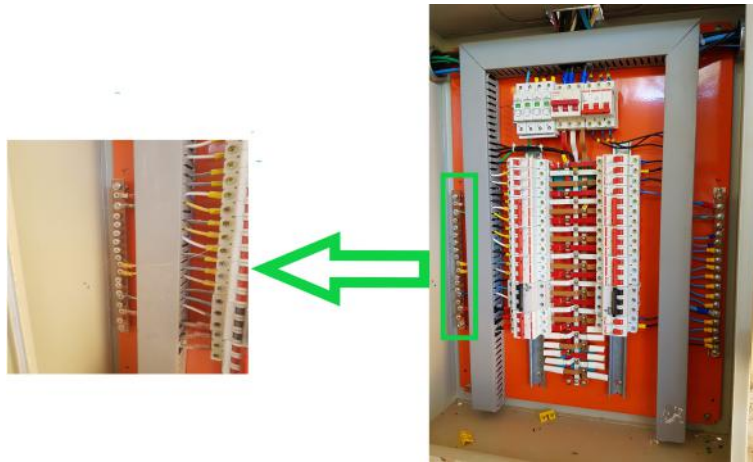


Figura 3.10: Quadro de distribuição da "Leiteira" com destaque para o barramento terra ou BEL

Para o dimensionamento do cabeamento de equipotencialização entre o barramento terra do QGD com a entrada terra do inversor, utiliza-se a tabela 58 da norma ABNT NBR 5410. Com isso, a Figura 3.11 destaca a especificação de projeto para o cálculo da seção.

Seção dos condutores de fase S mm ²	Seção mínima do condutor de proteção correspondente mm ²
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

A seção dos condutores de fase é 70mm²

Figura 3.11: Dimensionamento do cabeamento de proteção

Logo,

$$S_{PE} = \frac{S_{FASE}}{2} \quad (3.39)$$

$$S_{PE} = \frac{70}{2} = 35 \quad (3.40)$$

Onde:

S_{PE} [mm²] é a seção mínima do condutor de proteção,

S_{FASE} [mm²] é a seção dos condutores fases.

Enfatiza-se que um laudo técnico de continuidade na malha de aterramento e aferição de impedância deve garantir que a impedância entre o cabo neutro e o terra seja menor que 10 Ω. Ainda, o valor da tensão V_{RMS} entre o neutro e a terra deve ser menor que 20V.

3.5.5.2 Condutores de equipotencialização - Arranjo fotovoltaico

Como exigido normativamente, as partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico são aterradas a partir da conexão com o condutor de cobre nu de 16 mm^2 . Esse cabo percorre todas as fileiras do arranjo conectando-se aos módulos, a partir de terminais de pressão (ou terminais botinhas), e à estrutura de fixação. A Figura 3.12 exemplifica como é realizada a equipotencialização do arranjo fotovoltaico.



Figura 3.12: Equipotencialização do arranjo fotovoltaico

Ressalta-se que as estruturas de fixação são cravadas em solo, portanto, funcionam como pontos de escoamento de descargas atmosféricas para terra. A Figura 3.13 ilustra o escoamento da descarga atmosférica pela estrutura de fixação. Além disso, a malha de aterramento da usina fotovoltaica é equipotencializada com a malha de aterramento da "Leiteira", portanto, é essencial que um laudo técnico garanta a correta continuidade do sistema.



Figura 3.13: Estrutura de fixação em solo cravada

3.6 Diagrama Unifilar

Para aprovação do projeto da usina microgeradora fotovoltaica da FAL-UNB, junto á CEB-Distribuição (concessionária local), é necessário a apresentação da prancha de diagrama unifilar até o ponto de conexão com a rede. Essa documentação, para o projeto dimensionado nesse trabalho, é apresentado no *Anexo*. Na prancha é possível observar todas as exigências de [14], como: localização da usina, catálogo de equipamentos, definições de projeto e notas obrigatórias. Já o diagrama unifilar em si, é ilustrado na Figura 3.14.

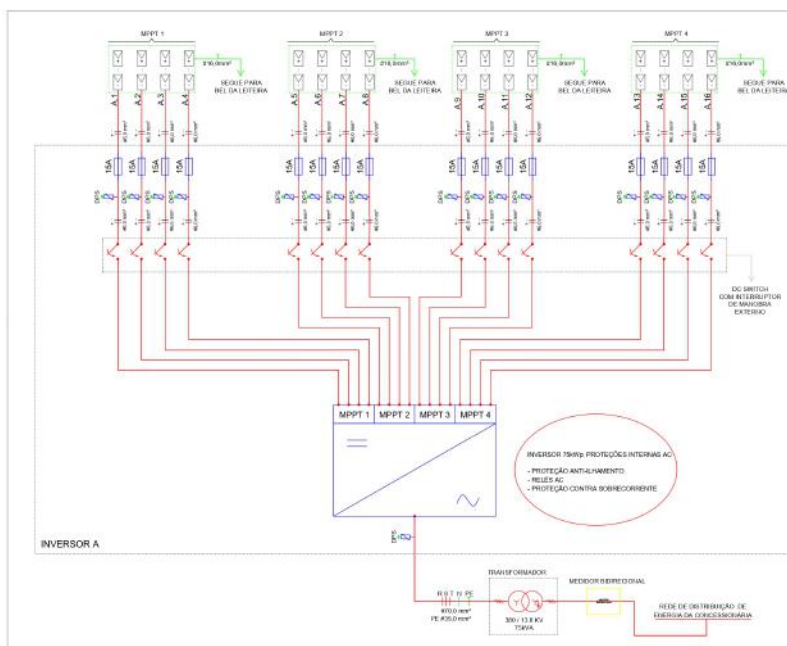


Figura 3.14: Diagrama unifilar da usina microgeradora fotovoltaica da Fal-UNB

3.7 Taxa de Desempenho (PR)

A taxa de desempenho é definida como a relação entre o desempenho real do sistema fotovoltaico sobre o desempenho máximo teórico. A variação entre a geração real e a estimada ocorre em decorrência de fatores como a diferenciação da potência real do sistema, sob condições de operação, e as perdas envolvidas. Essas perdas ocorrem por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras. A equação que representa a taxa de desempenho é dada por [15] [1]:

$$PR_t(\%) = \left(\frac{E_t}{P_N}\right) \times \left(\frac{G_{STC}}{H_t}\right) \times 100\% \quad (3.41)$$

Onde,

PR_t [%] é a taxa de desempenho no período "t";

t é o período considerado (normalmente o parâmetro é avaliado por ano);

E_t [kWh] é a energia injetada na rede pelo sistema fotovoltaico para o ano "t", em corrente alternada;

P_N [W] é a potência nominal do sistema fotovoltaico;

G_{STC} [W/m^2] é a irradiância nas condições padrão de ensaio (igual a $1000 W/m^2$);

H_t [W/m^2] é a irradiância anual total no plano do arranjo fotovoltaico.

Para o cálculo da taxa de desempenho do sistema, utilizamos o Software PVSol que simula as principais perdas do sistema ao longo do ano. Com isso, retornamos um PR médio anual de 82,3% para a usina microgeradora fotovoltaica da Fazenda Água Limpa - UNB.

3.8 Dimensionamento da UFV por simulação - PVSol

Para a simulação da usina fotovoltaica da Fazenda Água Limpa -UNB, foi utilizado o software de versão *PVSol premium 2018 (R4)* desenvolvido pela empresa Valentin Software GmbH. Nesse ambiente, é possível realizar a modelagem 3D da usina fotovoltaica para a análise de sombreamento. Além disso, a ferramenta apresenta bibliotecas completas com os dados de irradiância mundial obtidos de estações meteorológicas cadastradas. Ainda, existem diversos fabricantes de módulos fotovoltaicos e inversores previamente registrados no sistema que podem ser usados em simulações.

3.8.1 Modelagem de projeto

Nesse tópico, demonstra-se o passo a passo realizado para o dimensionamento da modelagem. Logo, apresenta-se inicialmente a tela inicial do software na Figura 3.15.

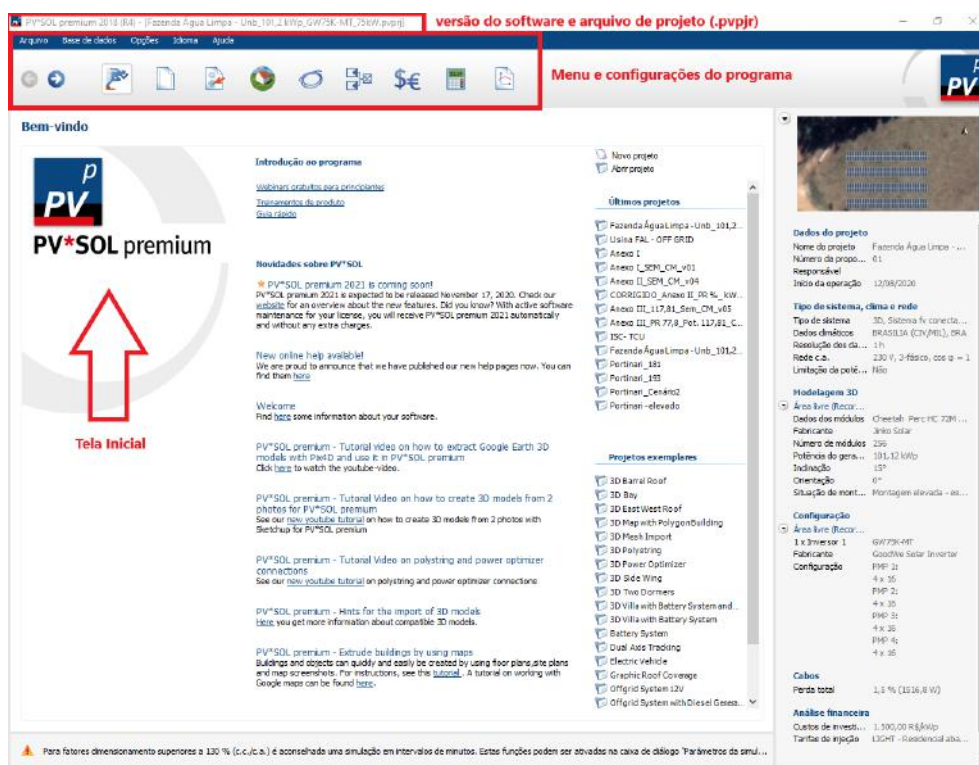


Figura 3.15: Tela inicial-PVSol

Em princípio, são definidos os parâmetros de tipo de sistema, clima e rede, como ilustrado na Figura 3.16. Para o projeto apresentado, seleciona-se a opção do tipo de sistema como *Sistema fv conectado à rede*. Posteriormente, seleciona-se o campo de habilitação da modelagem 3D. Por fim, utilizam-se os dados meteorológicos de Brasília, onde se localiza a Fazenda Água Limpa -UNB e define os parâmetros da rede de energia da concessionária local.

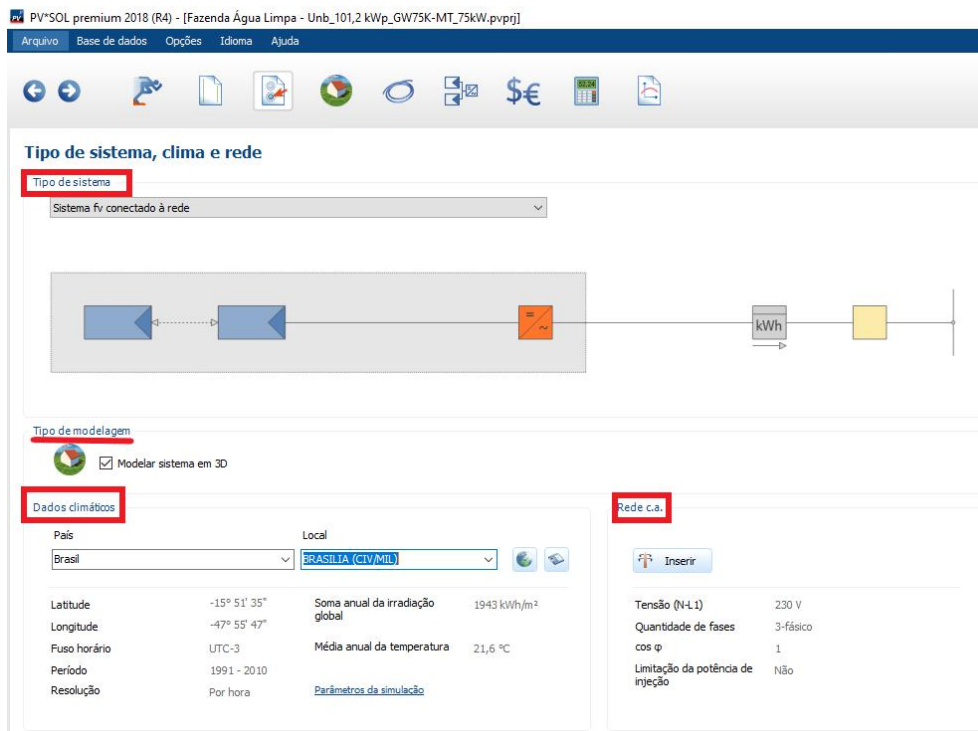


Figura 3.16: Configuração dos parâmetros de simulação

Em seguida, inicia-se a fase de modelagem 3D da usina geradora. Para isso, primeiramente, utilizou-se a imagem de satélite obtida do software aberto *Google Earth*, como na Figura 3.17. Nessa fase, destaca-se a área disponível para fixação dos módulos fotovoltaicos e a referência do norte geográfico, pois, no hemisfério sul, as fileiras devem seguir esse referencial para o maior aproveitamento da irradiação solar durante o dia.



Figura 3.17: Área da usina fotovoltaica - Satélite *Google Earth*

Logo após a definição da área de instalação da UFV, modela-se o módulo fotovoltaico escolhido em projeto, Cheetah HC 72M 395 Watt da Jinko Solar, conforme a Figura 3.18. Além disso, apresenta-se, no Gráfico 3.19, a curva característica de variação da eficiência do módulo fotovoltaico para diferentes temperaturas (0°C , 25°C , 50°C e 75°C).



Figura 3.18: Modelagem do módulo fotovoltaico Cheetah HC 72M 395 Watt

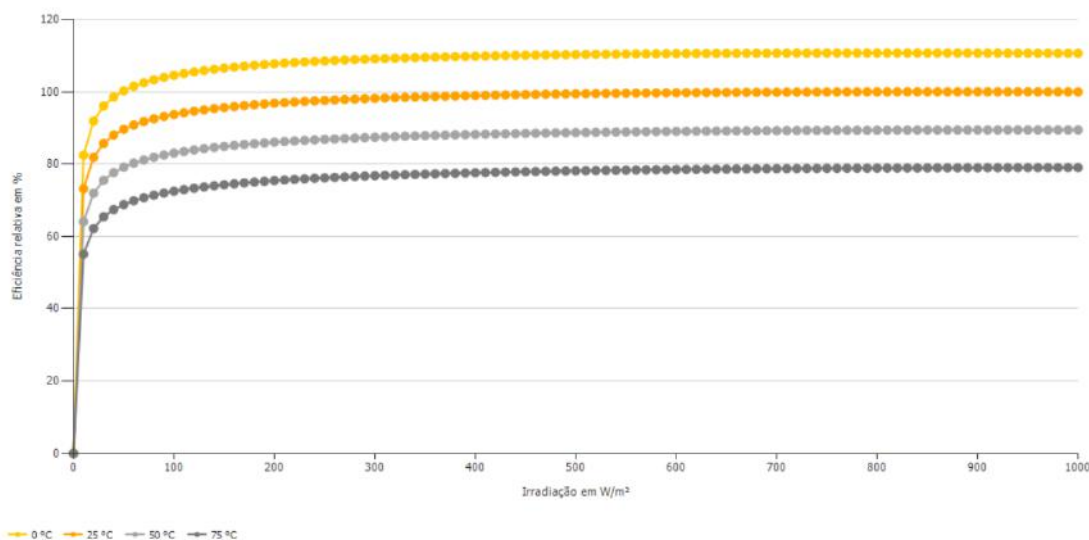


Figura 3.19: Gráfico de eficiência do módulo pela irradiação em temperaturas constantes

Com o propósito de atender a potência nominal de projeto (101,12 kWp), foram alocados 256 módulos fotovoltaicos em 4 fileiras de 64 módulos cada. Essas fileiras estão com espaçamento de 2,5 metros entre as mesmas para permitir que automóveis realizem a limpeza de manutenção dos módulos fotovoltaicos. Por outro lado, as fileiras possuem inclinação de 15° , conforme a latitude da localidade da instalação obtendo o maior aproveitamento possível da irradiação direta no arranjo fotovoltaico. A Figura 3.20 demonstra os parâmetros de modelagem do sistema de montagem que resultam na modelagem da Figura 3.21, onde é possível observar que inclusive as árvores, que contornam a área da usina, também foram modeladas com altura de 15 metros. Isso é relevante para o cálculo do sombreamento.

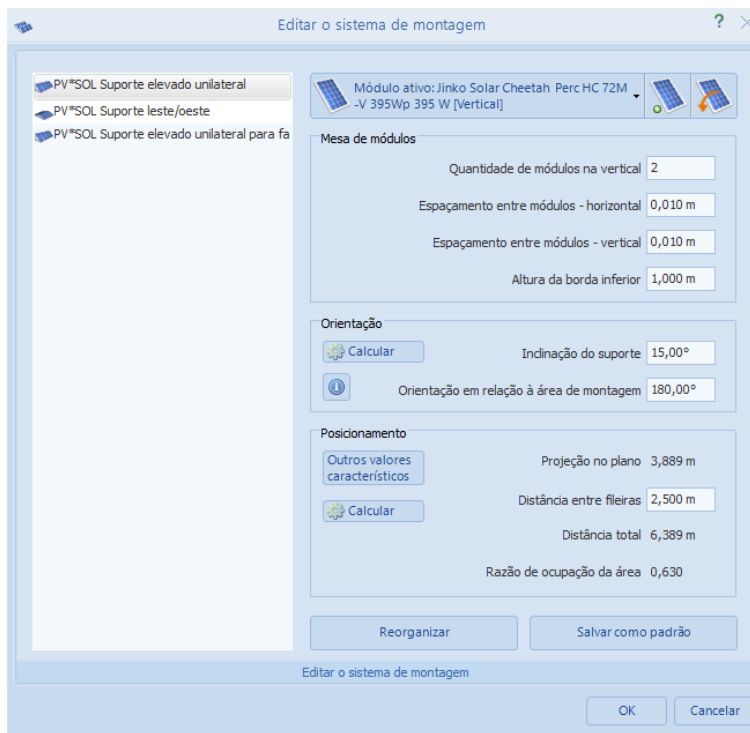


Figura 3.20: Parâmetros de modelagem do sistema de montagem

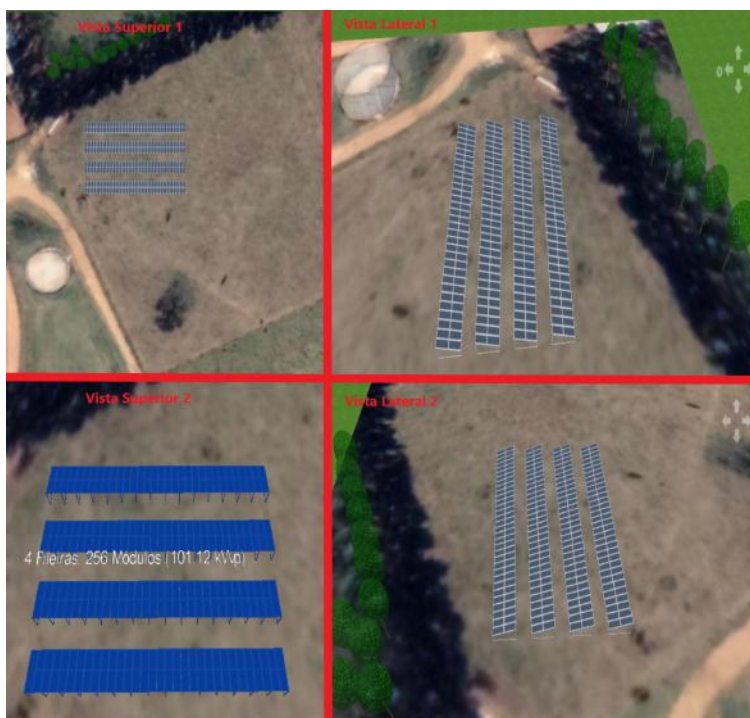


Figura 3.21: Vistas do modelo 3D da usina fotovoltaica

Por fim, realiza-se a modelagem do inversor escolhido em projeto, GW75K-MT da fabricante GoodWe, conforme a Figura 3.22. Essa modelagem define o tamanho das strings em

concordância com os cálculos das seções 1.4.3 Número de módulos fotovoltaicos em série por string e 1.4.4 Número máximo de strings em paralelo desse documento. Portanto, utilizam-se todas as entradas disponíveis do inversor com cada MPPT, dos 4 existentes no inversor, ligado a 4 strings de 16 módulos em série. A Figura 3.23 apresenta a distribuição das strings nas fileiras projetadas.

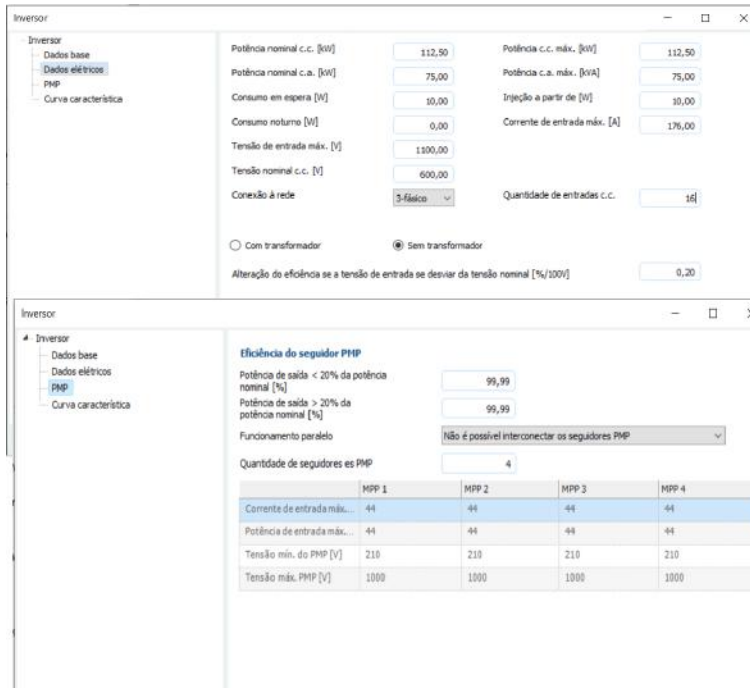


Figura 3.22: Modelagem do inversor GW75K-MT

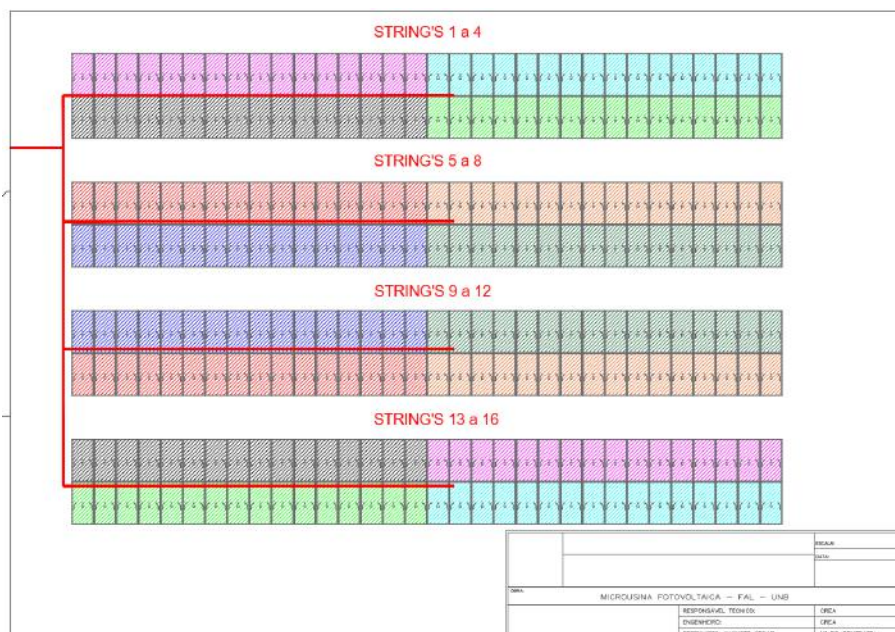


Figura 3.23: Projeto de alocação de strings

3.8.2 Resultados de simulação

Após a completa modelagem do sistema, inclusive com todas as possíveis interferências físicas causadoras de sombras na usina, o software calcula o sombreamento médio anual em cada módulo do arranjo fotovoltaico projetado. Para atingir esse número de sombreamento, em porcentagem, o programa utiliza os dados de irradiação local da sua biblioteca interna e, ainda aplica a variante posicional do sol ao longo do ano. A Figura 3.24, confirma a ausência de outras interferências físicas na área prevista para instalação da usina fotovoltaica. Já a Figura 3.25 ilustra o resultado da simulação de sombreamento dos módulos fotovoltaicos para a usina solo da fazenda Água Limpa - UNB, onde é possível observar que cerca de 0,2% é o maior valor de sombreamento anual para o posicionamento definido.



Figura 3.24: Levantamento de interferências de sombreamento

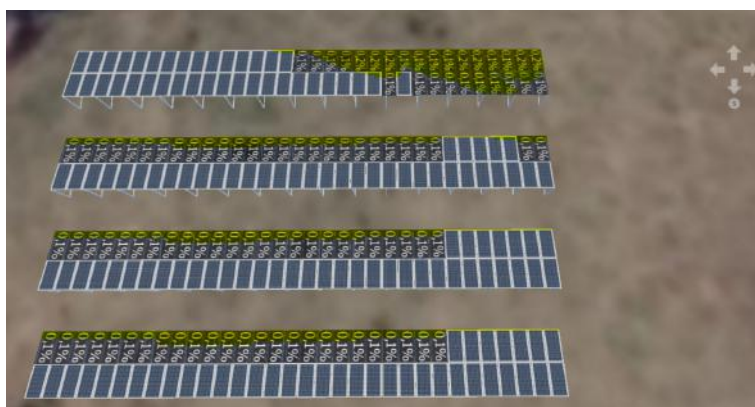


Figura 3.25: Resultado do cálculo de sombreamento

Nesse sentido, o programa realiza o levantamento teórico do PR (taxa de desempenho do sistema) e a energia total produzida anualmente pela usina geradora. Ressalta-se que as perdas térmicas nos cabeadamentos, perdas por eficiência dos dispositivos e perdas por redução do rendimento do sistema são contempladas na metodologia do cálculo, ou seja, espera-se que os resultados sejam próximos a realidade do funcionamento da usina projetada. A Figura 3.26 ilustra o resultado de simulação obtido para essa modelagem.

O rendimento	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	168.325 kWh
Rendimento anual específico	1.664,61 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	82,3 %
Perdas por sombreamento	1,0 %/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	100.995 kg/ano

Figura 3.26: Resultado da simulação

Destaca-se que a energia gerada anualmente pela usina fotovoltaica, obtida em simulação, é maior que o consumo médio anual da fazenda Água Limpa -UNB. Isso ocorre, pois já é previsto um crescimento de carga para o complexo da fazenda, portanto, esse valor de energia é superdimensionado para atender tal previsão. Nesse contexto, a Figura 3.27 ilustra uma previsão de geração de energia mensal levando em consideração os períodos que a irradiação solar são maiores em Brasília.

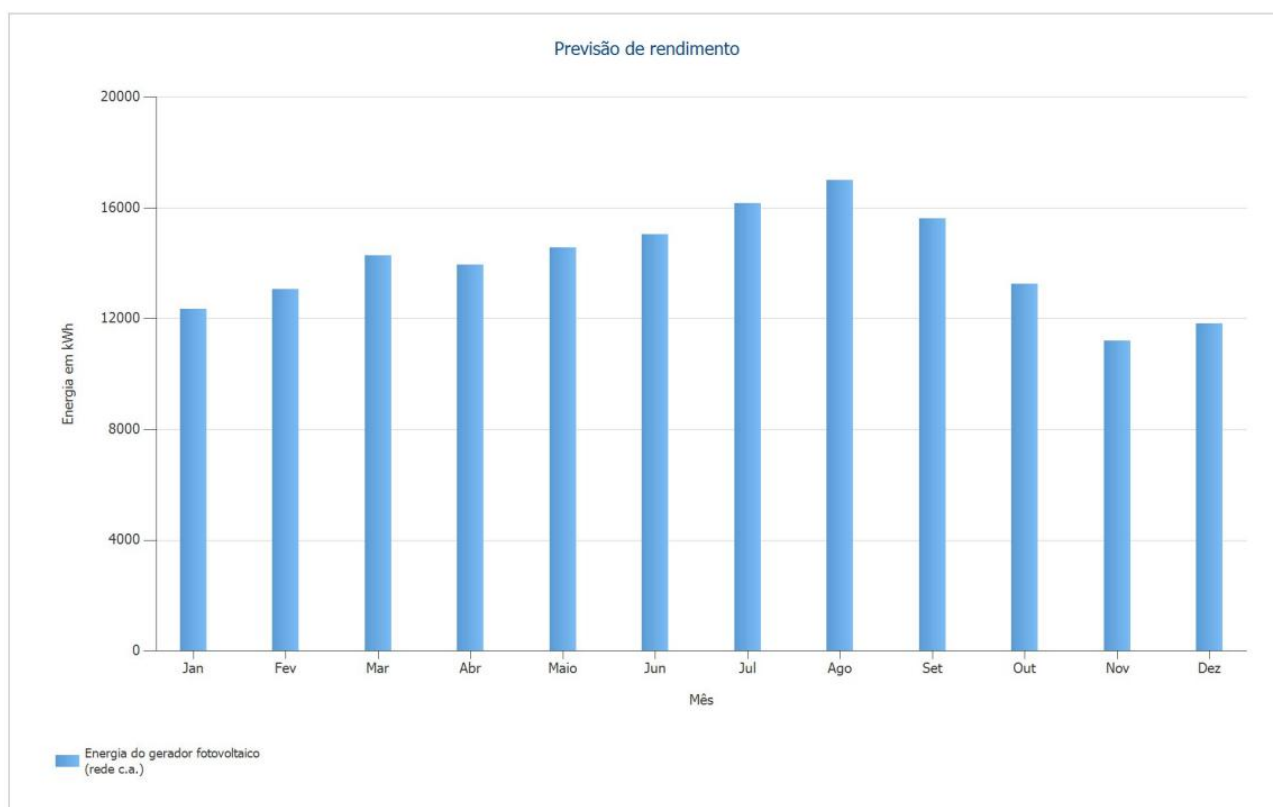


Figura 3.27: Previsão de geração de energia mensal, em kWh

Capítulo 4

Conclusão

O projeto da usina microgeradora fotovoltaica da Fazenda Água Limpa - UNB busca o atendimento às exigências da concessionária local, CEB-D, para aprovação da introdução da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica. Esse processo de registro, atualmente, é realizado pelo endereço público da internet, <http://novosgpeo.ceb.com.br>, com cadastro no Sistema de Gestão de Projetos Elétricos Online - SGPEO-GD. Para isso, foi desenvolvido o dimensionamento do SFV baseado nas escolhas de projeto, como: o modelo do módulo fotovoltaico com o registro do INMETRO ativo e o modelo do inversor com a certificação internacional do teste obrigatório (IEC 62116 - proteção anti-ilhamento) [9]. Com isso, documentou-se todos os cálculos de dimensionamento da usina geradora no capítulo de "*Memória descritiva e cálculo*". Esse capítulo atende a necessidade de introdução da memória descritiva do projeto de Geração Distribuída no sistema de aprovação da CEB, pois contempla as explanações sobre a localização da usina fotovoltaica e a descrição do sistema projetado. Após o dimensionamento, construiu-se o Diagrama Unifilar do ponto de geração fotovoltaica (string de módulos) até o ponto de injeção na rede elétrica, onde a prancha de projeto cumpre com as exigências da concessionária local, conforme Anexos desse documento.

Para finalização do processo, é necessário o preenchimento do modelo de ART de Projeto/Execução de Geração Distribuída, conforme a Figura 4.1. Esse documento garante a responsabilidade técnica sobre o projeto desenvolvido e sobre a execução da obra. Por fim, completa-se o documento de solicitação de acesso para microgeração distribuída da CEB, conforme o Anexo 2 de [14].



Anotação de Responsabilidade Técnica - ART
Lei nº 6.496, de 7 de dezembro de 1977

CREA-DF

ART Obra ou serviço

Conselho Regional de Engenharia e Agronomia do Distrito Federal

1. Responsável Técnico

AUGUSTO CESAR NOBRE

Título profissional: **Engenheira Eletricista**

RNP:

Registro:

Empresa contratada:

2. Dados do Contrato

Contratante: Fundação Universidade de Brasília - UNB

CPF/CNPJ: 00.038.174/0001-43

VARGEM BONITA FAZ

Bairro: Núcleo Bandeirante

AGUA LIMPA

Número:

Administrativa

CEP:

Cidade: Brasília

UF: DF

Complemento:

E-Mail: n/a

Fone:

Contrato:

Celebrado em:

Valor Obra/Serviço R\$:

Vinculada a ART:

Tipo de contratante: Pessoa Jurídica de Direito Privado

Ação institucional: Nenhuma/Não Aplicável

3. Dados da Obra/Serviço

Número:

Bairro:

CEP:

Cidade: Brasília

UF: DF

Complemento:

Data de Início:

Previsão término:

Coordenadas Geográficas:

Finalidade: **Comercial**

Código/Obra pública:

Proprietário:

CPF/CNPJ:

E-Mail: n/a

Fone:

4. Atividade Técnica

Realização

Quantidade

Unidade

Execução Unidade geradora de energia

101,12

quilowatt

Projeto Unidade geradora de energia

101,12

quilowatt

Após a conclusão das atividades técnicas o profissional deverá proceder a baixa desta ART

5. Observações

Fornecimento de usina microgeradora fotovoltaica, 101,12 kWp, para a Fundação Universidade de Brasília.

6. Declarações

Acessibilidade: Sim: Declaro atendimento às regras de acessibilidade, previstas nas normas técnicas da ABNT e no Decreto nº 5.296, de 2 de dezembro de 2004.

7. Entidade de Classe

SENGE-DF

8. Assinaturas

Declaro serem verdadeiras as informações acima

_____, ____ de _____ de _____
Local Data

9. Informações

- A ART é válida somente quando quitada, mediante apresentação do comprovante de pagamento ou conferência no site do Crea.

- A autenticidade deste documento pode ser verificada no site: www.creadf.org.br

- A guarda da via assinada da ART será de responsabilidade do profissional e do contratante com o objetivo de documentar o vínculo contratual.



www.creadf.org.br
informacao@creadf.org.br
Tel: (61) 3961-2800 Fax: (61) 3223-4619



Figura 4.1: Modelo de ART



ANEXO 2

	CEB DISTRIBUIÇÃO S/A Superintendência de Faturamento e Garantia da Receita - SFG Gerência de Projetos e Vistoria – GRPV
DADOS PARA SOLICITAÇÃO DE ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA Para atender aos itens 4 (anexo II), 5 (anexo III) e 6 (anexo IV) da Resolução Normativa nº 687 da ANEEL	
Sr. Cliente, para consulta de acesso e análise de projeto, é necessário o preenchimento correto das informações abaixo. Caso haja alteração do projeto e/ou correção das informações abaixo, poderão ser necessários novos estudos junto à CEB-D.	
IDENTIFICAÇÃO	
Nome do Proprietário: _____ Fone: _____ E-mail do Proprietário: _____ Nome do Projetista: _____ Fone: _____ E-mail do Projetista: _____	
Fornecimento: () BT () MT () AT Medição: () BT () MT () AT Geração Nova () Alteração de Carga () Potência da Subestação: _____ kVA Carga Instalada da UC: _____ kW Proteção Geral: _____ Demanda da UC: _____ kVA Ramal de Entrada: _____	
DADOS DA GERAÇÃO	
Tipo de Geração: () Solar () Eólica () Biomassa () Hidráulica () Cogeração Qualificada () Outro: _____	
Solar	Marca e Modelo da Placa Solar: _____ Pot. Nominal DC: _____ kWp Qtd.: _____ Total: _____ kWp Marca e Modelo do Inversor: _____ Pot. Nominal AC: _____ kW Qtd.: _____ Total: _____ kW Área total dos arranjos: _____ m ²
Eólica	Fabricante: _____ Modelo do Gerador: _____ Eixo Rotor: _____ Altura da pá: _____ m Potência do Inversor: _____ kW Potência do Aerogerador: _____ kW
Hidráulica	Rio: _____ Bacia: _____ Tipo da Turbina: _____ Potência da Turbina: _____ kVA Potência do Gerador: _____ kVA FP do Gerador: _____ Potência do Gerador: _____ kW
Biomassa	Marca e Modelo: _____ Potência: _____ kVA FP: _____ Potência: _____ kW Fonte: _____
Assinatura do Proprietário	Assinatura do responsável pelo projeto/CREA

Figura 4.2: Modelo de solicitação de acesso para microgeração distribuída da CEB (Fonte: Anexo 2 da NTD 6.09 -CEB) [14]

Referências Bibliográficas

- [1] N. Brasileira. *ABNT NBR 16274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho*. 1. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2014, pp. 0-54.
- [2] N. Brasileira. *ABNT NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto*. 1. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2019, pp. 1-65.
- [3] N. Brasileira. *ABNT NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão*. 1. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2004, pp. 1-209.
- [4] N. Brasileira. *ABNT NBR 5419-1 - Proteção contra descargas atmosféricas - Parte 1: Princípios gerais*. 1. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2015, pp. 1-67.
- [5] N. Brasileira. *ABNT NBR 5419-2 - Proteção contra descargas atmosféricas - Parte 2: Gerenciamento de risco*. 1. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2015, pp. 1-104.
- [6] N. Brasileira. *ABNT NBR 5419-3 - Proteção contra descargas atmosféricas - Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida*. 1. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2015, pp. 1-51.
- [7] N. Brasileira. *ABNT NBR 5419-4 - Proteção contra descargas atmosféricas - Parte 4: Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura*. 1. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2015, pp. 1-87.
- [8] N. Brasileira. *ABNT NBR 6123 - Forças devido ao vento em edificações*. 1. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1988, pp. 1-66.
- [9] CEB-D. *Tutorial de Uso - Sistema de Gestão de Projetos Elétricos Online, Módulo de Geração Distribuída*. 1. CEB Distribuição, 2019, pp. 1-10.
- [10] A. N. de Energia Elétrica - ANEEL. *Resolução Normativa Número 687*. 1. Resolução Normativa, 2015, pp. 1-26.
- [11] A. B. C. M. Miranda. “Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede”. Em: 1 (2014), pp. 1-85.
- [12] C. Moraes. *Célula Fotovoltaica: Tudo que você precisa saber*. <https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>, acesso às 00:15 horas do dia 13/11/2020.
- [13] J. T. Pinho e M. A. Galdino. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. CEPTEL - CRESESB, 2014.

- [14] D. C. G. da Qualidade e Normatização - GEQ - CEB-D. *NTD - 6.09 - Requisitos para a conexão de acessantes ao sistema de distribuição CEB-D - Conexão em baixa e média tensão*. 04. Norma Técnica de distribuição, 2016, pp. 1–31.
- [15] R. Zilles et al. *Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede*. Oficina de Textos, 2012.

**Anexos - Diagrama Unifilar do sistema
fotovoltaico, Datasheet do Módulo
Fotovoltaico, Datasheet do Inversor,
Datasheet do Cabeamento CC, Datasheet
do Cabeamento CA**

Cheetah HC 72M

390-410 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell



PERC



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.38%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

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



Durability Against Extreme Environmental Conditions

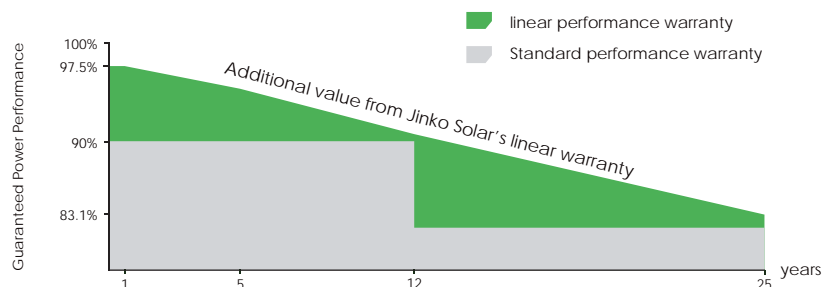
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

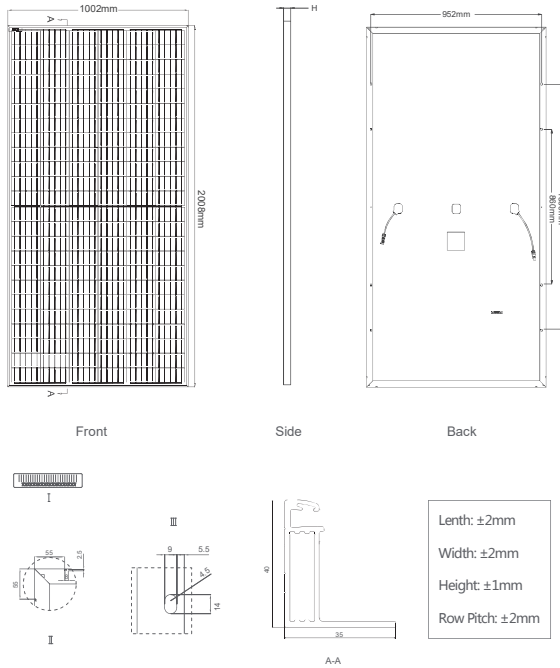
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



Engineering Drawings

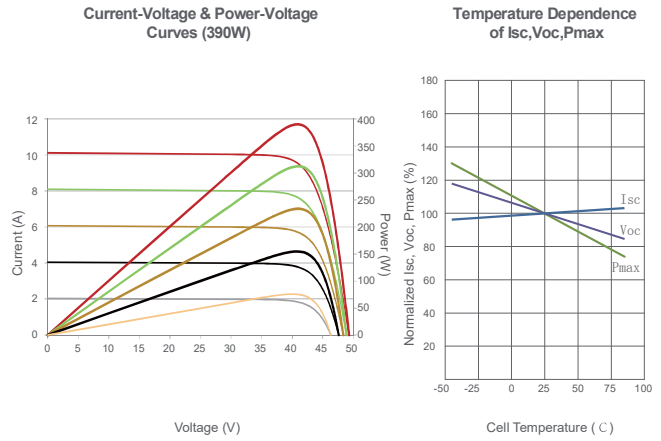


Packaging Configuration

(Two pallets =One stack)

27pcs/pallet , 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm ² , (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72H		JKM395M-72H		JKM400M-72H		JKM405M-72H		JKM410M-72H	
	JKM390M-72H-V	JKM395M-72H-V	JKM395M-72H-V	JKM400M-72H-V	JKM400M-72H-V	JKM405M-72H-V	JKM405M-72H-V	JKM410M-72H-V	JKM410M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°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

* Power measurement tolerance: ± 3%

Datasheet Linha MT/LV MT



Technical Data

GW70KHV-MT GW80KHV-MT GW75K-MT GW80K-MT GW30KLV-MT GW35KLV-MT GW50KLV-MT

DC Input Data

Potência Máxima de Entrada (W)	91000	120000	112500	120000	54000	63000	90000
Tensão Máxima de Entrada (V)	1100	1100	1100	1100	800	800	800
Faixa de Operação MPPT (V)	200~1000	200~1000	200~1000	200~1000	200~650	200~650	200~650
Tensão de Partida (V)	200	200	200	200	200	200	200
Min. Tensão de alimentação (V)	210	210			210	210	210
Tensão Nominal de Entrada (V)	750	800	600	620	370	370	370
Corrente Máxima de Entrada (A)	33/33/33/33	44/44/44/44	44/44/44/44	44/44/44/44	30/30/20/20	30/30/30/30	44/44/44/44
Corrente Máxima de Curto (A)	41.5/41.5/41.5/41.5	55/55/55/55	55/55/55/55	55/55/55/55	38/38/25/25	38/38/38/38	55/55/55/55
Número de MPPTs	4	4	4	4	4	4	4
Número de Strings por MPPT	3/3/3/3	3/3/3/3	4/4/4/4	4/4/4/4 (padrão) 3/3/3/3 (opcional, suporte ao módulo bifacial)	3/3/2/2	3/3/3/3	4/4/4/4

Dados de Saída CA

Potência Nominal de Saída (W)	70000	80000	75000	80000	30000	36000	50000
Potência Máxima de Saída (W)	77000	88000	75000	80000	28800@208VAC 30000@220VAC 33000@240VAC	34500@208VAC 36000@220VAC 39900@240VAC	47300@208VAC 50000@220VAC 55000@240VAC
Potência Máx. Aparente de Saída (VA)	77000	88000	75000	80000	33000	39900	55000
Tensão Nominal de Saída (V)	500, 3L/PE	540, 3L/PE	380/415	400, padrão 3L + N + PE, 3L + PE opcional nas configurações	150-300	150-300	150-300
Frequência Nominal de Saída (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Corrente Máxima de Saída (A)	89	94.1	133	133	80	96	133
Fator de Potência de Saída			~1 (Ajustável 0.8 capacitivo - 0.8 indutivo)				
THDI Nominal de Saída	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%

Eficiência

Eficiência Máxima	99.0%	99.0%	98.8%	98.8%	98.7%	98.8%	98.7%
Eficiência Euro	98.4%	98.4%	98.3%	98.3%	98.3%	98.5%	98.3%

Proteções

Monitoramento de Corrente de String FV	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Anti-ilhamento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Polaridade Reversa	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitoramento de Isolamento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Fusível CC	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Função Anti-PID Fotovoltaico	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Proteção Contra Surtos CC (DPS)				Integrado (Tipo II)			
Proteção Contra Surtos CA (DPS)				Integrado (Tipo II)			
Monitoramento de Corrente Residual	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Sobrecorrente de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Curto de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção de Sobretensão de Saída	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitoramento de umidade	NA	NA	Integrado	Integrado	NA	NA	NA

Dados Gerais

Temperatura de Operação (°C)	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60
Umidade Relativa	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Altitude de Operação (m)	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000
Resfriamento	Ventoinha	Ventoinha	Ventoinha	Ventoinha	Ventoinha	Ventoinha	Ventoinha
Interface do Usuário	LCD or WIFI+APP	LED, WIFI+APP	LED, WIFI+APP	LED, WIFI+APP	LCD or WIFI+APP	LCD or WIFI+APP	LED, WIFI+APP
Comunicação	RS485 ou WIFI ou PLC	RS485&WIFI, PLC (Opcional)	RS485&WIFI, PLC (Opcional)	RS485&WIFI, PLC (Opcional)	RS485 ou WIFI	RS485 ou WIFI	RS485 & WIFI, PLC(Opcional)
Peso (kg)	60	65	70	70	59	64	70
Dimensões (C*A*P)(mm)	586*788*264	586*788*264	586*788*267	586*788*267	586*788*264	586*788*264	586*788*267
Grau de Proteção	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Consumo Noturno Próprio (W)	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Topologia				Sem Transformador			

Padrões e Certificações

Regulamentação de Rede	IEC61727, IEC62116, VDE4105, VDE0126, RD1699, RD413, RD661, EN50438			VDE-AR-N 4105, IEC61727, IEC62116	-	-	-
Regulamentação de Segurança		IEC62109-1&-2			-	-	-
Regulamentação EMC	EN 6100-6-4:2007+A1:2011, EN 61000-6-2:2005, EN 61000-3-11:2000, EN 61000-3-12:2011+AC:2013			EN61000-6-1, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-6-4	-	-	-

*Nem todas as certificações e normas listadas, consulte o site oficial para obter detalhes.



Construção

1 • CONDUTOR

Fios de cobre estanhado,
têmpera mole;
Encordoamento:
Classe 5 - extra flexível.

2 • ISOLAÇÃO

Composto termofixo livre
de halogênio.

3 • COBERTURA

Composto termofixo livre de
halogênio, resistente a U.V.

Temperaturas de operação

120°C em operação (até 20.000 horas);
90°C em serviço contínuo;
250°C em curto-circuito.

Nota: o cabo pode operar por um período máximo de 20.000 horas a uma temperatura de 120°C no condutor e com temperatura ambiente máxima de 90°C.

Características

- Operação em temperaturas ambientes de -15°C a 90°C;
- Suporta até 20.000 horas de operação com temperatura no condutor a 120°C;
- Expectativa de vida útil de 25 anos;
- Proteções contra ações do ambiente (raios U.V., calor úmido e ozônio);
- Resistente às soluções ácidas e alcalinas;
- Propriedade retardante à chama;
- Livre de halogênio e baixa emissão de fumaça.

Acondicionamento

- Bobinas para todas as seções.
- Outros acondicionamentos sob consulta.

Identificação

- Cobertura nas cores: preta, vermelha ou azul.
- Outras cores sob consulta.

Normas e Certificações

- **EN 50618** - Certificado TÜV 17.1565.

Afumex® Solar

Part Number	Seção nominal (mm ²)	Diâmetro nominal do condutor (mm)	Espessura nominal de isolamento (mm)	Espessura nominal de cobertura (mm)	Diâmetro nominal externo do cabo completo (mm)	Peso do cabo completo (kg/km)	Rcc a 90°C ^[1] (Ω/km)	Queda de tensão a 90°C ^[2] (V/A.km)
2640000X	2,5	1,9	0,7	0,8	5,1	46,1	10,53	21,1
2640001X	4	2,5	0,7	0,8	5,7	58,9	6,53	13,1
2640002X	6	3,0	0,7	0,8	6,2	78,7	4,35	8,69
2640003X	10	3,9	0,7	0,8	7,2	122,9	2,50	5,00
2640004X	16	5,5	0,7	0,9	9,0	180,1	1,59	3,18
2640005X	25	6,9	0,9	1,0	11,1	271,8	1,019	2,04
2640006X	35	8,3	0,9	1,1	12,7	373,3	0,724	1,45
2640007X	50	9,9	1,0	1,2	14,8	521,8	0,504	1,01
2640008X	70	11,8	1,1	1,2	16,9	717,9	0,355	0,71
2640009X	95	13,4	1,1	1,3	18,8	917,9	0,269	0,54
2640010X	120	15,4	1,2	1,3	21,0	1.148,2	0,210	0,42
2640011X	150	17,2	1,4	1,4	23,5	1.443,0	0,169	0,34
2640012X	185	18,9	1,6	1,6	26,1	1.760,7	0,138	0,28
2640013X	240	21,9	1,7	1,8	29,8	2.271,9	0,1047	0,21

Cabos Energyflex BR (Cu) - 0.6/1kV

Cabos para instalações fixas em sistemas DC ou AC, facilitando as conexões de equipamentos em sistemas industriais, para aplicação em instalações fixadas em suportes, bandejas, leitos, dutos ou ao ar livre sujeito às intempéries. Para atender requisitos de resistência ao UVB e de resistência à queima, estes cabos são fornecidos com um revestimento de cobertura especialmente formulado para atendimento aos requisitos das normas UL 2556 e IEC 60332-1. Devido ao revestimento especial dos condutores, estes cabos são particularmente recomendados para garantir uma melhor performance das conexões ao longo de toda sua vida útil, principalmente nas interligações de painéis e módulos de conexão nos Sistemas fotovoltaicos.

Descrição

Cabo unipolar de potência flexível, com condutor de cobre estanhado, isolamento em HEPR e cobertura em PVC com resistência a UVB, para tensões até 1 kV.

Obs.: Para tensão entre condutores isolados, positivo e negativo, o cabo pode ficar submetido à tensão máxima de 1800 V em corrente contínua (1800 V DC MÁX).

1. **Condutor:** Fios de cobre estanhado encordoado, classe 5.
2. **Isolação:** Composto termofixo à base de etileno-propileno de alto módulo (HEPR), apropriado para temperatura de operação no condutor em regime permanente de até 90°C.
3. **Cobertura:** Camada extrudada de cloreto de polivinila – PVC (ST2) nas cores preta e vermelha, com características especiais de resistência à chama, resistente ao UVB e livre de chumbo (isento de metais pesados).



Ensaio e Características mecânicas

Todos os cabos produzidos são testados em fábrica, mediante os procedimentos e métodos de ensaios previstos pelas normas NBR's complementares, e submetidos aos seguintes ensaios de recebimento:

- Teste de continuidade e resistência elétrica máx. do condutor, referida à 20°C;
- Tensão elétrica aplicada de 3,5 kV durante 5 min;
- Medição da resistência de isolamento à temperatura ambiente.

Durante a instalação estes cabos são recomendados para o esforço máximo de tração nos condutores de 4 kgf/mm² e para instalação final raio mínimo de curvatura de 4 vezes (4xD) o diâmetro externo.

Expectativa de Vida Útil

Os cabos NEXANS da linha ENERGYFLEX BR são projetados para uma expectativa de vida útil do cabo superior à 25 anos, seguindo as características dos cabos da nova geração com materiais poliméricos e processos de alta tecnologia. Os fatores que asseguram este desempenho e performance ao longo da vida útil destes cabos baseiam-se nas boas práticas, recomendações e procedimentos previstos para instalação, garantindo os controles quanto aos limites térmicos e de esforços mecânicos previstos durante e após a instalação (ex.: raio mínimo de curvatura – NBR 9511; procedimentos de instalação – NBR 5410 e normas complementares;...), assim como o monitoramento das condições operacionais do circuito validando os critérios utilizados para a especificação e o respectivo dimensionamento do cabo elétrico.

Especificação

Internacional IEC 60332-1

Nacional ABNT NBR 6251 ;
ABNT NBR 7286 ;
ABNT NBR NM 280; UL 2556



Flexibilidade do
cabo
Flexível



Resistência à
chama
IEC 60332-1



Raio min. de
curvatura
4 (xD)



Resistência à radiação
ultravioleta
Sim



Resistência à
intempéries
Sim



Temperatura máxima do condutor
em serviço contínuo
90 °C

Cabos Energyflex BR (Cu) - 0.6/1kV

Características

Características construtivas	
Material do condutor	Cobre estanhado
Características mecânicas	
Flexibilidade do cabo	Flexível
Características de utilização	
Resistência à chama	IEC 60332-1
Raio min. de curvatura	4 (xD)
Resistência à radiação ultravioleta	Sim
Resistência à intempéries	Sim
Temperatura máxima do condutor em serviço contínuo	90 °C

Seção transversal do condutor [mm²]	Diâmetro do condutor [mm]	Espessura da isolamento [mm]	Espessura nominal da cobertura [mm]	Diâmetro Externo [mm]	Massa aproximada [kg/km]
2,5	1,95	0,7	0,9	5,5	50
4	2,45	0,7	0,9	6	65
6	3,0	0,7	0,9	6,5	80
10	3,92	0,7	1	7,5	130
16	4,93	0,7	1	8,5	190
25	6,16	0,9	1,1	10,5	285
35	7,46	0,9	1,1	12	385
50	9,31	1,0	1,2	14	530
70	10,8	1,1	1,2	16	720
95	12,74	1,1	1,3	18	955
120	14,68	1,2	1,3	20,5	1190
150	16,23	1,4	1,4	22,5	1485
185	18,39	1,6	1,4	25	1780
240	20,35	1,7	1,5	27,5	2300

Seção transversal do condutor [mm²]	Reatância indutiva [Ohm/km]	Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Max. DC resist. cond. 90°C [Ohm/km]	Resistência elétrica máxima CA 60Hz 90°C [Ohm/km]	Voltage Drop [V/A.km]	Avaliação de corrente DC permissível [A]	current rating in air 30°C - trefoil [A]
2,5	0,1255	8,21	10,469	10,469	14,64	37	29
4	0,1223	5,09	6,490	6,49	9,12	50	40
6	0,114	3,39	4,323	4,323	6,11	65	53
10	0,0994	1,95	2,486	2,486	3,55	90	74
16	0,0918	1,24	1,581	1,581	2,29	121	101
25	0,09	0,795	1,014	1,014	1,5	161	135
35	0,0846	0,565	0,720	0,721	1,09	200	169
50	0,0814	0,393	0,501	0,502	0,78	242	207
70	0,079	0,277	0,353	0,354	0,57	310	268
95	0,0764	0,21	0,268	0,269	0,45	377	328