

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

TALITA DO PATROCÍNIO DANTAS DOS SANTOS



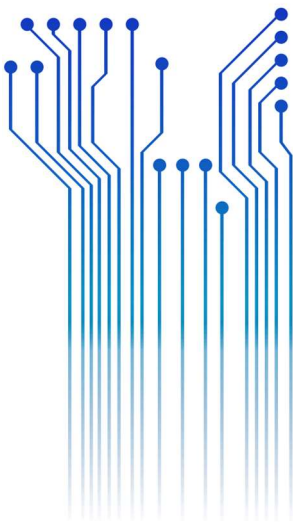
Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO



Departamento de
Engenharia Elétrica

DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES DE USINAS
FOTOVOLTAICAS DE GRANDE PORTE



Campina Grande
05/11/2024

TALITA DO PATROCÍNIO DANTAS DOS SANTOS

DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES DE USINAS FOTOVOLTAICAS DE
GRANDE PORTE

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Orientador:

Dr. Luis Reyes Rosales Montero

Campina Grande, 2024

TALITA DO PATROCÍNIO DANTAS DOS SANTOS

DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES DE USINAS FOTOVOLTAICAS DE
GRANDE PORTE

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Aprovado em 05/11/2024

Roberto Silva De Siqueira, D. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador, UFCG

Luis Reyes Rosales Montero, D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha mãe, Simplicia
Suely Dantas, minha fonte de inspiração diária.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, que me concedeu a saúde, paciência e determinação para superar todos os desafios ao longo desta jornada. Só Ele sabe todos os desafios que enfrentei para chegar até aqui.

Agradeço também aos meus familiares, que sempre acreditaram em mim, oferecendo apoio incondicional e motivação nos momentos mais difíceis. Em especial, a minha mãe Simplicia, que sempre acreditou em mim e nunca mediu esforços para proporcionar-me a melhor educação possível, sendo minha maior fonte de inspiração.

Aos meus professores, que com a sua dedicação e conhecimento, me guiaram ao longo deste percurso acadêmico, ajudando-me a crescer não apenas como estudante, mas como pessoa, sendo exemplos de profissionais e seres humanos.

Agradeço ao Capítulo Estudantil IEEE PES UFCG, por todas as experiências vividas, pelas amizades que formei e por ter sido peça fundamental para meu crescimento profissional.

Ao meu professor orientador, Luis Reyes Rosales Montero, pela compreensão e todo apoio dado até aqui.

Por fim, agradeço os meus amigos, Júlia Thais, Amanda, Vitória, Ygor, Neta, Analice, Ruth, Mateus, Jéssica, Júlia, Thaianne e Maria, que estiveram ao meu lado, compartilhando conhecimentos, experiências e momentos de companheirismo que enriqueceram esta caminhada.

RESUMO

Este trabalho apresenta o dimensionamento de condutores para usinas fotovoltaicas de grande porte, abordando a escolha e especificação técnica dos cabos elétricos que interligam módulos, inversores, eletrocentros e subestações. Com foco em minimizar perdas elétricas e garantir a segurança e eficiência do sistema, foram analisados critérios técnicos como capacidade de condução de corrente, resistividade elétrica, seções transversais e métodos de instalação para redes de baixa e média tensão. Normas técnicas e regulamentações específicas, como a NBR 5410 e NBR 16612, orientaram o dimensionamento e a implementação de valas, eletrodutos e sistemas de proteção. O estudo confirma a importância de um dimensionamento adequado dos condutores para a confiabilidade e viabilidade de usinas fotovoltaicas de grande escala.

Palavras-chave: Usinas Fotovoltaicas, Geração Centralizada, Dimensionamento de Condutores, Perdas Elétricas.

ABSTRACT

This paper presents the sizing of conductors for large-scale photovoltaic plants, addressing the selection and technical specification of electrical cables that interconnect modules, inverters, electrical centers and substations. With a focus on minimizing electrical losses and ensuring the safety and efficiency of the system, technical criteria such as current carrying capacity, electrical resistivity, cross sections and installation methods for low and medium voltage networks were analyzed. Specific technical standards and regulations, such as NBR 5410 and NBR 14039, guided the sizing and implementation of trenches, conduits and protection systems. The study confirms the importance of adequate sizing of conductors for the reliability and viability of large-scale photovoltaic plants..

Keywords: Photovoltaic Plants, Centralized Generation, Sizing of Conductors, Electrical Losses.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Conexão das Strings na String Box | 28 |
| Figura 2 - Eletrocentro com Inverores acoplados, caracterizando o cenário Centralizado | 29 |
| Figura 3 - String Inverter de 330 kVA | 29 |
| Figura 4 - Layout Geral - Rede De Baixa Tensão | 33 |
| Figura 5 - Dissposição dos cabos na vala | 37 |
| Figura 6 - Campo Solar Genérico..... | 41 |
| Figura 7 - ALGUMAS INFORMAÇÕES FORNECIDAS PELO FABRICANTE..... | 43 |
| Figura 8 - Parâmetros do Solo do Estudo de Caso | 45 |
| Figura 9 - Parâmetros relacionados ao cabo do Estudo de Caso..... | 45 |
| Figura 10 - Vala de Cabo Solar simulada no software Cableizer..... | 46 |
| Figura 11 - Resultados da Simulação | 46 |
| Figura 12 - Resultados da Planilha de Perdas e Queda de Tensão – Arranjos com Módulos de 580 e 585 W, respectivamente..... | 47 |
| Figura 13 - Perdas médias do Campo Solar objeto de estudo. | 47 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 - Especificações Dos Módulos Em Condições Padrão De Teste (STC) utilizados no projeto | 41 |
| Tabela 2 - Especificações Do String Inverter Utilizado No Projeto..... | 42 |
| Tabela 3 - Especificações do Transformador utilizado no projeto..... | 42 |
| Tabela 4 – Análise comparativa de preços com relação a seção dos condutores..... | 48 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| ABSOLAR | Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica |
| PAC | Programa de Aceleração do Crescimento |
| CNP | Conselho Nacional de Petróleo |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| INB | Indústrias Nucleares Brasileiras |
| EPC | <i>Engineering, Procurement, and Construction</i> |
| SPEs | Sociedades de Propósito Específico |

SUMÁRIO

| | | |
|-----------|--|----|
| 1 | Introdução | 20 |
| 1.1 | Objetivo do Trabalho | 21 |
| 1.2 | Estrutura do trabalho | 22 |
| 2 | Fundamentação teórica | 22 |
| 2.1 | Energia solar fotovoltaica | 22 |
| 2.2 | Geração fotovoltaica centralizada | 24 |
| 2.2.1 | Módulos Fotovoltaicos | 25 |
| 2.2.2 | Seguidor Solar – Tracker | 26 |
| 2.2.3 | Inversor ou Inversor String | 27 |
| 2.2.4 | Eletrocentros | 30 |
| 3 | metodologia de implementação | 31 |
| 3.1 | Levantamento Teórico e Revisão Bibliográfica | 31 |
| 3.2 | Coleta de Dados de Projeto | 31 |
| 3.3 | Dimensionamento Técnico | 32 |
| 3.3.1 | Rede de Baixa Tensão | 32 |
| 3.3.2 | Critérios de Dimensionamento | 33 |
| 3.3.2.1 | Capacidade de Condução de Correntes | 33 |
| 3.3.2.1.1 | Software Cableizer | 35 |
| 3.3.2.2 | Perdas Elétricas | 37 |
| 3.3.2.3 | Queda de Tensão | 38 |
| 4 | Estudo de caso e análise dos resultados | 40 |
| 4.1 | Características gerais da usina | 40 |
| 4.2 | Principais Equipamentos da Usina | 41 |
| 4.2.1 | Módulos | 41 |
| 4.2.2 | Inversor <i>String</i> | 41 |
| 4.2.3 | Transformador | 42 |
| 4.3 | Cabo Solar – BT CC | 42 |
| 4.3.1 | Critério de capacidade de condução de corrente | 44 |
| 4.3.1.1 | Simulações do estudo de caso | 44 |
| 4.3.2 | Perdas Elétricas e Queda de Tensão | 46 |
| 5 | Considerações Finais | 48 |
| | Referências | 51 |
| | Apêndice A – Simulação Cableizer | 54 |

1 INTRODUÇÃO

Diante dos constantes aumentos no custo da energia elétrica, os consumidores estão cada vez mais inclinados a buscar fontes alternativas de energia, visando reduzir suas despesas. Além disso, a crise hídrica no Brasil tem evidenciado a vulnerabilidade do sistema elétrico nacional, que historicamente depende fortemente das usinas hidrelétricas para a geração de energia. Falcão et al. (2019) sintetizam em sua pesquisa as diferentes causas e consequências.

Diante desse cenário, torna-se essencial buscar alternativas renováveis e sustentáveis para diversificar a matriz energética do país. Fontes como a energia eólica ou a energia solar fotovoltaica apresentam-se como soluções viáveis e cada vez mais competitivas, aproveitando o vasto potencial solar e eólico do Brasil, garantindo maior segurança energética e menor impacto ambiental.

Assim, os investimentos em energia solar fotovoltaica têm crescido exponencialmente, proporcionando economia nas faturas de energia, elevando os padrões de sustentabilidade e, em alguns casos, até oferecendo benefícios fiscais (Secundes, 2015; Sampaio, 2023; Trevisan; Urbanetz Jr., 2023; Fernandes Jr., 2024, entre outros). A energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma solução promissora devido à sua abundância, reduzindo a dependência de fontes fósseis e mitigando os impactos ambientais.

Em 2023, de acordo com o Ministério de Minas e Energia, por meio do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) foram destinados R\$ 41,5 bilhões para esta modalidade, além de registrar que o Brasil atingiu um recorde de expansão da energia solar em setembro de 2023, com o maior incremento da capacidade de geração solar centralizada da história do país até então, totalizando 3 GW (Brasil, 2023). Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR, no mesmo ano alcançou-se 27.837 MW, representando 12,6% da Matriz Elétrica Brasileira, somando a geração distribuída e centralizada. Já em 2024, a mesma instituição registra 47.033 MW, representando 19,8% da Matriz.

Ademais, devido às vantagens econômicas na redução do consumo de energia das concessionárias por conta da cogeração de energia fotovoltaica, existe uma grande

demanda para instalação de usinas de geração fotovoltaica centralizada por parte das grandes indústrias, com interesses no mercado livre de energia.

Considerando tais fatos, este trabalho aborda de forma detalhada as premissas de projeto, incluindo o dimensionamento da rede de baixa e média tensão, os critérios de perdas elétricas e queda de tensão, e o dimensionamento das valas de cabos condutores. Sendo assim, a pesquisa se justifica pela necessidade de preencher lacunas nas práticas de dimensionamento e implementação de usinas fotovoltaicas, garantindo que o projeto atenda às normas vigentes, sem comprometer a eficiência, segurança e viabilidade econômica. Ao explorar soluções inovadoras e apontar deficiências normativas, o estudo visa contribuir para a melhoria dos processos de execução desses empreendimentos, promovendo o avanço tecnológico e a adoção de melhores práticas no setor de energia solar.

Acrescenta-se o fato de a pesquisadora trabalhar na área e lidar constantemente com projetos desse tipo, visando cada vez mais uma alta eficiência com baixo custo. A pesquisa também é relevante porque fornece uma base técnica sólida para engenheiros e projetistas, oferecendo diretrizes que podem otimizar os projetos de usinas solares de grande porte, além de melhorar a confiabilidade das instalações fotovoltaicas.

Para realizar este estudo, será feita uma revisão teórica sobre normas técnicas (ABNT NBR 5410 e NBR 14039) e de outros trabalhos que pesquisaram sobre energia solar e usinas fotovoltaicas, com foco nas fases de dimensionamento e implementação. Após a coleta de dados técnicos, serão realizados cálculos de dimensionamento da rede elétrica e sistemas auxiliares. Espera-se contribuir para o avanço do conhecimento técnico na área de energia solar fotovoltaica, oferecendo uma referência prática para futuros projetos de grande porte.

1.1 OBJETIVO DO TRABALHO

Elaborar um memorial descritivo detalhado sobre as premissas de projeto para uma usina fotovoltaica de grande porte, com foco no dimensionamento de baixa e média tensão, visando apresentar todos os entregáveis necessários para o proprietário do empreendimento.

Como objetivos específicos, destacam-se:

- Dimensionar a rede de baixa e média tensão, selecionando os cabos condutores e realizando cálculos de perdas elétricas e queda de tensão, além de definir os

critérios para o dimensionamento da malha de aterramento, considerando a resistividade do terreno.

- Projetar as valas para cabos condutores, garantindo dissipação térmica adequada e prevenindo o superaquecimento.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho é formado das seções descritas a seguir. O Capítulo 1 abordará a fundamentação teórica, com uma revisão da literatura sobre as normas técnicas vigentes (ABNT NBR 5410 e NBR 14039), bem como sobre as boas práticas no dimensionamento de usinas fotovoltaicas de grande porte.

O Capítulo 2 tratará de um embasamento teórico sobre o que é e como funciona uma usina de geração centralizada, e seus equipamentos principais.

O Capítulo 3 trará a metodologia utilizada, detalhando os parâmetros e critérios adotados no dimensionamento dos sistemas elétricos e na coleta de dados de projeto.

O Capítulo 4 será dedicado aos resultados do dimensionamento técnico, incluindo os cálculos de perdas elétricas, queda de tensão

Por fim, no capítulo 5 serão apresentadas as considerações finais, seguidas das referências utilizadas neste estudo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar é uma das formas de energia renovável gerada a partir da conversão direta da luz em eletricidade (PINHO & GALDINO,2014). Ela é captada por meio de painéis fotovoltaicos ou coletores solares térmicos e convertida em eletricidade ou calor para diversos usos, como alimentar edifícios, aquecer água e mover equipamentos. Como uma fonte limpa e abundante, a energia solar é uma alternativa sustentável aos combustíveis fósseis, ajudando a reduzir as emissões de gases de efeito estufa e a dependência de recursos não renováveis.

Com o avanço das tecnologias e as leis de incentivo ao mercado livre de energia, tal fonte tem ganhado destaque global por sua capacidade de reduzir a dependência de

combustíveis fósseis e mitigar os impactos das mudanças climáticas e reduzir os custos com energia elétrica. O Brasil é considerado um país extremamente propício para a geração de energia solar devido à sua localização geográfica privilegiada, que proporciona altos índices de radiação solar ao longo do ano. Regiões como o norte da Bahia chegam a registrar irradiância global de até 2350 kWh/m² por ano, um valor superior ao de muitos países europeus, como a Alemanha e a Espanha. Com uma vasta extensão territorial e condições climáticas favoráveis, o Brasil tem um enorme potencial para expandir o uso dessa fonte de energia limpa, contribuindo tanto para a diversificação da matriz energética quanto para o desenvolvimento sustentável.

A energia solar fotovoltaica tem se destacado como uma das alternativas mais promissoras no cenário energético mundial. Gerada a partir da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico) (PINHO & GALDINO,2014), por meio de materiais semicondutores, como por exemplo, o silício. No contexto brasileiro, essa forma de geração de energia vem ganhando relevância devido à vasta incidência solar que o país recebe, favorecendo o aproveitamento eficiente dessa fonte renovável. Regiões como o norte da Bahia chegam a registrar irradiância global de até 2350 kWh/m² por ano, um valor superior ao de muitos países europeus, como a Alemanha e a Espanha.

A inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética nacional é vista como uma solução para a dependência das hidrelétricas, que, por dependerem de regimes de chuvas, estão sujeitas a crises hídricas. A energia solar, ao contrário, é abundante e tem baixo impacto ambiental, não emitindo gases de efeito estufa durante sua operação. Embora o Brasil tenha um grande potencial para o uso da energia solar, os desafios tecnológicos e os altos custos iniciais de implantação ainda são barreiras que limitam sua adoção em larga escala.

Nos últimos anos, políticas de incentivo e programas como o *Programa Luz para Todos* e o *Sistema de Compensação para Mini e Microgeração* têm buscado aumentar a atratividade dessa fonte de energia, principalmente para pequenas e médias empresas, além de residências. O avanço das tecnologias também tem contribuído para a redução dos custos, tornando o mercado solar cada vez mais acessível. Um exemplo disso é o desenvolvimento de módulos fotovoltaicos mais eficientes e duráveis, além da criação de soluções de armazenamento de energia que permitem o uso contínuo mesmo em períodos de baixa insolação.

Para o futuro, a expectativa é que o Brasil continue a expandir o uso da energia solar, tanto em sistemas isolados quanto conectados à rede elétrica, promovendo a

diversificação da matriz energética e contribuindo para a sustentabilidade ambiental. Essa expansão também pode impulsionar o desenvolvimento de novas tecnologias e gerar empregos no setor.

2.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA

A geração centralizada de energia no contexto do mercado livre de energia envolve grandes usinas, como hidrelétricas, termelétricas, parques solares e eólicos, que produzem eletricidade em larga escala. Essa energia é gerada em pontos específicos e transmitida por longas distâncias até centros urbanos e industriais onde há maior demanda. Esse modelo tem sido amplamente adotado no Brasil, especialmente por meio de hidrelétricas, mas o crescimento das fontes renováveis, como a solar e a eólica, tem se mostrado cada vez mais promissor.

No mercado livre de energia, consumidores com alto consumo, como indústrias e grandes empresas, têm a opção de comprar energia diretamente dos geradores ou comercializadores, permitindo maior flexibilidade e potencial de economia. Esse ambiente oferece benefícios em relação ao mercado regulado, onde os consumidores são obrigados a comprar energia das distribuidoras locais, com preços e condições determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). No mercado livre, há liberdade para negociar o preço, o tipo de fonte e as condições do contrato, permitindo, por exemplo, que empresas optem por adquirir exclusivamente energia de fontes renováveis, como a solar, o que pode ser uma estratégia tanto de economia quanto de sustentabilidade.

A integração da energia solar ao mercado livre se dá especialmente pela geração centralizada em grandes usinas fotovoltaicas. Essas instalações aproveitam a alta radiação solar em certas regiões do Brasil, como o Nordeste, para produzir grandes quantidades de eletricidade. O Atlas Brasileiro de Energia Solar aponta o imenso potencial do país para a geração solar, destacando que áreas com alta incidência solar pode ser explorada por usinas de grande porte, ampliando a oferta de energia limpa e contribuindo para a diversificação da matriz energética nacional.

Além disso, no mercado livre, consumidores que desejam neutralizar suas emissões de carbono ou cumprir com metas de sustentabilidade podem contratar energia solar, promovendo a transição para uma matriz energética mais sustentável. Contratos de longo prazo com usinas solares oferecem previsibilidade de preços, o que pode ser

vantajoso em um contexto de instabilidade econômica ou de aumento de tarifas no mercado regulado.

Esse modelo de geração centralizada e participação no mercado livre também estimula o desenvolvimento de infraestrutura e incentiva investimentos privados no setor de energia renovável. Com o aumento da demanda por energia limpa, novas usinas fotovoltaicas podem ser construídas para atender à demanda do mercado livre, aumentando a competitividade e diminuindo o custo da tecnologia ao longo do tempo. Dessa forma, o mercado livre não apenas oferece uma alternativa de compra de energia, mas também atua como uma força motriz para a inovação e a sustentabilidade no setor elétrico brasileiro.

Nas próximas seções, será apresentada uma descrição detalhada dos principais componentes e equipamentos que compõem as usinas fotovoltaicas de grande porte. Cada item será abordado com uma explicação concisa sobre o papel e funcionamento de cada elemento dentro da operação desses empreendimentos, proporcionando uma visão geral de como esses sistemas operam em conjunto para a geração de energia solar.

2.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos são a base da geração de energia em uma usina solar, sendo responsáveis pela conversão direta da luz solar em eletricidade através do efeito fotovoltaico. Esse efeito ocorre em materiais semicondutores, como o silício, que, ao serem expostos à luz solar, liberam elétrons e criam uma corrente elétrica contínua (CC). O módulo fotovoltaico é composto por várias células solares interligadas e encapsuladas para proteção contra intempéries e para garantir durabilidade e eficiência ao longo de sua vida útil.

Em usinas fotovoltaicas de grande porte, a escolha dos módulos é um dos pontos cruciais para o dimensionamento. A eficiência do módulo é um dos principais fatores a ser considerado, pois define a quantidade de energia gerada por unidade de área. Módulos de silício monocristalino, por exemplo, são conhecidos por sua alta eficiência, podendo alcançar até 22%, enquanto módulos de silício policristalino possuem eficiência um pouco menor, em torno de 15% a 18%. Para aplicações em grande escala, a decisão entre esses tipos de módulos depende da análise de custo-benefício e da disponibilidade de área para instalação.

Os módulos são agrupados em configurações denominadas *strings*, onde células solares são conectadas em série e/ou paralelo para atingir as tensões e correntes necessárias para a conexão aos inversores. Em usinas de grande porte, o layout e a quantidade de módulos instalados dependem de fatores como a irradiância local, o ângulo de inclinação, a orientação dos módulos, e a variação sazonal da luz solar. A estrutura de suporte dos módulos, como as estruturas fixas ou móveis (*trackers*), também impacta o dimensionamento e eficiência da geração.

Além disso, as características elétricas dos módulos, como a tensão de circuito aberto (Voc) e a corrente de curto-circuito (Isc), são fundamentais no dimensionamento dos condutores e inversores. Esses parâmetros definem as condições operacionais máximas dos cabos e do sistema de proteção. Para garantir segurança e eficiência, normas como a NBR 16690 estabelecem requisitos para a instalação de arranjos fotovoltaicos, especialmente quanto à disposição dos módulos e ao cabeamento adequado para suportar a corrente gerada sem sobreaquecimento ou perdas excessivas.

2.2.2 SEGUIDOR SOLAR – TRACKER

O *tracker*, ou seguidor solar, é um sistema mecânico projetado para ajustar a orientação dos módulos fotovoltaicos em direção ao sol durante o dia, aumentando a captação de luz solar e, conseqüentemente, a geração de energia. Em usinas fotovoltaicas de grande porte, o uso de *trackers* pode aumentar a eficiência da geração de energia em até 30%, pois maximiza a incidência da radiação solar sobre os módulos. Essa tecnologia é particularmente vantajosa em regiões com alta incidência solar direta, onde a variação angular da luz ao longo do dia influencia diretamente a geração de energia.

Existem dois tipos principais de *trackers*: de eixo único e de eixo duplo. O *tracker* de eixo único ajusta os módulos ao longo do eixo horizontal, seguindo o movimento diário do sol de leste a oeste. Já o *tracker* de eixo duplo ajusta a posição dos módulos em ambos os eixos, o que permite um acompanhamento mais preciso do sol e otimiza a captação de radiação direta e difusa. Em usinas de grande porte, o *tracker* de eixo único é geralmente preferido, pois oferece um equilíbrio entre ganho de eficiência e custo, além de ser mais simples de instalar e manter.

A implementação de *trackers* exige considerações especiais no dimensionamento dos cabos e dos sistemas de suporte, pois o movimento dos módulos ao longo do dia causa variação na tensão e na corrente dos circuitos, além de exigir flexibilidade nos cabos.

Adicionalmente, o sistema de *trackers* deve suportar as cargas de vento e ser resistente a condições climáticas adversas, o que exige uma estrutura robusta e bem fundamentada.

No dimensionamento de cabos para sistemas com *trackers*, é necessário considerar a possibilidade de maior geração de corrente em horários prolongados, o que pode demandar cabos com maior capacidade de corrente. Além disso, o movimento dos módulos aumenta a complexidade de conexão, exigindo o uso de conectores flexíveis e isolamentos reforçados. A configuração de *strings* deve garantir que o sistema de *trackers* opere dentro dos limites elétricos recomendados, de forma a prevenir sobrecargas e desgastes prematuros nos cabos e conectores.

2.2.3 INVERSOR OU INVERSOR STRING

Os inversores são dispositivos essenciais em qualquer sistema fotovoltaico, pois convertem a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA), compatível com a rede elétrica. Em usinas de grande porte, os inversores de string são amplamente utilizados devido à sua modularidade e flexibilidade operacional. Um inversor de string recebe a energia de uma série de módulos (string) e converte a tensão e corrente de saída para a especificação necessária à rede, geralmente em torno de 800 V CA trifásico.

A eficiência do inversor é um parâmetro fundamental, pois qualquer perda durante a conversão de CC para CA afeta diretamente a energia injetada na rede. Os inversores modernos podem ter eficiências superiores a 98%, minimizando as perdas no processo de conversão. Outro fator importante é a capacidade de resposta do inversor a variações na irradiância, pois ele deve se ajustar rapidamente para maximizar a produção de energia mesmo em condições de variação de luz, como em dias nublados.

Além de converter a energia, os inversores também desempenham funções de proteção, como a detecção de falhas de isolamento, proteção contra sobrecorrente e monitoramento de rede. Em sistemas de grande porte, o monitoramento do desempenho de cada inversor é essencial para garantir que a produção de energia esteja dentro das expectativas e que os problemas sejam identificados rapidamente. Cada inversor de string possui controladores de *maximum power point tracking* (MPPT), que ajustam automaticamente o ponto de operação para maximizar a produção de energia de cada string, compensando variações na irradiância solar.

O dimensionamento dos cabos entre os inversores e os eletrocentros depende da corrente máxima de saída dos inversores e da distância até o ponto de conexão. O cabeamento deve ser selecionado para minimizar perdas por efeito Joule, garantindo que a energia gerada chegue aos eletrocentros com eficiência. Além disso, o cabeamento deve atender às normas de proteção, sendo instalados de forma a suportar variações de carga e temperatura.

No mercado, existem dois tipos principais de configuração em usinas fotovoltaicas. O primeiro é o cenário centralizado, no qual é utilizada a Caixa de Junção ou String Box, apresentada na Figura 1. Essa caixa é instalada entre os módulos fotovoltaicos e o eletrocentro, sendo responsável pela proteção do sistema em corrente contínua e pelo agrupamento das strings. Nesse modelo, os inversores, que convertem a corrente contínua em corrente alternada, ficam localizados no mesmo local que os eletrocentros. A Figura 2 ilustra essa configuração.

Figura 1 - Conexão das Strings na String Box



Fonte: Conectrom LTDA.

Figura 2 - Eletrocentro com Invertores acoplados, caracterizando o cenário Centralizado



Fonte: Sungrow

Já o cenário descentralizado, é quando há a presença de um String Inverter, ilustrado na Figura 3. É uma inovação recente no mercado e que, além de desempenhar as funções tradicionais de uma caixa de junção, ela também assume a função do inversor. Ou seja, além de agrupar as strings, a caixa de junção converte a corrente contínua gerada pelos módulos solares em corrente alternada, enviando-a diretamente para o barramento do transformador. As strings, organizadas em paralelo, se conectam ao inversor que, por sua vez, se liga ao eletrocentro. Ele também fica entre os módulos e o Eletrocentro, porém, o encaminhamento dos cabos de baixa tensão para o Eletrocentro é em corrente alternada e ao invés de bifólios, sendo um cabo positivo e negativo, no caso de String Box, temos um trifólio, com 3 três fases.

Figure 3 - String Inverter de 330 kVA



Fonte: Huawei

2.2.4 ELETROCENTROS

Os eletrocentros são instalações que centralizam os inversores e outros equipamentos necessários para a distribuição de energia gerada por uma usina fotovoltaica até a subestação. Em um eletrocentro, a energia CA trifásica proveniente dos inversores é consolidada e transferida para a rede de média tensão, geralmente na faixa de 34,5 kV, para posteriormente ser escoada à subestação.

Cada eletrocentro é equipado com transformadores, painéis de proteção e dispositivos de controle, que permitem monitorar e proteger o sistema contra falhas elétricas e outros problemas operacionais. Os transformadores elevam a tensão da energia gerada pelos inversores, reduzindo as perdas durante a transmissão. O dimensionamento dos transformadores depende da potência total dos inversores conectados e das características da rede de média tensão.

Os eletrocentros também desempenham um papel crítico na proteção e monitoramento da usina, com sistemas de proteção contra sobretensões, curtos-circuitos e falhas de isolamento. Para garantir segurança, os eletrocentros são isolados termicamente e possuem sistemas de ventilação e dissipação de calor, uma vez que os inversores e transformadores geram aquecimento durante a operação. Esse sistema de ventilação é essencial para manter a operação dentro dos parâmetros seguros e evitar o desgaste dos equipamentos.

No dimensionamento dos condutores entre os eletrocentros e a rede de média tensão, é preciso considerar a corrente máxima de saída dos transformadores e a distância até a subestação. Os cabos de média tensão deve ser selecionados para suportar a corrente de operação com segurança, minimizando as perdas ao longo do trajeto. Além disso, a instalação de cabos e dutos requer conformidade com normas específicas, como a NBR 14039, que estabelece requisitos para instalações elétricas de média tensão.

3 METODOLOGIA DE IMPLEMENTAÇÃO

Esta metodologia aborda as etapas de levantamento teórico, coleta de dados, dimensionamento técnico, e estudo de impacto ambiental, com foco no escopo elétrico do projeto, abordando os principais aspectos técnicos e normativos referido projeto.

3.1 LEVANTAMENTO TEÓRICO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta etapa, realizou-se uma revisão bibliográfica dos conceitos fundamentais que envolvem a geração solar de forma centraliza. Objetivando garantir uma base sólida de conhecimento sobre os princípios de geração fotovoltaica, incluindo funcionamento de módulos, inversores e eletrocentros, assim como as normas aplicáveis, como a NBR 5410 (Instalações Elétricas de Baixa Tensão) e a NBR 14039 (Instalações Elétricas de Média Tensão), além de normas IEC relacionadas. Além das técnicas de conexão e segurança para usinas de grande porte, seguindo recomendações de proteção contra descargas atmosféricas (NBR 5419).

3.2 COLETA DE DADOS DE PROJETO

A construção de usinas fotovoltaicas de grande porte é dividida em duas fases principais: projeto básico e projeto executivo. A fase de projeto básico envolve todo o processo orçamentário, onde empresas EPCistas (Engineering, Procurement, and Construction) competem entre si, buscando obter a concessão para a execução do projeto e construção da usina. Após a conclusão dessa etapa, onde são definidos os responsáveis por cada atividade do parque, inicia-se a fase de projeto executivo. Diante disso, faz-se necessário que a equipe responsável pelo projeto executivo obtenha todas as informações referente ao projeto para balizar o todo o dimensionamento da forma exigida pelo proprietário.

Para que o projeto executivo fosse iniciado, foram coletados dados como:

- Layout geral e potência instalada;
- Tipo, modelo, fabricante e quantidade de todos os equipamentos da usina (módulos, *trackers*, inversores e centrais transformadoras);
- Premissas de projeto como por exemplo, temperatura do solo e a ambiente, resistividade térmica do solo;

- Tipo de conexão na subestação coletora;
- Especificações técnicas contendo todas as exigências por parte do proprietário do parque. referente a todos equipamentos, cabos condutores, aterramento e SPDA.

3.3 DIMENSIONAMENTO TÉCNICO

O dimensionamento de condutores de uma usina fotovoltaica de geração centralizada, envolve uma série de cálculos e decisões estratégicas visando a otimização da geração de energia, redução das perdas elétricas e da queda de tensão, garantindo a segurança operacional. Nesta seção, detalham-se as etapas e considerações técnicas que compõem o dimensionamento de uma usina solar fotovoltaica de grande porte.

3.3.1 REDE DE BAIXA TENSÃO

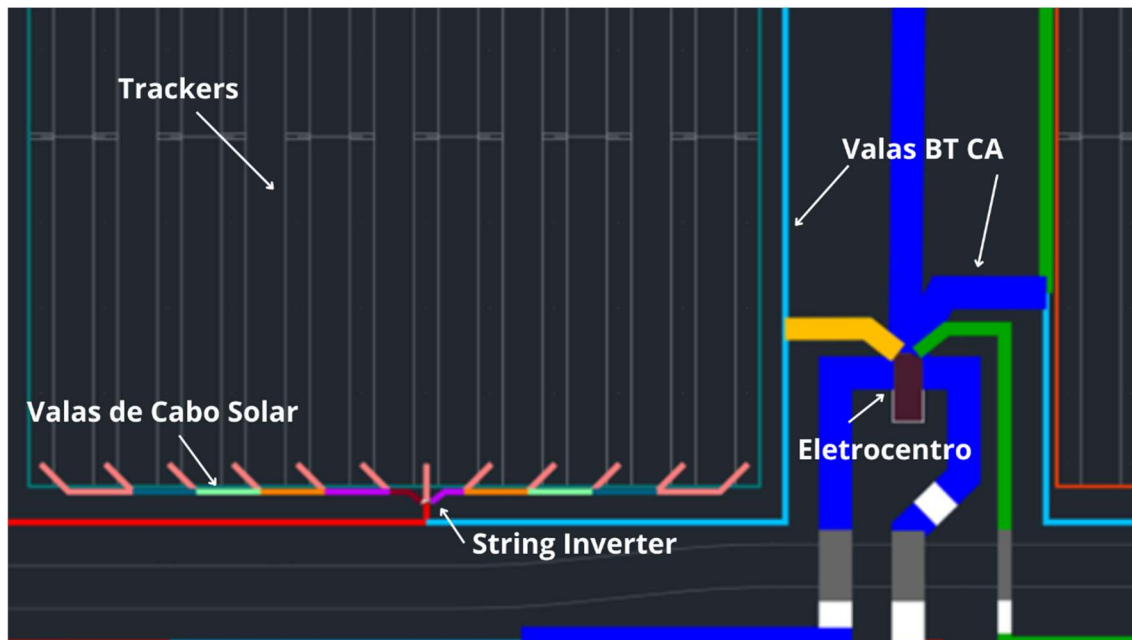
Ao tratar-se de Usinas Fotovoltaicas, a rede de baixa tensão é quem possui maior destaque, sendo a responsável pela interconexão entre os módulos fotovoltaicos e a central transformadora, comumente denominada de eletrocentro. No contexto em que o presente projeto foi conduzido, os módulos foram instalados em seguidores solares, também chamados de *trackers*, sendo peças fundamentais para maximizar a captação de irradiação solar. Para facilitar o processo e melhorar a apresentação final do projeto, o dimensionamento ocorre por trecho, sendo dividido da seguinte forma:

- Trecho módulos-inversor *string* é voltado para conexão entre os módulos e o inversor, comumente conhecida como rede BT-CC, sendo realizado o dimensionamento do cabo solar, assim como o cálculo de perdas elétricas e queda de tensão dos arranjos solares.
- Trecho inversor-eletrocentro já é em corrente alternada, denominada rede BT-CA, que tem como finalidade a transmissão da energia gerada pelos módulos para os eletrocentros, para que lá possam ser convertidos para média tensão.

A Figura 4 mostra de maneira mais didática a divisão dos trechos citados acima. A conexão dos módulos é feita na parte inferior dele, e os cabos fotovoltaicos são encaminhados de forma aérea pela viga dos *trackers*, descendo apenas na primeira estaca do tracker, percorrendo de forma subterrânea o caminho até a String Inverter. O

encaminhamento do cabo de baixa tensão em corrente alternada para o eletrocentro também é realizado de forma subterrânea.

Figura 4 - Layout Geral - Rede De Baixa Tensão



Fonte: Conectrom LTDA.

3.3.2 CRITÉRIOS DE DIMENSIONAMENTO

Para o dimensionamento dos cabos fotovoltaicos, o padrão a ser seguido é o estabelecido pela ABNT NBR 5410:2008. De acordo com o item 6.2.6.1.2 da referida norma, a seção dos condutores deve ser determinada de maneira a atender os critérios de capacidade de condução de corrente, proteção contra sobrecargas, proteção contra choques elétricos, limites de queda de tensão e as seções mínimas. Diante disso, após o cálculo da corrente de projeto que as devidas análises de iniciam. Portanto, será abordado como foi realizado cada etapa para que tais critérios fossem respeitados.

3.3.2.1 CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTES

O critério da capacidade de condução de corrente consiste no cálculo da corrente máxima que percorre o condutor e de acordo com o método de instalação, identifica-se a seção nominal que atende aos critérios estabelecidos. Assim, para assegurar a segurança e a eficácia no dimensionamento dos cabos de baixa tensão de acordo com as normas, é

essencial que a corrente nominal não ultrapasse a capacidade máxima de condução do cabo, já ajustada pelos fatores de correção. O que significa dizer que:

$$I_{Corrigida} \geq I_{Projeto} \quad (1)$$

Copanas e Willett (2020) atestam que para calcular o valor máximo de corrente que circula pelo módulo, o que significa dizer que é na condição de curto-circuito, é necessário utilizar a equação (2), onde:

$$I_{Projeto} = I_{SC} * (1 + FBI * albedo) * IF \quad (2)$$

Em que,

- I_{SC} : Corrente de curto-circuito do módulo, obtida em seu datasheet;
- FBI: Fator de bifacialidade dos módulos, retirado no datasheet;
- Albedo: Proporção da radiação solar global incidente que é refletida pelo solo diante de uma superfície inclinada.
- IF: Fator de irradiância da usina, calculado na etapa de viabilização da obra.

O cálculo da corrente corrigida se dá por meio da aplicação dos fatores correção. No dimensionamento de condutores de uma usina, é preciso levar em consideração o agrupamento dos circuitos ao ar livre e diretamente enterrados, como também a temperatura do solo e do ambiente, além da resistividade térmica do solo, e por último, da corrente máxima suportada pelo condutor em questão. Portanto, a corrente corrigida é definida conforme a equação (3).

$$I_{Corrigida} = I_{Máxcond} * FA * FT * FR \quad (3)$$

Sendo,

- $I_{Máxcond}$: Máxima corrente suportada pelo condutor, retirada da ABNT NBR 16612 ou do próprio datasheet do fabricante do condutor;
- FA: Fator de correção de agrupamento;
- FT: Fator de correção de temperatura;
- FR: Fator de correção de resistividade térmica do solo.

A escolha desses fatores varia com a configuração de cada usina. O fator de agrupamento (FA), depende de quantas *strings* estão dispostas no seguidor solar e como será sua chegada no *String Inverter*, além da forma que eles serão enterrados no solo, sendo aplicado devido o aumento da temperatura gerado pela passagem de corrente elétrica. Já o fator de temperatura (FT), varia de acordo com cada região, sendo quantificada tanto a temperatura ambiente, para os cabos instalados ao ar livre, como

também, a temperatura do solo para os cabos diretamente enterrados em eletroduto. O último fator é aplicado apenas nas situações em que temos cabos enterrados.

3.3.2.1.1 SOFTWARE CABLEIZER

O software Cableizer é uma ferramenta avançada para o dimensionamento e análise de sistemas de cabos elétricos, amplamente utilizada em projetos de grande porte, incluindo usinas fotovoltaicas. Ele permite que engenheiros dimensionem condutores subterrâneos, considerando de forma precisa os critérios de dissipação térmica e a temperatura máxima de operação dos cabos. O software é particularmente útil para assegurar que os condutores estejam instalados em condições que mantenham a integridade térmica dos materiais, otimizando o desempenho e a vida útil do sistema.

O Cableizer realiza cálculos complexos com base em diversos parâmetros, como a resistência térmica do solo, a profundidade de instalação, o agrupamento de cabos e as características do solo, como condutividade térmica e temperatura ambiente. Uma das principais funcionalidades do software é o cálculo da capacidade de corrente dos cabos considerando a dissipação de calor no ambiente onde o cabo está instalado. Isso é particularmente importante em usinas fotovoltaicas, onde os cabos operam frequentemente em condições de alta geração de calor.

Para o dimensionamento de valas, o Cableizer permite modelar diferentes configurações de instalação, incluindo cabos diretamente enterrados, em eletrodutos ou dispostos em bandejas subterrâneas. O software simula as condições térmicas ao redor dos cabos, levando em conta o efeito de agrupamento e as propriedades específicas do solo. Essa simulação auxilia na definição da profundidade e largura das valas, de modo a garantir que o calor gerado pela corrente elétrica seja dissipado adequadamente, evitando que os cabos ultrapassem sua temperatura máxima de operação.

O Cableizer desempenha um papel crucial no dimensionamento das larguras das valas para redes de baixa e média tensão. Se as temperaturas simuladas ultrapassarem a temperatura de operação do condutor em serviço contínuo, ajustes na largura da vala se tornam necessários. Em locais onde os condutores são diretamente enterrados, a resistividade térmica do solo tem grande impacto. Solo com alta resistividade dificulta a dissipação de calor, o que pode exigir o uso de materiais de melhor qualidade, como areia lavada ou material de jazida, para evitar a necessidade de condutores com seções maiores e custos adicionais. Esses materiais, chamados de backfill pelo Cableizer, devem ter

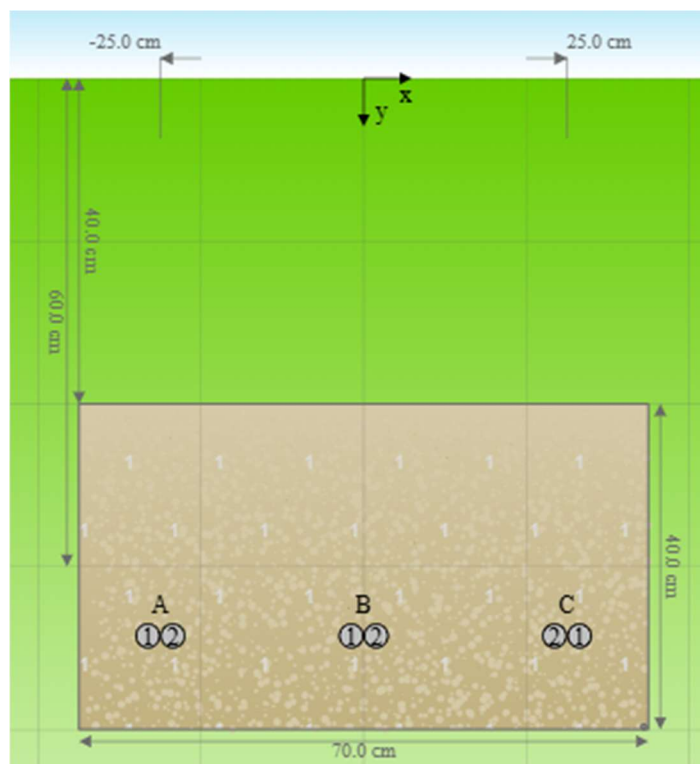
resistividade mais baixa do que o solo natural. Ao configurar o material, é essencial informar sua resistividade na aba de edição do software.

O dimensionamento das valas de baixa tensão, sejam elas BT CC ou BT CA, seguem o mesmo procedimento:

- Criação do projeto: É neste que passo que foi definido o tipo de instalação desejado na simulação, especificando que os cabos estariam enterrados. Essa escolha é crucial, pois o software ajustará automaticamente as opções para trabalhar com configurações de cabos que estarão protegidos em eletrodutos sob o solo. É preciso que o usuário defina o layout do eletroduto, caso seja essa realidade, especificando o número de cabos que serão inseridos em cada eletroduto e informando se haverá múltiplos eletrodutos instalados lado a lado.
- Configuração das propriedades do cabo: Com o tipo de instalação definido, fez-se necessário a configuração das propriedades específicas dos cabos solares e dos cabos de baixa tensão que serão utilizados. O primeiro item a configurar é o tipo de condutor, escolhendo entre cobre ou alumínio, dependendo das necessidades de condução e do orçamento do projeto. Após isso, foi selecionado o tipo de isolamento que será utilizado no cabo, como o XLPE no caso dos cabos de baixa tensão, e do PVC (*polyvinyl chloride*), devido à ausência do real material do cabo solar.
- Configuração das condições ambientais e do solo: É imprescindível que seja informado as características do ambiente onde os cabos serão instalados. Informando a temperatura do solo e a resistividade térmica. A resistividade pode impactar drasticamente no dimensionamento e no custo do material utilizado para escavação. Solos secos têm maior resistividade térmica, enquanto solos úmidos ou com maior densidade dissipam calor mais facilmente. No caso de utilizar ou não um material diferente como backfill, faz-se necessário informar ao software sua resistividade térmica.
- Definição das dimensões do eletroduto e profundidade de instalação: é necessário detalhar as dimensões do eletroduto que irá abrigar o cabo. Inserindo o diâmetro do eletroduto, como Ø2" ou Ø4", garantindo que o espaço seja suficiente para os cabos sem que haja excesso de compactação, o que poderia dificultar a dissipação de calor. Além disso, é nessa fase onde o espaçamento entre os bifólios ou trifólios é ajustado.

- Execução da simulação: Após a configuração de todos os parâmetros, o Cableizer executa uma série de cálculos que consideram as propriedades dos cabos, as condições de instalação e os fatores ambientais para determinar a temperatura operacional dos cabos e a capacidade de condução segura de corrente. A simulação fornece resultados detalhados, incluindo a capacidade máxima de corrente, a distribuição de calor no solo e ao redor dos cabos, e um panorama geral do desempenho térmico da instalação. A Figura 5 mostra a disposição dos cabos solares na vala.

Figura 5 - Disposição dos cabos na vala



Fonte: Conectrom LTDA.

3.3.2.2 PERDAS ELÉTRICAS

De acordo com as diretrizes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as perdas elétricas de potência representam a quantidade de energia que, durante o transporte pelo sistema, é dissipada devido a perdas técnicas. Esses tipos de perdas são influenciados por diversos fatores, incluindo a resistência dos cabos e fios, efeitos de capacitância e indutância, variações na tensão, além da conversão de energia em calor.

Um ponto importante é que as normas vigentes não estabelecem um limite fixo para as perdas de potência em projetos. Assim, o valor máximo permitido para essas

perdas deve ser definido caso a caso, por meio de consenso entre as partes interessadas no projeto.

O cálculo das perdas leva em conta aspectos como a resistência do material do condutor, o comprimento do cabo e a corrente elétrica que o percorre. Para sistemas monofásicos em corrente contínua, as perdas são calculadas conforme a equação (4):

$$P_{Elétricas} = 2 * R * L * I^2 \quad (4)$$

Em que:

- $P_{Elétricas}$: Perda de potência, em W;
- R : Resistência em corrente contínua do condutor à 90°C por unidade de comprimento, em Ω/km ;
- L : Comprimento total do trecho, em m;
- I : Corrente nominal do circuito, em A.

Para que o cálculo de perdas seja realizado, previamente é necessário realizar um cálculo da resistência do condutor à 90°C, tendo em vista que essa é a sua temperatura de operação em serviços contínuos, além disso, o fabricante só disponibiliza o valor dessa resistência a 20°C. Diante disso, a resistência à corrente contínua na temperatura de operação é dada pela expressão (6):

$$R_{cc}(TC) = R * [1 + \alpha_0 * (\theta - \theta_0)] \quad (6)$$

Onde:

- R : Resistência em corrente contínua a 20°C, em Ω/m ;
- α_0 : Coeficiente de variação da resistência com a temperatura para a temperatura θ_0 . Para um cabo de cobre, esse valor é tabelado, sendo ele de 0,00393;
- θ_0 : Temperatura da resistência em corrente contínua na qual o condutor foi calculado;
- θ : Temperatura de operação do condutor.

3.3.2.3 QUEDA DE TENSÃO

A queda ocorre devido à resistência inerente dos condutores e é afetada por fatores como a intensidade da corrente, a distância percorrida e as propriedades dos materiais condutores. Considerar a queda de tensão no projeto de sistemas elétricos é essencial para garantir que a tensão nos pontos de uso permaneça dentro dos limites ideais, assegurando uma operação eficiente e segura do sistema. A ABNT NBR 16612 estabelece diretrizes

importantes para o dimensionamento de condutores em arranjos fotovoltaicos, enfatizando a necessidade de controlar a queda de tensão sob condições de carga.

A norma recomenda que, em situações de carga máxima, a queda de tensão nos condutores não ultrapasse 3% da tensão do arranjo no ponto de máxima potência (condição STC - Standard Test Conditions). Essa limitação visa assegurar que a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos seja transmitida de forma eficiente até os inversores e demais componentes do sistema, minimizando perdas e garantindo a máxima eficiência energética possível.

Para calcular a queda de tensão nos cabos de baixa tensão em corrente contínua, utiliza-se a Lei de Ohm, que é fundamental para entender a resistência que os condutores oferecem ao fluxo de corrente. Nesse cálculo, são aplicadas fórmulas específicas para sistemas em corrente contínua de configuração monofásica. Essa abordagem permite avaliar a diferença de potencial entre o ponto inicial e o ponto final do cabo, considerando as particularidades dos circuitos de baixa tensão, o que é essencial para manter o sistema dentro dos parâmetros de eficiência e segurança planejados. Essa queda é calculada de acordo com a equação (7):

$$\Delta V = 2 * L * R * I \quad (7)$$

Onde:

- L: Comprimento total de cabo do trecho positivo e negativo, levando em consideração que essa medida é idêntica;
- R: Resistência à temperatura nominal de condução;
- I: Corrente nominal do circuito, calculada a partir da potência e da tensão de cada string do arranjo.

4 ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

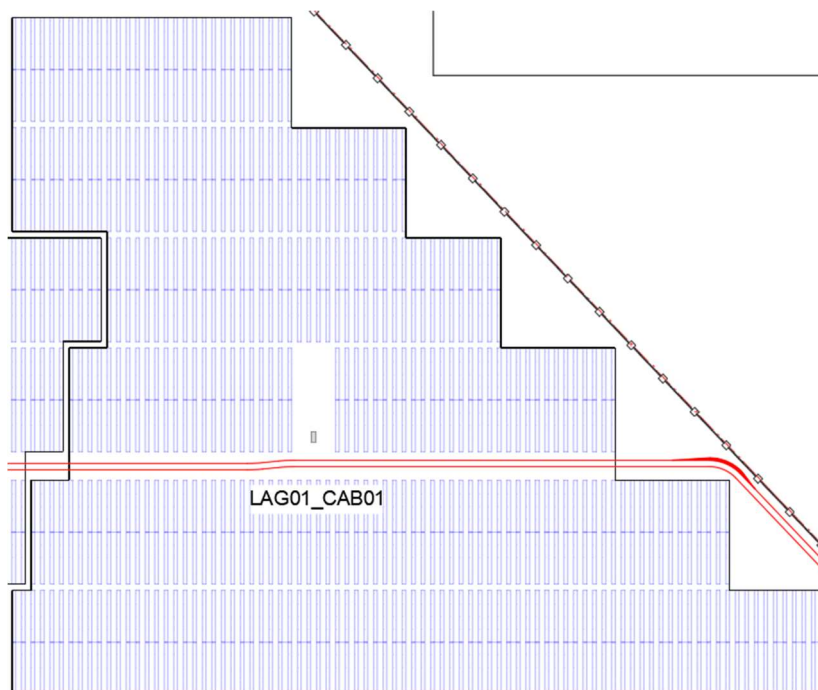
4.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DA USINA

Com o intuito de proporcionar uma melhor compressão de como é realizado o dimensionamento de condutores de baixa e média tensão em usinas fotovoltaicas de geração centralizada, será utilizado um projeto real de uma usina em construção, localizada no município de Russas no estado do Ceará.

O objeto de estudo possui uma potência instalada de 197,296 MW_p, composta por 20 (vinte) centrais geradoras de energia, denominadas eletrocentros, sendo dividida em 4 (quatro) Sociedades de Propósito Específico (SPEs) distintas, sendo interligada a uma subestação coletora/elevadora de 34,5/500 kV.

Para mitigar riscos, facilitar a captação de investimentos e permitir uma gestão financeira e operacional mais eficiente e transparente, a usina é dividida em quatro subparques, sendo eles denominados de LAG 1, LAG 2, LAG 3 E LAG 4. Devido à grande extensão da usina, tal divisão facilita a execução do projeto, visando também uma melhor distribuição da potência de cada circuito. Este relatório focará em um campo solar do parque LAG 1, para simplificar o entendimento. Além disso, a configuração desse dos campos é repetida nas demais SPEs, o que torna a análise aplicável aos outros setores.

Figura 6 - Campo Solar Genérico



Fonte: Conectrom LTDA

4.2 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DA USINA

4.2.1 MÓDULOS

Na usina objeto de estudo, foram utilizados dois módulos com potências distintas, sendo eles de 580 e 585 Wp, onde 28 módulos formam uma *string*. As informações dos módulos constam na Tabela 1.

Tabela 1 - Especificações Dos Módulos Em Condições Padrão De Teste (STC) utilizados no projeto

| Modelo | LR5-72HGD-580M | LR5-72HGD-585M |
|----------------|----------------|----------------|
| Potência (Wp) | 580 | 585 |
| Vmpp (V) | 43,22 | 43,33 |
| Impp (A) | 13,42 | 13,51 |
| Voc (V) | 51,41 | 51,52 |
| Isc (A) | 14,22 | 14,30 |
| Eficiência (%) | 22,5 | 22,6 |

Fonte: *Datasheet* Longi

4.2.2 INVERSOR *STRING*

O layout do sistema adotado para o referido projeto foi o sistema descentralizado, por meio de *String Inverters*, que já realizando a conversão de corrente contínua em corrente alternada. Tal dispositivo pode comportar de 24 a 30 *strings*. Cada campo solar possui 17 ou 22 *String Inverters*. A Tabela 2 mostra as suas características principais.

Tabela 2 - Especificações Do String Inverter Utilizado No Projeto.

| Modelo | TS330KTL-HV-C1 |
|-------------------------------|----------------|
| Potência de saída (kVA) | 330 |
| Máxima potência de saída (kW) | 363 |
| Tensão de saída (V) | 800 |
| Máxima corrente de saída (A) | 262 |

Fonte: *Datasheet* TBEA

4.2.3 TRANSFORMADOR

Cada campo solar possui apenas 1 transformador, imerso em óleo com potências de 6,6 MVA e 9,240 MVA a uma temperatura ambiente de 40°C. Suas potências máximas são de 7,2 MVA e 10,164 MVA, respectivamente, a uma temperatura ambiente de 30°C. Cada eletrocentro poderá receber 17 ou 27 inversores. Tabela 3 traz suas principais características.

Tabela 3 - Especificações do Transformador utilizado no projeto

| Modelo | TS6000KT-EL /TS9000KT-EL |
|-------------------------------|-------------------------------|
| Potência nominal | 6,6 kVA @40°C /9,24 kVA @40°C |
| Grupo de ligação | Dy11y11 |
| Tipo de Resfriamento | ONAN |
| Frequência | 60 Hz |
| Relação de transformação (kV) | 0,80/34,5 kV |

Fonte: *Datasheet* TBEA

4.3 CABO SOLAR – BT CC

Para o dimensionamento dos cabos fotovoltaicos, o padrão a ser seguido é o estabelecido pela ABNT NBR 5410:2008. De acordo com o item 6.2.6.1.2 da referida

norma, a seção dos condutores deve ser determinada de maneira a atender os critérios de capacidade de condução de corrente, proteção contra sobrecargas, proteção contra choques elétricos, limites de queda de tensão e as seções mínimas. Diante disso, após o cálculo da corrente de projeto que as devidas análises de iniciam.

No projeto em questão, optou-se pelo módulo da marca Longi, disponível em duas potências distintas. Para o dimensionamento e os cálculos apresentados, utilizou-se a corrente de curto-circuito do módulo de maior potência. Essa escolha torna os resultados ligeiramente mais conservadores, reforçando a segurança do sistema. O segundo fator de extrema importância para o cálculo da corrente de projeto é o fator de bifacialidade, também encontrado no datasheet dos módulos. A Figura 7 contém o dado retirado do datasheet. Para efeito de cálculo, o FBI utilizado foi de 80% conforme especificado no datasheet.

Figura 7 - Algumas informações fornecidas pelo fabricante

| Operating Parameters | |
|------------------------------------|---------------------------|
| Operational Temperature | -40°C ~ +85°C |
| Power Output Tolerance | 0 ~ 3% |
| Voc and Isc Tolerance | ±3% |
| Maximum System Voltage | DC1500V (IEC/UL) |
| Maximum Series Fuse Rating | 30A |
| Nominal Operating Cell Temperature | 45±2°C |
| Protection Class | Class II |
| Bifaciality | 80±10% |
| Fire Rating | UL type 29 IEC Class C |



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Ec
Technological Development Zone,
Web: www.longi.com

Fonte: Longi Solar

Apesar de o albedo ser um valor tabelado, sendo essencial quando há estudos mais aprofundados do solo em que a usina se estabelecerá, de acordo com os estudos repassados pelo proprietário do cliente na etapa de concessão do projeto, chegou-se à conclusão de que teria-se um albedo em torno de 12,5% com um fator de irradiância de 1,25. A equação 2 ilustra o cálculo realizado, que também considera as especificações dos módulos apresentadas na Tabela 1, retiradas do datasheet, onde se utilizou uma corrente de curto-circuito de 14,30 A..

$$I_{Projeto} = 14,30 * (1 + 0,80 * 0,125) * 1,25$$

$$I_{Projeto} = 19,66 \text{ A}$$

4.3.1 CRITÉRIO DE CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

A capacidade de condução de corrente é a corrente máxima que o cabo pode suportar nas condições da instalação em que se encontra. Conforme explicitado na norma ABNT 5410 e IEC 60287, é necessário corrigir a ampacidade do condutor levando em conta os fatores de correção que impactam na instalação, corrigindo, portanto, a capacidade de condução de corrente e resultando em uma capacidade de condução de corrente corrigida.

Os métodos de cálculo presentes nas normas mencionadas são destinados a situações gerais e podem não abranger todas as variáveis do sistema. Portanto, para a avaliação da capacidade de condução de corrente, foi utilizado o software Cableizer para validar os cálculos, tendo em vista que os arranjos fotovoltaicos criados para o projeto, possuem agrupamentos com mais de seis eletrodutos em uma mesma vala, e de acordo com a ABNT NBR 5410, só é possível agrupar até no máximo 6 eletrodutos em uma mesma vala de acordo com a “Tabela 45 – Fatores de agrupamento para linhas em eletrodutos enterrados” desse documento. Portanto, para dimensionamento do cabo solar de forma aérea, foi possível fazer uso da norma. Porém, para os trechos enterrados, optou-se pelo software Cableizer.

4.3.1.1 SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO

Para realizar a simulação do estudo de caso, realizando o processo descrito no tópico 3, foram considerados diversos parâmetros de entrada. No caso da rede BT CC, o método de instalação utilizado é o diretamente enterrado em eletroduto. No que diz respeito aos parâmetros relacionados ao solo, a resistividade térmica foi de $2,5 \text{ k.m/W}$ e uma temperatura de 35°C , conforme ilustrado na Figura 8.

Figura 8 - Parâmetros do Solo do Estudo de Caso

General Soil Backfill A B C D E F G + + + + + + + + + + + + + + + +

Soil

Temperature θ_a 35,0 °C
Calculate

Thermal resistivity ρ_4 Enter value manually

ρ_4 2,5 K.m/W typical values

Thermal conductivity 0.400 W/(m.K)

Thermal diffusivity δ_{soil} IEC 60853-2 relative to soil thermal resistivity

2.324 10⁻⁷ m²/s

Fonte: Cableizer, 2024.

Quanto aos parâmetros do cabo, foi empregado o cabo Prysun Fotovoltaico 0,6/1,0 kV - 6 mm², operando com uma tensão de 1,0 kV, configurado para uma frequência de sistema de 60 Hz, conforme demonstrado na Figura 9.

Figura 9 - Parâmetros relacionados ao cabo do Estudo de Caso.

Object #16002 Prysun Fotovoltaico

Ø 5.9 mm

Operating voltage U_o 1,21 kV

System frequency f 0 Hz

Number of sources in system N_c 2 single-core

Cables bound together (for preview, no influence on calculation)

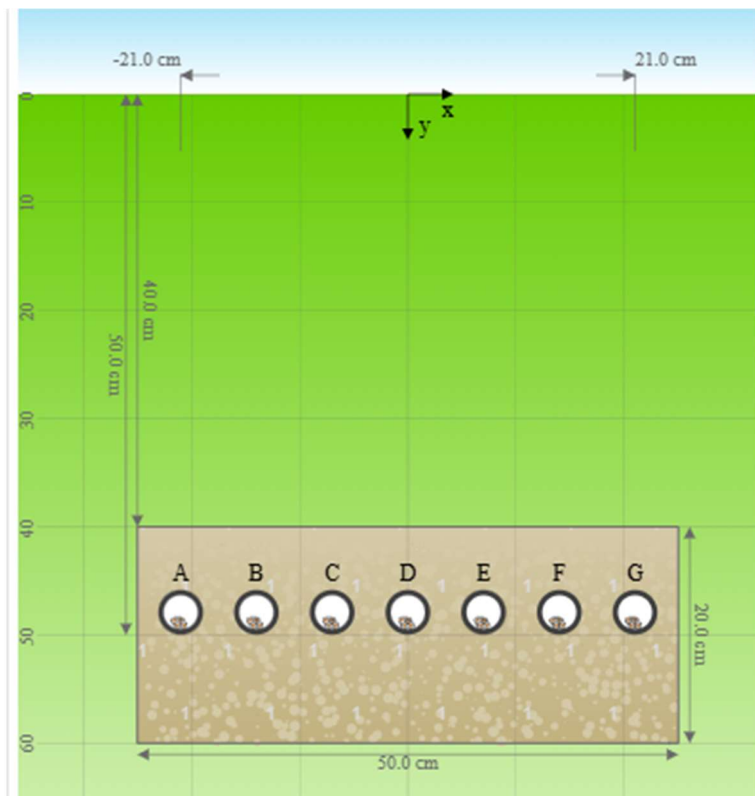
Duct material M_d duct made of plastic PE (polyethylene)

Common conduit
 Bentonite filled

Fonte: Cableizer, 2024.

Tal estudo contemplou o método de instalação diretamente enterrado em eletroduto, com um afastamento de 70 cm entre os dutos a uma profundidade de 60 cm. Para facilitação do entendimento, a Figura 10 apresenta a disposição dos cabos solares na vala, explanada no Cableizer.

Figura 10 - Vala de Cabo Solar simulada no software Cableizer.



Fonte: Cableizer, 2024.

Os resultados obtidos através da simulação foram considerados satisfatórios, uma vez que não ultrapassaram a temperatura máxima permitida de 90°C pela norma, como demonstrado na Figura 11.

Figura 11 - Resultados da Simulação

Systems

Following systems are active in the arrangement:

| System | Object | Current [A] I_c | Temp. [°C] θ_c θ_a (θ_{de}) | Losses [W/m] W_{sys} | Load LF |
|--------|---------------------|----------------------|---|---------------------------|--------------|
| A | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 77.6 76.7 (69.1) | 6.4 | 1.00 |
| B | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 82.1 81.2 (73.6) | 6.5 | 1.00 |
| C | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 84.4 83.5 (75.9) | 6.6 | 1.00 |
| D | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 85.1 84.2 (76.7) | 6.6 | 1.00 |
| E | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 84.4 83.5 (75.9) | 6.6 | 1.00 |
| F | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 82.1 81.2 (73.6) | 6.5 | 1.00 |
| G | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 77.6 76.7 (69.1) | 6.4 | 1.00 |

Fonte: Cableizer, 2024.

4.3.2 PERDAS ELÉTRICAS E QUEDA DE TENSÃO

Para realizar o dimensionamento adequado dos condutores, além de considerar a capacidade de condução de corrente, é fundamental incluir os critérios relacionados a

perdas elétricas e à queda de tensão. A seguir, serão apresentados os resultados obtidos para esses parâmetros.

É importante destacar que, para chegar a esses valores, foi necessário ajustar a resistência dos condutores para uma temperatura de 90°C. Esse ajuste é essencial porque a resistência indicada nos catálogos dos fabricantes é calculada a 20°C.

Na tabela mostrada na Figura 12, encontram-se os resultados para a queda de tensão e as perdas elétricas nos 3 tipos de arranjos fotovoltaicos presentes no campo solar objeto de estudo, que faz parte da rede de baixa tensão em corrente contínua (BT CC), que conectam os módulos fotovoltaicos a String Inverter do campo solar modelo. De acordo com os dados apresentados na Figura 13, é possível concluir, com base na quantidade de arranjos e do valor médio de perdas de cada um, que o percentual médio de perdas deste eletrocentro é de 0,557%. Para simplificar o processo, esses cálculos foram realizados em uma planilha Excel, de acordo com a metodologia descrita no tópico 3. Diante da quantidade de arranjos presentes no campo solar e duas perdas individuais, pode-se concluir que este eletrocentro.

Figura 12 - Resultados da Planilha de Perdas e Queda de Tensão – Arranjos com Módulos de 580 e 585 W, respectivamente.

| Dimensionamento das strings do trecho BTCC Solar para módulos 580W | | | | | | | | | | | |
|--|---------------------------|------------|----------------------|----------------------|-------------------------|----------------------------|-------------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|------------------------------|
| Arranjo | Condutor | Módulo (W) | Distância Máxima (m) | Corrente Nominal (A) | Corrente de Projeto (A) | Capacidade de Corrente (A) | R(Ω/km) 90° | Perda de Potência (W) | Perda de Potência (%) | Queda de Tensão Máxima ΔV(V) | Queda de Tensão Máxima ΔV(%) |
| Arranjo 1 | Cobre 6 mm² 120°C 1,8kVCC | 580 | 92,40 | 13,42 | 19,55 | 46 | 4,32 | 2180,00 | 0,559% | 10,71 | 0,885% |
| Arranjo 2 | Cobre 6 mm² 120°C 1,8kVCC | 580 | 92,40 | 13,42 | 19,55 | 46 | 4,32 | 2416,91 | 0,572% | 10,71 | 0,885% |
| Arranjo 5 | Cobre 6 mm² 120°C 1,8kVCC | 580 | 78,40 | 13,42 | 19,55 | 46 | 4,32 | 1934,15 | 0,496% | 9,09 | 0,751% |

| Dimensionamento das strings do trecho BTCC Solar para módulos 585W | | | | | | | | | | | |
|--|---------------------------|------------|----------------------|----------------------|-------------------------|----------------------------|-------------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|------------------------------|
| Arranjo | Condutor | Módulo (W) | Distância Máxima (m) | Corrente Nominal (A) | Corrente de Projeto (A) | Capacidade de Corrente (A) | R(Ω/km) 90° | Perda de Potência (W) | Perda de Potência (%) | Queda de Tensão Máxima ΔV(V) | Queda de Tensão Máxima ΔV(%) |
| Arranjo 1 | Cobre 6 mm² 120°C 1,8kVCC | 585 | 92,40 | 13,51 | 19,66 | 46 | 4,32 | 2209,34 | 0,562% | 10,79 | 0,889% |
| Arranjo 2 | Cobre 6 mm² 120°C 1,8kVCC | 585 | 92,40 | 13,51 | 19,66 | 46 | 4,32 | 2449,43 | 0,575% | 10,79 | 0,889% |
| Arranjo 5 | Cobre 6 mm² 120°C 1,8kVCC | 585 | 78,40 | 13,51 | 19,66 | 46 | 4,32 | 1960,18 | 0,499% | 9,15 | 0,754% |

Fonte: Conectrom LTDA

Figura 13 - Perdas médias do Campo Solar objeto de estudo.

| Campo Solar | CAB | Módulo (W) | Arranjo | | | PERDAS CAB (%) |
|-------------|-----|------------|---------|---|---|----------------|
| | | | 1 | 2 | 5 | |
| LAG 01 | 1 | 580 | 17 | 0 | 2 | 0,557% |
| | | 585 | 4 | 4 | 0 | |

Fonte: Conectrom LTDA

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise do estudo de caso evidenciou a importância de utilizar softwares de simulação para validar a escolha dos cabos no dimensionamento de sistemas elétricos. Durante o processo de cálculo da capacidade de condução de corrente, foram observadas limitações na aplicação direta da norma ABNT NBR-5410:2008, que fornece diretrizes e valores de referência de forma conservadora. Em casos em que faz-se necessário o agrupamento de duas ou mais strings em um único eletroduto, ou quando vários eletrodutos são dispostos em uma única vala, surgem dificuldades adicionais no dimensionamento. À medida que aumenta o número de circuitos agrupados, o fator de correção tende a diminuir, o que reduz a corrente corrigida. Esse efeito pode fazer com que a corrente corrigida seja inferior à corrente de projeto, exigindo a utilização de cabos de maior seção transversal. A adoção de cabos com seções maiores, no entanto, eleva consideravelmente os custos do projeto, especialmente em usinas de grande porte.

Nesse sentido, a utilização do software Cableizer, mostrou-se bastante satisfatória, tendo em vista de acordo com a configuração do projeto, ao seguir fielmente a norma, não seria possível a utilização de um cabo de 6 mm², pois ele não atenderia os requisitos exigidos. No entanto, a simulação mostrou que, ao utilizar o cabo de 6 mm² conforme os parâmetros estabelecidos no estudo, a temperatura do condutor permaneceria abaixo do limite de 90°C, em conformidade com a norma. Nesse caso, se a simulação não estivesse disponível, uma alternativa seria aumentar a seção do cabo para 10 mm², o que garantiria ainda mais segurança, porém, acarretaria um custo significativamente mais elevado em projetos de grande escala, como o de uma usina fotovoltaica.

Tomando como base os valores por metro de um fabricante bastante renomado no mercado, conseguimos realizar a seguinte análise, sabendo que para construção da Usina Fotovoltaica referenciada neste trabalho, foi necessário um total de R\$ 1.447.161 metros de cabos solar.

Tabela 4 – Análise comparativa de preços com relação a seção dos condutores

| Seção do Cabo | Valor Unitário por metro | Valor Total |
|--------------------|--------------------------|-------------------|
| 6 mm ² | R\$ 5,05 | R\$ 7.308.163 |
| 10 mm ² | R\$ 8,48 | R\$ 12.271.923,88 |

Fonte: Cabelauto.

A diferença de custo entre um cabo de 6 mm² e um de 10 mm² pode chegar a quase 5 milhões de reais, um valor expressivo que destaca a importância de usar simulações para validar a escolha de condutores. Essas simulações são essenciais para confirmar que a seção do cabo selecionada atende aos requisitos do projeto de forma eficiente e econômica. É importante ressaltar também que além aumento do custo do condutor, também seria necessário conectores de bitolas maiores, o que também poderia gerar um custo ainda maior.

Outro aspecto crucial para a eficiência do sistema é o espaçamento entre os circuitos. Quanto maior a distância entre os cabos, menor a interferência elétrica entre eles, o que reduz o aquecimento dos condutores e melhora o desempenho do sistema. No entanto, as normas disponibilizam apenas três distâncias padronizadas, o que limita a precisão no cálculo do espaçamento ideal. Para obter resultados mais detalhados e adequados à realidade do projeto, é fundamental recorrer a softwares de simulação. No caso analisado, por exemplo, o espaçamento ideal era de 70 cm, mas a norma oferece apenas os valores de 0,25 m, 0,50 m ou 1 m. Nessa situação, nenhum dos valores normatizados seria plenamente satisfatório, o que reforça o papel da simulação para um ajuste preciso e seguro do projeto. E caso fosse possível a solução com 1 m entre os eletrodutos, poderia acarretar problemas com relação a largura da vala solar, pois o espaço disponível no parque em questão é pequeno.

Além disso, um ponto de grande destaque é que a ABNT NBR-5410:2008 ainda não está totalmente adequada às necessidades específicas das instalações em usinas fotovoltaicas, especialmente no que diz respeito ao fator de agrupamento de eletrodutos. Em instalações de baixa tensão para cabos solares, onde é comum o agrupamento de circuitos e eletrodutos em valas, utiliza-se a Tabela 42 da norma, referente aos condutores em eletrodutos. Contudo, para considerar o agrupamento de eletrodutos, é necessário recorrer à Tabela 45, que aborda "Condutores isolados ou cabos unipolares em eletrodutos – Um condutor por eletroduto". O título e as ilustrações dessa tabela, no entanto, não refletem com precisão a realidade das usinas fotovoltaicas. Por isso, torna-se essencial uma atualização da NBR 5410 para incluir diretrizes específicas para instalações de baixa tensão em corrente contínua.

É evidente que a energia solar fotovoltaica vem se tornando a melhor opção de geração de energia nos próximos anos, não só por ser a fonte de energia mais abundante na natureza, proporcionando eficiências de produção sólidas e crescentes (Kannan e Vakeesan, 2016), mas também, se comparada com usinas de geração eólica, possui uma

movimentação de terra e impactos ambientais menores, a utilização de produtos advindos do continente asiático proporciona um menor custo. Diante desse contexto, o mercado de Geração Centralizada experimenta um crescimento significativo. No entanto, os desafios inerentes aos projetos de usinas de grande porte tornam o cenário mais complexo, destacando a necessidade de adotar abordagens que acelerem o processo de forma mais eficiente e segura.

REFERÊNCIAS

PANORAMA da solar fotovoltaico no Brasil e no mundo. **Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR**, 10 set. 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 21 set. 2024.

BRASIL bate recorde de expansão da energia solar em 2023. **Ministério de Minas e Energia**, 18 set. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-bate-recorde-de-expansao-da-energia-solar-em-2023>. Acesso em: 21 set. 2024.

PINHO, João; GALDINO, Marco. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**, 2015. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

SECUNDES, Urbano Uelligton. **Procedimentos e normativas para instalação de Centrais Fotovoltaicas conectadas à rede elétrica em Média Tensão**. 2015. Dissertação (Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015.

BID - BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO. Viabilidade Técnica, Econômica e Projeto Executivo de Sistema de Microgeração de Energia Solar Fotovoltaica – DEINTER-9.

FILHO, Genilson. **Uma Proposta de Metodologia de Cálculo para Estimação de Perdas Horárias de uma Usina Fotovoltaica com Módulos Bifaciais**. TCC - Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, p. 121. 2021.

PREFEITURA MUNICIPAL DE PEIXOTO DE AZEVEDO/MT. Relatório Final Usina Fotovoltaica Peixoto de Azevedo Conforme Edital PMI N° 005/2021.

BARROS, Alan. **Metodologia de Estruturação de Projetos voltada para Usinas Fotovoltaicas de Micro e Minigeração Distribuída para atender a Licitações**

Públicas. Especialização em Fontes Renováveis da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, p.126. 2020.

TREVISAN, Luiz; JUNIOR, Jair. Estudo comparativo de ligação de Usinas Fotovoltaicas de 480 kW em Baixa ou Média Tensão. **VIII CGGD**, Belo Horizonte, MG, ago. 1998. Disponível em: <http://www.datavenia.inf.br/frame.artig.html>. Acesso em: 10 set. 1998.

AMARAL, Maria. **Análise do software cableizer para validação de cabos de baixa tensão diretamente enterrados em usinas solares centralizadas.** 2023. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2023.

NBR-5410 - Instalações elétricas de baixa tensão – ABNT, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Infográfico ABSOLAR. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>> . Acesso em: 04 e set de 2024.

NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho – ABNT, 2020.

NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto – ABNT, 2019.

IEC 60364-7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

ABNT NBR 5419:2015: Proteção Contra Descargas Atmosféricas.

IEC 60502-2-2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) – Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV).

IEC 61730-2:2016: Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing. ABU-SIADA, A.; ISLAM, S. High frequency transformer computer modeling. IEEE Power Engineering Conference. [S.l.]: [s.n.]. 2007.

Cableizer. Disponível em: < <https://www.cableizer.com/>>. Acesso em: 04 de out. de 2024.

APÊNDICE A – SIMULAÇÃO CABLEIZER

Report

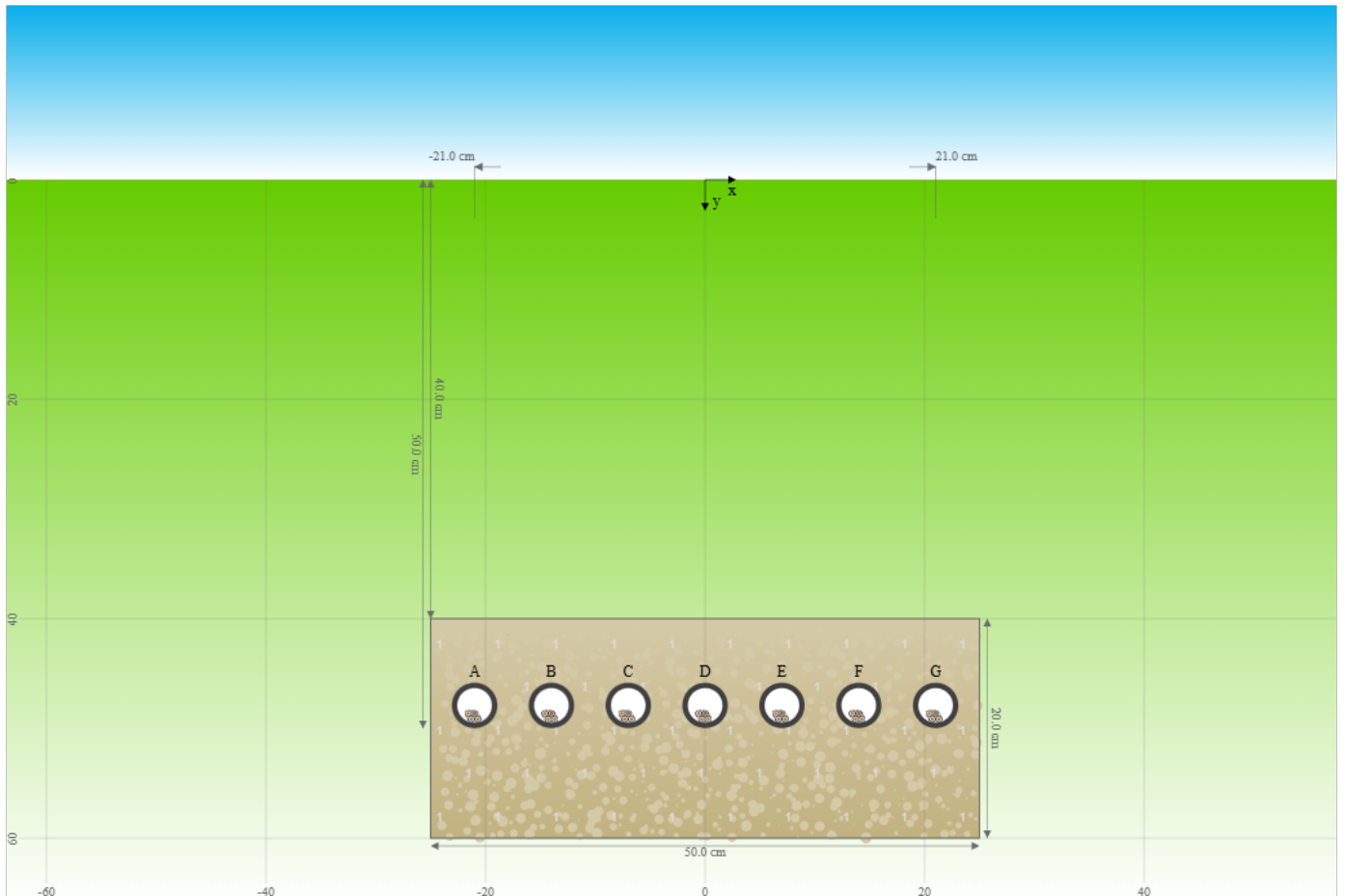
| | |
|--------------------|---|
| Title | 1 VALAS BTCC 7 DUTOS - UFV LAG01 |
| Project | CAMPO SOLAR OBJETO DE ESTUDO |
| Description | Distância entre os eixos dos eletrodutos 0,07m 1 vala com: - 7 dutos de 30mm com dois circuitos BTCC. |
| Created | Date: 2024-11-06 Time: 18:04 Software version: 6701e (2024-10-24) |

Arrangement

| | |
|--|--------------------------------|
| Arrangement | buried project (#55531) |
| Options | None |
| Cigre TB 880, optional guidance points (see preferences) | None |
| Systems | A, B, C, D, E, F, G |

Statistics

| | | |
|--|----------------|------------|
| Number of iterations of the solver | N_{calc} | 38 |
| Sum of currents from all systems | I_{sum} | 275.2 A |
| Sum of average conductor temperatures from all systems | θ_{sum} | 573.3 °C |
| Number of overheated electrical systems | | 0 |
| Sum of losses from all systems | W_{sum} | 45.612 W/m |



Systems

Following systems are active in the arrangement:

| System | Object | Current [A] I_c | Temp. [°C] θ_c θ_e (θ_{de}) | Losses [W/m] W_{sys} | Load LF |
|--------|---------------------|----------------------|---|---------------------------|--------------|
| A | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 77.6 76.7 (69.1) | 6.4 | 1.00 |
| B | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 82.1 81.2 (73.6) | 6.5 | 1.00 |
| C | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 84.4 83.5 (75.9) | 6.6 | 1.00 |
| D | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 85.1 84.2 (76.7) | 6.6 | 1.00 |
| E | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 84.4 83.5 (75.9) | 6.6 | 1.00 |
| F | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 82.1 81.2 (73.6) | 6.5 | 1.00 |
| G | Prysun Fotovoltaico | 2x 19.7 | 77.6 76.7 (69.1) | 6.4 | 1.00 |

Objects

Following objects are used:

Prysun Fotovoltaico

Ambient

| | | |
|--|-----------------|------------------------------|
| Calculation method | | IEC Standard (with backfill) |
| Ambient temperature | θ_a | 35 °C |
| Thermal resistivity soil | ρ_4 | 2.5 K.m/W |
| Thermal conductivity soil | k_4 | 0.4 W/(m.K) |
| Volumetric heat capacity soil material | $c_{p,soil}$ | 1779 J/(kg.K) |
| Thermal diffusivity soil | δ_{soil} | 2.32e-7 m ² /s |
| Ratio thermal resistivity dry/moist soil | v_4 | 1 |

Constants

| | | |
|----------------------------------|----------------|---|
| Standard acceleration of gravity | g | 9.80665 m/s ² |
| Archimedes' constant π | π | 3.141592653589793 |
| Absolute temperature | θ_{abs} | 273.15 K |
| Stefan Boltzmann constant | σ | 5.67036713e-8 W/m ² K ⁴ |
| Vacuum permeability | μ_0 | 1.2566370614359173e-6 H/m |
| Vacuum permittivity | ϵ_0 | 8.854187817620389e-12 F/m |

Zones

Backfill 1

| | | |
|------------------------------|----------|--|
| Calculation method | | IEC 60287-2-1 ed3.0 (2023) = El-Kady1985 |
| Thermal resistivity backfill | ρ_b | 2.5 K.m/W |
| Horizontal center backfill | x_b | 0 mm |
| Vertical center backfill | L_b | 500 mm |
| Height backfill | h_b | 200 mm |
| Width backfill | w_b | 500 mm |

System A (Low voltage cable)**Ampacity**

| | | |
|--|-------------|---------------------|
| Cable | | Prysun Fotovoltaico |
| Conductor current | I_c | 19.7 A |
| Total current for all parallel systems | $I_{c,sum}$ | 39.3 A |

Load

| | | |
|------------------|------|--------|
| System frequency | f | 0 Hz |
| Continuous load | LF | 1 p.u. |

Arrangement

| | | |
|----------------------------|-----------------|--|
| Duct material | M_d | duct made of plastic PE (polyethylene) |
| Diameter duct inner, outer | $D_{id} D_{od}$ | 31.5 41.3 mm |
| Arrangement | | individual |
| Position duct 1 | $x_1 y_1$ | -210.0 479.0 mm |

Temperature

| | | |
|-----------------------------|------------|---------|
| Temperature conductor | θ_c | 77.6 °C |
| External temperature object | θ_e | 76.7 °C |

Losses**Ohmic**

| | | |
|--------------------------|------------|-----------|
| Conductor losses (phase) | W_c | 1.607 W/m |
| Duct losses | W_{duct} | 0 W/m |
| Ohmic losses (phase) | W_I | 1.607 W/m |

Total

| | | |
|-----------------------|-----------|-----------|
| Total losses (phase) | W_t | 1.607 W/m |
| Total losses (object) | W_{tot} | 1.607 W/m |
| Total losses (system) | W_{sys} | 6.427 W/m |

Thermal resistance

| | | |
|----------------------------|------------|--------------|
| Thermal resistance ambient | $T_{4\mu}$ | 1.5266 K.m/W |
| Thermal resistance ambient | T_{4iii} | 1.5266 K.m/W |

Backfill

| | | |
|--|-----------|---------|
| Thermal resistance backfill correction | T_{4db} | 0 K.m/W |
| Number of loaded objects in backfill | N_b | 1 |

Duct

| | | |
|---------------------------------------|-----------|--------------|
| Thermal resistance medium in the duct | T_{4i} | 1.0205 K.m/W |
| Thermal resistance duct wall | T_{4ii} | 0.1509 K.m/W |

Cable

| | | |
|---|-----------|--------------|
| Internal thermal resistance for current losses | T_{int} | 0.5638 K.m/W |
| Internal thermal resistance for dielectric losses | T_d | 0.4075 K.m/W |

Other characteristics

Earthing

None

Loss factor

loss factor DC system

$\lambda_{\#}$

none

System B (Low voltage cable)**Ampacity**

| | | |
|--|-------------|---------------------|
| Cable | | Prysun Fotovoltaico |
| Conductor current | I_c | 19.7 A |
| Total current for all parallel systems | $I_{c,sum}$ | 39.3 A |

Load

| | | |
|------------------|------|--------|
| System frequency | f | 0 Hz |
| Continuous load | LF | 1 p.u. |

Arrangement

| | | |
|----------------------------|-----------------|--|
| Duct material | M_d | duct made of plastic PE (polyethylene) |
| Diameter duct inner, outer | $D_{id} D_{od}$ | 31.5 41.3 mm |
| Arrangement | | individual |
| Position duct 1 | $x_1 y_1$ | -140.0 479.0 mm |

Temperature

| | | |
|-----------------------------|------------|---------|
| Temperature conductor | θ_c | 82.1 °C |
| External temperature object | θ_e | 81.2 °C |

Losses**Ohmic**

| | | |
|--------------------------|------------|----------|
| Conductor losses (phase) | W_c | 1.63 W/m |
| Duct losses | W_{duct} | 0 W/m |
| Ohmic losses (phase) | W_I | 1.63 W/m |

Total

| | | |
|-----------------------|-----------|----------|
| Total losses (phase) | W_t | 1.63 W/m |
| Total losses (object) | W_{tot} | 1.63 W/m |
| Total losses (system) | W_{sys} | 6.52 W/m |

Thermal resistance

| | | |
|----------------------------|------------|--------------|
| Thermal resistance ambient | $T_{4\mu}$ | 1.5266 K.m/W |
| Thermal resistance ambient | T_{4iii} | 1.5266 K.m/W |

Backfill

| | | |
|--|-----------|---------|
| Thermal resistance backfill correction | T_{4db} | 0 K.m/W |
| Number of loaded objects in backfill | N_b | 1 |

Duct

| | | |
|---------------------------------------|-----------|--------------|
| Thermal resistance medium in the duct | T_{4i} | 1.0074 K.m/W |
| Thermal resistance duct wall | T_{4ii} | 0.1509 K.m/W |

Cable

| | | |
|---|-----------|--------------|
| Internal thermal resistance for current losses | T_{int} | 0.5638 K.m/W |
| Internal thermal resistance for dielectric losses | T_d | 0.4075 K.m/W |

Other characteristics

Earthing

None

Loss factor

loss factor DC system

$\lambda_{\#}$

none

System C (Low voltage cable)**Ampacity**

| | | |
|--|-------------|---------------------|
| Cable | | Prysun Fotovoltaico |
| Conductor current | I_c | 19.7 A |
| Total current for all parallel systems | $I_{c,sum}$ | 39.3 A |

Load

| | | |
|------------------|------|--------|
| System frequency | f | 0 Hz |
| Continuous load | LF | 1 p.u. |

Arrangement

| | | |
|----------------------------|-----------------|--|
| Duct material | M_d | duct made of plastic PE (polyethylene) |
| Diameter duct inner, outer | $D_{id} D_{od}$ | 31.5 41.3 mm |
| Arrangement | | individual |
| Position duct 1 | $x_1 y_1$ | -70.0 479.0 mm |

Temperature

| | | |
|-----------------------------|------------|---------|
| Temperature conductor | θ_c | 84.4 °C |
| External temperature object | θ_e | 83.5 °C |

Losses**Ohmic**

| | | |
|--------------------------|------------|-----------|
| Conductor losses (phase) | W_c | 1.642 W/m |
| Duct losses | W_{duct} | 0 W/m |
| Ohmic losses (phase) | W_I | 1.642 W/m |

Total

| | | |
|-----------------------|-----------|-----------|
| Total losses (phase) | W_t | 1.642 W/m |
| Total losses (object) | W_{tot} | 1.642 W/m |
| Total losses (system) | W_{sys} | 6.568 W/m |

Thermal resistance

| | | |
|----------------------------|------------|--------------|
| Thermal resistance ambient | $T_{4\mu}$ | 1.5266 K.m/W |
| Thermal resistance ambient | T_{4iii} | 1.5266 K.m/W |

Backfill

| | | |
|--|-----------|---------|
| Thermal resistance backfill correction | T_{4db} | 0 K.m/W |
| Number of loaded objects in backfill | N_b | 1 |

Duct

| | | |
|---------------------------------------|-----------|--------------|
| Thermal resistance medium in the duct | T_{4i} | 1.0008 K.m/W |
| Thermal resistance duct wall | T_{4ii} | 0.1509 K.m/W |

Cable

| | | |
|---|-----------|--------------|
| Internal thermal resistance for current losses | T_{int} | 0.5638 K.m/W |
| Internal thermal resistance for dielectric losses | T_d | 0.4075 K.m/W |

Other characteristics

Earthing

None

Loss factor

loss factor DC system

$\lambda_{\#}$

none

System D (Low voltage cable)**Ampacity**

| | | |
|--|-------------|---------------------|
| Cable | | Prysun Fotovoltaico |
| Conductor current | I_c | 19.7 A |
| Total current for all parallel systems | $I_{c,sum}$ | 39.3 A |

Load

| | | |
|------------------|------|--------|
| System frequency | f | 0 Hz |
| Continuous load | LF | 1 p.u. |

Arrangement

| | | |
|----------------------------|-----------------|--|
| Duct material | M_d | duct made of plastic PE (polyethylene) |
| Diameter duct inner, outer | $D_{id} D_{od}$ | 31.5 41.3 mm |
| Arrangement | | individual |
| Position duct 1 | $x_1 y_1$ | 0.0 479.0 mm |

Temperature

| | | |
|-----------------------------|------------|---------|
| Temperature conductor | θ_c | 85.1 °C |
| External temperature object | θ_e | 84.2 °C |

Losses**Ohmic**

| | | |
|--------------------------|------------|-----------|
| Conductor losses (phase) | W_c | 1.646 W/m |
| Duct losses | W_{duct} | 0 W/m |
| Ohmic losses (phase) | W_I | 1.646 W/m |

Total

| | | |
|-----------------------|-----------|-----------|
| Total losses (phase) | W_t | 1.646 W/m |
| Total losses (object) | W_{tot} | 1.646 W/m |
| Total losses (system) | W_{sys} | 6.583 W/m |

Thermal resistance

| | | |
|----------------------------|------------|--------------|
| Thermal resistance ambient | $T_{4\mu}$ | 1.5266 K.m/W |
| Thermal resistance ambient | T_{4iii} | 1.5266 K.m/W |

Backfill

| | | |
|--|-----------|---------|
| Thermal resistance backfill correction | T_{4db} | 0 K.m/W |
| Number of loaded objects in backfill | N_b | 1 |

Duct

| | | |
|---------------------------------------|-----------|--------------|
| Thermal resistance medium in the duct | T_{4i} | 0.9987 K.m/W |
| Thermal resistance duct wall | T_{4ii} | 0.1509 K.m/W |

Cable

| | | |
|---|-----------|--------------|
| Internal thermal resistance for current losses | T_{int} | 0.5638 K.m/W |
| Internal thermal resistance for dielectric losses | T_d | 0.4075 K.m/W |

Other characteristics

Earthing

None

Loss factor

loss factor DC system

$\lambda_{\#}$

none

System E (Low voltage cable)**Ampacity**

| | | |
|--|-------------|---------------------|
| Cable | | Prysun Fotovoltaico |
| Conductor current | I_c | 19.7 A |
| Total current for all parallel systems | $I_{c,sum}$ | 39.3 A |

Load

| | | |
|------------------|------|--------|
| System frequency | f | 0 Hz |
| Continuous load | LF | 1 p.u. |

Arrangement

| | | |
|----------------------------|---------------|--|
| Duct material | M_d | duct made of plastic PE (polyethylene) |
| Diameter duct inner, outer | $Di_d Do_d$ | 31.5 41.3 mm |
| Arrangement | | individual |
| Position duct 1 | $x_1 y_1$ | 70.0 479.0 mm |

Temperature

| | | |
|-----------------------------|------------|---------|
| Temperature conductor | θ_c | 84.4 °C |
| External temperature object | θ_e | 83.5 °C |

Losses**Ohmic**

| | | |
|--------------------------|------------|-----------|
| Conductor losses (phase) | W_c | 1.642 W/m |
| Duct losses | W_{duct} | 0 W/m |
| Ohmic losses (phase) | W_I | 1.642 W/m |

Total

| | | |
|-----------------------|-----------|-----------|
| Total losses (phase) | W_t | 1.642 W/m |
| Total losses (object) | W_{tot} | 1.642 W/m |
| Total losses (system) | W_{sys} | 6.568 W/m |

Thermal resistance

| | | |
|----------------------------|------------|--------------|
| Thermal resistance ambient | $T_{4\mu}$ | 1.5266 K.m/W |
| Thermal resistance ambient | T_{4iii} | 1.5266 K.m/W |

Backfill

| | | |
|--|-----------|---------|
| Thermal resistance backfill correction | T_{4db} | 0 K.m/W |
| Number of loaded objects in backfill | N_b | 1 |

Duct

| | | |
|---------------------------------------|-----------|--------------|
| Thermal resistance medium in the duct | T_{4i} | 1.0008 K.m/W |
| Thermal resistance duct wall | T_{4ii} | 0.1509 K.m/W |

Cable

| | | |
|---|-----------|--------------|
| Internal thermal resistance for current losses | T_{int} | 0.5638 K.m/W |
| Internal thermal resistance for dielectric losses | T_d | 0.4075 K.m/W |

Other characteristics

Earthing

None

Loss factor

loss factor DC system

$\lambda_{\#}$

none

System F (Low voltage cable)**Ampacity**

| | | |
|--|-------------|---------------------|
| Cable | | Prysun Fotovoltaico |
| Conductor current | I_c | 19.7 A |
| Total current for all parallel systems | $I_{c,sum}$ | 39.3 A |

Load

| | | |
|------------------|------|--------|
| System frequency | f | 0 Hz |
| Continuous load | LF | 1 p.u. |

Arrangement

| | | |
|----------------------------|---------------|--|
| Duct material | M_d | duct made of plastic PE (polyethylene) |
| Diameter duct inner, outer | $Di_d Do_d$ | 31.5 41.3 mm |
| Arrangement | | individual |
| Position duct 1 | $x_1 y_1$ | 140.0 479.0 mm |

Temperature

| | | |
|-----------------------------|------------|---------|
| Temperature conductor | θ_c | 82.1 °C |
| External temperature object | θ_e | 81.2 °C |

Losses**Ohmic**

| | | |
|--------------------------|------------|----------|
| Conductor losses (phase) | W_c | 1.63 W/m |
| Duct losses | W_{duct} | 0 W/m |
| Ohmic losses (phase) | W_I | 1.63 W/m |

Total

| | | |
|-----------------------|-----------|----------|
| Total losses (phase) | W_t | 1.63 W/m |
| Total losses (object) | W_{tot} | 1.63 W/m |
| Total losses (system) | W_{sys} | 6.52 W/m |

Thermal resistance

| | | |
|----------------------------|------------|--------------|
| Thermal resistance ambient | $T_{4\mu}$ | 1.5266 K.m/W |
| Thermal resistance ambient | T_{4iii} | 1.5266 K.m/W |

Backfill

| | | |
|--|-----------|---------|
| Thermal resistance backfill correction | T_{4db} | 0 K.m/W |
| Number of loaded objects in backfill | N_b | 1 |

Duct

| | | |
|---------------------------------------|-----------|--------------|
| Thermal resistance medium in the duct | T_{4i} | 1.0074 K.m/W |
| Thermal resistance duct wall | T_{4ii} | 0.1509 K.m/W |

Cable

| | | |
|---|-----------|--------------|
| Internal thermal resistance for current losses | T_{int} | 0.5638 K.m/W |
| Internal thermal resistance for dielectric losses | T_d | 0.4075 K.m/W |

Other characteristics

Earthing

None

Loss factor

loss factor DC system

$\lambda_{\#}$

none

System G (Low voltage cable)**Ampacity**

| | | |
|--|-------------|---------------------|
| Cable | | Prysun Fotovoltaico |
| Conductor current | I_c | 19.7 A |
| Total current for all parallel systems | $I_{c,sum}$ | 39.3 A |

Load

| | | |
|------------------|------|--------|
| System frequency | f | 0 Hz |
| Continuous load | LF | 1 p.u. |

Arrangement

| | | |
|----------------------------|---------------|--|
| Duct material | M_d | duct made of plastic PE (polyethylene) |
| Diameter duct inner, outer | $Di_d Do_d$ | 31.5 41.3 mm |
| Arrangement | | individual |
| Position duct 1 | $x_1 y_1$ | 210.0 479.0 mm |

Temperature

| | | |
|-----------------------------|------------|---------|
| Temperature conductor | θ_c | 77.6 °C |
| External temperature object | θ_e | 76.7 °C |

Losses**Ohmic**

| | | |
|--------------------------|------------|-----------|
| Conductor losses (phase) | W_c | 1.607 W/m |
| Duct losses | W_{duct} | 0 W/m |
| Ohmic losses (phase) | W_I | 1.607 W/m |

Total

| | | |
|-----------------------|-----------|-----------|
| Total losses (phase) | W_t | 1.607 W/m |
| Total losses (object) | W_{tot} | 1.607 W/m |
| Total losses (system) | W_{sys} | 6.427 W/m |

Thermal resistance

| | | |
|----------------------------|------------|--------------|
| Thermal resistance ambient | $T_{4\mu}$ | 1.5266 K.m/W |
| Thermal resistance ambient | T_{4iii} | 1.5266 K.m/W |

Backfill

| | | |
|--|-----------|---------|
| Thermal resistance backfill correction | T_{4db} | 0 K.m/W |
| Number of loaded objects in backfill | N_b | 1 |

Duct

| | | |
|---------------------------------------|-----------|--------------|
| Thermal resistance medium in the duct | T_{4i} | 1.0205 K.m/W |
| Thermal resistance duct wall | T_{4ii} | 0.1509 K.m/W |

Cable

| | | |
|---|-----------|--------------|
| Internal thermal resistance for current losses | T_{int} | 0.5638 K.m/W |
| Internal thermal resistance for dielectric losses | T_d | 0.4075 K.m/W |

Other characteristics

Earthing

None

Loss factor

loss factor DC system

$\lambda_{\#}$

none

Cable datasheet

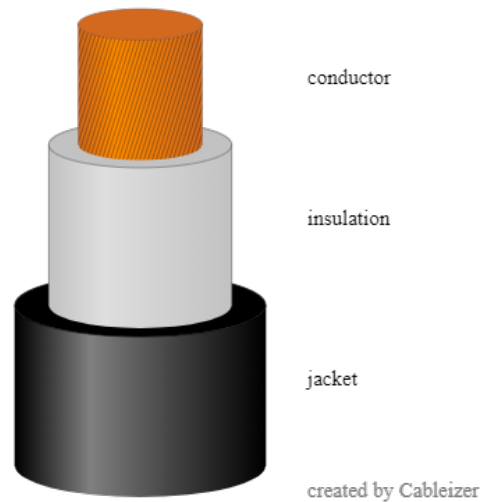
Title Prysun Fotovoltaico (#16002)

Cable is used in following systems: **A, B, C, D, E, F, G**
Cigre TB 880, optional guidance points (see preferences)

06

General Data

| | | |
|-------------------------------|----------|--------|
| Rated line-to-line voltage | U_n | 1 kV |
| Base voltage for tests | U_0 | 0.6 kV |
| Highest voltage for equipment | U_m | 1.2 kV |
| Nominal system frequency | f | 0 Hz |
| Number of conductors cable | n_c | 1 |
| Number of phases in a cable | n_{ph} | 1 |



Cable elements

| | | |
|--------------------------------|-------|---------------------------------|
| Cross-sectional area conductor | A_c | $1 \times 6 \text{ mm}^2$ |
| Conductor material | M_c | Copper, flexible 6/D |
| Insulation material | M_i | Polyvinyl chloride (PVC) |
| Jacket material | M_j | Polyvinyl chloride (PVC, ST1/2) |

Overall

| | | |
|--------------------------|-----------|-----------|
| External diameter object | D_e | 5.91 mm |
| Mass cable | m_{tot} | 0.08 kg/m |