VERIFICAÇÃO DE DESENHO Nível 1 ☐ Nível 2 ☐ Não aplicável ☐

CONTROLO DE VERSÕES

VER.	DATA	MOTIVO	PÁGINAS REVISTAS
0	06/10/2021	Primeira edição	
1	14/10/2021	Segunda edição	7; 17; 20; 27; 28; 29; 30; 33; 65; 66
2	20/10/2021	Terceira edição	Revisão geral
3	22/10/2021	Quarta edição	6; 12; 13; 21; 22; 66; 67; 71; 72

1 DESCRIÇÃO GERAL DO PROJETO 5
1.1 Localização do Parque 5
1.2 Identificação do promotor 6
1.3 Acessos 6
1.3 Normas e Regulamentação 7
1.3.1 Legislação Nacional 7
1.3.2 Legislação Internacional 10
2 SERVIDÕES E SALVAGUARDAS AMBIENTAIS 12
2.1 Servidões 12
2.2 Salvaguardas 12
2.3 Contribuição do projeto para a localidade 12
3 RECURSO SOLAR E AVALIAÇÃO ENERGÉTICA 13
3.1 Disponibilidade Solar e Avaliação Energética 13
3.1.1 Objetivo 13
3.1.2 Dados Meteorológicos 13
3.1.3 Avaliação Energética 14
4 DESCRIÇÃO GERAL DO PARQUE FOTOVOLTAICO 17
4.1 Configuração 18
4.2 Funcionamento 19
4.3 Composição da Instalação e Potências Caraterísticas 20
4.4 Sistema de Baterias 20
5 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS E SUAS CARATERÍSTICAS 23
5.1 Painel Fotovoltaico 23
5.2 Gerador Fotovoltaico 23
5.3 Estrutura 24
5.4 Cablagem de Baixa Tensão 25
5.5 Quadro de Seccionamento 26
5.6 Blocos de Potência 27
5.6.1 Inversores 27
5.6.1.1 Seguimento do Ponto de Máxima Potência (*MPPT*) 27
5.6.1.2 Caraterísticas do Energia Produzida 27

5.6.1.3 Proteções ... 28
5.6.2 Proteções Contra Contactos Diretos e Indiretos do Lado CA ... 29
5.6.3 Equipamentos de Média Tensão ... 30
5.6.3.1 Transformadores de Potência ... 30
5.6.3.2 Transformadores de Serviços Auxiliares ... 31
5.6.4 Ligação à Terra de Baixa Tensão ... 31
5.6.5 Estações Meteorológicas ... 32
5.6.6 Sistemas de Monitorização ... 32
5.6.7 Cablagem de Média Tensão ... 34
5.6.8 Ligação à Terra de Média Tensão ... 35
Terra de Proteção ... 35
Terra de Serviço ... 35
5.6.9 Harmónicos e Compatibilidade Eletromagnética ... 35
5.6.10 Equipamento de Medida de Energia Elétrica ... 35
6 CÁLCULO DO NÚMERO DE PAINÉIS ... 36
6.1 Cálculo de Painéis em Série ... 36
7 CÁLCULOS DE BAIXA TENSÃO ... 40
7.1 Cálculo de Seções de Cablagem e Elementos de Proteção ... 40
7.1.1 Troço CC: Final da ligação série – Barramento CC ... 40
7.1.1.1 Critério Térmico ... 40
7.1.1.2 Critério da Queda de Tensão ... 42
7.1.2 Troço CC: Barramento CC – Quadro de seccionamento de CC ... 44
7.1.2.1 Critério Térmico ... 44
7.1.2.2 Critério de Queda de Tensão ... 45
7.1.3 Troço CC: Quadro de seccionamento - Entrada do inversor ... 46
7.1.3.1 Critério Térmico ... 46
7.1.3.2 Critério de Queda de Tensão ... 47
7.2 Cálculo de proteções contra sobretensões, resistência de isolamento e saída do inversor. 48
7.2.1 Troço CC: Proteção Contra Sobretensões ... 48
7.2.2 Troço CC: Proteção Contra Contactos Diretos e Indiretos ... 48
8 CÁLCULOS DE MÉDIA TENSÃO ... 49
8.1 Cálculo de Seções de Cablagem ... 49

8.1.1 Correntes Máximas 49
8.1.2 Quedas de Tensão 50
8.1.3 Corrente de Curto-Circuito 53
8.1.4 Perdas de Potência 53
9 CÁLCULOS DA REDE DE TERRAS 56
9.1 Dados de Entrada 56
9.1.1 Ligação à Terra de Postos de Transformação 57
9.1.1.1 Cálculo das máximas tensões de passo e de contato admissíveis pelo corpo humano 58
9.1.1.2 Dimensionamento da Secção do Condutor da Rede de Terras 58
9.1.1.3 Cálculo da Corrente Máxima da Rede de Terras 60
9.1.1.4 Cálculo das Tensões Máximas de Passo e Contacto durante a Ocorrência do Defeito 62
10 OBRA CIVIL 66
10.1 Considerações gerais 66
10.2 Preparação do terreno 66
10.3 Estradas 67
10.4 Execução de fundações 67
10.5 Vedação exterior 68
10.6 Pessoal a contratar 69
11 SEGURANÇA E SAÚDE 71
12 ANEXOS e PEÇAS DESENHADAS 72
12.1 ANEXOS 72
12.2 PEÇAS DESENHADAS 72

1 DESCRIÇÃO GERAL DO PROJETO

Este documento carateriza a Central Solar Fotovoltaica THSiS de 1.143 MVA de ligação, com sistema de armazenamento de energia através de baterias, localizado em Santiago do Cacém, no distrito de Setúbal. É constituído por quatro sub-parques, diferenciados pela sua localização geográfica relativa e designados por sub-parque norte, sub-parque sul, sub-parque central e sub-parque oeste. A cada sub-parque corresponde uma subestação interna elevadora 30/150 kV, que recebe a energia produzida por cada um deles.

O parque fotovoltaico é localizado em terrenos rústicos, com os painéis instalados em estrutura fixa do tipo 3Vx9, evacuando a energia produzida, em média tensão, através das quatro subestações e por uma subestação de alta tensão, igualmente interna e elevadora, de 150/400 kV, que por sua vez ligará ao ponto de interligação com a RESP, sito na União de Freguesias de S. Domingos e de Vale de Água, concelho de Santiago do Cacém, distrito de Setúbal. O projecto destas subestações encontra-se nas respectivas peças escritas e desenhadas e não faz parte do presente documento.

Este projeto tem por base dois objetivos:

- Fomentar a energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de produção de energia elétrica.
- Diminuir a emisão de gases de efeito estufa nos processos de produção de energia elétrica.

1.1 Localização do Parque

A CSF THSiS está situado no distrito de Setúbal, pertencente ao município de Santiago do Cacém, na União de freguesias de São Domingos e Vale de Água, ambas localizadas a Sudeste do Centro de Santiago do Cacém.

Distrito:	Setúbal
Concelho:	Santiago do Cacém
Freguesias:	São Domingos e Vale de Água
Localização:	37,88° N; -8,54° O (zona 29 S)

A área de implantação é mostrada na figura 1.

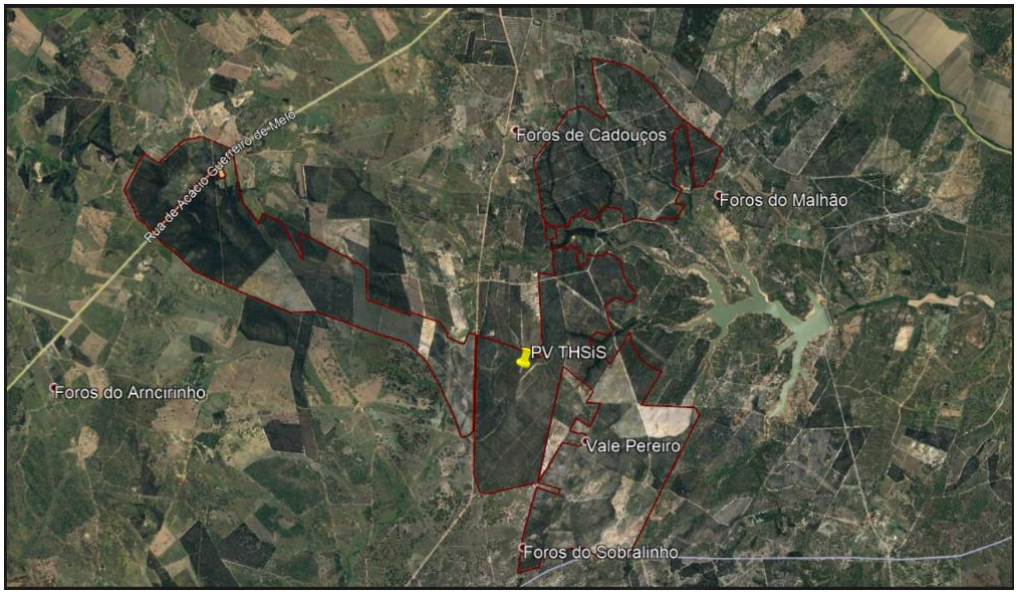

Figura 1 - Vista aérea da localização do parque fotovoltaico

1.2 Identificação do promotor

A SUNSHINING S.A. é a entidade promotora da CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA THE HAPPY SUN IS SHINING – CSF THSiS.

- Nome: SUNSHINING, S.A.
- NIPC: 514880970
- Código de acesso à certidão permanente: 0654-6783-5156

1.3 Acessos

O acesso ao parque fotovoltaico será efetuado a partir da EN 390 (que liga a EN 389 à localidade de Vale da Água e São Domingos - setor oeste da futura central fotovoltaica) e a partir da EM 555 (de ligação entre São Domingos a Foros do Campo – atravessa a o setor central do parque fotovoltaico).

- O acesso para veículos ligeiros e pesados à área da CSF THSiS será efetuado, fundamentalmente, a partir da EM 551-1 Acácio Guerreiro de Melo em detrimento da passagem pela povoação de Vale da Água (EN390). Pelo facto de esta última ser a única zona urbana identificada no EIA da CSF THSiS e também pelo facto de a EM 551-1 oferecer o trajeto mais curto possível e criando menores impactes;
- Na saída da estrada EN261 para a estrada municipal Acácio Guerreiro de Melo EM-551-1, esta via é caracterizada principalmente por uma envolvente florestal e aproxima-se de S. Domingos nos limites Norte e Oeste da povoação;
- Itinerário a partir do “Nó de Grândola Sul” - No que diz respeito ao itinerário de acesso à localização da CSF THSiS a partir do “Nó de Grândola Sul”, foi tida em consideração a seleção do trajeto mais curto possível e que criasse menores impactes. É proposta somente uma forma de acesso à CSF THSiS, sentido Norte-Sul a partir do “Nó de Grândola Sul” em direção a Alvalade do Sado, como se pode ver abaixo na Figura 2.

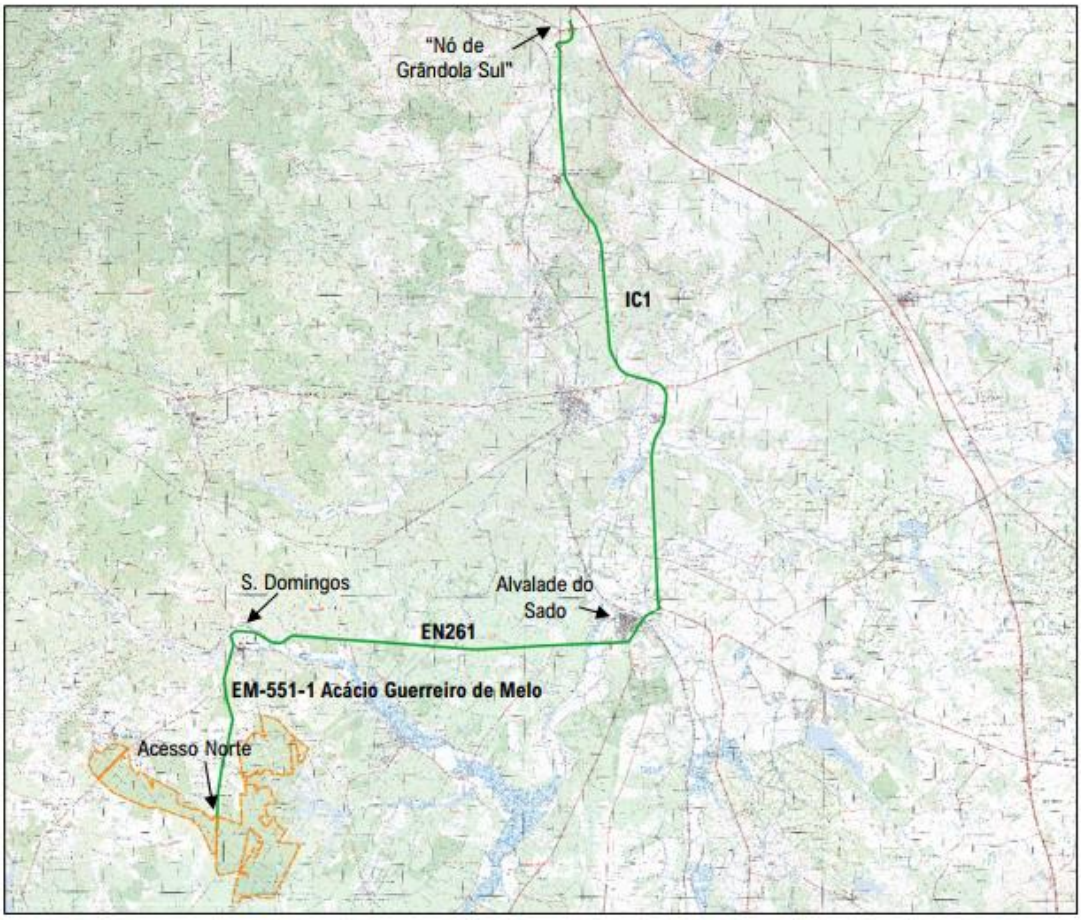

Figura 2 - Itenerário de acesso à central fotovoltaica, "Nó de Grândola Sul"

1.3 Normas e Regulamentação

1.3.1 Legislação Nacional

- Carta de condições de ligação à rede da respetiva instalação de produção e seus anexos.
- Decreto Lei n. 39/2018, de 11 de junho, que estabelece o regime de prevenção e controlo das emissões de poluentes para o ar, transpondo a Diretiva da UE 2015/2193 (Diário da República n.º 111/2018, Série I de 2018-06-11).
- Regulamento n. 1120/2020, de 30 de dezembro, que aprova o regulamento das relações comerciais dos setores elétrico e do gás (Diário da República n.º 252/2020, Série II de 2020-12-30).
- Resolução do Conselho de Ministros n. 53/2020, que aprova o plano nacional de energia e clima 2030 (PNEC 2030) (Diário da República n.º 133/2020, Série I de 2020-07-10).
- Decreto Lei n. 168/99, de 18 de maio, que revê o regime aplicável à atividade de produção de energia elétrica, no âmbito do sistema elétrico independente, que se baseie na utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos (Diário da República n.º 115/1999, Série I-A de 1999-05-18).

- Decreto Lei n. 26852, de 30 de julho de 1936, alterado pelos Decretos Lei n. 446/76 de 5 de junho e n. 101/2007, de 2 de abril, bem como pela Portaria n. 344/89, de 13 de maio, que estabelece o Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas (Diário do Governo n.º 177/1936, Série I de 1936-07-30);
- Decreto Lei n. 76/2019, de 3 de junho, que constitui a décima primeira alteração ao Decreto Lei n 172/2006, de 23 de agosto, que regula toda a atividade aplicável à produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à organização dos mercados de Eletricidade (Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03);
- Decreto Lei n. 96/2017, de 10 de agosto, alterado pelo Decreto Lei n. 61/2018, de 21 de agosto, que estabelece o regime das instalações elétricas particulares (Diário da República n.º 154/2017, Série I de 2017-08-10);
- Portaria n. 949-A/2006, de 11 de setembro, alterada pela Portaria n. 252/2015, de 19 de agosto, que aprova as Regras Técnica das Instalações Elétricas em Baixa Tensão (Diário da República n.º 175/2006, 1º Suplemento, Série I de 2006-09-11);
- Decreto Regulamentar n. 90/84, de 26 de dezembro, que estabelece o Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição em Baixa Tensão (Diário da República n.º 297/1984, Série I de 1984-12-26);
- Guia técnico das instalações elétricas de produção independente de energia elétrica (DGEG);
- Especificações técnicas relativas ao distribuidor de energia (E-REDES) (documento D00-Z40-001 – Sistema de Gestão do Desenvolvimento Tecnológico);
- Decreto Regulamentar n. 1/92, de 18 de fevereiro, que aprova o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (Diário da República n.º 41/1992, Série I-B de 1992-02-18);
- Portaria n. 73/2020, de 16 de março, que define requisitos não exaustivos para ligação dos módulos geradores à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) (Diário da República n.º 53/2020, Série I de 2020-03-16);
- Decreto Lei n. 152-B/2017, de 11 de dezembro, que procede à quarta alteração ao Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 47/2014, de 24 de março, e 179/2015, de 27 de agosto, e pela Lei n.º 37/2017, de 2 de junho, que estabelece o regime jurídico da avaliação de impacte ambiental dos projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente (Diário da República n.º 236/2017, 1º Suplemento, Série I de 2017-12-11).
- Decreto Lei n. 42895, de 31 de março, alterado pelo Decreto Regulamentar n. 14/77, de 18 de fevereiro, e pelo Decreto Regulamentar n. 56/85, de 6 de setembro, que estabelece o Regulamento de Segurança de Subpostos e Postos de Transformação e de Seccionamento (Diário do Governo n.º 75/1960, Série I de 1960-03-31);
- Portaria n. 1532/2008, de 29 de dezembro, alterada pela Portaria n. 135/2020, de 2 de junho, retificada pela Declaração de Retificação n. 26/2020, que aprova o regulamento técnico de segurança contra incêndios em edifícios ou estabelecimentos (Diário da República n.º 250/2008, Série I de 2008-12-29)
- Decreto Lei n. 31/2017, que estabelece as regras aplicáveis à compatibilidade eletromagnética dos equipamentos, transpondo a Diretiva n.º 2014/30/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014, relativa à harmonização da legislação dos Estados-Membros respeitante à compatibilidade eletromagnética.
- Aviso n. 2087/2016, de 19 de fevereiro, que faz a revisão do plano diretor municipal de santiago do cacém (Diário da República n.º 35/2016, Série II de 2016-02-19).

- Decreto Lei n. 276/2003, de 4 de novembro, que, no uso da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 51/2003, de 22 de Agosto, estabelece o novo regime jurídico dos bens do domínio público ferroviário, incluindo as regras sobre a sua utilização, desafetação, permuta e, bem assim, as regras aplicáveis às relações dos proprietários confinantes e população em geral com aqueles bens (Diário da República n.º 255/2003, Série I-A de 2003-11-04);
- Lei n. 34/2015, de 27 de abril, que aprova o novo Estatuto das Estradas da Rede Rodoviária Nacional (Diário da República n.º 81/2015, Série I de 2015-04-27);
- Lei 2110/1961, de 19 de agosto, que promulga o Regulamento Geral das Estradas e Caminhos Municipais (Diário do Governo n.º 192/1961, Série I de 1961-08-19);
- Lei 31/2016, de 23 de agosto, que marca a terceira alteração à Lei n.º 54/2005, de 15 de novembro, alterada pelas Leis n.os 78/2013, de 21 de novembro, e 34/2014, de 19 de junho, que estabelece a titularidade dos recursos hídricos (Diário da República n.º 161/2016, Série I de 2016-08-23);
- Decreto Lei n. 107/2009, de 15 de maio, que aprova o regime de protecção das albufeiras de águas públicas de serviço público e das lagoas ou lagos de águas públicas (Diário da República n.º 94/2009, Série I de 2009-05-15);
- Portaria n. 522/2009, de 15 de maio, que determina a reclassificação das albufeiras de águas públicas de serviço público (Diário da República n.º 94/2009, Série I de 2009-05-15);
- Decreto Lei n. 86/2002, de 10 de julho, que atualiza o regime jurídico das obras de aproveitamento hidroagrícola, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 269/82, de 10 de julho (Diário da República n.º 81/2002, Série I-A de 2002-04-06);
- Decreto Lei n. 199/2015, de 16 de setembro, que procede à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 73/2009, de 31 de março, que aprova o regime jurídico da Reserva Agrícola Nacional (Diário da República n.º 181/2015, Série I de 2015-09-16);
- Decreto Lei n. 124/2019, de 28 de agosto, que procede à quarta alteração ao Decreto-Lei n.º 166/2008, de 22 de agosto, alterado pelos Decretos-Leis n.os 239/2012, de 2 de novembro, 96/2013, de 19 de julho, e 80/2015, de 14 de maio, que estabelece o Regime Jurídico da Reserva Ecológica Nacional (Diário da República n.º 164/2019, Série I de 2019-08-28);
- Decreto Lei n. 55/2007, de 12 de março, que representa a terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 327/90, de 22 de Outubro, alterado, por ratificação, pela Lei n.º 54/91, de 8 de Agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 34/99, de 5 de Fevereiro, que estabelece medidas de protecção aos povoamentos florestais percorridos por incêndios (Diário da República n.º 50/2007, Série I de 2007-03-12);
- Decreto Lei n. 155/2004, de 25 de maio, que altera o Decreto-Lei n.º 169/2001, de 25 de Maio, que estabelece as medidas de proteção ao sobreiro e à azinheira (Diário da República n.º 152/2004, Série I-A de 2004-06-30);
- Decreto Lei n. 143/82, de 26 de abril, que atribui ao Instituto Geográfico e Cadastral a competência exclusiva para a elaboração e conservação de toda a cartografia básica para a construção da Carta Cadastral do País e dota-o dos instrumentos jurídicos indispensáveis à consecução de tais objectivos (Diário da República n.º 96/1982, Série I de 1982-04-26);
- Norma CEI 529, 1989 - 1 - Índices de proteção dos invólucros dos equipamentos e materiais elétricos.
- Norma CEI 536, 1976 - Classificação dos equipamentos elétricos quanto à proteção contra choques elétricos, em caso de defeito de isolamento.
- Norma EN 50110-1, 1996 - Trabalhos em instalações elétricas.

- Normas CEI 479-1 e 479-2: 1994 - Efeitos da corrente elétrica sobre o corpo humano
- Normas Portuguesas 1270, 1271 e 1272.
- Normas Portuguesas 2356-4, 2357.
- Normas UNE: EN 60439-3, EN 12464-1, EN 12464-2.
- Regulamento 2016/631 da Comissão Europeia de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede.

1.3.2 Legislação Internacional

- IEC 60228: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for insulated cable conductors.*
- IEC 60502-1: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for cables rated at 1 kV (Umax = 1.2 kV) and 3 kV (Umax = 3.6 kV).*
- IEC 60304: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for standard insulation colors for cables and low frequency networks.*
- IEC 60216: *International Standard of the International Electrotechnical Commission - Materials for Electrical Insulation - Thermal Properties and Durability*
- IEC 60229: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for tests of exterior coverings with a special protection function and that are applied by extrusión.*
- IEC 60230: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for impulse testing on cables and their accessories.*
- IEC 60811: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for Common test methods for insulation materials and electrical cable coverage.*
- IEEE 48: *Standard of the Institute of Electrical and Electronics Engineers for terminals of medium and high voltage cables.*
- IEEE 592: *Standard of the Institute of Electrical and Electronics Engineers for semiconductor coatings of medium voltage splices and connectors.*
- IEC 60502-2: Cables for rated voltages from 6 kV (Um = 7,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV).
- IEC 60055: *International Standard of the International Electrotechnical Commission - Cables with insulation for rated voltages up to 18/30 kV (with copper or aluminum conductors)*
- IEC 60228: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for insulated cable conductors.*
- IEC 60229: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for tests of exterior cable coverings with a special protection applied by extrusión.*
- IEC 60230: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for impulse testing on cables and their accessories.*
- IEC 60446: *International Standard of the International Electrotechnical Commission Fundamental safety principles for the human-machine interface, marking and identification. Identification of conductors by color or by numbers.*
- IEC 60502-2: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for cables rated at 6 kV (Umax = 7.2 kV) and 30 kV (Umax = 36 kV).*

- IEC 60811: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for Common test methods for insulation materials and electrical cable coverage.*
- IEC 60986: *International Standard of the International Electrotechnical Commission for short-circuit temperature limits on rated voltage cables of 6 kV (Umax = 7.2 kV) and 30 kV (Umax = 36 kV).*
- IEC 61442: *International Standard of the International Electrotechnical Commission- Testing for cable accessories with voltage between 6 and 36 kV.*
- IEC 28:1925: *International Standard of Resistance for Copper*
- IEC 38:1983: *Standard Voltages*
- IEC 60332:2020: *Tests on electric and optical fibre cables under fire conditions*
- IEC 60364-4-41: *Low- Voltage Electric Installations – Part 4-41: Protection for safety – Protection against electric shock*
- IEC 60909-0:2016: *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents*
- IEC 60076-5:2006: *Ability to Withstand the Short Circuit*
- IEC 60445:2017/COR1:2017: *Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification - Identification of equipment terminals, conductor terminations and conductors*
- IEC 62271-200:2021 – *High Voltage switchgear and controlgear - Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV*
- IEC TR 62271-302:2010: *Alternating current circuit-breakers with intentionally non-simultaneous pole operation*
- EN 62446-1:2016: *Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1: Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection*
- Diretiva Europeia 2014/30/UE

2 SERVIDÕES E SALVAGUARDAS AMBIENTAIS

A área onde será instalada a central fotovoltaica está abrangida por diversas servidões e salvaguardas ambientais, das quais se destacam:

2.1 Servidões

- Domínio hídrico;
- Vias rodoviárias;
- Rede Viária Florestal;
- Proteção a Rede de Pontos de Água (PIMDFCI);
- Apoios e área de acesso à apoios de linhas elétricas existentes;
- Povoamentos de sobreiro e azinheira (vulgo montados);
- Reserva Agrícola Nacional;
- Plano de Ordenamento da Albufeira de Fonte Serne (Albufeira e Margens Fonte Serne);
- Distanciamentos aos limites de parcela no âmbito da legislação da Defesa da Floresta Contra Incêndios;
- Áreas de perigosidade de incêndio alta e muito alta na implantação das edificações.

2.2 Salvaguardas

- Linhas de água;
- Corredores ecológicos de proteção e requalificação de ecossistemas ribeirinhos;
- Cortinas arbóreas e arbustivas e sebes;
- Distancia de proteção ao centro da povoação de Vale da água e habitações dispersas para efeitos de visibilidade, presença e ruído;
- Culturas arvense e pomar;
- Ocorrências patrimoniais a manter;
- Proteção ao dormitório pombo torcaz;
- Afastamento e proteção de poços e furos;
- Áreas de continuidade ecológica e florestal para quercíneas;
- Área de proteção a quercíneas isoladas.

2.3 Contribuição do projeto para a localidade

Pelas suas características, este Projeto permite e possibilita a distribuição de contrapartidas e, não só para o ambiente, como também para a comunidade local. Abaixo elencam-se alguns exemplos de benefícios relacionados com a construção e exploração da CSF THSiS:

- Recuperação e requalificação ambiental de áreas não afetadas pela central: área de montado de sobro, RAN, linhas de água;

  Existirão áreas que não serão afetadas pelo Projeto e onde não recairão quaisquer infraestruturas de Projeto. Nestas áreas serão requalificados os ecossistemas ribeirinhos, renovadas as áreas RAN e sua utilidade, dado que no presenta a maioria se encontra ocupada com eucaliptais e ainda promovidas novas áreas onde poderão ser plantados novos povoamentos de sobreiro.

- Valorização de subprodutos do Parque para dinamizar economia local (exploração dos produtos e incentivo a unidades industriais a montante):
    - Gado Ovino (controlo da vegetação herbácea em zonas de módulos, e outras áreas de pasto), e produtos a montante (lã, lacticínios, carne);
    - Aproveitamento da cortina arbórea (zimbro, medronho, oliveira, amendoeiras);
    - Criação de abelhas e promoção de projetos de apicultura;
    - Exploração da cortiça dos sobreiros existentes, que se vão manter;

- Disponibilização de áreas não ocupadas para explorações agrícolas comunitárias;

- Protocolos com instituições de ensino da região para formar técnicos para o parque (curso de 3 anos). Envolvimento do Instituto da Segurança social de Santiago do Cacém/ IEFP e com a Escola Profissional de Sines;

- Comunidade de energia: Acesso a tarifas ou contratos de eletricidade com benefícios para os moradores das localidades mais próximas.

3 RECURSO SOLAR E AVALIAÇÃO ENERGÉTICA

3.1 Disponibilidade Solar e Avaliação Energética

3.1.1 Objetivo

Estimam-se os valores relativos à *Performance Ratio* (PR), à produção anual e horas solares equivalentes da instalação fotovoltaica com estrutura fixa, inclinada 15º face à horizontal e de tipo 3Vx9.

3.1.2 Dados Meteorológicos

Para este projeto analisam-se os dados meteorológicos dados pelo software SOLARGIS.

SolarGis é uma base de dados, propriedade da GeoModel, fornecidos por satélites de alta resolução da Europa, África, Ásia, Austrália Ocidental e Brasil, com a melhor quailidade e fiabilidade disponível no mercado tendo em conta relatórios de avaliação por parte de peritos da área.

Os dados cobrem 17 anos de rastreamento, de 1999 a 2016. A radiação solar é calculada através de modelos numéricos que são parametrizados por um conjunto de entradas que caraterizam a transmissão das nuvens, as condições atmosféricas e do solo.

Para a radiação do céu claro, o SolarGis utiliza o modelo simplificado SOLIS. Este modelo permite o cálculo rápido através de um conjunto de parâmetros de entrada. A posição do sol é um parâmetro determinista e é descrito por métodos numéricos de alta precisão. A variabilidade estocástica do método de céu aberto está definida pela dinâmica nas concentrações dos componentes atmosféricos, tais como aerosóis, vapores de água e ozono.

Os dados de satélite que utiliza o *software* SolarGis são de alta resolução espacial, de 3 a 4 km, com um intervalo temporal de 15 minutos, dados MSG, e 30 minutos, dados MFG. O índice de nuvem determina-se relacionando os quatro canais espetrais registados de radiação: albedo e propriedades

óticas das nuvens. No SolarGis, o cálculo modificado HELIOSAT-2 é adotado para a propriedade ótica da nuvem de dados de satélite.

Na tabela 1 estão registados os dados de radiação e temperatura da localização do projeto:

Tabela 1. Dados Meteorológicos

FONTE	SOLARGIS	
Mês	**Irradiação Global no plano horizontal (kWh/m²)**	**Temperatura Ambiente (ºC)**
janeiro	72,9	10,87
fevereiro	91,1	10,21
março	137,9	13,45
abril	170,8	16,45
maio	208,9	17,34
junho	223,9	20,06
julho	240,3	22,26
agosto	219,0	23,40
setembro	162,0	22,00
outubro	113,0	18,75
novembro	80,0	13,98
dezembro	63,6	10,68
Anual (kWh/m²)	1783,2	16,66

3.1.3 Avaliação Energética

A tabela 2 mostra, para o primeiro ano de funcionamento, a produção anual em MWh, o número de horas equivalentes e o PR estimados no ponto de ligação, utilizando os dados disponíveis de radiação e temperatura.

Tabela 2. Estimativa de Produção

ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO ANUAL (ANO 1)	Valor
PR estimado (%)	88,01
Produção Anual estimada no POI (MWh)	2.148.243
Horas Equivalentes Estimadas no POI (kWh/kWp/ano)	1.730

O valor destas produções inclui as seguintes perdas energéticas típicas e relativas ao sistema fotovoltaico:

- Perdas provocadas pelo sombreamento próximo (devido ao défice de irradiância e ao efeito elétrico);
- Perdas devido ao horizonte ou sombras distantes do local;
- Perdas provocadas pela refletância angular e espetral;
- Perdas pelo baixo nível de irradiância;
- Perdas por sujidade;
- Perdas devido à tolerância do painel;
- Perdas provocadas pela temperatura;
- Perdas devido à uniformidade e dispersão de parâmetros (*mismatching*);
- Perdas devido à degradação do painel para o primeiro ano (Degradação inicial incluída: LID);

- Perdas associadas à saída do inversor (devido à conversão DC/AC e ao não seguimento do ponto de máxima potência MPP);
- Perdas óhmicas na cablagem de BT (tanto no lado DC como no de AC);
- Perdas no Transformador de MT;
- Perdas devido aos Serviços Auxiliares;
- Perdas óhmicas na cablagem de MT.

Na tabela 3, mostram-se os valores de perdas estimadas para o ano zero:

Tabela 3. Dados de perdas por simulação energética

Perdas Energéticas Consideradas	Valor
Sombreamento externo (horizonte)	-0,00 %
Sombreamento interno e objetos próximos	-1,82%
Angulares (IAM)	-0,80%
Sujidade	-2,49%
Nível de irradiação	-0,20%
Perdas por Temperatura	-3,99%
Painéis - Qualidade	+0,27%
Painéis - LID	-0,60%
Incompatibilidade elétrica (*mismatch*)	-1,30%
Óhmicas em corrente contínua	-0,83%
Inversor	-1,70%
Operação do inversor	-0,00%
Cablagem AC de BT e MT	-0,00%
Transformador do posto de transformação (BT/MT)	-0,00%
Consumos auxiliares	-0,50%

O método utilizado para realizar a transposição da radiação para o plano inclinado foi o de Pérez-Ineichen, segundo estipulado na ET do cliente.

Os resultados foram obtidos por intermédio do *software* de simulação PVSYST versión 7.2.5, bem como outras ferramentas de cálculo internas comummente utilizadas para o dimensionamento de parques fotovoltaicos.

As perdas óhmicas totais na cablagem de baixa tensão em CC são calculadas de forma que a queda de tensão máxima não ultrapasse o limite estipulado de 1,2% em STC, segundo a ET do cliente.

O cálculo das produções foi realizado considerando um fator de potência de 1.

Relativamente ao consumo dos serviços auxiliares, só foram considerados os equipamentos cuja alimentação foi realizada a partir dos postos de transformação (inversores e transformadores). Os restantes serviços auxiliares gerais do parque (iluminação do edifício de controlo, etc.), não foram considerados como perdas nos cálculos de produção.

4 DESCRIÇÃO GERAL DO PARQUE FOTOVOLTAICO

Os parques fotovoltaicos convertem a energia proveniente do sol em energia elétrica de corrente contínua, através dos painéis fotovoltaicos. Esta energia é convertida em corrente alternada (650 V, 50 Hz) por utilização dos inversores. A energia é adaptada às caraterísticas de tensão da rede elétrica interna de MT (30 kV) por intermédio de transformadores, com relação de transformação de 30/0,65 kV e 6.760 kVA de potência. Vários postos de transformação são ligados entre si formando circuitos de MT e a energia evacuada por eles é recolhida por cada uma das 4 subestações elevadoras do parque, de 30/150 kV. Estas 4 subestações são ligadas entre si e formam um circuito AT (150 kV) subterrâneo, onde toda a energia do parque é evacuada para uma subestação interna elevadora, 150/400 kV.

Os componentes principais que formam o núcleo tecnológico do parque são:

- Gerador fotovoltaico.
- Estrutura Fixa FV.
- Sistema inversor.
- Posto de transformação (PT).
- Sistema de ligações elétricas.
- Proteções elétricas.
- Infraestrutura de evacuação.

Além dos componentes principais, o parque conta com uma série de componentes *standard*: sistema de monitorização, sistema de segurança, sistema de anti-incêndios, etc..

Relativamente ao sistema de segurança do parque, será instalada uma vedação cinegética perimetral. Em cada uma das entradas no parque, cada posto de transformação e cada subestação serão instaladas câmaras de videovigilância fixas. Adicionalmente serão instaladas câmaras DOMO com raio de alcance de 300 metros em pontos estratégicos do parque, preferencialmente ao longo dos caminhos internos da central, de modo maximizar a área do parque vigiada por estes equipamentos. Ambas se complementam e detetam possíveis entradas de pessoas não autorizadas na zona do parque fotovoltaico.

A instalação possui elementos de proteção tais como o interruptor automático da interligação e o interruptor geral manual, que permite isolar elétricamente a instalação fotovoltaica da rede elétrica. As caraterísticas principais dos equipamentos, cablagens e proteções são especificados ao longo do presente documento.

Assegura-se um grau de isolamento elétrico no mínimo de Classe II, no que diz respeito aos equipamentos (painéis e inversores) e aos restantes materiais (condutores, quadros, armários de ligação). Excetuam-se os cabos de corrente contínua, que serão de isolamento duplo.

A instalação incorpora todos os elementos necessários, de forma a garantir a proteção física das pessoas, a qualidade de fornecimento e que não provoquem avarias na rede, durante o seu tempo de vida.

A potência relativa ao projeto da instalação é o resultado da soma das potências de saída dos inversores que compõem o parque.

Sendo uma instalação ligada à rede em que o objetivo final do parque é vender a energia produzida, é necessário que a instalação possua equipamentos de contagem de energia por forma a fazer a medição, tanto através de visualização direta como por telecontagem, através de ligação com modem.

4.1 Configuração

A composição do parque fotovoltaico consta de quatro sub-plantas, cujas configurações são:

Tabela 4. Configuração Sub-parque Norte

Nº Configuração	Nº de PTs	Nº de Inversores/PT	Nº de caixas/Inversor	Nº de *strings/caixa*	Nº de painéis em série/*string*
1	45	4	8	12	27
2	2	4	7	12	27
			1	9	27
3	1	3	7	12	27
			1	9	27
		1	7	12	27
			1	8	27

Tabela 5. Configuração Sub-parque Sul

Nº Configuração	Nº de PTs	Nº de Inversores/PT	Nº de caixas/Inversor	Nº de *strings/caixa*	Nº de painéis em série/*string*
1	45	4	8	12	27
2	2	4	7	12	27
			1	9	27
3	1	3	7	12	27
			1	9	27
		1	7	12	27
			1	8	27

Tabela 6. Configuração Sub-parque Centro

Nº Configuração	Nº de PTs	Nº de Inversores/PT	Nº de caixas/Inversor	Nº de *strings/caixa*	Nº de painéis em série/*string*
1	45	4	8	12	27
2	2	4	7	12	27
			1	9	27
3	1	3	7	12	27
			1	9	27
		1	7	12	27
			1	8	27

Tabela 7. Configuração Sub-parque Oeste

Nº Configuração	Nº de PTs	Nº de Inversores/PT	Nº de caixas/Inversor	Nº de *strings/caixa*	Nº de painéis em série/*string*
1	45	4	8	12	27
2	3	4	7	12	27
			1	9	27

4.2 Funcionamento

A energia solar é convertida pelos painéis fotovoltaicos, designado por gerador fotovoltaico. Os painéis são montados sobre uma estrutura fixa, tipo 3Vx9, com uma inclinação de 15º relativamente à horizontal. A corrente contínua produzida pelo gerador fotovoltaico transforma-se em corrente alternada, com o auxílio de inversores trifásicos de 1.689 kVA de potência nominal de saída a 30ºC. Esta energia é conduzida ao transformador, onde se faz a elevação do nível de tensão da rede interna de MT. Esta rede liga a uma subestação interior de 30/150 kV, localizada no mesmo lote da instalação fotovoltaica, através de diferentes linhas de evacuação enterradas. Por último, a energia, em AT, é evacuada para uma subestação elevadora, igualmente interna, com relação de transformaçao de 150/400 kV.

4.3 Composição da Instalação e Potências Caraterísticas

Apresentamos, abaixo, a tabela 8 com a quantidade de equipamentos da CSF THSiS, para melhor visualização da constituição do mesmo:

Tabela 8. Quantidade e Potência dos equipamentos

Caraterísticas Elétricas	Valor/Designação
Nome da Central	Central Solar Fotovoltaica THSiS
Titular	SUNSHINING SA.
Potência na POI (MVA)	1.143
Potência Pico Instalada (MWp)	1.241,679
Potência Nominal dos Inversores (MWac)	1.297,152
Energia Anual Produzida POI (MWh/ano)	2.148.243
Horas Equivalentes POI (kWh/kWp)	1.730
Performance Ratio (PR) POI (%)	88,01
Painel Fotovoltaico	Jolywood JW-HD156N-625Wp
Inversores	INGECON SUN 1690TL B650
Estrutura	Fixa 3V9
Tensão DC (V)	1.500
Tensão AC (kV)	30/150/400
Subestação Interna 1	30/150 kV
Subestação Interna 2	150/400 kV
Evacuação	Linha de MAT a 400 kV
Pitch (m)	10,5
Tilt (º)	15
Nº de Painéis por *String* (Un)	27
Nº de Painéis (Un)	1.986.687
Nº de Inversores (Un)	768
Nº de Estruturas (Un)	73.581

4.4 Sistema de Baterias

A central fotovoltaica terá um sistema de armazenamento de energia constituído por 24 contentores de baterias de iões de lítio, de 1,25 MW cada, perfazendo um total de 30 MW (50MWh) de potência instalada.

O sistema de armazenamento de energia é fundamental para:

- o equilíbrio entre a produção de energia e o consumo;
- armazenar energia para que possa ser consumida nas horas de maior consumo;
- atenuar a intermitência da produção de energia, uma vez que as energias renováveis estão dependentes das condições climáticas, época do ano e da hora do dia.
- suporte à transmissão e distribuição, através da instalação de sistemas de armazenamento próximos às subestações, com a finalidade de estabilizar a rede elétrica.

O sistema de armazenamento de energia tem como objetivo armazenar em horas em que a procura de energia é baixa e utilizar esta energia durante o período de horas de pico do consumo. O sistema funcionará como “carga” quando estiver a armazenar energia e como “gerador” nos períodos em que estiver a descarregar energia elétrica para a rede.

As baterias armazenam energia sob a forma eletroquímica através da criação de iões eletricamente carregados, quando a bateria está a carregar a corrente contínua é convertida em energia química, quando a bateria descarrega, a energia é novamente convertida num fluxo de eletrões sob a forma de corrente contínua. Por esta razão, a utilização de baterias implica o uso de inversores, que converter a corrente alternada em corrente contínua nos períodos de carregamento e, vice-versa, no processo de descarga.

Serão instalados 6 conjuntos de baterias no recinto de cada subestação elevadora 150/30kV, perfazendo um total de 24 conjuntos de 1,25MW, totalizando 30MW de potência instalada. Prevê-se que tenham uma vida útil de no máximo 15 anos, com 1 ciclo diário.

Cada conjunto estará ligado a um inversor (DC/AC), a um transformador e cela MT. As baterias serão instaladas em “racks” dentro de contentores, que incorporam também um sistema de refrigeração e um sistema de proteção contra incêndios.

O sistema de controle das células BMS (Battery Management System) inclui monitorização, estimativa do estado de carga, controle de descarga, controle térmico e proteção do sistema.

A tecnologia utilizada para armazenamento de baterias é de iões de lítio, mais concretamente de lítio-ferrofosfato ou uma bateria LFP, com um cátodo fosfato de ferro de lítio: LiFePO. Este produto químico tem um custo mais baixo e uma maior segurança contra incêndios comparando com outros produtos químicos de lítio, como a NMC ou a NCA, com uma capacidade ciclável que se adequa às necessidades do projeto.

O BESS (Batery Energy Storage System) é composto pelos seguintes elementos:

1. Sistema de conversão de potência (PCS):
    - Estação de Potência compostas cada uma delas por:
        - Transformador de Potência
        - Células de Média Tensão
        - Quadro de Controle
        - Tranformador de Serviços Auxiliares
        - Inversor

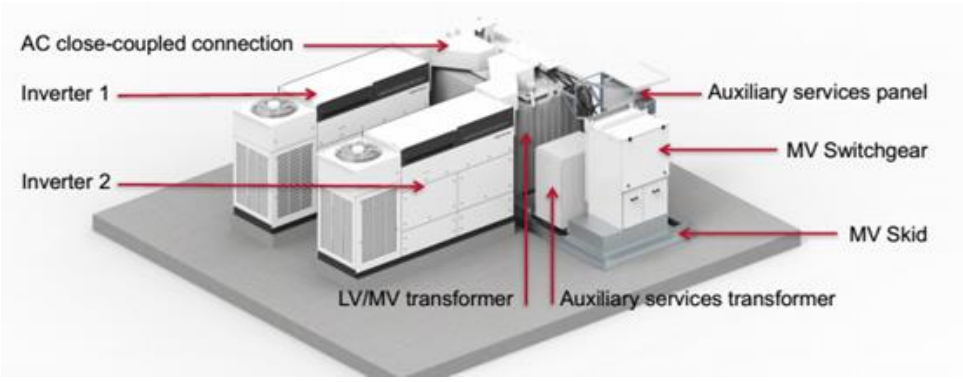

Figura 3 – Estação de Potência (sistema de baterias)

2. Baterias de ion-litio

- Contentores, contendo no seu interior:
  - Racks de baterias
  - Sistema de extinção de incêndios
  - Sistema de refrigeração de baterias (HVAC)
  - Sistema de controle das baterias

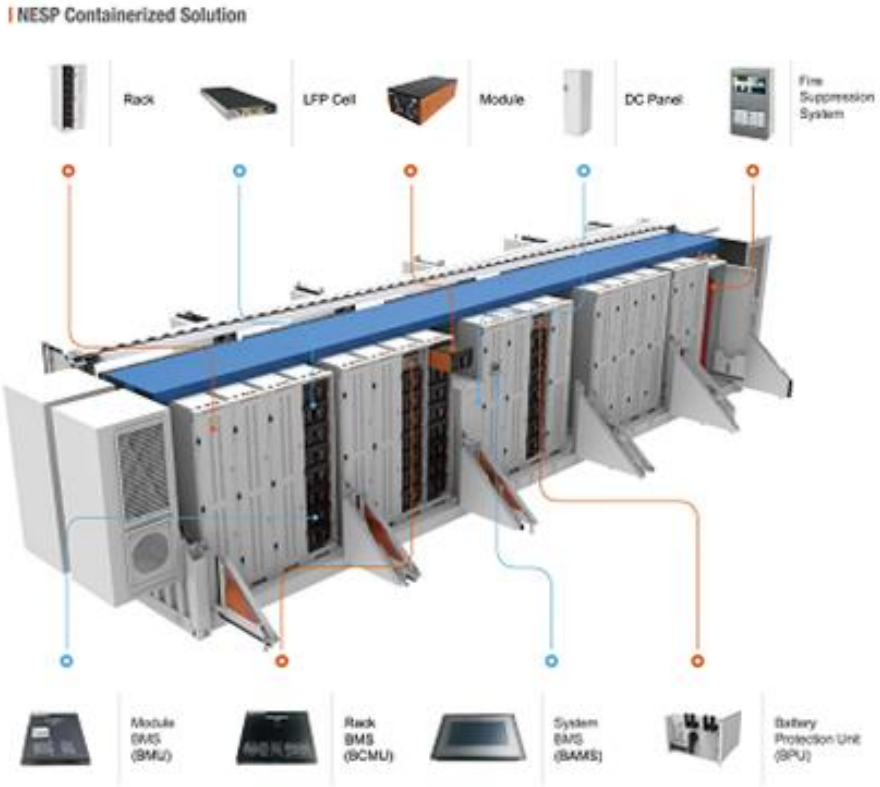

Figura 4 - Baterias

5 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS E SUAS CARATERÍSTICAS

5.1 Painel Fotovoltaico

Os painéis fotovoltaicos selecionados, Jolywood JW-HD156N-625Wp, são constituídos por 156 células de silício monocristalino de tecnologia bifacial de alta eficiência.

Tabela 10. Caraterísticas Elétricas do Painel Fotovoltaico

CARATERÍSTICAS ELÉTRICAS	Valor	Unidade
Potência nominal (STC)	625	Wp
Tolerância	+ 5	Wp
Corrente de curto-circuito (STC)	14,25	A
Tensão de circuito-aberto (STC)	55,30	V
Corrente de ponto de máxima potência (STC)	13,50	A
Tensão de ponto de máxima potência (STC)	46,30	V

Tabela 11. Parâmetros Térmicos do Painel Fotovoltaico

PARÂMETROS TÉRMICOS	Valor	Unidade
NOCT	20	ºC
Coeficiente de temperatura de corrente de curto-circuito	0,046	%/ºC
Coeficiente de temperatura de tensão de circuito-aberto	-0,260	% /ºC
Coeficiente de temperatura de potência	-0,320	% /ºC

Tabela 12. Caraterísticas Físicas do Painel Fotovoltaico

CARATERÍSTICAS FÍSICAS	Valor	Unidade
Comprimento do painel	2465	mm
Largura do painel	1134	mm
Espessura do painel	30	mm
Peso	36,9	kg

Estas caraterísticas reference a condições *standard* de operação (segundo a norma EN 61215), ou seja, 1.000 W/m^2 de irradiância, temperatura da célula de 25ºC e índice massa de ar igual a 1,5.

5.2 Gerador Fotovoltaico

A instalação fotovoltaica, completa, é formada por 1.986.687 painéis fotovoltaicos, com uma potência unitária máxima de 625 Wp. Para obter as caraterísticas da curva I-V de operação desejada, cada inversor de potência 1.689 kVA é configurado de acordo com as tabelas 4, 5, 6 e 7, com ligações em série ou *strings* de 27 painéis em paralelo. Desta forma, otimiza-se o rendimento dos inversores, em função da potência de entrada e da tensão no ponto de máxima potência. De salientar que esse rendimento está sempre dependente das condições ambientais no local.

Cada estrutura de módulos é constituída por 27 painéis, colocados em três filas paralelas de 9 painéis cada uma. Assim, três dos quatro sub-parques são constituídos, cada um deles, por 18.395 estruturas (307,932 MWp) e 192 inversores (324,288 MVA). O quarto sub-parque fica com 18.396 estruturas (307,949 MWp) e 192 inversores (324,288 MWp).

Os condutores elétricos dos painéis são de cobre plano, banhado com uma liga de estanho – prata, que melhora a soldadura. As soldaduras das células e dos condutores estão realizadas por troços para que as tensões sejam libertadas.

O painel laminado é composto de vidro temperado de alta transmissividade de 2,0 mm na frente, com tratamento de superfície anti-reflexo; encapsulante de acetato de etileno vinil transparente (EVA) termoendurecido encapsulando as células e um isolante eléctrico na parte de trás constituído por um composto de tedlar e poliéster.

As ligações elétricas são feitas por meio de uma caixa de junção com Amphenol, UTX ou conectores rápidos anti-erro semelhantes, e incluem 3 díodos de by-pass para cada 26 células. Todos os contactos elétricos são feitos por pressão, evitando o aparecimento de soldadura a frio.

A sua construção, com armações laterais de alumínio anodizado, de acordo com normas de qualidade rigorosas, permite que estes painéis resistam às condições climáticas mais adversas.

O painél proposto cumpre com a norma IEC 61215:2016 e os requisitos de Segurança Elétrica de Classe II, de acordo com a norma IEC 61730.

As caraterísticas elétricas do parque fotovoltaico vêm detalhadas na tabela 12:

Tabela 13. Caraterísticas Elétricas do Parque

CARATERÍSTICAS ELÉTRICAS	Valor	Unidade
Potência fotovoltaica instalada	1.241,679	MWp
Potência nominal	1.297,15	MVAac @ 30ºC
Máxima Tensão DC	1500	V
Tensão de saída MT AC	30	kV
Nº painéis por série/*string*	27	Ud.
Nº máximo de ligações em série/*strings* em paralelo por inversor	96	Ud.
Nº mínimo de ligações em série/*strings* em paralelo por inversor	92	Ud.

5.3 Estrutura

A estrutura está preparada para a instalação de três filas de painéis, bem como uma separação entre pontos homólogos de estruturas diferentes ou *pitch* de 10,5 m.

Cada estrutura fixa tem umaa inclinação de 15º relativamente à horizontal, com 10,286 m de comprimento e 7,2 m de largura. Os módulos são instalados a uma altura mínima do solo de 50 cm.

As estruturas estão projetadas para suportar, além da própria massa dos painéis, as sobrecargas de vento e neve. O material utilizado para a sua construção é o aço galvanizado ou alumínio, de forma que a estrutura se mantenha protegida contra a corrosão.

A parafusaria que compõe a estrutura pode ser de aço galvanizado ou aço inoxidável. O modelo de fixação dos painéis é de aço inoxidável e/ou alumínio, que permitirá as necessárias dilatações térmicas sem que isso seja repercutido em cargas que possam afetar a integridade dos painéis, bem como do seu molde.

As ações a considerar serão calculadas segundo normas do fornecedor e em função do tipo de estrutura a utilizar.

- Cargas permanentes
- Sobrecargas de utilização
- Vento
- Neve
- Atividade Sísmica

5.4 Cablagem de Baixa Tensão

Estão previstos três tipos de cabo de corrente contínua (CC).

O primeiro troço de cablagem de CC é baseado numa pré-montagem em uniões de perfuração, desde o conetor Amphenol, UTX ou similar, instalado no final de cada série de painéis, até à união de perfuração. Este troço é constituído por cablagem do tipo solar com uma secção de 4 mm^2 e é protegida por fusíveis do tipo gPV de 25 A.

Os conetores ou uniões de perfuração são peças que servem para unir cabos de seções diferentes. Para isso, faz-se o aperto da porca até à rutura e perfura-se o isolamento com pontas instaladas dentro do conetor. Produz-se o contato com a parte ativa, ficando os dois cabos unidos eletricamente como se de um empalme se tratasse. A figura 3 mostra o detalhe da ligação:

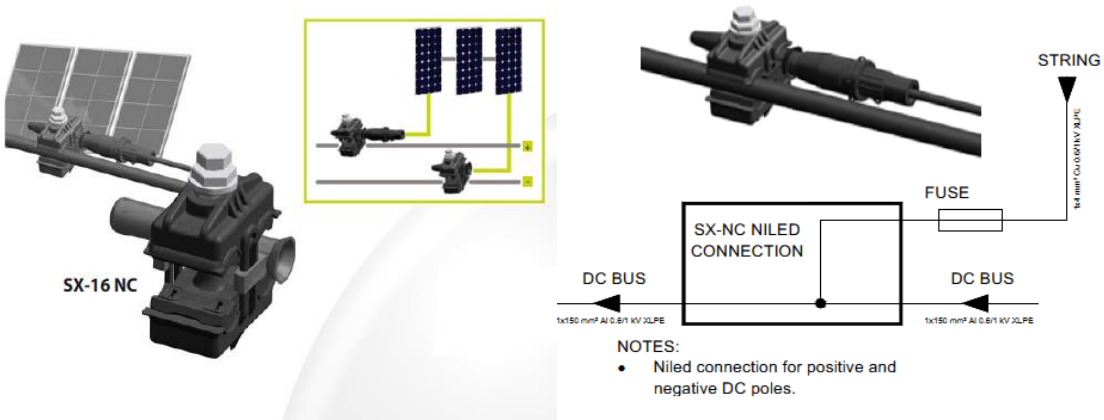

Figura 5 - Ligações de uniões de perfuração

O segundo tipo de cablagem CC trata-se de um "*bus CC*" que é instalado ao longo do perfil da estrutura e acomodado em calhas. Este cabo conduz a corrente máxima, equivalente a 12 strings, até ao quadro de seccionamento, com um cabo em alma de alumínio, isolamento em XPLE e uma secção de 120 mm^2. Chegando ao quadro de seccionamento, a energia é entregue ao inversor por um cabo de alumínio, isolamento em XLPE e uma secção de 300 mm^2.

Para esta instalação, são unidos 3 circuitos série ou *strings* onde são instalados fusíveis de proteção em cada *string*. Cada *string* tem o mesmo comprimento, desde o conetor utilizado no final da *string* até ao conetor de perfuração. No total, cada conetor de perfuração agrupa um conjunto de 81 painéis, sendo que é instalado um conetor de perfuração quer para o pólo positivo quer para o pólo negativo.

Figura 6 – Detalhe da ligação

O terceiro tipo de cabo CC é responsável por fazer a ligação entre o quadro de seccionamento e a entrada do inversor.

As caraterísticas físicas do cabo de baixa tensão, que é utilizado para este tipo de troço, passam por possuir um isolamento em XPLE, com temperatura máxima de operação até aos 90 °C e adequada para instalações subterrâneas. Os cabos são instalados em tubo corrugado para melhor proteção mecânica e estão habilitados com um nível de isolamento de 1,5 kV em CC e 1 kV em CA. Estes cabos serão resistentes aos raios UV, nos troços que forem instalados no exterior.

Para além das caraterísticas mencionadas, estes cabos são dimensionados de forma a garantir uma queda de tensão máxima de 1,5 % entre os painéis fotovoltaicos e a entrada do inversor, em condições de MPPT.

5.5 Quadro de Seccionamento

Como já foi mencionado, o parque fotovoltaico incorpora quadros de seccionamento e proteção. Estes quadros são encarregues de receber o cabo "*Bus CC*" resultantes do agrupamento dos circuitos no conetor de perfuração e fazer a transição entre a instalação ao ar e a instalação subterrânea. O parque fotovoltaico conta com um total de 6.144 quadros de seccionamento, com um índice de proteção IP66, tensão de isolamento de 1.500 V e um seccionador de calibre 250 A em CC. Para além do mencionado, estes quadros têm, na sua constituição, proteções contra sobretensões.

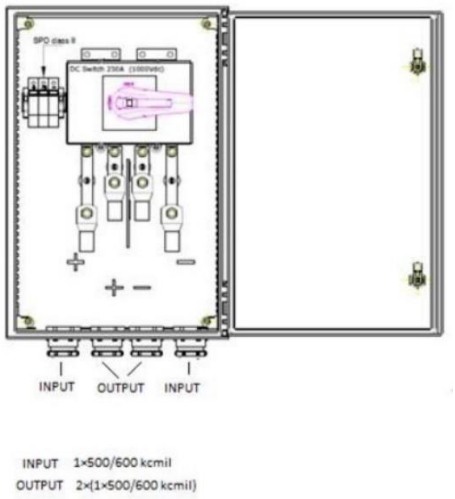

Figura 7 – Quadro de seccionamento DC

A proteção exterior dos quadros é em poliéster reforçado com fibra de vidro, com proteção UV e capazes de aguentar temperaturas entre os -30 °C e os 120 °C. Na porta do quadro consta uma placa identificadora de risco de descarga elétrica.

5.6 Blocos de Potência

5.6.1 Inversores

Os inversores, INGECON SUN 1690TL B650, são os equipamentos encarregues de transformar a corrente contínua, produzida por cada painél fotovoltaico, em corrente alternada, sincronizada com a rede onde se liga o parque fotovoltaico.

O funcionamento dos inversores é totalmente automático. A partir de um valor de potência de entrada, que seja suficiente, a eletrónica de potência nele implementada supervisiona a tensão e a frequência da rede. A partir desse momento começa o processo de ajuste de potência.

5.6.1.1 Seguimento do Ponto de Máxima Potência (*MPPT*)

Devido às características especiais de produção de energia dos painéis fotovoltaicos, o seu ponto de máxima potência é variável em função da irradiação e temperatura de funcionamento da célula fotovoltaica. Por esse motivo, o inversor deve ser capaz de garantir que todo o campo solar possa trabalhar, em cada instante, no seu ponto de máxima potência, além de ter de garantir um amplo intervalo de tensões de entrada possíveis.

5.6.1.2 Caraterísticas do Energia Produzida

A energia produzida pelos inversores está perfeitamente sincronizado com a rede recetora, nomeadamente ao nível da frequência, tensão e fase onde se encontra ligado, reduzindo os harmónicos de corrente e tensão.

5.6.1.3 Proteções

O inversor tem na sua constituição um conjunto de proteções que o desliga nas seguintes situações:

- **Falha na rede elétrica:** em caso de interrupção no fornecimento, por parte da rede elétrica, o inversor irá encontrar-se em vazio pelo que desligará. O seu funcionamento não pode ser "em ilha" pelo que voltará a ligar-se no momento que se tenha reestabelecido a tensão na rede.
- **Nível de tensão fora dos limites:** no caso do nível de tensão estar acima ou abaixo dos limites admissíveis de funcionamento, este desligar-se-á automaticamente, ficando à espera de condições de funcionamento que cumpram com as suas caraterísticas intrínsecas.
- **Nível de frequência fora dos limites:** no caso do nível de frequência da rede estar fora dos limites admissíveis de funcionamento, o inversor interrompe, de forma imediata, o seu funcionamento até que as condições favoráveis sejam repostas.
- **Temperatura elevada:** o inversor dispõe de um sistema de refrigeração por conveção e ventilação forçada. Se a temperatura interior do equipamento aumentar, para além do recomendado, o inversor está projetado, como resposta, para entregar menos potência com o objetivo de não ver a sua temperatura interior ultrapassar os limites. Se porventura esse limite for ultrapassado, o inversor desligar-se-á automáticamente por segurança.
- **Baixa tensão do gerador fotovoltaico:** Trata-se da situação em que se encontra durante a noite ou quando se desliga o gerador solar. Nesse caso, o inversor deixa de funcionar.
- **Corrente do gerador fotovotaico insuficiente:** O inversor deteta a tensão mínima de trabalho dos geradores fotovoltaicos a partir de um valor de radiação solar muito baixo, dando, dessa forma, ordem de funcionamento ou paragem de acordo com o valor mínimo de corrente de funcionamento.
- Os inversores estão ligados à terra de proteção tal como é exigido nas Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão. O aterramento é único e comum para todos os elementos.
- O inversor inclui fusíveis na entrada em CC e interruptor automático na saída em CA.

Os inversores selecionados não dispõem de transformadores de isolamento galvânico no seu interior, já que os transformadores são colocados imediatamente após o inversor, garantindo, desta forma, o isolamento galvânico entre a rede e o gerador fotovoltaico.

As caraterísticas técnicas que devem ser cumpridas pelos inversores selecionados são mostradas nas tabelas 13 e 14:

Tabela 14. Caraterísticas Elétricas dos Inversores

Caraterísticas elétricas	Valor	Unidade
Potência nominal do inversor	1.689 @30ºC	kVA
Corrente máxima de entrada	1.850	A
Intervalo de tensões MPP	937-1.300	Vdc
Máxima tensão de entrada	1.500	V
Tensão de saída	650	V
Fator de potência (25-100% da carga)	Ajustável	
Intervalo de temperatura de funcionamento	-20/+60	ºC
Frequência de funcionamento	50/60	Hz
Máxima distorsão harmónica (THD)	3	%

Rendimento europeu	98,5	%
Sistema de refrigeração	Circulação forçada de ar com controlo de temperatura	

Tabela 15. Caraterísticas Físicas dos Inversores

Caraterísticas físicas	Valor	Unidade
Dimensões	2260x890x2820	mm
Grau de proteção	IP54	

É importante salientar que o inversor cumpre as normas de segurança EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100 e as normas de ligação à rede IEC 62116, IEC61727, UNE 206007-1, IEEE 1547, IEEE1547.1.

Os inversores são localizados e instalados ao ar livre, integrados em plataformas de metal, normalmente pré-fabricadas de aço galvanizado a quente. Nas plataformas haverá uma única configuração com 4 inversores.

O conjunto inversor-transformador localiza-se numa posição central relativamente ao bloco de potência correspondente, evitando a projeção de sombras sobre as estruturas situadas a norte.

Figura 8 – Inversor

5.6.2 Proteções Contra Contactos Diretos e Indiretos do Lado CA

Para a proteção contra contactos diretos utilizam-se as medidas indicadas no regulamento em vigor, tais como:

- Isolamento das partes ativas da instalação;
- Interposição de obstáculos;
- Dispositivos de corte por corrente diferencial.

A proteção de pessoas contra contactos indiretos é assegurada pelo cumprimento da secção 413 das RTIEBT nomeadamente através:

- Corte automático da alimentação (RTIEBT 413.1);
- Utilização de equipamentos da classe II ou por isolamento equivalente (RTIEBT 413.1)

Utiliza-se a ligação à terra de proteção, juntamente com interruptores diferenciais que desligam o circuito em caso de defeito. Estes interruptores são instalados no início dos circuitos e a sua sensibilidade é de 30 mA de modo a garantir uma proteção muito eficaz.

5.6.3 Equipamentos de Média Tensão

A aparelhagem de Média Tensão instala-se nas plataformas onde são instalados os inversores e é composta pelo transformador, que fica à saida dos inversores e celas de média tensão.

Os transformadores de potência têm como função elevar o nível de tensão de corrente alternada, neste caso de 0,650 para 30 KV, adequando o nível de tensão à sáida do inversor ao nivel de tensão da rede de Média Tensão onde se faz a evacuação da energia produzida.

As plataformas utilizadas para albergar os transformadores servem também para a instalação das celas de MT correspondentes. Estas celas são conjuntos de 2 ou 3, tipo 2L1A, com invólucro metálico, de acordo com a norma IEC 62271-200, contendo toda a aparelhagem de corte e proteção com isolamento em SF6. As celas incluem uma posição de proteção do transformador equipada com interruptor automático.

As celas de MT incluem duas posições de linha com interruptor-seccionador de três posições (aberto, fechado e ligado à terra). As celas dispõem de buchas para conetores de encaixe e um sensor de tensão capacitivo (com indicador luminoso) em todas as posições do interruptor, para que seja possível verificar a presença de tensão e também a sequência de fases. Além disso, as celas são constituídas por um manómetro que dará a indicação da pressão de SF6 dentro da cuba.

Os compartimentos de cabos terão abraçadeiras de suporte, evitando a sobrecarga dos conetores.

A cela tem uma corrente nominal de 630 A e suporta um valor eficaz de corrente de curto-circuito de curta duração (1 s) de 25 kA, com uma tensão nominal estipulada de 36 kV.

5.6.3.1 Transformadores de Potência

Nesta instalação fotovoltaica são instalados 192 transformadores de tensão MT/BT (1 transformador para 4 inversores), para adaptar a tensão de saída dos inversores à tensão nominal da rede. Os transformadores têm uma potência nominal de 6.760 kVA e um enrolamento duplo em BT, com uma relação de transformação de 30/0,650 kV.

O transformador está projetado para ser capaz de suportar, sem dano, as solicitações mecânicas e térmicas produzidas por um curto-circuito externo. Para determinar os esforços mecânicos em condições de curto-circuito, o valor de crista da corrente de curto-circuito inicial será calculado de acordo com o indicado na norma IEC 60076-5.

As ligações são feitas através de parafusos. Para além disso, o transformador terá bornes para ligação à terra adequados para ligar um cabo de cobre de 50 mm^2 de secção.

Os transformadores de potência são de três fases, de utilização exterior com regulação em carga (no lado de alta tensão), isolados em banho de óleo e refrigeração natural/seco encapsulado, em resina epoxy. No caso dos transformadores com isolamento a óleo existe uma cuba de retenção de óleo cuja capacidade é a suficiente para poder armazenar toda a quantidade de óleo utilizada. Os transformadores são de baixas perdas elétricas, especialmente desenhados para instalações fotovoltaicas, por forma a garantir um funcionamento contínuo a uma carga nominal sem exceder os limites de temperatura.

O transformador de B.T./M.T. tem as caraterísticas mostradas na tabela 15:

Tabela 16. Caraterísticas do Transformador

CARATERÍSTICAS DO TRANSFORMADOR BT/MT	Valor
Tipo de Transformador	Trifásico, seco encapsulado
Relação (kV)	30 +/- 2,5% +/- 5% / 0,65 kV
Modo de Ligação	Triângulo - Estrela
Potência Nominal (kVA)	6.760
Frequência (Hz)	50
Grupo de Ligação	Dy11y11

Para a proteção contra contatos diretos, o transformador é confinado dentro de um espaço apropriado, com acesso restrito por encravamento.

5.6.3.2 Transformadores de Serviços Auxiliares

Estes transformadores são utilizados para adaptar a tensão CA na saída do inversor à rede de serviços auxiliares de BT da instalação fotovoltaica.

Os transformadores de serviços auxiliares são trifásicos, de tipo externo, isolados em banho de óleo e de arrefecimento/seco natural encapsulados em resina epoxi. No caso de transformadores com isolamento de óleo, deve haver um tanque de retenção de óleo com capacidade tal que seja possível armazenar a quantidade total de óleo utilizada. Os transformadores devem ser de baixa perda elétrica, especialmente concebidos para instalações fotovoltaicas e para funcionamento contínuo à carga nominal sem exceder os limites de temperatura.

O enrolamento primário é marcado permanentemente com U, V e W e o enrolamento secundário marcado com u, v e w.

Cada um dos transformadores de serviço auxiliar tem uma potência de 50 KVA, 650/400 V de transformação e grupo de ligação Dyn11.

5.6.4 Ligação à Terra de Baixa Tensão

O objetivo da ligação à terra é limitar o valor da tensão, relativamente à terra, das massas metálicas que, porventura, possam ficar sujeitas a tensão elétrica. Esta ligação facilita a deteção de defeitos à terra, assegurando a atuação das proteções no sentido de eliminar ou diminuir o risco de avaria do material elétrico utilizado.

Todas as massas da instalação fotovoltaica não submetidas a tensão elétrica, quer da parte contínua quer da parte alternada, são ligadas à mesma rede de terra. Para evitar transmissão de defeitos, nomeadamente na rede de distribuição, esta rede de terra será completamente independente. De acordo com o RTIEBT, a ligação de todas as massas da instalação é também independente do neutro da rede de distribuição.

É feita uma ligação à terra, constituída por um cabo isolado de cobre de 16 mm^2 e um cabo de cobre nú, enterrado, de 35 mm^2 de secção. O cabo nú é enterrado a uma profundidade não inferior a 0,8 m, para o qual será aproveitada a rede de valas projetadas para a condução das cablagens de BT.

Todos os inversores e estruturas estarão ligados equipotêncialmente criando uma malha de terra equipotêncial.

Para a ligação dos dispositivos ao circuito de terra, são utilizados elementos de ligação que garantam uma perfeita e adequada união, de forma a reduzir problemas ligados a esforços dinâmicos e térmicos provocados por curto-circuitos. Para garantir um contacto perfeito com o elétrodo, as ligações são efetuadas por intermédio de peças de empalme adequadas, nomeadamente terminais bimetálicos, uniões de ligação com ajuste por parafuso, elementos de compressão ou soldaduras aluminotérmicas de elevado ponto de fusão.

5.6.5 Estações Meteorológicas

São instaladas onze estações meteorológicas, no interior do parque fotovoltaico, para o registo de dados meteorológicos que possam ser utilizados para o cálculo da *Performance Ratio* (PR) da instalação, assim como para verificação de segurança em épocas de vento e chuva que acontecem.

Cada estação meteorológica inclui toda a instrumentação necessária para conseguir obter, pelo menos, as seguintes medidas:

- Irradiância horizontal global;
- Irradiância no plano dos painéis FV;
- Temperatura ambiente e humidade relativa;
- Temperatura na superfície do painél;
- Direção e velocidade do vento;
- Quantidade de chuva.

O anemómetro e o cáta-vento montam-se num mástro. Os restantes sensores posicionam-se à mesma altura dos painéis fotovoltaicos.

A localização final das torres meteorológicas são detalhadas no plano “SOFV2109801BGPMEQ01-01 Estações Meteorológicas e Zonas de Recolha” do projeto, no entanto devem localizar-se em redor de todo o parque fotovoltaico e próximos dos painéis fotovoltaicos. É necessário ter cuidado com as sombras sobre os painéis, que devem ser evitadas ao máximo.

Os instrumentos serão ligados a uma estação de aquisição de dados remota (equipamento de registo de dados ou *Data Logger*).

5.6.6 Sistemas de Monitorização

O objetivo do sistema de monitorização/aquisição de dados é verificar os dados de produção do parque, constituindo a principal ferramenta para o cumprimento das condições de operação e manutenção inerentes a qualquer sistema fotovoltaico.

Por esse motivo, é proposta a instalação de um sistema de monitorização como se mostra na figura 7:

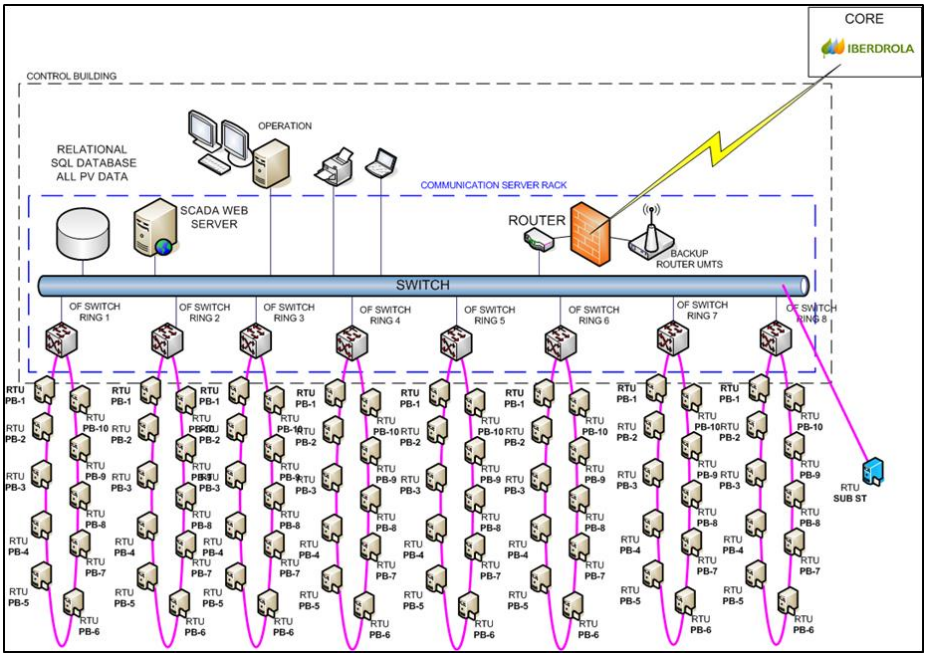

Figura 9 – Diagrama de blocos básico do sistema de monitorização

Relativamente à arquitetura do *Hardware*, o primeiro nível de aquisição de sinais é realizado nas unidades RTU, instaladas em cada bloco de inversores e com o objetivo de recolher os sinais associados a cada sub-parque.

As funções do RTU são as seguintes:

- Comunicar com os inversores do sub-parque;
- Comunicar com as estações meteorológicas do sub-parque;
- Comunicar com a subestação;
- Comunicar com o regulador de potência do parque;
- Comunicar com os contadores de energia;
- Captar sinais digitais das proteções de serviços auxiliares, celas de MT, estado dos dispositivos…

O sistema de controlo e monitorização das instalações é baseado em produtos de mercado aberto e inclui o SCADA e o sistema de controlo das instalações, bem como todo o equipamento necessário para comunicar com o resto dos sistemas das instalações.

O SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) não é uma tecnologia específica mas sim um tipo de aplicação. Qualquer aplicação que obtenha dados operacionais sobre um "sistema" a fim de controlar e otimizar esse sistema é uma aplicação SCADA.

O sistema integra informações de componentes fornecidas por diferentes contratantes, permitindo o funcionamento global e monitorização do funcionamento da instalação, deteção de falhas e modificações do funcionamento dos diferentes componentes.

O sistema de Controlo e Monitorização permite a supervisão em tempo real da produção da fábrica, possibilitando que qualquer incidente que afete ou possa afetar a produção seja tratado de imediato. Com este sistema é possível ao operador otimizar a capacidade de produção. Isto baseia-se nos dados obtidos a partir dos diferentes componentes, entre outros:

- Inversores: Enviam as variáveis de entrada e saída do inversor para o sistema de controlo, o que permite avaliar o funcionamento do equipamento.
- Quadros de seccionamento.
- Estações meteorológicas.

- Sistemas remotos de aquisição de E/S de cada PT.
- Sistemas remotos de aquisição de E/S na Subestação.
- Contadores de energia localizados na subestação de interligação.
- Sistema de segurança
- Sistema PCI

Os dados são apresentados sob a forma de médias horárias e o sistema de monitorização é facilmente acessível pelo utilizador. Em princípio, é integrado nos inversores, embora exista um sistema de monitorização centralizado adicional para toda a instalação fotovoltaica localizada no centro de proteção e distribuição de energia.

O SCADA é preparado para comunicar via Ethernet com terceiros utilizando o protocolo IEC-60870-5-104 (perfil de interoperabilidade). Há mais do que um cartão de rede para facilitar o acesso aos dados a diferentes equipamentos / sub-redes.

Para a lista de sinais a funcionar, os estados devem ser tratados como sinais duplos; também deve ser tido em conta que a comunicação com o outro extremo é com equipamento redundante, ou seja, dois IPs para comunicar.

O SCADA permite o controlo remoto a partir de qualquer lugar com ligação ao parque através de programas convencionais (por exemplo, VNC). Além disso, é capaz de exibir os diagramas de uma linha e permite a execução de comandos, do registo histórico, a lista de alarmes ativos e o ecrã de manutenção. É também capaz de comunicar diretamente com o equipamento e relés ao nível de "proteção" para análise de eventos, comunicação de falhas, ajustamento do sinal/oscilação e teste de trip.

Toda a informação a recolher pelo SCADA é classificada em quatro tipos de sinais:

- DI (entradas digitais): indicações, alarmes.
- EM (entradas de medição).
- CE (entradas do contador).
- SD (saídas digitais): comandos / ordens.

Na medida do possível, os contactos diretos sem tensão aplicada de interruptores, seccionadores, proteções, transformadores e, em suma, de todos os componentes a partir dos quais a sinalização é solicitada, são ligados a cada uma das unidades de controlo de posição, evitando ao máximo a utilização de contactos de relés auxiliares (esta opção só será considerada válida quando forem necessários mais contactos sem tensão aplicada do que os disponíveis no equipamento).

5.6.7 Cablagem de Média Tensão

Os circuitos de média tensão da instalação fotovoltaica são compostos por línhas de MT de produção. Estas ligam as celas de línha, instaladas nos postos de transformação, com a cela de entrada da subestação instalada no parque.

A cablagem de Média Tensão é de Alumínio, entrançado, tripla extrusão de alta rigidez dielétrica e 36 kV isolamento ou tensão máxima. Os cabos de MT são diretamente enterrados, para operação a 90°C (XPLE) e 250° C em condições de curto-circuito.

O cabo de MT é calculado para uma queda de tensão máxima de 1% nos respetivos circuitos que convergem na subestação principal.

5.6.8 Ligação à Terra de Média Tensão

A ligação à terra de Média Tensão deve ser inicialmente independente de outras terras, mas a ligação com outras terras é justificada pela quantidade de material de cobre enterrado envolvido e pela baixa resistência teórica à terra conseguida, de modo a obter uma rede de terra equipotencial. Os tipos de terra são descritos abaixo.

Terra de Proteção

Todas as partes metálicas não ligadas aos circuitos principais, de todos os aparelhos e equipamentos instalados no posto de transformação, são ligados à terra de proteção, nomeadamente invólucros das celas e quadros de BT, redes de proteção, carcaça dos transformadores, etc.

Terra de Serviço

Na terra de serviço normalmente é ligado o neutro do transformador de 0,65/30 kV, no entanto vai permanecer sem ligação.

5.6.9 Harmónicos e Compatibilidade Eletromagnética

Os equipamentos cumprem a norma referente aos harmónicos e compatibilidade eletromagnética, tal como estipulado na Diretiva Europeia 2014/30/UE.

5.6.10 Equipamento de Medida de Energia Elétrica

A medida da energia produzida será realizada na subestação de 400 kV do próprio parque.

6 CÁLCULO DO NÚMERO DE PAINÉIS

O cálculo do número máximo de painéis admissível, ligados em série, está dependente de vários fatores, entre os quais se destaca a dualidade entre os parâmetros elétricos do painel, inversor e caraterísticas meteorológicas do local da instalação.

Neste capítulo, o objetivo é justificar o número de painéis ligados em série que se adota para este projeto, demonstrando a sua viabilidade técnica.

6.1 Cálculo de Painéis em Série

Os pressupostos técnicos que servem de auxílio para os cálculos justificativos encontram-se tabelados na memória descritiva deste projeto, nomeadamente as caraterísticas elétricas dos painéis e dos inversores.

Os dados meteorológicos específicos do local do projeto, são uma parte do resultado do *output* de simulação energética realizada no *software* de cálculo PVSYST. O ficheiro de saída de dados deste *software* dá-nos importantes indicações das seguintes variáveis:

Tabela 17. Parâmetros Meteorológicos do Local

Parâmetros Meteorológicos*	Valor
Irradiância Global incidente no plano coletor (W/m^2)	379
Fator de Perdas no Horizonte	1
Fator de Perdas por sombras próximas	0,9
Fator de índice de Massa de Ar	1
Irradiância Global Refletida na frente pelo Solo no Painel (W/m^2)	0
Irradiância Global Refletida na parte traseira do Painel (W/m^2)	2
Temperatura do Painel (°C)	9,9
*Parâmetros tidos em conta para as 09 horas de 9 de janeiro	

Estes fatores permitem calcular as perdas de irradiância devido ao horizonte, sombras próximas e à massa de ar. As expressões de cálculo são, respetivamente:

$$Perdas_{Irradiância_Horizonte} = \left(1 - F_{Perdas_Horizonte}\right) * I_{Global_Plano}$$

$$Perdas_{Sombras} = \left(1 - F_{Perdas_Sombras}\right) * \left(I_{Global_{Plano}} - Perdas_{Irradiância_Horizonte}\right)$$

$$Perdas_{Irradiância_IMA} = \left(1 - F_{Perdas_IMA}\right) * \left(I_{Global_{Plano}} - Perdas_{Sombras} - Perdas_{Irradiância_Horizonte}\right)$$

Onde:

- $Perdas_{Irradiância_Horizonte}$ são as perdas de irradiância no horizonte, em W/m^2.
- $Perdas_{Sombras}$ são as perdas de irradiância por sombras próximas, em W/m^2.
- $Perdas_{Irradiância_IMA}$ são as perdas de irradiância por massa de ar, em W/m^2.
- $F_{Perdas_Horizonte}$ é o fator de perdas no horizonte.
- I_{Global_Plano} é a irradiância global incidente no plano.
- $F_{Perdas_Sombras}$ é o fator de perdas por sombras próximas.
- F_{Perdas_IMA} é o fator de perdas por índice de massa de ar.

Aplicando os dados recolhidos para o dia 09 de janeiro pelas 09:00 horas, os valores das perdas são os seguintes:

$$Perdas_{Irradiância_Horizonte} = 0\ W/m^2$$

$$Perdas_{Sombras} = 46\ W/m^2$$

$$Perdas_{irradiância_IMA} = 6\ W/m^2$$

O valor da irradiância global efetiva, dada por:

$$I_{Global_Efetiva} = I_{Global_{Plano}} - Perdas_{Irradiância_Horizonte} - Perdas_{Sombras} - Perdas_{Irradiância_IMA}$$

Onde:

- $I_{Global_Efetiva}$ é a irradiância global efetiva, em W/m^2.

Vem:

$$I_{Global_Efetiva} = 326\ W/m^2$$

Para o painel com a tecnologia bifacial utilizado, o fator de bifacialidade é de 70%.

Logo, o valor global da irradiância efetiva, tendo em conta este fator, é dado pela expressão:

$$I_{Global_Efetiva_Bifacial} = I_{Global_Efetiva} + I_{Global_Ref_Solo} + I_{Global_Traseira_Painel}$$

Onde:

- $I_{Global_Efetiva_Bifacial}$ é a irradiância global efetiva com tecnologia bifacial, em W/m^2.
- $I_{Global_Ref_Solo}$ é a irradiância global refletida na frente pelo solo no painel, em W/m^2.
- $I_{Global_Traseira_Painel}$ é a irradiância global refletida na parte traseira do painel , em W/m^2.

Logo, o valor da irradiância global efetiva no painel bifacial é:

$$I_{Global_Efetiva_Bifacial} = 328\ W/m^2$$

A tensão de circuito aberto do painel fotovoltaico, para uma dada temperatura e nível de irradiância global efetiva especificada é:

$$V_{oc}(T_c, I_{Global_Efetiva_Bifacial}) = V_{oc}^* + (T_c - T_c^*) * \left(\frac{dV_{oc}}{dT_c}\right) + V_t * \ln\left(\frac{I_{Global_Efetiva_Bifacial}}{I^*}\right)$$

Onde:

- $V_{oc}(T_c, I_{Global_Efetiva_Bifacial})$ é a tensão em circuito aberto do painel para uma dada temperatura e irradiância global efetiva no painel especificada, em V.
- V_{oc}^* é a tensão em circuito aberto do painel em condições *STC* (25 °C), em V.
- T_c é a temperatura do painel à hora especificada, em °C.
- T_c^* é a temperatura do painel em condições STC (25), em °C.
- $\frac{dV_{oc}}{dT_c}$ é a variação da tensão de circuito aberto do painel por 1 grau Celsius, em V/°C.
- I^* é a irradiância em condições *STC* (25 °C), em W/m^2.
- $I_{Global_Efetiva_Bifacial}$ é a irradiância global efetiva em condições de operação estipulada, em W/m^2.

$$V_t = \frac{m * k * T_c}{e}$$

Onde:

- V_t é a tensão térmica, em V.
- m é o fator de idealidade do díodo.
- k é a constante de Boltzmann (1,38*10^{-23}), em J/K.
- T_c é a temperatura do painel em condições STC (298,15), em K.
- e é a carga elétrica do eletrão (1,6^10^{-19}), em Coulomb.

Considerados os valores de k, T_c e e, e o valor de V_{oc} dado pelo fabricante do painel para uma temperatura de 25°C e níveis de irradiância de 200 e 1.000 W/m^2:

$$V_{oc}(25, 200) = 52{,}07\ V$$

$$V_{oc}(25, 1000) = 55{,}3\ V$$

Calcula-se V_t:

$$V_t = \frac{(V_{oc}(25,1000) - V_{oc}(25,200))}{\ln\left(\frac{I_{Global_Efetiva_Bifacial}}{I^*}\right)}$$

$$V_t = 2{,}01\ V$$

O valor do fator de idealidade do díodo é, de acordo com os valores calculados:

$$m = 78{,}141$$

Em conclusão, a tensão em circuito aberto $V_{oc}\left(T_c, I_{Global_Efetiva_Bifacial}\right)$ é:

$$V_{oc}(9{,}9;\ 328) = 55{,}3\ V$$

Sendo a tensão máxima de entrada CC do inversor igual a 1.500V, o número máximo de painéis que se podem ligar em série é:

$$N_{máx_Painéis_série} = \frac{V_{máx_Inversor}}{V_{oc\ (9{,}9;328)}} = 27\ painéis$$

De realçar que a data e hora escolhida para o cálculo, 09 de janeiro às 09:00 horas, se trata de um dos piores casos calculados do ponto de vista da tensão máxima CC admissível à entrada do inversor e que conduz ao maior valor de $V_{oc}\left(T_c, I_{Global_Efetiva_Bifacial}\right)$.

7 CÁLCULOS DE BAIXA TENSÃO

7.1 Cálculo de Seções de Cablagem e Elementos de Proteção

A instalação cumpre todas as normas e considerações técnicas expostas na RTIEBT, na IEC60364-7-712-2017, bem como na Especificação Técnica do cliente, por forma a garantir, inclusive, o cumprimento das normas mais restritivas.

A escolha da secção da cablagem será realizada a partir da aplicação de dois critérios, o Critério Térmico e o Critério de Queda de Tensão. Ambos os critérios estão íntimamente relacionados com o efeito Joule, pelo que o valor da corrente que circula nos cabos deverá ficar sempre abaixo da corrente máxima que estes podem suportar, sem se danificarem. Adotar-se-á, em cada situação, a secção mais elevada resultante dos cálculos realizados para os dois critérios mencionados.

Os elementos de proteção deverão ter as carateristicas adequadas ao cumprimento das normas em vigor, para o dimensionamento de instalações fotovoltaicas em baixa tensão.

7.1.1 Troço CC: Final da ligação série – Barramento CC

O troço CC corresponde ao cabo compreendido entre os finais de cada série de painéis (pólo + e -) e o barramento CC, onde são interligados **3 circuitos série** por intermédio de um conetor de perfuração (Conetor *Bus*).

Serão instalados cabos CC com a mesma secção, quer para os troços relativos às ligações série entre painéis (*strings*) quer para os troços compreendidos entre os finais de cada *string* e o conetor de perfuração. Os conetores a adotar serão do tipo MC, Amphenol ou de carateristicas semelhantes com um comprimento até 3.000 mm para os ramais de ligação entre circuitos série e barramento CC.

A justificação das escolhas das cablagens e elementos de proteção apresentam-se nos próximos tópicos.

7.1.1.1 Critério Térmico

A corrente máxima transportada em cada troço corresponde à corrente de curto-circuito do painel (condições de elevada insolação e temperatura exterior).

De acordo com o especificado nas normas IEC60364-7-712-2017 para instalações fotovoltaicas e RTIEBT para instalações de baixa tensão, garante-se o cumprimento das seguintes regras, respetivamente:

$$1{,}5 * I_{SC_Painél} < I_n < 2{,}4 * I_{SC_Painél} \quad e \quad I_n < I_{Z'}$$

$$I_{Mpp_Painél} < I_n < I_{Z'} \quad e \quad I_2 < 1{,}45 * I_{Z'}$$

Onde:

- $I_{SC_Painél}$ é a corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico, em A.
- I_n é a corrente nominal do fusível de proteção tipo gGPV, em A.
- $I_{Mpp_Painél}$ é a corrente máxima estipulada para o painel fotovoltaico, em A.

- $I_{Z'}$ é a corrente máxima admissível do cabo adotando os fatores de correção, em A.
- I_2 é a corrente convencional de funcionamento, em A.

A corrente de curto-circuito do painel, isto é, de uma série/*string* é:

$$I_{SC} = 14{,}25\ A$$

De acordo com o especificado nas normas IEC60364-7-712-2017 e RTIEBT, as regras acima mencionadas ficarão da seguinte forma:

$$21{,}375 < I_n < 34{,}2 \quad e \quad I_n < I_{Z'}$$

$$13{,}5 < I_n < I_{Z'} \quad e \quad I_2 < 1{,}45 I_{Z'}$$

Para escolher o dispositivo de proteção, fusível, e o cabo mais ajustados ás condições impostas, adota-se o critério mais restritivo, um fusível com um valor de I_n superior a 21,375 A.

Tendo em conta os valores de corrente *standard* dos fusíveis tipo gG (comummente utilizados em instalações fotovoltaicas), escolhe-se um fusível com uma corrente nominal de **25 A**, a ser instalado nos pólos positivo e negativo.

Segundo a norma IEC 60269-2, o valor da corrente convencional de funcionamento (I_2) é 60% superior ao valor da corrente nominal do fusível, para valores de corrente nominal superiores a 16 A. Neste caso, tem-se um valor de I_2 igual a 40 A.

De acordo com os valores caraterísticos do fusível, os critérios de validação ficam com a seguinte descrição:

$$21{,}375 < 25 < 34{,}2 \quad e \quad 25 < I_{Z'}$$

$$13{,}5 < 25 < I_{Z'} \quad e \quad 40 < 1{,}45 I_{Z'}$$

Após a escolha do fusível a adotar, a corrente máxima admissível do cabo ($I_{Z'}$), adotando o critério mais restritivo, deve ser superior a **27,59 A**.

Na escolha do cabo é necessário ter em consideração alguns aspetos construtivos e particulares do mesmo, nomeadamente as condições de temperatura, tipo e método de instalação, tipo de isolamento e alma condutora, bem como a secção do cabo.

Pelo exposto, consideram-se adequadas as carateristicas mencionadas nas tabelas:

Tabela 18. Caraterísticas do Cabo

CARATERÍSTICAS DO CABO ESCOLHIDO	Valor
Secção do Cabo (mm^2)	4
Tipo de Isolamento	Borracha livre de halogéneos tipo EI6
Alma Condutora	Cobre

Tabela 19. Caraterísticas do Modo de Instalação

CARATERÍSTICAS DO MODO DE INSTALAÇÃO OPTADO*	Valor
Temperatura Ambiente (°C)	30
Tipo de Instalação	"Ao ar"
Método de Instalação	C*
* "Sobre as paredes, pisos ou sobre caminhos de cabos não perfurados"	

As caraterísticas mencionadas permitem conhecer a corrente máxima admissível do cabo ($I_{Z'}$) que, adotando todos os fatores de correção em vigor, terá um valor de **45 A**, o que resulta nos seguintes critérios:

$$21{,}375 < 25 < 34{,}2 \quad e \quad 25 < 45$$

$$13{,}5 < 25 < 45 \quad e \quad 40 < 65{,}25$$

Como se pode constatar, ambos os critérios estão coerentes, permitindo concluir que os dispositivos de proteção e cabos dimensionados cumprem os critérios térmicos.

7.1.1.2 Critério da Queda de Tensão

Será garantida uma queda de tensão máxima nos troços CC, desde as *strings* até cada entrada do inversor, de 1,5%, tal como definido na especificação do cliente. A queda de tensão para cada troço será calculada para as condições *standard* de funcionamento, isto é, para um nível de irradiância de aproximadamente 1.000 W/m^2 e temperatura do painel de 25ºC.

A expressão de cálculo para a queda de tensão teórica de cada troço de corrente contínua, em Volt, é a seguinte:

$$\varepsilon\,(V) = 2 \cdot I_{mpp} \cdot \rho \cdot L$$

Onde:

- ε (V) é a queda de tensão entre o inicio e o fim do troço (entre bornes + e -), em V.
- ρ é a resistividade do Cu ou Al para uma determinada secção e isolamento do cabo, em Ω/km.

- I_{mpp} é a corrente máxima transmitida no troço, em A.
- L é o comprimento do troço, em m.

Exprimindo o valor da queda de tensão em %:

$$\varepsilon\ (\%) = \frac{\varepsilon\ (V)}{V_{mpp\ string}}$$

Onde:

- ε (%) é a queda de tensão entre o inicio e o fim do troço (entre bornes + e -), em %.
- $V_{mpp\ string}$ é a tensão elétrica máxima da ligação série/*string*, em V.

O cálculo da queda de tensão deste tipo de troço foi realizado partindo dos pressupostos considerados para a verificação da conformidade dos critérios térmicos, ou seja, considera-se um cabo com uma secção de 4 mm^2, com isolamento em XPLE e alma condutora de cobre.

Assim, a expressão que define o cálculo da queda de tensão ficará da seguinte forma:

$$\varepsilon = 2 * 13{,}50 * 5{,}50 * 10^{-3} * L$$

Para se conseguir calcular o valor da queda de tensão no troço, será necessário conhecer o seu comprimento. Para este projeto, considera-se que cada troço terá um comprimento semelhante entre si e igual a 3,2 metros.

O valor da queda de tensão em cada troço será então:

$$\varepsilon\ (V) = 0{,}47\ V$$

Em %, é:

$$\varepsilon\ (\%) = 0{,}04\ \%$$

A soma das quedas de tensão dos 12 troços é:

$$\varepsilon_{\ total_1}(V) = \mathbf{5{,}61\ V}$$

$$\varepsilon_{total_1}\ (\%) = \frac{0{,}47}{1250{,}1} = \mathbf{0{,}45}\ \%$$

7.1.2 Troço CC: Barramento CC – Quadro de seccionamento de CC

Este tipo de troço corresponde ao circuito entre o barramento CC (conetor de perfuração) e o quadro de seccionamento, comummente apoiados aos perfís da estrutura. Cada circuito será ligado ao quadro de seccionamento, local onde será feita a transição de troço aéreo para troço subterrâneo, que posteriormente ligará cada caixa de seccionamento ao inversor.

Tendo em conta que cada conetor de perfuração fará a ligação em paralelo de 3 *strings*, teremos em consideração a queda de tensão de 4 troços que se irão ligar ao quadro de seccionamento.

7.1.2.1 Critério Térmico

Relativamente a este troço, a norma IEC60364-7-712-2017 prevê uma ligeira alteração, por forma a permitir maior flexibilidade no projeto do mesmo.

Assim sendo, e de acordo com o especificado nas normas IEC60364-7-712-2017 e RTIEBT, garante-se o cumprimento das seguintes regras, respetivamente:

$$1{,}25 * I_{SC_Array} < I_n < 2{,}4 * I_{SC_Array} \quad e \quad I_n < I_{Z'}$$

$$I_{mpp_Array} < I_n < I_{Z'} \quad e \quad I_2 < 1{,}45 * I_{Z'}$$

Onde:

- I_{SC_Array} é a corrente de curto-circuito do *array* de 12 *strings*, em A.
- I_n é a corrente nominal do fusível de proteção tipo gGPV, em A.
- I_{mpp_Array} é a corrente máxima estipulada para o *array* de 12 *strings,* em A.
- $I_{Z'}$ é a corrente máxima admissível do cabo adotando os fatores de correção, em A.
- I_2 é a corrente convencional de funcionamento, em A.

A justificação de cálculos para este troço realiza-se tendo por base a mesma metodologia considerada no sub-capítulo anterior. As caraterísticas dos cabos e método de instalação a ter em conta são:

Tabela 20. Caraterísticas do Cabo

CARATERÍSTICAS DO CABO ESCOLHIDO	Valor
Secção do Cabo (mm^2)	120
Tipo de Isolamento	XPLE
Alma Condutora	Alumínio

Tabela 21. Caraterísticas do Modo de Instalação

CARATERÍSTICAS DO MODO DE INSTALAÇÃO OPTADO*	Valor
Temperatura Ambiente (°C)	30
Tipo de Instalação	"Ao ar"
Método de Instalação	C
* "Sobre as paredes, pisos ou sobre caminhos de cabos não perfurados"	

Definidas todas as condições técnicas, verifica-se a conformidade dos critérios acima apresentados, que virão da seguinte forma:

$$213{,}75 < 250 < 410{,}4 \quad e \quad 250 < 280$$

$$162 < 250 < 280 \quad e \quad 400 < 406$$

Confirma-se que as condições acima apresentadas são coerentes, concluindo-se que os critérios térmicos são cumpridos.

7.1.2.2 Critério de Queda de Tensão

O cálculo da queda de tensão neste tipo de troço realiza-se com os dados já apresentados no cálculo do critério térmico. Para além das especificações técnicas dos cabos, o cálculo das quedas de tensão em cada um dos quatro troços considerados requer o conhecimento de outras grandezas, nomeadamente do valor da corrente máxima transmitida em cada troço e o respetivo comprimento.

Assim sendo, especificamos nas tabelas essas caraterísticas:

Tabela 22. Correntes Máximas

CORRENTES MÁXIMAS NOS TROÇOS	Valor
Troço 1 (A)	40,50
Troço 2 (A)	81,00
Troço 3 (A)	121,50
Troço 4 (A)	162,00

Tabela 23. Comprimento

COMPRIMENTOS DOS TROÇOS	Valor
Troço 1 (m)	33,00
Troço 2 (m)	33,00
Troço 3 (m)	33,00
Troço 4 (m)	1,10

Com base nestes dados, as quedas de tensão em cada um dos troços e a queda de tensão total são:

Tabela 24. Queda de Tensão, em V

QUEDAS DE TENSÃO NOS TROÇOS*	Valor
Troço 1 (V)	0,80
Troço 2 (V)	1,60
Troço 3 (V)	2,41
Troço 4 (V)	0,10
TOTAL 2 (V)	**4,91**
*NOTA: O valor da resistência dos cabos são dependentes das caraterísticas dos mesmos e foram consultados em tabelas de valores *standardizados* (0,30 Ω/km)	

Tabela 25. Queda de Tensão, em %

QUEDAS DE TENSÃO NOS TROÇOS*	Valor
Troço 1 (%)	0,06
Troço 2 (%)	0,13
Troço 3 (%)	0,19
Troço 4 (%)	0,01
TOTAL 2 (%)	**0,39**
*NOTA: O valor da resistência dos cabos são dependentes das caraterísticas dos mesmos e foram consultados em tabelas de valores *standardizados* (0,30 Ω/km)	

7.1.3 Troço CC: Quadro de seccionamento - Entrada do inversor

Este troço corresponde ao circuito subterrâneo, que vai ligar cada quadro de seccionamento ao inversor. Neste projeto e para esta demonstração de cálculo, considera-se um máximo de 8 quadros de seccionamento ligadas ao mesmo inversor.

7.1.3.1 Critério Térmico

As caraterísticas a considerar para este dimensionamento são:

Tabela 26. Caraterísticas do Cabo

CARATERÍSTICAS DO CABO ESCOLHIDO	Valor
Secção do Cabo (mm^2)	300
Tipo de Isolamento	XPLE
Alma Condutora	Alumínio

Tabela 26. Caraterísticas do Modo de Instalação

CARATERÍSTICAS DO MODO DE INSTALAÇÃO OPTADO	Valor
Temperatura do Solo (°C)	20
Resistividade Térmica do Terreno (K*m/W)	1
Número de Cabos na mesma Vala	8
Tipo de Instalação	"Diretamente Enterrado"
Método de Instalação	*
* "Sobre as paredes, pisos ou sobre caminhos de cabos não perfurados"	

Estas condições técnicas conduzem então aos seguintes resultados:

$$213{,}75 < 250 < 410{,}4 \quad e \quad 250 < 289{,}56$$

$$162 < 250 < 289{,}56 \quad e \quad 400 < 419{,}86$$

As condições acima são cumpridas e por essa razão o cabo escolhido obedece a ambos os critérios térmicos requeridos.

7.1.3.2 Critério de Queda de Tensão

Neste último troço considera-se o **caso mais desfavorável**, ou seja, o circuito que conduz a uma queda de tensão mais elevada.

Para a queda de tensão deste troço e considerando as mesmas especificações de cabo do cálculo do critério térmico, o valor mais desfavorável de queda de tensão será o troço com o comprimento mais elevado, isto é, o troço que liga o quadro de seccionamento que está mais afastado das entradas do inversor.

Assim, o comprimento que conduz ao caso mais desfavorável é de 91,8 metros. O valor da corrente em qualquer um dos 8 troços a considerar é a mesma, e equivalente às 12 *strings* que ligam a cada um dos quadros de seccionamento, ou seja, 162 A.

Os valores, tanto em V como em % da queda de tensão nesse troço são:

$$\varepsilon_{total_3}(V) = 3{,}57\ V$$

$$\varepsilon_{total_3}\ (\%) = 0{,}285\ \%$$

A queda de tensão máxima global é o sumatório das quedas de tensão de todos os tipos de troços, obtendo-se os seguintes valores, expressos em V e em %:

$$\varepsilon_{total_global} = \mathbf{14{,}09\ V}$$

$$\varepsilon_{total_global}\ (\%) = \mathbf{1{,}127}\ \%$$

O valor da queda de tensão máxima global é inferior a 1,5%, valor requerido pelo cliente, pelo que o dimensionamento efetuado cumpre com o estabelecido.

7.2 Cálculo de proteções contra sobretensões, resistência de isolamento e saída do inversor.

7.2.1 Troço CC: Proteção Contra Sobretensões

No gerador fotovoltaico podem ocorrer fenómenos, nomeadamente atmosféricos, que provocam sobretensões. Assim sendo, a entrada CC do inversor deve estar protegida com dispositivos bipolares de classe I+II. O dispositivo escolhido para essa função deverá ter as seguintes caraterísticas:

Tabela 27. Caraterísticas do Dispositivo de Proteção

CARATERÍSTICAS DO DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÕES	Valor
Tensão Nominal (V)	1.500
Tempo de Resposta (s)	$< 25*10^{-9}$
Corrente Nominal de Descarga (8/20 µs) (kA)	15
Nível de Proteção (kV)	<= 5

A tensão de operação do dispositivo, deve estar compreendida entre a menor tensão de trabalho no ponto de máxima potência (937 V) e a maior tensão de circuito aberto (1.500 V), considerando em ambos os casos o efeito da temperatura da célula na curva caraterística de tensão.

Se, nas proximidades da instalação fotovoltaica, houver um sistema externo de proteção contra descargas elétricas de origem atmosférica, deve estar incluido no quadro do circuito AC um dispositivo de proteção contra incidência direta de descarga elétrica de classe I. Este dispositivo deve estar localizado a uma distância não inferior a 5 metros do inversor, fazendo uso do da proteção de classe I+II interna do mesmo.

7.2.2 Troço CC: Proteção Contra Contactos Diretos e Indiretos

O gerador fotovoltaico liga-se em modo flutuante (os condutores ativos encontram-se isolados da terra), proporcionando níveis de proteção adequados em relação a ambos os contactos, diretos e indiretos. Esta medida, por si só, não constitui uma medida eficaz, pois é um requisito imprescindível que a resistência de isolamento do lado de corrente contínua se mantenha acima de certos níveis de segurança e que não ocorra um primeiro defeito à massa ou à terra. No último caso, produz-se uma situação de risco que pode ser minimizada da seguinte forma:

- O isolamento de classe II dos painéis fotovoltaicos, cabos e quadros de seccionamento e as caixas deverão ser dotadas de sinais de perigo elétrico.
- Controlador permanente de isolamento, integrado no inversor de forma a detetar o aparecimento de um primeiro defeito à terra, quando a resistência de isolamento seja inferior a um valor de segurança determinado. Este valor é determinado pela tensão máxima de circuito aberto possível do sistema, constituindo a condição mais desfavorável de perigo elétrico.

Assim, o valor da resistência de isolamento de segurança a ser programada no inversor é:

$$R_{iso} = (\frac{1}{I_{defeito}}) * V_{oc_max} - 1.000 = 57.320\ \Omega$$

Adotando a V_{oc_max} um valor próximo dos 1500 V, para condições de baixa irradiância e temperatura ambiente e um $I_{defeito}$ de 25 mA.

Desta forma, garante-se que a corrente de defeito ($I_{defeito}$) será inferior a 30 mA, que define o limite de risco elétrico para as pessoas. Em casos de risco, o inversor interrompe o seu funcionamento e ativar um alarme visual.

8 CÁLCULOS DE MÉDIA TENSÃO

8.1 Cálculo de Seções de Cablagem

Os dimensionamentos dos circuitos de MT são realizados recorrendo à norma IEC 60502-2. Para a justificação de cálculos apresentada, escolhe-se o pior caso, de entre as 4 subestações 30/150 kV que constituem a totalidade do parque fotovoltaico. Da subestação escolhida, os cálculos incidem apenas nos 3 troços MT que conduzem a uma queda de tensão mais elevada. O número de troços prende-se com o facto de se considerar que cada entrada da subestação 30/150 kV é responsável por evacuar a energia vinda de três postos de transformação (ligação em anel de três postos de transformação).

8.1.1 Correntes Máximas

O valor da corrente máxima entregue por cada posto de transformação, em funcionamento normal, é definido por:

$$I_{máx} = \frac{S}{\sqrt{3 * U_c * \cos(\Phi)}}$$

Onde:

$I_{máx}$ é a corrente máxima que percorre o troço em funcionamento normal, em A

S é a potência aparente do posto de transformação, em kVA

U_c é a tensão composta da rede de MT, em V

$\cos(\Phi)$ é o fator de potência do posto de transformação

Sendo este projeto de uma instalação solar fotovoltaica, com consumo de energia reativa praticamente desprezável, considera-se, na expressão acima, que o fator de potência será igual a 1.

O valor da corrente máxima é o seguinte:

$$I_{máx} = 130\ A$$

Como o tipo de ligação dos 3 postos de transformação a uma das entradas da subestação 30/150 kV é em anel, o troço que fará a ligação do último posto de transformação até á subestação evacuará um valor de corrente igual á soma dos valores máximos das correntes individuais entregues por cada posto. Assim, na tabela abaixo, são mostrados os valores de corrente máxima relativos aos troços 1, 2 e 3:

Tabela 28. Correntes Máximas

CORRENTES MÁXIMAS NOS TROÇOS	Valor
Troço 1 (A)	130
Troço 2 (A)	260
Troço 3 (A)	390,1

8.1.2 Quedas de Tensão

Do ponto de vista do cálculo das quedas de tensão, estabelece-se o valor de 1 %, entre a ligação dos postos de transformação e as entradas na subestação 30/150 kV. Como se analizar o resultado da ligação entre 3 postos de transformação e a subestação, a queda de tensão total será a soma das quedas de tensão dos troços individuais, de acordo com a fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_{máx} * L * (R * \cos(\Phi) + X * sen(\Phi)$$

Onde:

ΔV é a queda de tensão, em V

$I_{máx}$ é a corrente máxima que percorre o troço em funcionamento normal, em A

L é o comprimento real do troço, em m

R é a resistência do cabo a 90ºC, em Ω/km

X é a reatância do cabo a 90ºC, em Ω/km

A análise da fórmula anterior mostra que, antes do cálculo da queda de tensão de qualquer troço, é necessário escolher o cabo a utilizar. Essa escolha é feita em função da sua corrente máxima admissível ($I_{Z'}$), que tem de ser superior à corrente máxima que percorre o troço. A queda de tensão máxima total em cada entrada da subestação, como foi mencionado, não pode exceder 1%. Assim, resulta que:

$$I_{máx} < I_{Z'} \quad e \quad \Delta V\ (\%) < 1$$

Onde:

ΔV é a queda de tensão, em %.

$I_{máx}$ é a corrente máxima que percorre o troço em funcionamento normal, em A.

$I_{Z'}$ é a corrente máxima admissível do cabo com os fatores de correção, em A.

Os dados utilizados para o cálculo do fator de correção do cabo:

Tabela 29. Fator de Correção

CARATERÍSTICAS PARA CÁLCULO DO FATOR DE CORREÇÃO	Valor
Temperatura do Solo (°C)	20
Resistividade Térmica do Solo (K*m/W)	1,5
Profundidade de Instalação (m)	0,9
Número de Circuitos	3

A utilização destes dados e o recurso a valores tabelados, permite concluir que o fator de correção global é de 0,73.

Tendo por base os valores de corrente máxima calculados para os 3 troços, opta-se por escolher cabos com as seguintes caraterísticas, em função do troço considerado:

Tabela 30. Caraterísticas dos Cabos

CARATERÍSTICAS DOS CABOS ESCOLHIDOS/TROÇO	Valor
TROÇO 1	
Tipo de Isolamento	XPLE
Alma Condutora	Alumínio
Secção do Cabo (mm^2)	240
TROÇO 2	
Tipo de Isolamento	XPLE
Alma Condutora	Alumínio
Secção do Cabo (mm^2)	400
TROÇO 3	
Tipo de Isolamento	XPLE
Alma Condutora	Alumínio
Secção do Cabo (mm^2)	630

Com estes dados determina-se o valor da corrente máxima admissível $I_{Z'}$, para cada um dos troços:

Tabela 31. Correntes Máximas Admissíveis

CORRENTES MÁXIMAS ADMISSÍVEIS NO TROÇO	Valor
Troço 1 (A)	267,9
Troço 2 (A)	343,1
Troço 3 (A)	498,7

Conhecidas as caraterísticas dos cabos a utilizar, em função do troço a que se destinam, mencionam-se os valores de resistência e reatância, tabelados, para uma temperatura de 90 ºC, temperatura limite para cabos com isolamento em XPLE. Os valores são:

Tabela 32. Resistências e Reatâncias dos Cabos

RESISTÊNCIAS E REATÂNCIAS DOS CABOS A 90 °C/TROÇO	Valor
TROÇO 1	
Resistência (Ω/km)	0,161
Reatância (Ω/km)	0,113
TROÇO 2	
Resistência (Ω/km)	0,102
Reatância (Ω/km)	0,106
TROÇO 3	
Resistência (Ω/km)	0,057
Reatância (Ω/km)	0,000

Para o cálculo da queda de tensão nos troços considerados, é necessário conhecer o comprimento real de cada um deles. Assim:

Tabela 33. Comprimento Real dos Cabos

COMPRIMENTO REAL DOS CABOS/TROÇO	Valor
TROÇO 1	
Comprimento (m)	441
TROÇO 2	
Comprimento (m)	278
TROÇO 3	
Comprimento (m)	5.100

Tabela 34. Queda de Tensão dos Cabos

QUEDA DE TENSÃO DOS CABOS/TROÇO	Valor
TROÇO 1	
Queda de Tensão (V)	17,3
TROÇO 2	
Queda de Tensão (V)	14,1
TROÇO 3	
Queda de Tensão (V)	204,7
TOTAL	
Queda de Tensão (V)	**236,11**

O valor das quedas de tensão, em %, é o quociente do valor da queda de tensão, em V, pela tensão nominal da rede de MT, que é 30.000 V.

Tabela 35. Queda de Tensão dos Cabos

QUEDA DE TENSÃO DOS CABOS/TROÇO	Valor
TROÇO 1	
Queda de Tensão (%)	0,06
TROÇO 2	
Queda de Tensão (%)	0,05
TROÇO 3	
Queda de Tensão (%)	0,68
TOTAL	
Queda de Tensão (%)	**0,79**

Verifica-se assim que o valor total da queda de tensão, no pior caso, à entrada da subestação é inferior a 1 %, fixando-se apenas nos 0,79 %. Isto permite afirmar que o critério definido é cumprido.

8.1.3 Corrente de Curto-Circuito

A corrente máxima de curto-circuito efetiva que pode circular pelos condutores é dada por:

$$I_{cc} = \frac{K * S}{\sqrt{t}}$$

Sendo:

K é o coeficiente que depende do tipo de condutor

S é a secção do condutor, em mm^2

t é a duração do curto-circuito, em segundos

Os valores do coeficiente K são dependentes da alma condutora e isolamento do cabo. Neste caso, o valor será de 143 para cobre isolado a XPLE e 94 para alumínio com o mesmo isolamento.

Por aplicação da expressão, verifica-se que os valores das correntes máximas de curto-circuito, considerando a sua duração de 1s, para os troços 1, 2 e 3 são as seguintes:

Tabela 36. Corrente de Curto-Circuito nos Cabos

CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO NOS CABOS/TROÇO	Valor
TROÇO 1	
Corrente de Curto-circuito (kVA)	34,32
TROÇO 2	
Corrente de Curto-circuito (kVA)	57,2
TROÇO 3	
Corrente de Curto-circuito (kVA)	90,09

8.1.4 Perdas de Potência

As perdas de potência, por efeito Joule, que ocorrem em funcionamento normal e à plena carga, podem ser calculadas por:

$$P_{Perdas} = 3 * I_{máx}^2 * L * R$$

Sendo:

$I_{máx}^2$ é o quadrado da corrente máxima que percorre o condutor, em A

L é o comprimento do troço, em m

R é a resistência do cabo à temperatura de serviço, em Ω/km

Para o cálculo da potência de perdas, necessitamos de saber qual a resistência do cabo à temperatura de serviço normal de funcionamento. Assim:

$$T_{serviço} = T_{Ambiente} + (90 - T_{Ambiente}) * (\frac{I_{máx}}{I_{Z'}}^2)$$

Sendo:

$T_{serviço}$ é a temperatura do cabo à plena carga, em °C.

$T_{Ambiente}$ é a temperatura ambiente, em °C.

$I_{máx}$ é a corrente máxima do troço em funcionamento normal, em A.

$I_{Z'}$ é a corrente máxima admissível do cabo, em A.

Sendo a temperatura ambiente considerada para este projeto de 40 °C, o valor da temperatura à plena carga, para cada um dos troços considerados, é:

Tabela 37. Temperatura do Cabo em Funcionamento Normal

TEMPERATURA DO CABO EM FUNCIONAMENTO NORMAL/TROÇO	Valor
TROÇO 1	
Temperatura de Serviço (°C)	51,8
TROÇO 2	
Temperatura de Serviço (°C)	68,7
TROÇO 3	
Temperatura de Serviço (°C)	70,6

Nesta sequência, o cálculo da resistência que possui o cabo nas condições *standard* é:

$$R_{20} = \frac{\sigma_{20} * L}{A}$$

$$R_{serviço} = R_{20} * \left(1 + \alpha_{20} * (T_{serviço} - 20\right)$$

Sendo:

R_{20} é a resistência do cabo a 20 °C, em Ωmetro.

α_{20} é o coeficiente de temperatura, em °C^{-1}.

σ_{20} é a resistividade do cobre a 20 °C (0,029), em Ωmetro.

A é a área da secção de um fio de cabo, em m^2.

Os valores de $R_{serviço}$ para os troços considerados são:

Tabela 38. Resistência do Cabo em Funcionamento Normal

RESISTÊNCIA DO CABO EM FUNCIONAMENTO NORMAL/TROÇO	Valor
TROÇO 1	
Resistência de Serviço ($\Omega\mathbf{metro}$)	0,000134
TROÇO 2	
Resistência de Serviço ($\Omega\mathbf{metro}$)	0,000085
TROÇO 3	
Resistência de Serviço ($\Omega\mathbf{metro}$)	0,000054

O valor da potência de perdas, para cada um dos troços, bem como a total, é:

Tabela 39. Resistência do Cabo em Funcionamento Normal

RESISTÊNCIA DO CABO EM FUNCIONAMENTO NORMAL/TROÇO	Valor
TROÇO 1	
Potência de Perdas (kW)	3,24
TROÇO 2	
Potência de Perdas (kW)	5,31
TROÇO 3	
Potência de Perdas (kW)	131,57
TOTAL	
Potência de Perdas (kW)	**140,12**

9 CÁLCULOS DA REDE DE TERRAS

9.1 Dados de Entrada

Pressupostos iniciais e adequados ao projeto.

Tabela 40. Caraterísticas do Terreno

CARATERÍSTICAS DO TERRENO	Valor
Resistividade da camada superficial (Ωm)	3000
Espessura da camada superficial (m)	0,1
Resistividade do terreno (Ωm)	20
NOTA: a camada superficial cobrirá a totalidade da plataforma da subestação	

Tabela 41. Caraterísticas Elétricas da Rede

CARATERÍSTICAS ELÉTRICAS DA REDE	Valor
Relação de impedâncias (X''/R)	10
Frequência da Rede (Hz)	50
Temperatura ambiente (°C)	25
Tempo de extinção do defeito (s)	0,5
Níveis de tensão existentes (kV)	0; 0,65; 30
Nível de tensão que se produziu o defeito (kV)	30
Corrente de defeito à terra (kA)	10
Fator de projeção	1
NOTA: Neutro instalado rígidamente à terra	

Tabela 42. Caraterísticas dos Condutores de Terra

Caraterísticas dos Condutores de Terra	Valor
K0 = 1/a0 (com a0 = Coeficiente térmico de resistividade a 0ºC) (ºC)	234

Coeficiente Térmico de Resistividade à temperatura de referência 20 °C (ar) (ºC^{-1})	0,00393
Resistividade à temperatura de referência 20 ºC (μΩ/cm)	1,724
Fator de capacidade térmica (TCAP) (J/cm3/ºC)	3,42
Temperatura máxima permitida (ºC)	300

Tabela 43. Caraterísticas Geométricas da Malha de Terra

Caraterísticas Geométricas da Malha de Terra	Valor
Superfície total ocupada pela malha de terra (m^2)	161
Profundidade da malha (m)	0,6
Perímetro da malha (m)	51
Comprimento do lado maior da malha (m)	14
Comprimento do lado menor da malha (m)	11,5
Distância máxima entre dois pontos da malha (m)	18,12
Número de condutores paralelos ao lado maior	6
Número de condutores paralelos ao lado menor	6
Espaçamento médio entre condutores paralelos (m)	6
Espaçamento máximo entre condutores paralelos (m)	1
Comprimento total do condutor (m)	51
Número de elétrodos de terra ao longo do perímetro da malha	4
Comprimento de cada um dos elétrodos de terra instalados no perímetro do malha m()	2
Número de elétrodos de terra interiores	0
Comprimento de cada um dos elétrodos de terra interiores (m)	0

9.1.1 Ligação à Terra de Postos de Transformação

Os cálculos relativos à malha de ligação à terra do posto de transformação, baseam-se no método em vigor na norma internacional IEEE80.

9.1.1.1 Cálculo das máximas tensões de passo e de contato admissíveis pelo corpo humano

Segundo a norma IEEE80, os critérios utilizados para o cálculo das tensões de passo e de contacto admissíveis são, respetivamente:

$$\varepsilon_{Passo_70Kg} = \left(1000 + (6 * C_S * \sigma_S)\right) * \frac{0{,}157}{\sqrt{t_s}}$$

$$\varepsilon_{Contacto_70Kg} = \left(1000 + (1{,}5 * C_S * \sigma_S)\right) * \frac{0{,}157}{\sqrt{t_s}}$$

Onde:

σ_S é a resistividade da camada de acabamento, em Ωmetro.

t_s é o tempo de exposição à corrente de defeito, em s.

C_S é o fator de diminuição da camada superficial.

O cálculo das duas tensões acima mencionadas, requerem o cálculo do fator de diminuição da camada superficial (C_S), definido por:

$$C_S = 1 - \frac{0{,}09 * (1 - \frac{\sigma}{\sigma_S})}{2h_S + 0{,}09}$$

Onde:

σ é a resistividade do solo, em Ωmetro.

h_S é a espessura da camada superficial, em m.

Efetuados os cálculos com os dados e as expressões anteriores, obtem-se:

$$C_S = 0{,}69$$

$$\varepsilon_{Passo_70Kg} = 2986{,}554\ V$$

$$\varepsilon_{Contacto_70Kg} = 913{,}1621\ V$$

9.1.1.2 Dimensionamento da Secção do Condutor da Rede de Terras

A norma IEEE80 prevê o cálculo da corrente assimétrica de defeito efetiva, utilizando a seguinte fórmula:

$$I_F = D_f * I_f * C_P$$

Onde:

I_F é a corrente assimétrica de defeito efetiva, em kA.

D_f é o fator de depreciação.

I_f é a corrente de curto-circuito, em kA.

C_P é o fator de projeção.

O fator de depreciação é calculado por:

$$D_f = \sqrt{(1 + (\frac{T_a}{T_f} * (1 - e^{(\frac{-2*T_f}{T_a})})))}$$

Onde:

T_a é o período de tempo, em s.

T_f é o tempo de duração do defeito, em s.

O valor de T_a é determinado por:

$$T_a = (\frac{X}{R} * \frac{1}{(2 * \pi * f)})$$

Onde:

$\frac{X}{R}$ é a relação de impedâncias.

f é a frequência da rede, em Hz.

Das fórmulas anteriores, resultam os valores:

$$T_a = 0{,}032$$
$$D_f = 1{,}031$$

$$I_F = 10{,}3134\ kA$$

O valor da secção do condutor da rede de terra é determinado por:

$$A = \frac{I_F}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \sigma_r}\right) * \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}}$$

Onde:

A é a área do condutor, em mm^2.

I_F é a corrente assimétrica de defeito efetiva, em kA.

TCAP é o fator de capacidade térmica do condutor em J/(cm^3*ºC).

t_c é o tempo de duração da corrente de defeito, em s.

α_r é o coeficiente térmico de resistividade, em 1/ ºC.

σ_r é a resistividade relativa do cobre, em μΩ*cm.

K_o é o inverso do coeficiente térmico de resistividade, a 0 ºC.

T_a é a temperatura ambiente média do local, em ºC.

O valor da área A do condutor é o seguinte:

$$A = 38{,}159\ mm^2$$

Segundo o valor calculado, foi escolhido um cabo de terra com uma secção de 95 mm^2.

9.1.1.3 Cálculo da Corrente Máxima da Rede de Terras

De forma a chegarmos ao cálculo da corrente máxima da rede de terra, é necessário determinar o valor da corrente simétrica da rede de terras nesse mesmo ponto, recorrendo à expressão:

$$I_g = S_f * I_f$$

Onde:

I_g é a corrente simétrica da rede de terras, em A.

S_f é o fator de divisão da corrente de defeito

I_f é a corrente de defeito, em A.

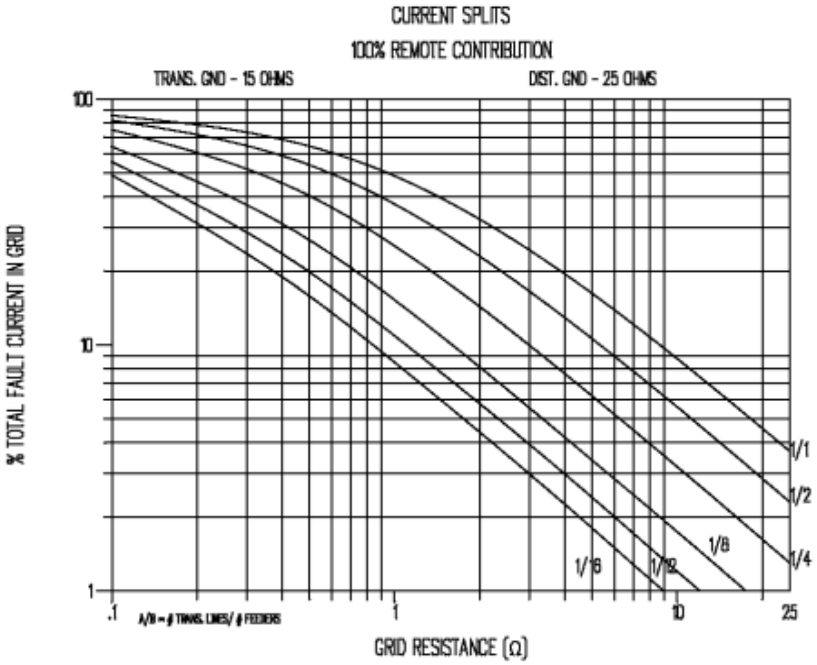

Figura 10 – Curva do Fator de Divisão da Corrente de Defeito

A análise do gráfico da figura 8, relativo à figura C.1 da norma IEEE80, permite verificar que para um valor de corrente de defeito, em A, é igual a 10.000 A, o fator de divisão de corrente a considerar será igual a 0,49.

Assim, o valor de I_g é:

$$I_g = 4.900\ A$$

Resultando o valor da corrente máxima da rede de terras, fazendo uso da fórmula:

$$I_G = D_f * I_g * C_P$$

Onde:

I_G é a corrente máxima da rede de terras, em A

D_f é o fator de depreciação

I_g é a corrente simétrica da rede de terras, em A

C_P é o fator de projeção

Igual a:

$$I_G = 5053{,}565\ A$$

9.1.1.4 Cálculo das Tensões Máximas de Passo e Contacto durante a Ocorrência do Defeito

Neste sub-capítulo, comprova-se que as caraterísticas da malha de terra escolhidas conduzem a valores de tensão, quer de passo quer de contacto, durante a ocorrência de um defeito, inferiores aos valores máximos admissíveis pelo corpo humano, calculados no sub-capítulo 2.3.2.1.

O cálculo da tensão máxima de contacto, efetua-se pela fórmula:

$$\varepsilon_{Contacto_máxima} = \frac{K_m * K_i * \sigma * I_G}{L_m}$$

Onde:

$\varepsilon_{Contacto_máxima}$ é a tensão máxima de contacto, em V.

K_m é o fator de espaçamento da malha.

K_i é o fator de correção por geometria na forma de malha.

σ é a resistividade média do solo, em Ωm.

I_G é a corrente máxima da rede de terras, em A.

L_m é o comprimento efetivo do cabo e do elétrodo de terra relativa à tensão da rede, em m.

O cálculo do fator de espaçamento da malha é realizado recorrendo à seguinte expressão:

$$K_m = \frac{1}{2\pi}[\ln\left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d}\right) + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln\left(\frac{8}{\pi(2n-1)}\right)]$$

Onde:

K_m é o fator de espaçamento da malha.

D é o espaçamento entre condutores paralelos, em m.

d é o diâmetro dos condutores da malha, em m.

h é a profundidade de enterramento da malha, em m.

K_{ii} é o fator de correção para os elétrodos instalados nas esquinas das malhas.

K_h é o fator de enterramento da malha.

n é o fator de geometria.

Cálcular do fator de enterramento da malha (K_h):

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}}$$

Onde:

h é a profundidade de enterramento da malha, em m.

h_o é a referência de profundidade da malha, em m.

De acordo com os dados disponíveis, o valor de K_h é:

$$K_h = 1{,}2649$$

Cálculo do valor do comprimento efetivo do cabo e do elétrodo de terra relativa à tensão da rede (L_m):

$$L_m = L_c + \left[1{,}55 + 1{,}22\left(\frac{L_r}{L_x^2 + L_y^2}\right)\right] * L_R$$

Onde:

L_c é o comprimento total do cabo enterrado, em m.

L_r é o comprimento médio de cada elétrodo de terra, em m.

L_R é o comprimento total dos elétrodos de terra enterrados, em m.

L_x é o comprimento máximo total da malha no eixo dos X, em m.

L_y é o comprimento máximo total da malha no eixo dos Y, em m.

O seu valor é:

$$L_m = 64{,}4774$$

Para o cálculo do valor de K_m, é necessário conhecer o valor do fator de geometria.
Este valor é calculado recorrendo às quatro expressões seguintes:

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}$$

$$n_c = [\frac{L_x L_y}{A}]^{\frac{0{,}7A}{L_x L_y}}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

Onde:

L_p é o perímetro da malha, em m.

A é a área ocupada pela malha de terra, em m^2.

D_m é a distância máxima entre quaisquer 2 pontos da malha de terra, em m.

Cujos valores são:

$$n_a = 2$$

$$n_b = 1{,}0024$$

$$n_c = 1$$

$$n_d = 1{,}00013$$

O valor do fator de geometria, resulta da multiplicação destes quatro fatores, e é igual a 2, arrendondado às unidades.

Cálculo dos fatores de correção K_{ii} e K_i:

$$K_{ii} = (\frac{1}{2n})^{\frac{2}{n}}$$

$$K_i = 0{,}644 + 0{,}148n$$

$$K_{ii} = 0{,}25$$

$$K_i = 0{,}94$$

Apresentam-se, finalmente, os valores de K_m é da tensão máxima de contacto:

$$K_m = 0{,}597$$

$$\varepsilon_{Contacto_máxima} = 880{,}0016\ V$$

O resultado permite concluir que a tensão máxima de contacto durante a ocorrência de um defeito (880,0016 V) é inferior à tensão máxima de contacto admissível pelo corpo humano (913,1621 V), pelo que valida o modelo da malha apresentado.
O cálculo da tensão máxima de passo durante o defeito é:

$$\varepsilon_{Passo_máxima} = \frac{K_s * K_i * \sigma * I_G}{L_s}$$

Onde:

$\varepsilon_{Passo_máxima}$ é a tensão máxima de passo, em V.

K_s é o fator de espaçamento para a tensão de passo.

K_i é o fator de correção por geometria da malha.

σ é a resistividade média do solo, em Ωm.

I_G é a corrente máxima da rede de terras, em A.

L_s é o comprimento efetivo do cabo e do elétrodo de terra relativa à tensão de passo, em m.

O valor do fator K_s é dado por:

$$K_s = \frac{1}{\pi}[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h)} + \frac{1}{D}(1 - 0{,}5^{n-2})]$$

Onde:

D é o espaçamento entre condutores paralelos, em m.

h é a profundidade de enterramento da malha, em m.

n é o número de condutores efetivos paralelos da malha.

O valor de K_s vem:

$$K_s = 0{,}4642$$

O valor de L_s é dado por:

$$L_s = 0{,}75L_c + 0{,}85L_R$$

Por substituição dos valores já conhecidos, o resultado é:

$$L_s = 45{,}05\ m$$

E finalmente calcula-se $\varepsilon_{Passo_máxima}$:

$$\varepsilon_{Passo_máxima} = 978{,}9666\ V$$

Este resultado permite afirmar o cumprimento da norma IEEE80, dado que a tensão máxima de passo admissível pelo corpo humano (2.986,554 V) é muito superior à tensão máxima de passo durante o defeito (978,9666 V).

O cumprimento dos dois critérios estabelecidos pela norma IEEE80, permite concluir que o dimensionamento efetuado da rede de terras cumpre com os resquisitos de segurança que lhe são impostos.

10 OBRA CIVIL

10.1 Considerações gerais

Fazem parte integrante da central alguns itens de construção civil e eletromecânica, dos quais se destacam:

- Metros lineares de vala de baixa tensão – 98.550;
- Metros lineares de vala de média tensão – 38.340;
- Metros lineares de vala de média tensão – 7.256;
- Fundações de estrutura fixa – 588.648 unidades.

10.2 Preparação do terreno

O processo de corte e remoção/aproveitamento da madeira existente e respetivo encaminhamento para valorização (indústria papeleira, produção de poste ou estacas, estilha para biomassa vegetal ou para construção, na área da Central fotovoltaica, de estruturas de correção de erosão), será efetuado de forma faseada, por talhões, de forma a prevenir os efeitos de uma eventual desorganização generalizada, caso o corte arbóreo fosse efetuado em toda a área simultaneamente. Define-se então que este processo seja efetuado de forma faseada, preferencialmente em lotes de 50 ha e que apenas se proceda à operação no talhão seguinte, quando forem concluídas as ações de limpezas e repostas as condições originais do solo no talhão anterior. Este processo será efetuado de acordo com os procedimentos habituais da gestão e produção florestal, no âmbito normal da sua atividade, por equipas especialistas especificamente contratadas para o efeito.

Importante salientar que a instalação do parque fotovoltaico, nomeadamente a estacagem dos perfis de aço no solo, beneficia de solos consolidados e estruturados, pelo que a metodologia de corte de eucaliptos, pinheiros e arranque das respetivas raízes, será a que menos interferência cause, quer na estrutura do solo, quer na libertação das partículas sólidas de menores dimensões.

Desta forma, nos locais onde seja compatível a manutenção do cepo do exemplar arbóreo no local atual será dada preferência a esta opção. Neste cenário, será utilizado um equipamento (descepador) que inviabiliza a regeneração vegetativa da planta, para que dela não surjam rebentos adicionais. O descepador, utiliza um espigão ou cunha giratória, que perfura o centro do cepo após corte, e que destorça o material lenhoso no próprio local, no interior do solo, assegurando a manutenção da estrutura fundamental do solo. O sistema radicular será mantido no solo sempre que compatível, em condições favoráveis à sua decomposição, reduzindo-se os fenómenos de erosão durante os procedimentos relativos ao corte dos eucaliptos e outras espécies de porte significativo.

Nos locais onde a manutenção da raiz não for compatível com a infraestrutura de projeto a instalar deverá privilegiar-se a remoção total do cepo e posterior reposição do terreno em questão. Nestas zonas a reposição das zonas que forem alvo de remoção total de cepo apenas deverá acontecer após decapagem, de forma a que não haja necessidade de mobilização excessiva do solo nessas áreas.

Não obstante, e observando-se que a maioria dos solos na área de estudo têm propriedades francamente arenosas, mesmo quando da necessidade de arranque do cepo e raizame do solo, a afetação em termos de compacidade, é mais facilmente recuperada face a outros tipos de solos, dado que se espera que maioria das areias retornem ao local do cepo e com grau de compactação quase idêntico ao inicial.

De salientar ainda que a deslocação de maquinaria nas operações de corte e de extração irá processar-se fundamentalmente ao longo dos caminhos existentes ou, na sua ausência, por trilhos que se desenvolverão, sempre que se justifique, segundo as curvas de nível. Será totalmente interdita a mudança de óleos ou a reparação das máquinas na área de intervenção.

Realça-se, ainda, que todas as ações que, na fase de construção, incidam sobre a área de proteção das linhas de água, nomeadamente as ações de requalificação da galeria ripícola e ecossistemas ribeirinhos, deverão seguir os procedimentos indicados no Plano de Estrutura Verde e Integração Paisagística. Por outro lado, existe um buffer de proteção das linhas de água, definido de acordo com a importância das mesmas, onde não se fará qualquer remoção de vegetação, com exceção daquela que for definida no Plano de Integração Paisagística.

Os locais onde se preveja existir maior propensão para escorrência de sólidos para linhas de água, serão alvo de marcação em sede de Plano de Acompanhamento Ambiental, para que, nessas zonas seja dada especial atenção à imediata contenção dos materiais que ficarem soltos através da reposição das condições originais.

A intervenção específica para requalificação de linhas de água, dos ecossistemas ribeirinhos e galerias ripícolas é aprofundada e detalhada no Plano de Estrutura Verde e Integração Paisagística.

10.3 Estradas

O parque fotovoltaico tem que ter vias de acesso que permitam que o tráfego rodoviário chegue ao seu interior. Na medida do possível, são utilizados os acessos já existentes, que têm de ser preparados através da adição de terra ou cascalho artificial e depois compactados.

A disposição das estradas de acesso/estrada externa é condicionada pelas estradas já existentes (públicas e/ou privadas), enquanto a disposição das estradas internas da central solar fotovoltaica é realizada considerando a localização dos inversores, as estruturas solares associadas e as vedações, bem como a topografia e condicionantes do terreno (linhas de água, restricões ambientais, etc.).

As estradas internas do parque e as vias de acesso têm maioritariamente uma largura de 4 metros. Por seu turno, as estradas de acesso desde a parte exterior da vedação do parque até às subestações têm uma largura de 6 metros, e sua disposição geral pode ser vista na implantação do projecto.

O parque fotovoltaico terá drenagem de águas pluviais composta por caleiras em terra na área periférica e junto às estradas interiores da central, onde tal seja necessário, bem como obras de drenagem transversal no atravessamento de caminhos, onde necessário.

10.4 Execução de fundações

Esta obra inclui a colocação das fundações das estruturas fotovoltaicas e das estações de média tensão (MT) ou postos de transformação.

As fundações das estruturas de módulos são compostas por estacas metálicas cravadas diretamente no solo, nas áreas onde tal seja possível. Nas áreas mais complicadas, que se estima serem pontuais, é utilizada a pré-perfuração ou microestacas, com utilização de maquinaria especializada para a sua instalação. Os cálculos estruturais fazem parte de um projeto separado, no qual a solução de base adotada será validada. A profundidade das fundações está de acordo com o estudo geotécnico, dependendo das condições do terreno e dos testes necessários no local.

Para as subestações transformadoras, são construídas plataformas para apoiar e nivelar o equipamento. Esta plataforma tem um projeto e cálculos independentes, que terá em conta as caraterísticas do terreno, os pesos e dimensões do equipamento. Além disso, devem ser especificadas as entradas e saídas de cablagem necessárias para o correto funcionamento do equipamento.

No plano " Detalhe da Estação de potência" anexo a este relatório, pode ver-se a fundação proposta para este projeto, que deve ser validada pelo fabricante uma vez iniciadas as obras. Como mencionado acima, esta fundação proposta é objeto de um projeto separado e pode sofrer modificações de acordo com o estudo geotécnico realizado.

Figura 11 – Estacagem de perfis metálicos com maquinaria especializada

10.5 Vedação exterior

A cerca instalada é uma vedação de cinegética com uma altura máxima de 2 metros. A instalação das cercas, bem como dos seus elementos de fixação e ancoragem, é realizada de forma a não impedir o trânsito de animais selvagens da região.

Estas vedações cumprem os seguintes requisitos:

- São construídas de forma que o número de fios horizontais seja um máximo do inteiro, resultante da divisão da altura da vedação, em centímetros, por 10, sendo os dois fios inferiores acima do nível do solo separados por 20 centímetros. Os fios verticais da malha são separados por 30 centímetros.
- Não têm elementos afiados ou pontiagudos.

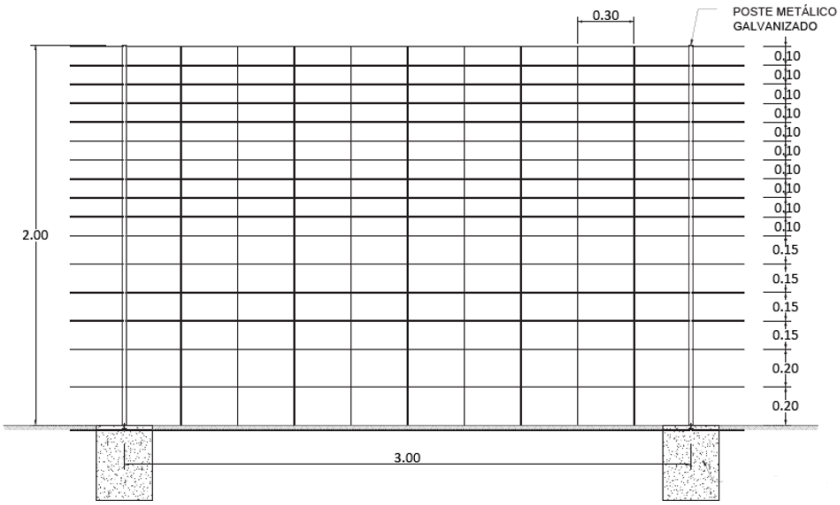

Figura 12 – Vedação cinegética

10.6 Pessoal a contratar

São empregados cerca de 625 trabalhadores por cada sub-parque, num total de aproximadamente 2500 trabalhadores, incluido técnicos especializados para os trabalhos de instalação necessários, incluíndo os vários Empreiteiros (construção civil, eletromecânica, equipa de transporte, montagem), Equipas de Fiscalização, Dono de Obra, entre outros.

O pessoal residirá preferencialmente nas localidades próximas (Sines, Santiago do Cacém, Odemira, Ferreira do Alentejo), e área da grande Lisboa, conforme a disponibilidade de mão-de-obra no momento e fase da construção, e para as quais serão criados circuitos de transporte diário para o local de instalação. É estimado um tráfego médio diário de 17 veículos pesados e de 3 a 5 carros ligeiros. O dia de trabalho será de 8 horas por dia, de segunda a sexta-feira, num total de 40 horas por semana.

No que respeita aos trabalhadores afetos à obra, estima-se que 1/3 da empregabilidade gerada não tenha necessidade de permanência contínua em obra. Haverá funções de gestão, de direção, de relação com fornecedores, de verificação, que não irão necessitar de alojamento em obra ou nas proximidades.

A restante fração, será ainda distribuída ao longo de toda a fase de construção, facto que se estima numa permanência em simultâneo de cerca de 100 a 120 trabalhadores.

No local da obra não está prevista a criação de alojamento para trabalhadores, havendo, para as situações onde a pernoita seja necessária diversas opções de alojamento na envolvente de 25 km da área do Projeto.

11 SEGURANÇA E SAÚDE

Em conformidade com os regulamentos relativos às disposições mínimas de saúde e segurança nas obras de construção, é obrigatório elaborar um estudo de saúde e segurança.

O plano de saúde e segurança fará parte integrante das peças instrutórias aquando do pedido de licença de produção junto da DGEG.

12 ANEXOS e PEÇAS DESENHADAS

12.1 ANEXOS

- Centros Transformadores - MSK-inverter-station-1500vdc-en
- Inversor - SINGLE IS B Series family_1500Vdc
- Módulo Fotovoltaico - N-HD156N-11BB-600-625-182-A
- Transformador_CT_Oil-insulated MV_1500V

12.2 PEÇAS DESENHADAS

- Implantação de módulos
- Layout das Valas AT e MT
- Detalhe da Estação de Potência
- Vedação Perimetral
- Caminhos internos e Zonas de Estaleiro
- Secções das Valas Tipo
- Detalhe do Quadro de Seccionamento
- Sistema de Segurança CCTV
- Esquema Unifilar BT
- Esquema Unifilar MT
- Esquema Unifilar SSAA
- Sistema de Controlo e Monitorização
- Rede de Terras
- Proteção de Descargas Atmosféricas
- Estações Meteorológicas
- Painel Fotovotaico
- Estrutura de Suporte
- Detalhe estações de potência