



Sunshining, S.A.

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA
THSiS – THE HAPPY SUN IS SHINING

Potência de Ligação: 1.143 MW/MVA

(Potência Total Instalada: 1.266 MW)

VOLUME I - MEMÓRIA DESCRITIVA GERAL

PROMOTOR: **SUNSHINING, S.A.**

LOCALIZAÇÃO: **UNIÃO DE FREGUESIAS DE SÃO DOMINGOS E VALE DE ÁGUA, SANTIAGO DO CACÉM**

ÍNDICE DE VOLUMES

VOLUME I – MEMÓRIA DESCRITIVA GERAL

VOLUME II – MEMÓRIA DESCRITIVA SUBESTAÇÕES INTERCALARES

VOLUME III - MEMÓRIA DESCRITIVA SUBESTAÇÃO PRINCIPAL

VOLUME IV - PEÇAS DESENHADAS

ADENDA (v2)

Neste documento foram atualizados os seguintes aspetos:

- Enquadramento no regime jurídico de AIA;
- Área vedada total: de para: de 1 279,6 ha para 1262,03 ha;
- N.º de módulos: de 2 291 996 para 2 164 738;
- Potência unitária de módulos: de 440 Wp para 440Wp e 530 Wp;
- N.º de mesas: de 44 478 (7 099 + 37 379) para 42 370 (7 428 + 34 942);
- Extensão linha MAT (400 kV): de 540 metros para 547 metros;
- Extensão de vala 150 kV: de 6 213 metros para 5 611 metros;
- Comprimentos parciais entre ligação de SE intercalares a SE principal: LMAT1 de 3936m para 4159m; LMAT2 de 600m para 508m; LMAT3 de 398m para 368m; LMAT4 de 1279m para 1237m;
- Operações com movimentação de terras: de 109 mil m³ para 92 mil m³.

ÍNDICE

1. ENQUADRAMENTO E DEFINIÇÃO GERAL DO PROJECTO	1
1.1. APRESENTAÇÃO	1
1.2. IDENTIFICAÇÃO DO PROMOTOR	2
1.3. JUSTIFICAÇÃO DO PROJECTO	3
2. LOCALIZAÇÃO DA CENTRAL.....	5
2.1. CONDICIONANTES DA LOCALIZAÇÃO – ENQUADRAMENTO NO PDM	9
2.2. ENQUADRAMENTO NO REGIME DE AIA	10
3. CARACTERIZAÇÃO GERAL DA CSF THE HAPPY SUN IS SHINING	12
4. LAYOUT DO CAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO	14
5. DESCRIÇÃO DO CAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO.....	15
5.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	16
5.2. ESTRUTURAS DE SUPORTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	17
5.3. INVERSORES	18
5.4. POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO.....	20
5.5. CAIXAS DE AGRUPAMENTO	23
5.6. REDE ELÉTRICA DC	23
5.6.1. Cabos DC1 – Cabo solar (1,5 kV)	23
5.6.2. CABOS DC2 – LIGAÇÃO CAIXAS DE <i>STRINGS</i> A INVERSOR (1,5 kV).....	24
5.7. REDE ELÉTRICA AC.....	24
5.7.1. Cabos MT (Média Tensão).....	24
5.7.2. Cabos MAT (Muito Alta Tensão)	24
5.7.3. Cabos de alimentação dos serviços auxiliares	25
5.8. REDE DE TERRAS.....	26
6. DIMENSIONAMENTO, CÁLCULO E PROTEÇÕES DOS CABOS DO CENTRO ELECTROPRODUTOR	27
6.1. DIMENSIONAMENTO DE <i>STRINGS</i>	27
6.2. DIMENSIONAMENTO DE CABOS E DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO.....	29
6.3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	34
6.3.1. Cabos DC1 – Ligação de <i>strings</i> a cxs strings (1,5 kV DC).....	34
6.3.2. Cabos DC2 – Ligação cxs strings a inversores (1,5 kV DC).....	34
6.3.3. Cabos AC – Rede elétrica MT (30 kV)	35
6.3.4. Cabos AC – Linha subterrânea MAT (150 kV)	40
6.3.5. Cabos AC – Linha subterrânea MAT (400 kV).....	45
7. SEGURANÇA E PROTEÇÃO - GERAL	48

8. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	49
9. PROTECÇÃO DE INTERLIGAÇÃO	52
10. SUBESTAÇÕES INTERCALARES 30kV/150 kV	53
11. SUBESTAÇÃO PRINCIPAL 1143 MVA 30 / 150 /400 kV	56
12. SERVIÇOS AUXILIARES.....	57
12.1. ENQUADRAMENTO.....	57
12.2. ILUMINAÇÃO	57
12.3. MONITORIZAÇÃO.....	57
12.4. ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS.....	58
12.5. SEGURANÇA E INTRUSÃO	59
12.6. REDE DE DETECÇÃO DE INCÊNDIOS.....	60
13. PRODUÇÃO ESTIMADA	61
14. OBRA CIVIL.....	62
14.1. VEDAÇÃO E CAMINHOS DE ACESSO	62
14.2. MOVIMENTAÇÃO DE TERRAS E ABERTURA DE VALAS	63
14.3. PLATAFORMAS DE ASSENTAMENTOS DOS PT E INVERSORES.....	65
14.4. INSTALAÇÃO DAS ESTRUTURAS DE SUPORTE DOS MÓDULOS.....	65
15. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	67
15.1. FASE DE EXPLORAÇÃO.....	67
15.2. FASE DE DESACTIVAÇÃO	67
16. ASPECTOS REGULAMENTARES.....	68
17. ANEXOS	70

1. ENQUADRAMENTO E DEFINIÇÃO GERAL DO PROJECTO

1.1. APRESENTAÇÃO

A presente Memória Descritiva e os seus anexos tem por objetivo acompanhar o processo de licenciamento que a peticionária **SUNSHINING, S.A.**, submete junto da Direção Geral de Energia e Geologia com a finalidade de obtenção da Licença de Produção para:

Central Solar Fotovoltaica denominada THSiS – The Happy Sun is Shining, constituída por um total de 2 164 736 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino e potências unitárias de 440 Wp e 530 Wp, resultando uma potência pico de 1 008,5 MW, 244 inversores de 3 630 kW/kVA de potência nominal (no total 885,72 MW), sistema de armazenamento de energia 257,5 MW/MVA de potência de armazenamento / ligação, 244 postos de transformação de 0,66/30 kV, 4 subestações intercalares de 30/150 kV, 1 subestação principal de 150/400 kV, rede de cablagem BT / MT / MAT para transporte da energia e ligação ao ponto de interligação com a RESP, sita na União de Freguesias de S. Domingos e de Vale de Água, concelho de Santiago do Cacém, distrito de Setúbal.

A produção de energia da CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA (CSF) THE HAPPY SUN IS SHINING (THSiS) será feita a partir do recurso solar fotovoltaico e injetada para comercialização no sistema elétrico nacional.

A licença de produção enquadra-se, ao abrigo do disposto no **ponto 2 b) do art. 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua republicação dada pelo Decreto-lei n.º 76/2019 de 3 de junho.**

A entidade que confere a licença de produção é a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), em cumprimento com a normativa vigente (Decreto-lei n.º 76/2019 de 3 de junho), e a entidade que confere a licença de construção é a Câmara Municipal de Santiago do Cacém em conformidade com o Plano Diretor Municipal (PDM).

A licença de exploração será enquadrada em regime especial, ao abrigo do regime remuneratório geral de acordo com o disposto no ponto 1 a) do art. 4.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua republicação dada pelo Decreto-lei n.º 76/2019 de 3 de junho.

1.2. IDENTIFICAÇÃO DO PROMOTOR

Nome: SUNSHINING, S.A.

NIPC: 514880970

Sede: Praça Duque de Saldanha, 1 – 9.H, 1050-094 Lisboa

Código de acesso à certidão permanente: 0654-6783-5156

A SUNSHINING S.A. é a entidade promotora da CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA THE HAPPY SUN IS SHINING, uma empresa PROSOLIA ENERGY, especialista na área da energia solar, com uma abrangência multinacional (Portugal, Espanha, França e Itália) e uma larga experiência em promoção, projeto, construção, operação, monitorização e manutenção de centrais solares fotovoltaicas, tanto em solo como em cobertura industrial, tendo mais de 300 MW instalados ou em operação.

A CSF THE HAPPY SUN IS SHINING produzirá energia a partir de recurso fotovoltaico, sendo enquadrável no “CAE 35113 - Produção de eletricidade de origem eólica, geotérmica, solar e de outra origem”. Este CAE pertence à divisão D eletricidade, gás, vapor, água quente e fria e ar frio da lista de CAE publicada pelo INE, estando portando fora das divisões de indústria (B indústrias extrativas e C indústrias transformadoras).

1.3. JUSTIFICAÇÃO DO PROJECTO

A CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA THE HAPPY SUN IS SHINING cumpre todas as regulamentações aplicáveis quanto à ocupação, à localização, à proteção do ambiente, proteção da saúde pública e segurança das populações e será composta por:

Centro electroprodutor com 1 143 MW/MVA de potência nominal e **1 008,5 MWp** de potência pico, composto por **2 164 736** módulos solares fotovoltaicos, **61** conjuntos de postos de transformação e inversão (cada conjunto inclui 4 pares PT/INV), **4** subestações de transformação intermédias (4 x 30/150kV);

Sistema de armazenamento de energia composto por um conjunto de baterias e respetivos inversores com capacidade total de armazenamento e injeção de **257,5 MW (515 MWh) com ligação ao nível de tensão de 150 kV**;

Elevação para tensão de transporte: será construída uma subestação de transformação de **150/400 kV** de 1143 MVA.

Ao produzir energia em regime especial ao abrigo do regime remuneratório geral, a CSF THE HAPPY SUN IS SHINING terá uma contribuição efetiva para uma maior eficiência energética já que:

- 1) irá gerar a maior parte da sua energia em horário de ponta ou cheias, alinhado com os períodos de consumo mais elevado, o que permitirá ao SEN atingir mais estabilidade durante as horas de maior procura de energia, contribuindo para uma maior eficácia do SEN;
- 2) do ponto de vista da segurança do abastecimento, o papel das fontes renováveis é essencial para reforçar os níveis de segurança, ao mesmo tempo em que promove a diversificação do *mix* energético e contribui para aumentar a sustentabilidade associada à produção, transporte e consumo de energia;

Em consequência, a CSF THE HAPPY SUN IS SHINING ajudará a aumentar a independência energética de Portugal, e devido ao seu sistema de armazenamento com baterias, contribuirá ainda para a estabilização da rede elétrica e moderar a intermitência das renováveis, contribuindo para obtenção de um sistema mais eficiente que, por ser baseada em energia solar fotovoltaica, contribuirá positivamente para o cumprimento das metas nacionais e comunitárias no domínio das energias provenientes de fontes renováveis no consumo bruto de energia.

Por ser baseada numa fonte de produção de energia elétrica limpa, sem emissões de CO₂, a CSF THE HAPPY SUN IS SHINING está alinhada com a aposta estratégica da União Europeia de produção de energia elétrica limpa, sem emissões de CO₂ e sem colocar em causa a sustentabilidade económica e financeira do sistema elétrico. Concretamente, ao produzir aproximadamente **1 761 GWh/ano** de energia prevê-se que se evite a emissão de **595 145 a 1 408 473** toneladas de CO₂ por ano, consoante a comparação com produção de energia a partir de gás natural ou a partir de coque de carvão, respetivamente.¹.

Acresce que a CSF THE HAPPY SUN IS SHINING não terá impacto negativo nos custos económicos e financeiros do Sistema Elétrico Nacional (SEN) uma vez que:

- 1) o regime remuneratório subjacente é o regime geral baseado na livre concorrência dos produtores no mercado elétrico;
- 2) os custos de interligação à Rede Pública serão suportados pelo promotor, revertendo a infraestrutura de interligação para o ORT (artigos 140.º e 101.º do Regulamento de Relações Comerciais).

¹ Para o cálculo da previsão de contribuição para redução de emissões de gases de efeitos de estufa estes valores basearam-se no documento " Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) 2013-2020 - Poder Calorífico Inferior, Fator de Emissão e Fator de Oxidação" (fonte: APA)

2. LOCALIZAÇÃO DA CENTRAL

A CSF THE HAPPY SUN IS SHINING, localizada numa área vedada total de **1 262,03** hectares, encontra-se na União Freguesias de São Domingos e Vale de Água, concelho de Santiago do Cacém, distrito de Setúbal.

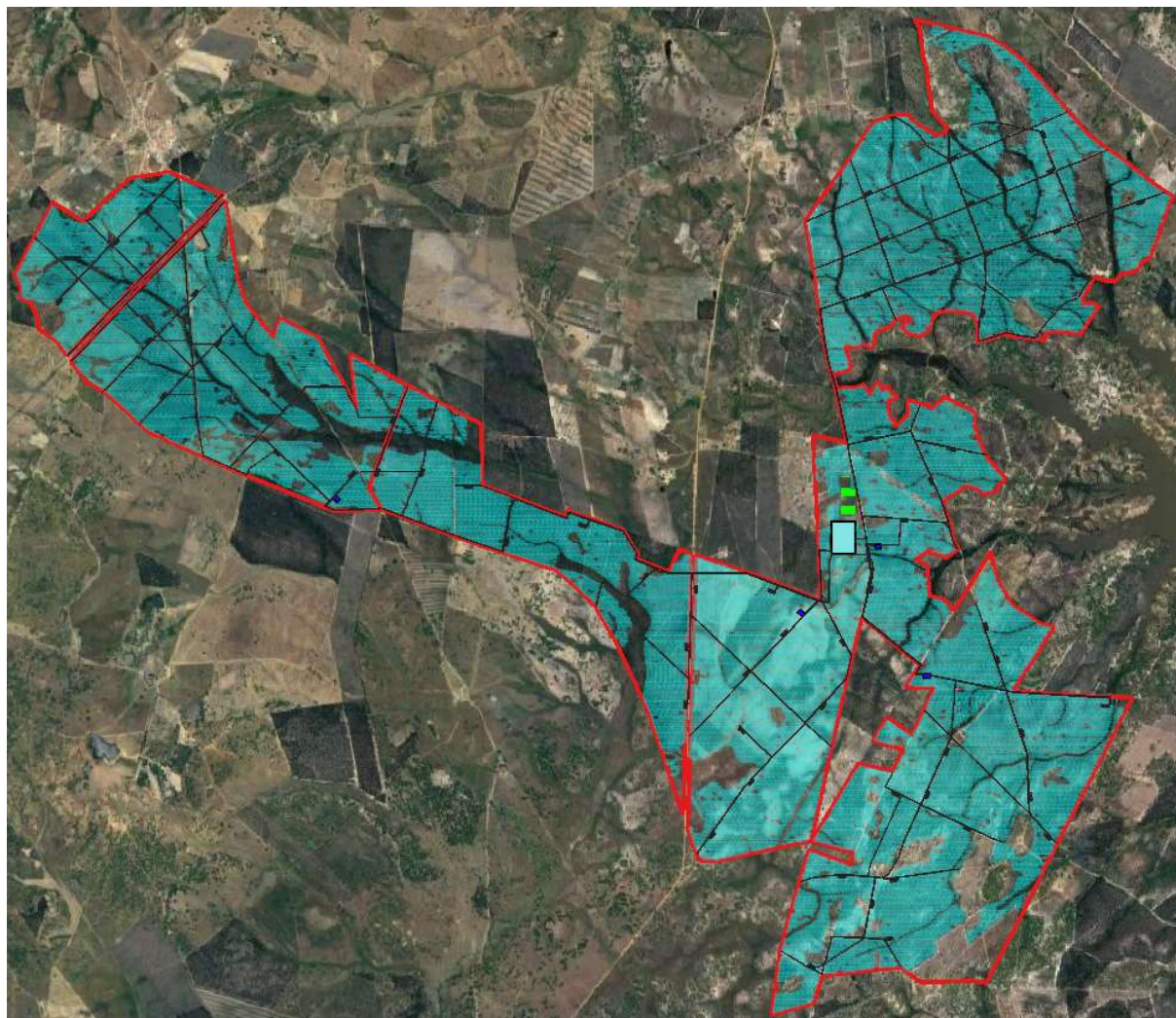


Figura 2.1 - Localização da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING

A central fotovoltaica localiza-se nas seguintes coordenadas:

Sistema de Coordenadas	X	Y
PT-TM06/ETRS89	-35.796,53m	-198.438,65m

A CSF THE HAPPY SUN IS SHINING está inserida nos seguintes prédios rústicos sitos na União de Freguesias de São Domingos e Vale de Água, concelho de Santiago do Cacém, descritos na Conservatória do Registo Civil, Predial, Comercial e Automóveis de Santiago do Cacém:

PRÉDIOS RÚSTICOS			
Secção	Artigo n.º	Designação	Área (ha)
I	6	Boa Esperança	8.38
I	10	Sete e Meio	2.85
I	11	Infeliz	8.00
I	12	Monte Mal Julgado	1.60
I	17	Cerro da Bandeira	8.20
I	18	Monte Branco	2.68
I	19	Braciosa	1.73
I	20	Sobralinho	1.78
I	22	Brejos da Estremadura	4.03
I	31	Quinta	4.28
I	32	Queimada	1.85
I	33	Foros de Sobralinho	1.75
I	34	Sanilho	6.18
I	36	Estradinha	7.70
I	39	Mal Seguro	10.23
I	42	Valverde	7.70
I	43	Foros do Sobralinho	1.43
S	2	Malhadinhas	28.08
S	3	Sete Sobreiros	28.88
S	4	Pontalinho	28.53
S	12	Vale Tijelas	13.00
S	13	Vale Tijelas	2.52
S	17	Sobralinho de Cima	167.55
N	22	Daroeira	239.75
P	54	Chaparralão	2.90
P	55	Cai Logo	5.93
P	52	Palmeira de Cadouços	30.00
P	32	Quinta Nova	6.35
N	64	Valinhos de Milharados	19.10
N	62	Nascedios	14.13
I	1	Chaparralão	200.50
I	15	Chaparralão	1.25
I	25	Chaparralão	1.55
I	26	Chaparralão	4.80
I	2	Chaparralão	4.55
P	56	Quinta do Brejo	6.63
I	37	Sobralinho de Cima	7.53
I	37	Monte Louro	10.13
N	60	Ferraria	14.68
N	61	Ferraria de Baixo	35.85
N	69	Milharado	19.58
Q	1	Vale Dioguinho	550.65

Os terrenos acima descritos encontram-se atualmente arrendados ao promotor por período equivalente à vida útil estimada da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING.

As áreas consideradas encontram-se atualmente dedicadas à silvicultura, estando principalmente ocupadas por explorações florestais de eucaliptos, sobreiros e pinheiros. Prevê-se a desarborização parcial, desmatção e limpeza do terreno da central fotovoltaica, conservando e preservando o mais possível a biodiversidade existente no coberto vegetal.

Irá proceder-se à preservação de áreas de montado, não se prevendo a necessidade de operações de desarborização de exemplares de espécies protegidas.



Figura 2.2 – Exemplo de compatibilização de Quercíneas e elementos da CSF de Ourika



Figura 2.3 – Mesas fotovoltaicas na envolvente de sobreiros

De forma a evitar a afetação de linhas de água, foi aplicada uma metodologia de salvaguarda aprovada pela CCDR Alentejo, acautelando as servidões de domínio hídrico assim como as distâncias às margens dos cursos de água existentes. Não serão executadas obras que possam afetar o escoamento natural das linhas de água existentes, não havendo interferências com o regime hídrico.



Figura 2.4 – Exemplo de manutenção de sobreiros no perímetro da CSF Ourika

2.1. CONDICIONANTES DA LOCALIZAÇÃO – ENQUADRAMENTO NO PDM

A área onde será instalada a CSF THE HAPPY SUN IS SHINING está abrangida pelo PDM de Santiago do Cacém, estando o solo classificado como Solo rural - “*Espaços Agrícolas ou Florestais*”

O Projeto em causa não se insere dentro de áreas classificadas como “Área sensível”, de acordo com a definição constante no artigo 2º do Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua atual redação (repblicado no anexo II do Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro).

A Área Sensível mais próxima do local da CSF THSiS é o Sítio de Importância Comunitária PTCON0012 - Costa Sudoeste, localizado a sudoeste, a mais de 10 km. A implantação de módulos solares irá respeitar o PDM, nomeadamente no que respeita às áreas envolventes às linhas de água, caminhos públicos e demais condicionantes aplicáveis.

Em relação às infraestruturas da RNT e da RND, serão garantidas as necessárias compatibilizações destas infraestruturas com as do centro electroprodutor, de acordo com indicações dos gestores das redes (ORD e ORT), nomeadamente garantindo áreas e distâncias para manutenção dos apoios e para os respetivos acessos.

2.2. ENQUADRAMENTO NO REGIME DE AIA

De acordo com o Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro, o Projeto da CSF THSiS encontra-se sujeito a uma Avaliação de Impacte Ambiental (AIA):

- a) por apresentar uma potência instalada ≥ 50 MW, conforme estabelecido na alínea a), n.º 3 do Anexo II, do referido diploma:
 - ☐ Instalações industriais destinadas à produção de energia elétrica, de vapor e de água quente (não incluídos no anexo I), com uma potência igual ou superior a 50 MW (caso geral);
- b) por integrar uma subestação com área superior a 1 ha, conforme estabelecido na alínea b), n.º 3 do Anexo II, do referido diploma:
 - ☐ Instalações industriais destinadas ao transporte de gás, vapor e água quente e transporte de energia elétrica por cabos aéreos (não incluídos no anexo I) / Subestações com linhas ≥ 110 kV e área ≥ 1 ha (caso geral);
- c) por ser necessário proceder, previamente à sua construção, à desflorestação de uma área superior a 50 ha, de acordo com o definido na alínea d) do n.º 1 do Anexo II, do referido diploma legal:
 - ☐ Florestação e reflorestação, desde que implique a substituição de espécies preexistentes, em áreas isoladas ou contínuas, com espécies de rápido crescimento e desflorestação destinada à conversão para outro tipo de utilização das terras /desflorestação ≥ 50 ha (caso geral).

Entende-se por procedimento de AIA, conforme definido no Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 151-B/2013 de 31 de outubro, que foi por sua vez republicado no Anexo II do Decreto-Lei n.º 152-B/2017 de 11 de dezembro, o seguinte:

“instrumento de carácter preventivo da política do ambiente, sustentado, na elaboração de um estudo de impacte ambiental; na realização de consultas públicas e de consultas a entidades competentes em razão da matéria; na análise pelas autoridades competentes da informação apresentada no estudo e de eventual informação suplementar fornecida pelo proponente ou decorrente das consultas efetuadas; e na conclusão fundamentada pela autoridade de avaliação de impacte ambiental sobre os efeitos significativos do projeto no ambiente, bem como a identificação e

proposta de medidas que evitem, minimizem ou compensem esses efeitos, tendo em vista uma decisão sobre a viabilidade da execução de tais projetos e respetiva pós -avaliação".

Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 152-B/2017 de 11 de dezembro, a autoridade de AIA é a Agência Portuguesa do Ambiente (APA).

O Projeto não se enquadra em área sensível, ao abrigo do 152-B/2017 de 11 de dezembro

3. CARACTERIZAÇÃO GERAL DA CSF THE HAPPY SUN IS SHINING

A CSF THE HAPPY SUN IS SHINING tem a configuração conforme quadro resumo abaixo (ou equivalente) e inclui os equipamentos necessários para conversão, proteção e ligação à rede.

DENOMINAÇÃO	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA THE HAPPY SUN IS SHINING
POTÊNCIA NOMINAL (LIGAÇÃO)	1 143 MVA
POTÊNCIA NOMINAL DOS INVERSORES	885,72 MVA
POTÊNCIA NOMINAL DAS BATERIAS	257,5 MVA
POTÊNCIA INSTALADA TOTAL	1 266 MW
Potência pico módulos PV	1 008,5 MWp
Potência sistema de baterias	257,5 MW (*)
Produção Estimada Anual Média de Energia	1 761 GWh
LOCALIZAÇÃO	
Distrito	Setúbal
Concelho	Santiago do Cacém
Freguesia	U. F. São Domingos e Vale da Água
COORDENADAS PT-TM06/ETRS89	
Longitude (x)	-35796,53m
Latitude (y)	-198438,65m
Altitude	Aprox. 97m
ÁREA VEDADA	1 262,03 ha
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Marca	LONGI Solar
Modelo	LR4-72HPH
Potência de Pico	440 Wp e 530 Wp
Tecnologia	Silício Monocristalino
N.º Módulos por string	28
N.º Strings em Paralelo	81 857
N.º TOTAL DE MÓDULOS	2 164 736
ESTRUTURA	
Tipo de Estrutura	Fixa, Aço Galvanizado Orientação (azimute) de 0º Inclinação (α) de 15º
INVERSORES	
Marca	Power Electronics
Modelo	FS3510K
Potência Unitária	3 630 kW/kVA
N.º DE INVERSORES	244

POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO (BT – MT)	
Potência Unitária	3700 kVA
Nível de tensão	0,66/30 kV
N.º DE POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO	244
N.º CONJUNTOS DE 4 PTS	61
SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	
Sistema/Modelo	MEGAPACK - TESLA
Inversor	400 V AC / 50Hz
Potência Nominal	1,252 kVA
Capacidade (Energia)	2,505 kWh
Nº DE MÓDULOS DE BATERIAS	206
SUBESTAÇÕES INTERCALARES	
Potência	3 x 220 MVA 1 x 235 MVA
Nível de Tensão	30/150 kV
SUBESTAÇÃO PRINCIPAL	
Potência	1 143 MVA
Nível de Tensão	150/400 kV

(*) A alocação da potência de armazenamento de baterias poderá ser efetuada à potencia de nominal/de ligação

4. LAYOUT DO CAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO

A Figura 4.1 apresenta o esquema de implantação da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING.

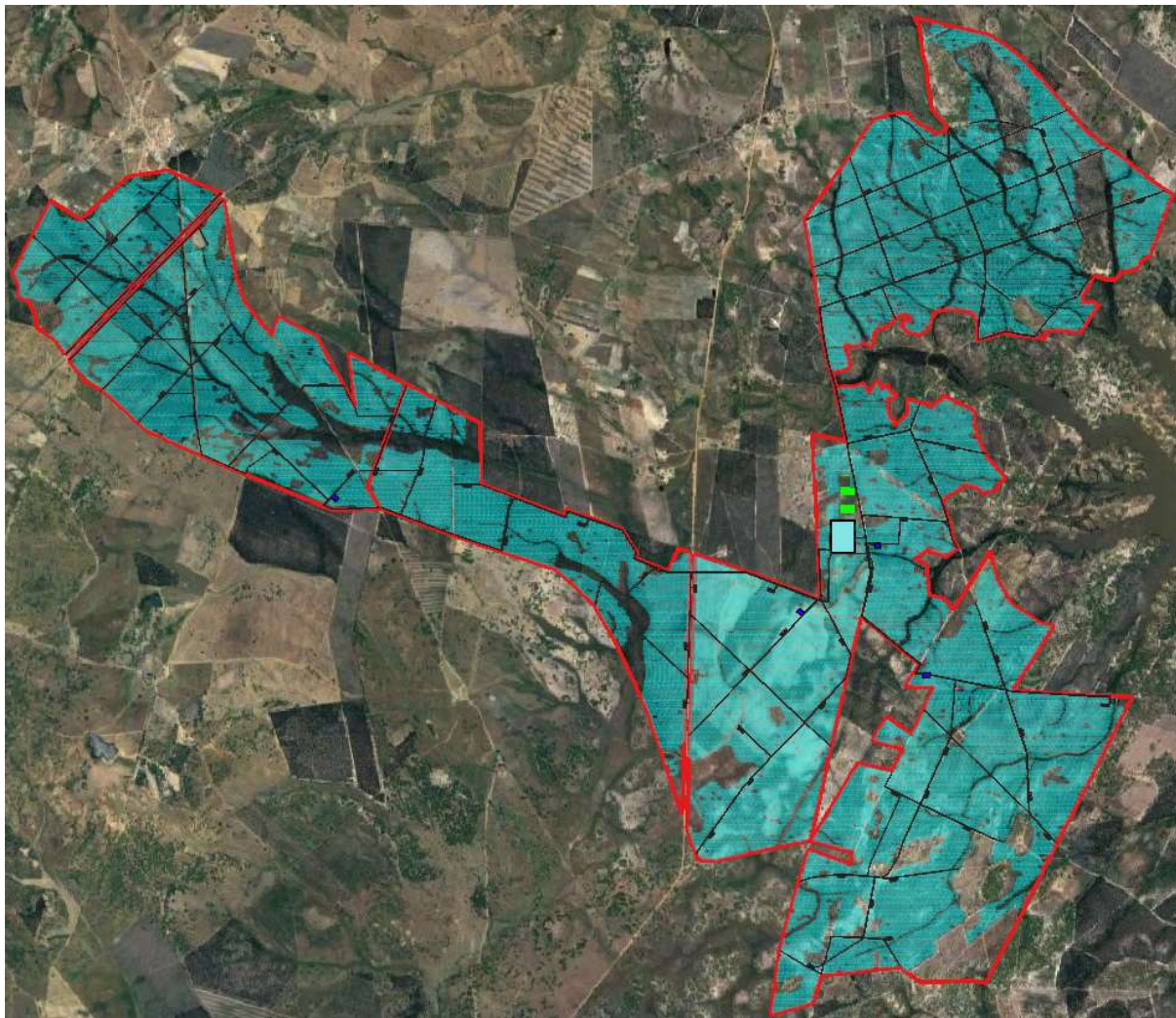


Figura 4.1 - *Layout* da Central Solar Fotovoltaica THE HAPPY SUN IS SHINING

5. DESCRIÇÃO DO CAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO

A CSF THE HAPPY SUN IS SHINING é constituída pelos seguintes componentes:

- 2 164 726 Módulos solares fotovoltaicos de potência pico de 440 Wp e 530 Wp , respetiva estrutura de suporte e cablagem DC;
- 2 928 Caixas de agrupamento de *strings* (28 *strings* por caixa);
- 244 Postos de Transformação compostos por:
 - 1 Inversor - Equipamento de conversão de corrente continua em corrente alternada (DC/AC) de potência 3 630 kW;
 - 1 Transformador de Potência – Equipamento para elevação do nível de tensão de 0,66kV para 30 kV de potência nominal de 3 700 kVA;
 - Quadros de proteção DC e AC de Baixa e Média Tensão;
- Rede de MT interna ao nível de tensão de 30 kV. Agrupamento de 4 Postos de Transformação em tipologia anel e interligação com as Subestações Intercalares;
- Rede de MAT interna ao nível de 150 kV. Interligação das Subestações intercalares 30/150 kV e Subestação Principal 150/400 kV;
- 4 Subestações de Transformação de 30/150 kV - cada Subestação incluirá os equipamentos necessários para Transformação, corte, proteção, medição e interligação interna com a Subestação Principal 150kV/400 kV ao nível de 150 kV;
- Subestação 150/400 kV - incluirá os equipamentos necessários para conversão, corte, proteção, medição para conexão do Centro Electroprodutor ao nível de 400 kV com o ponto de interligação da Rede Nacional de Transporte;
- Sistema de armazenamento e injeção de energia composta por pack de baterias de 257,5 MW/MVA e ligação ao nível de tensão de 150 kV.

5.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Serão utilizados 2 164 736 módulos fotovoltaicos com células monocristalinas com potência pico sob condições standard (STC) de 440Wp ou 530 Wp cada. Os módulos fotovoltaicos serão ligados em série.



Figura 5.1– Exemplo de pormenor de módulos fotovoltaicos

A tensão máxima do sistema é de 1.500V sendo os módulos fotovoltaicos classificados como equipamentos da classe II de isolamento. As restantes características elétricas encontram-se na ficha técnica e nos respetivos certificados do módulo fotovoltaico mencionado no Anexo A3. Os módulos fotovoltaicos cumprem todas as normas Portuguesas e Europeias.

Características dos módulos a utilizar (ou equivalente):

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

FABRICANTE	LONGi Solar
MODELO	LR4 – 72HPH-440M / LR5-72HPH- 530
POTÊNCIA NOMINAL	440Wp / 530Wp
TECNOLOGIA	Silício Monocristalino
TENSÃO MÁXIMA DE POTÊNCIA (VMP)	41,0 V / 41.35
CORRENTE MÁXIMA DE POTÊNCIA (IMP)	10,74 A / 12.82
TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO (VOC)	49,6 V / 49.2
CORRENTE DE CURTO CIRCUITO (ISC)	11,33 A / 13.71
DIMENSÕES	2115 x 1052 x 35 mm ou 2256 x 1131 x 35
PESO	24 kg / 27,2 kg

Características sob as condições standard de teste (STC – Standard Test Conditions): Condições de ensaio normalizadas de painéis fotovoltaicos, considerando uma Temperatura da célula de 25°C e 1.000W/m2 de radiação incidente sobre o módulo com uma massa de ar de 1.5 (AM 1.5) do espectro.

5.2. ESTRUTURAS DE SUPORTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A estrutura de suporte e montagem dos módulos fotovoltaicos da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING será composta por um total de 42 370 mesas (7 428 mesas de 2 filas de 14 módulos e 34 942 mesas de 2 filas de 28 módulos, tal como dimensionado) fixas de aço galvanizado com uma inclinação de 15° e Azimute 0° Sul. Os módulos serão instalados nas mesas na vertical - *Portrait* – 2 módulos.



Figura 5.2 - Estrutura de suporte de módulos fotovoltaicos

As estruturas serão fixas no solo através de colocação de estacas cravadas no solo, enterradas a uma cota entre 1,5 e 2 metros, dependendo do perfil do terreno. A altura da estrutura (à face do módulo superior) no seu ponto mais elevado será de aproximadamente 1,75 metros. Os módulos fotovoltaicos serão instalados a uma altura mínima de 50 centímetros em relação ao solo.



Figura 5.3 – Exemplos de relação de estacas de estrutura de suporte com solo e vegetação

A tabela seguinte apresenta as principais características das estruturas metálicas de suporte dos módulos fotovoltaicos:

Características das estruturas metálicas

ESTRUTURAS DE SUPORTE	
TIPO DE INSTALAÇÃO	Instalação fixa em solo - $\approx 15^\circ$
ESTRUTURA	Aço
PARAFUSARIA	Aço classe 8.8 + HDG ISSO 1461 e Aço Inoxidável A2-70 / A4-70
CLAMPS - LIGAÇÃO MECÂNICA DOS MÓDULOS À ESTRUTURA	Alumínio 6060 T6 ou Polímero ASA + 5% UV
APOIOS / PÓRTICOS	Mono-poste ou bi-poste
FUNDAÇÕES	Sem fundação. Cravada diretamente no solo ou com pré perfuração
ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	Vertical (2 módulos PV em Portrait)

5.3. INVERSORES

Para a conversão da corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, serão utilizados 244 Inversores com uma potência nominal de saída de 3 630 kW e tensão nominal de saída de 660 V.

A escolha do inversor teve em conta os limites superior e inferior de tensão admitidos pelo equipamento. A tensão de entrada mediante a potência nominal estará no intervalo de tensão do MPPT e não excedendo a tensão máxima de funcionamento dos módulos fotovoltaicos, cujo valor de referência é de 1.500 V. Os inversores são independentes, estando previstos para instalação exterior com um índice de proteção IP54.

Estarão protegidos por disjuntores e interruptores do lado de entrada (DC) e de saída (AC), contendo também proteções contra sobretensões. No Anexo A3 encontra-se a ficha técnica e certificado de Compatibilidade Eletromagnética.

INVERSORES	
FABRICANTE	Power Electronics
MODELO	FS3510K
POTÊNCIA UNITÁRIA	3 630 kW/kVA
TENSÃO MÁXIMA DC	1 500 V
TENSÃO DE SAÍDA	660 V
NÍVEL DE RUÍDO	< 79 dBA
TIPO DE VENTILAÇÃO	Arrefecimento a ar forçado
PESO (kg)	5 750
DIMENSÕES [C x L x A] (m)	3,7 x 2,2 x 2,2



Figura 5.4 – Ilustração de um inversor Power Electronics



Figura 5.5 - Imagem exemplificativa das secções/divisões existentes no inversor Power Electronics

5.4. POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

A CSF THE HAPPY SUN IS SHINING terá 244 Postos de Transformação – PT do tipo exterior, cada um destes será composto pelos seguintes componentes principais:

- 1 Inversor de potência nominal de 3 630 kW/kVA;
- 1 Transformador de Potência – Tensão 0,66/30kV e potência nominal de 3 700 kVA;
- Quadro de Média Tensão composto por celas pré-fabricadas em involucro metálico;
- Quadro de Baixa Tensão (serviços auxiliares).

Os Postos de Transformação serão agrupados em conjuntos de 4 unidades (no total da Central Fotovoltaica serão 61 conjuntos) e interligados em anel em Média Tensão 30 kV. Cada conjunto de 4 Postos de Transformação será interligado a uma Subestação Intercalar.

Os Postos de Transformação serão do tipo exterior, e ficarão assentes em base de betão. Será instalada uma vedação perimetral e um portão, de modo a garantir que o acesso aos PTs é restrito a pessoal da manutenção especialmente autorizado.

Será executada uma fundação adequada, tendo em consideração as características do solo e as cargas aplicadas para garantir o perfeito assentamento dos equipamentos. Será instalada uma malha de terra de modo a garantir a perfeita equipotencialidade de todo o conjunto, onde serão ligadas as portas, grelhas e restantes elementos metálicos.

A base de betão a construir irá incluir caleiras e caixas de visita para passagem dos cabos de BT e MT, e na zona do Transformador haverá uma cuba de recolha de óleo dimensionada para recolher no seu interior todo o óleo do Transformador sem a ocorrência de derrames.

Os equipamentos terão índice de proteção preparados para instalação exterior e ação da intempérie, com índice de proteção não inferior a IP65 e IK10.



Figura 5.5 – Imagem exemplificativa de Posto de Transformação (Inversor e Transformador de Potência) sobre plataforma

APARELHAGEM DE MÉDIA TENSÃO

O Quadro de Média Tensão será composto por celas modulares de isolamento no ar, equipadas com aparelhagem fixa, com equipamento de corte em SF6 instaladas em involucro metálico. A sua conceção e fabrico deverá obedecer às normas IEC aplicáveis 56, 129, 185, 265, 298, 694, 62271-200; à DMA da EDP e ao Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e de Seccionamento-RSSPTS.

QUADRO DE MÉDIA TENSÃO

TENSÃO NOMINAL	36kV
NÍVEL DE ISOLAMENTO	
• AO CHOQUE (1,2/50 µS)	170 kVp
• FREQUÊNCIA INDUSTRIAL	70 kV / min
CORRENTE NOMINAL	630 A
CORRENTE DE CURTA DURAÇÃO ADMISSÍVEL	16 kA (3 s) ; 20 kA (1 s)
ÍNDICE DE PROTEÇÃO	
• COMPARTIMENTO DE APARELHAGEM	IP65

A equipotencialização à terra será feita por meio de um condutor que será instalado ao longo de todo o comprimento das celas. Este condutor será dimensionado de modo a suportar a corrente de curta duração admissível.

CELA INTERRUPTOR SECCIONADOR

As celas do tipo Interruptor Seccionador a instalar nos Quadros de Média Tensão são do tipo modular e têm as seguintes especificações:

- Interruptor Seccionador de corte em SF6;
- Seccionador de ligação à terra;
- Barramento tripolar em barra de cobre 630 A;
- Detecção de presença de tensão.

CELA DE PROTEÇÃO INTERRUPTOR SECCIONADOR FUSIVEL

As celas do tipo Interruptor Seccionador a instalar nos Quadros de Média Tensão são do tipo modular e têm as seguintes especificações:

- Interruptor Seccionador de corte em SF6;
- Seccionador de ligação à terra;
- Barramento tripolar em barra de cobre 630 A;
- Detecção de presença de tensão.

ACESSÓRIOS

- 1 Quadro com instruções de primeiros socorros;
- 1 Quadro de registo de valores de resistência de terra;
- 1 Par de luvas dielétricas 30 kV;
- 1 Tapete para isolamento elétrico 36 kV;
- Chapas de aviso de Perigo de Morte;
- 1 Lanterna com bateria recarregável.

TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 3700 kVA - 0,66/30 kV

Cada Posto de Transformação terá um Transformador de Potência de 3700 kVA de 0,66/30kV. Estes transformadores serão do tipo hermético de enchimento integral em banho de óleo e arrefecimento natural, para instalação em exterior. Os transformadores serão construídos em conformidade com a norma IEC 76.

TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA – POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

POTÊNCIA	3700 kVA
TENSÃO NOMINAL PRIMÁRIO	0,66 kV
TENSÃO NOMINAL SECUNDÁRIO	30 kV
TENSÃO C.C.	6,0%
FREQUÊNCIA	50 Hz
GRUPO DE LIGAÇÕES	DYN11
TIPO	Hermético
LÍQUIDO ISOLANTE	Óleo
TOMADAS COMUTAÇÃO EM VAZIO LADO MT	2x2,5%
ARREFECIMENTO	ONAN

5.5. CAIXAS DE AGRUPAMENTO

Para o agrupamento das séries de módulos serão utilizadas caixas de ligação com as respetivas proteções de corte e sobretensão.

As caixas de agrupamento serão equipadas com um fusível de 16 A para cada série de 28 painéis para proteção contra curto-circuitos no circuito de corrente contínua e proteção à corrente inversa, contendo também descarregadores de sobretensão tipo 2 / 40kA para proteção dos equipamentos contra de descargas atmosféricas indiretas ou de outra origem.

Essas caixas terão um grau proteção IP65 de forma a assegurar o controlo da corrente em cada ramal.

5.6. REDE ELÉTRICA DC

O cálculo da secção dos cabos teve em conta a tensão, corrente e a temperatura máxima admissível, assim como o comprimento do cabo e a queda de tensão máxima para cada circuito.

Os cabos suportarão em caso de curto-circuito o tempo de abertura das suas respetivas proteções.

5.6.1. Cabos DC1 – Cabo solar (1,5 kV)

Os módulos solares fotovoltaicos serão ligados em série entre si, de forma a formarem *strings* através de cabos solares já fornecidos com os módulos (chicotes). Para ligação das *strings* às caixas de agrupamento, serão instalados cabos solares DC com secção de 6 mm². A ligação das *strings* ao cabo solar será efetuada com conectores do tipo MC4 ou equivalente.

Os cabos DC circularão junto aos módulos, fixos através de acessórios adequados às estruturas de suporte de módulos fotovoltaicos ou entubados e enterrados em vala.

Os cabos utilizados na instalação devem cumprir com as normas em vigor quanto ao isolamento e grau de proteção. Em particular, devem possuir um isolamento maior ou igual a 1.500 V e serão de duplo isolamento (classe II).

Os cabos utilizados para a interligação dos módulos PV estarão protegidos contra a degradação devido à intempérie: radiação solar UV e condições ambientais de elevada temperatura ambiente.

Os cabos serão do tipo cabo solar 2x H1Z2Z2-K 1x6mm² (1,8kV DC).

5.6.2. CABOS DC2 – LIGAÇÃO CAIXAS DE *STRINGS* A INVERSOR (1,5 kV)

As caixas de agrupamento de *strings* serão ligadas ao inversor através de cabos com características construtivas que permitam a sua instalação diretamente enterrados no solo. As ligações dos cabos às caixas de *strings* serão efetuadas com recurso a terminais bimetalicos, devidamente cravados e identificados com as cores vermelha e preta para distinção dos polos positivo e negativo.

Os cabos que interligam as caixas de agrupamento de *strings* aos inversores, terão condutores de alumínio de secção por fase de 2x240 mm².

Os cabos serão do tipo cabo solar 2x 2x(ARVFAV 1x240 mm²) 0,9/1,5 kV dc.

5.7. REDE ELÉTRICA AC

5.7.1. Cabos MT (Média Tensão)

Para interligação das celas de média tensão CIS serão instalados cabos de AL LXHIOV 18/30kV de 300 mm², incluindo extremidades termo-retrácteis tipo EPKT17C1XI, terminais bimetalicos 300 mm² e acessórios de fixação.

Os cabos de MT circularão em tubo enterrado em vala, a cerca de 1,20 metros de profundidade.

5.7.2. Cabos MAT (Muito Alta Tensão)

A interligação das Subestações Intercalares à Subestação Principal será feita através de linhas de Muito Alta Tensão Subterrâneas ao nível de tensão de 150 kV através do conjunto de cabos 3x LXHIOLE (cbe) 1x1200RM/190Cu, fabricado segundo a norma IEC 60840 para a tensão $U_0/U = 87\text{kV} / 150\text{kV}$ ($U_m=170\text{kV}$).

Os cabos ao nível de tensão de 150 kV circularão em tubo enterrado em vala conforme, à profundidade mínima de 2 metros. Prevê-se um comprimento total de vala de 5 611 metros.

A interligação da Subestação Principal ao ponto de interligação à Rede Nacional de Transporte será feita através de uma linha de Muito Alta Tensão subterrânea, ao nível de tensão de 400 kV. Esta linha subterrânea será composta por um conjunto de cabos de condutor de cobre segmentado de secção 3000 mm², com isolamento de XLPE.

Os cabos serão do tipo 3x (2XS(FL)2Y 1x3000 RMS) 230/400 (420) kV, ou equivalente.

Os cabos serão dispostos de acordo com a tipologia do tipo esteira (*flat formation*), e circularão em tubo enterrado em vala, conforme peça desenhada (*vd.* Desenho D5 - Volume IV – Peças desenhadas), à profundidade mínima de 3,5 metros. Será feita uma ligação à terra por ligação de blindagens num único ponto.

Prevê-se que a linha subterrânea tenha um comprimento total de 547 metros.

5.7.3. Cabos de alimentação dos serviços auxiliares

Serão instalados todos os cabos de baixa tensão, para alimentação em corrente alternada e corrente contínua dos equipamentos elétricos incluídos no âmbito da Central Solar Fotovoltaica. Serão igualmente instalados todos os cabos de comando e controlo necessários ao funcionamento da Central Solar Fotovoltaica. Todos os cabos serão numerados com etiquetas de material resistente ao tempo de duração do Parque, com designações indeléveis.

As linhas de alimentação dos quadros serão instaladas com cabo:

- Tipo RV-K ou similar
- Condutor cobre
- Nível de tensão 0,6/1 kV
- Montagem tubagem subterrânea
- Distribuição 1 ou mais fases em função da potência e neutro

Todos os circuitos situados no interior dos Centros de Inversores serão montados com cabo H07V-K ou semelhante em montagem de superfície através de tubo flexível, com distribuição F+N+P.

Os interruptores ligados aos Serviços Auxiliares deverão ter um poder de corte de 10 kA.

Para a eleição da secção do condutor teve-se em conta a intensidade máxima admissível por cabo e a queda de tensão.

As ligações por cabo, quer no interior do edifício quer na subestação exterior, entre os quadros, os transformadores, os condensadores e as respetivas celas de MT, serão feitas através de esteiras, caleiras ou tubos no pavimento, devidamente amarrados e arrumados.

Nas caleiras, os cabos de BT serão instalados em suportes metálicos, separadamente dos cabos de MT, pelo menos 30 cm, não devendo apoiar-se no fundo das mesmas. A rede exterior de cabos dos painéis fotovoltaicos será toda subterrânea, instalada em vala ou em tubo.

As normas de fabrico dos cabos obedecerão às NP 2356, 2357 e 2365. As características, secções, diâmetros e outras condições de instalação cumprirão com o estipulado nas RTIEBT (Portaria n.º 949- A/2006).

5.8. REDE DE TERRAS

A rede de terras do campo solar fotovoltaico está interligada com a rede de terras dos Postos de Transformação, criando uma rede única.

A rede de terras será distribuída ao longo de todas as mesas e serão asseguradas todas as interligações dos contactos metálicos com a rede de terras que irá assegurar as seguintes funções:

- **TERRA DE PROTECÇÃO:** serão ligados à terra de proteção os elementos metálicos da instalação que normalmente não estão em tensão, mas que poderão eventualmente estar, devido a avarias ou circunstâncias externas (defeito de isolamento). As celas disporão de uma platina de terra que as interligará, constituindo o coletor de terra de proteção.
- **TERRA DE SERVIÇO:** ligar-se-ão à terra de serviço o neutro do transformador e os circuitos de Baixa Tensão dos transformadores do equipamento de medida.

A rede de terras da CSF THSiS será constituída por eléctrodos junto dos Postos de Transformação e Inversores e ao longo das estruturas de suporte dos módulos; pelos cabos de interligação de todos os módulos solares fotovoltaicos; pelos eléctrodos executados ao longo das valas de cabos e pelas malhas fechadas, constituindo um sistema de terra única, com resistência de contacto igual ou inferior a 1Ω .

A rede de terras, cumprirá com as normas EEEI 80 e 81, para além do estabelecido pela regulamentação e legislação aplicáveis, nomeadamente o estipulado no RSSPTS. A esta rede será ligada diretamente todas as estruturas metálicas de suporte dos painéis fotovoltaicos.

As estruturas metálicas de suporte dos painéis fotovoltaicos serão ligadas entre si, aos painéis fotovoltaicos e à rede de terras única da central fotovoltaica. As partes metálicas dos painéis fotovoltaicos serão ligadas entre si por cabo de cobre ou outra solução que permita a equipotencialidade dos mesmos.

Caso se mostre difícil obter o valor de contacto regulamentar de 1Ω , será encarada a hipótese de se melhorar a terra com eléctrodos de terra em grande profundidade, após medidas de resistividade do terreno a várias profundidades e proceder conforme os resultados mais económicos.

O valor regulamentar da resistência de terra ($\leq 1\Omega$) será comprovado por entidade credenciada para o efeito.

6. DIMENSIONAMENTO, CÁLCULO E PROTEÇÕES DOS CABOS DO CENTRO ELECTROPRODUTOR

6.1. DIMENSIONAMENTO DE *STRINGS*

NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS POR STRING

A determinação do número máximo de módulos em série - *string*, é fundamental para garantir o cumprimento das seguintes condições:

- Tensão máxima admissível: 1500V DC, devido aos equipamentos definidos para a instalação fotovoltaica (módulos PV, conectores DC, caixas de agrupamento, cabos DC, etc.) serem concebidos para um nível de isolamento de 1,5 kV
- Tensão máxima estar dentro da gama de MPPT do inversor: $V_{inv_{MPPT}} = [V_{min}; V_{máx}]$

Num sistema fotovoltaico o valor de tensão mais elevado verifica-se quando o circuito se encontra “em aberto”, esta tensão é chamada de Tensão de Circuito Aberto V_{oc} .

A tensão de um módulo fotovoltaico depende da temperatura. A diminuição de temperatura provoca um aumento da tensão e um aumento de temperatura provoca uma diminuição da tensão. Estas variações de tensão são função de um coeficiente característico do módulo, fotovoltaico denominado β .

Assim, calcula-se a tensão em circuito aberto para uma temperatura T (temperatura ambiente mínima). A seguinte fórmula permite encontrar o valor da tensão em função da temperatura:

$$V_{oc}(T) = \left[1 - \left(\frac{(25 - T) \times \beta_{V_{oc}}(\%/^{\circ}\text{C})}{100} \right) \right] \times V_{oc}(25^{\circ}\text{C})$$

Considerando:

- T - Temperatura mínima no local ($^{\circ}\text{C}$) = -2°C
- $\beta_{V_{oc}}$ - Coeficiente de temperatura da V_{oc} ($\%/^{\circ}\text{C}$) = $-0,286\%/^{\circ}\text{C}$
- $V_{oc}(25^{\circ}\text{C})$ - Tensão de circuito aberto em condições Standard Testing Conditions – STC do módulo fotovoltaico (V) = 49,6 V

$$V_{oc}(-2^{\circ}\text{C}) = \left[1 - \left(\frac{(25 - (-2)) \times -0,286}{100} \right) \right] \times 49,6 = 53,5 \text{ V}$$

Sabendo o valor de V_{oc} a -2°C , substitui-se na seguinte fórmula e obtém-se assim o número máximo de módulos em série:

$$N_{\text{max módulos por string}} = \frac{V_{\text{max MPPT}}}{V_{oc}(-2^{\circ}\text{C})}$$

$$N_{\text{max módulos por string}} = \frac{1500}{53,5} = 28 \text{ módulos por string}$$

Do cálculo, resulta que o número máximo de módulos por *String* é 28.

NÚMERO MÁXIMO DE *STRINGS* POR INVERSOR/MPPT

O inversor possui uma corrente máxima de entrada que deve ser respeitada, assim de forma a não ultrapassar esse valor máximo, é necessário determinar o número de associações de *strings* em paralelo por inversor ou por entrada do inversor.

$$N_{\text{max de strings por MPPT}} < \frac{I_{\text{max inversor}}}{I_{mp}}$$

Considerando:

- $I_{\text{max inversor}}$ – Corrente máxima de entrada do inversor (A) = 3970 A
- I_{mp} – Corrente máxima do módulo fotovoltaico (A) = 10,74 A

Substituindo na expressão seguinte obtém-se o número máximo de “*strings*” por inversor:

$$n_{\text{strings}} < \frac{3970}{10,74} = 369 \text{ strings por MPPT}$$

Do cálculo, resulta que o número máximo *strings* por inversor é 369.

6.2. DIMENSIONAMENTO DE CABOS E DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

A escolha da secção dos condutores de fase de um cabo ou dos condutores ativos de corrente contínua, fez-se com base numa metodologia assente na avaliação de vários fatores, procurando estabelecer um compromisso entre os vários requisitos e critérios existentes, quer de ordem técnica, quer de ordem económica, e que de forma resumida se enumeram:

- Intensidade a transportar na canalização;
- Tipo de cabo adequado à instalação;
- Características da instalação/tipo de instalação;
- Quedas de tensão admissíveis;
- Regime de curto-circuito;
- Regime de carga variável, sobrecargas.

Além dos critérios que a seguir se expõem, deverão ser observados todos os requisitos estabelecidos na legislação portuguesa, bem como no Regras Técnicas de Instalações de Baixa Tensão – RTIEBT; DR1/92 Regulamento de segurança de linhas elétricas de alta tensão – RSLAT; e últimas versões das normas IEC e NF aplicáveis ao tipo de instalação em questão.

No cálculo para a determinação da secção começou-se por calcular a intensidade de corrente a transportar, em função das características dos recetores a alimentar.

Em seguida, e considerando já definido o tipo de cabo a utilizar, seguindo os critérios estabelecidos na secção anterior, seleccionou-se a secção que permite suportar uma corrente igual ao superior à intensidade a transportar.

Quando as condições da instalação são diferentes das mencionadas nas tabelas de características técnicas de cada família de cabo, o valor de intensidade máxima admissível tabelado foi corrigido mediante a determinação dos fatores de correção aplicáveis.

A secção mínima foi definida considerando o valor de queda de tensão máxima admissível.

Com os dados da instalação relativos ao valor da corrente máxima de curto-circuito, calculou-se a secção mínima que permite escoá-la.

O dimensionamento dos cabos é feito de acordo com os critérios de intensidade de curto-circuito admissível, intensidade máxima admissível por aquecimento do cabo e a queda de tensão máxima estipulada pelo dimensionamento (até 2% para DC e até 3% para AC).

Os cabos suportarão em caso de curto-circuito o tempo de abertura das suas respetivas proteções.

CARACTERÍSTICAS DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

As características tempo/corrente dos dispositivos de proteção contra as sobreintensidades devem satisfazer às regras estabelecidas nas respetivas normas.

- Proteção contra sobrecargas

Serão previstos dispositivos de proteção que interrompem as correntes de sobrecarga dos condutores dos circuitos antes que estas possam provocar aquecimentos prejudiciais ao isolamento, às ligações, às extremidades ou aos elementos colocados nas proximidades das canalizações.

- Coordenação entre os condutores e os dispositivos de proteção

As características de funcionamento dos dispositivos de proteção das canalizações contra as sobrecargas devem satisfazer, simultaneamente, às duas condições seguintes (4):

1) $I_B \leq I_n \leq I_z$

2) $I_2 \leq 1,45 I_z$

(3) - Isto não impede a utilização de outros dispositivos de proteção desde que as respetivas características tempo/corrente garantam um nível de proteção equivalente.

(4) - Em certos casos, esta regra não garante uma proteção completa (por exemplo, as sobreintensidades prolongadas inferiores a I_2) e não conduz necessariamente à solução mais económica, pelo que se pressupõe que o circuito seja concebido de modo a que as sobrecargas de reduzido valor e de longa duração não se produzam habitualmente em que:

- I_B é a corrente de serviço do circuito, em amperes;
- I_Z é a corrente admissível na canalização em amperes;
- I_n é a corrente estipulada do dispositivo de proteção, em amperes;
- I_2 é a corrente convencional de funcionamento, em amperes.

Na prática I_2 é igual:

- À corrente de funcionamento, no tempo convencional, para os disjuntores;
- À corrente de fusão, no tempo convencional, para os fusíveis do tipo gG.

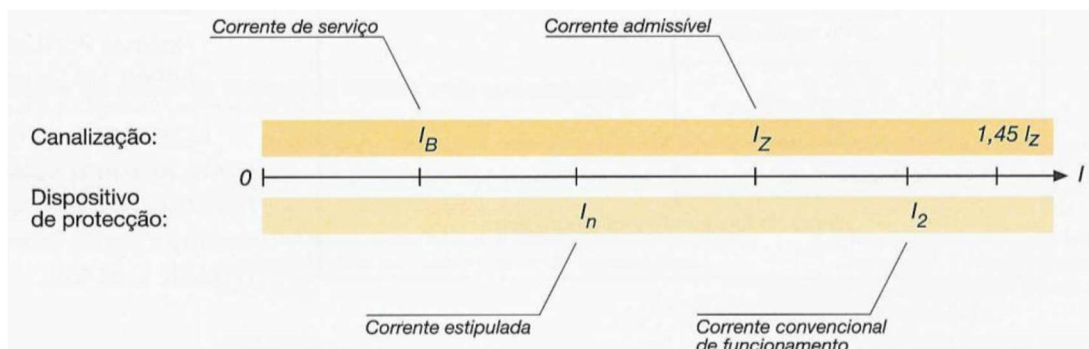


Figura 5.5 – Coordenação entre condutores e dispositivos de proteção

Para que um dispositivo de proteção garanta a proteção de uma canalização contra as sobrecargas é necessário verificarem-se as condições seguintes:

- a) $I_B \leq I_n \leq I_Z$
- b) $I_2 \leq 1,45 I_Z$
- c) $k_2 \cdot I_n \leq 1,45 I_Z$
- d) $k_3 I_n \leq I_Z$
- e) $I_n \leq I_Z / k_3$

em que :

- k_2 é a relação entre o valor da corrente I_2 que garante o funcionamento efetivo do dispositivo de proteção e a sua corrente estipulada I_n (ou, para os disjuntores com regulação, o valor da corrente de regulação - I_r)
- $k_3 = k_2 / 1,45$

O valor de k_2 depende da natureza do dispositivo de proteção, assumindo, consoante se trate de disjuntores ou de fusíveis, os valores seguintes:

Para disjuntores:

- $k_2 = 1,45$ para os disjuntores modulares (EN 60898)
- $k_2 = 1,30$ para outros disjuntores

Para os dispositivos de proteção reguláveis, I_n é a corrente de regulação selecionada.

Para fusíveis:

- $k_2 = 1,6$ para $I_n \geq 16 \text{ A}$
- $k_2 = 1,9$ para $4 \text{ A} < I_n < 16 \text{ A}$
- $k_2 = 2,1$ para $I_n \leq 4 \text{ A}$

Na prática é necessário verificar o seguinte:

- Para disjuntores: $I_B \leq I_n \leq I_Z$
- Para fusíveis: $I_B \leq I_n$; $I_2 \leq 1,45 I_Z$ ou $I_n \leq I_Z / k_3$

Em que, para os fusíveis do tipo gG, k_3 assume os valores seguintes:

- $k_3 = 1,10$ para $I_n \geq 16 \text{ A}$
- $k_3 = 1,31$ para $4 \text{ A} < I_n < 16 \text{ A}$
- $k_3 = 1,45$ para $I_n \leq 4 \text{ A}$

QUEDAS DE TENSÃO

Quando um condutor é percorrido por uma corrente elétrica verifica-se uma queda de tensão entre dois pontos distintos do condutor. Esta queda de tensão depende da impedância do cabo e da intensidade da corrente elétrica.

Para que a instalação funcione de forma correta, a queda de tensão não deve ultrapassar determinados valores, sendo que esses valores variam consoante o tipo de circuito.

Numa instalação fotovoltaica é ainda mais importante manter os valores de queda de tensão a níveis reduzidos de forma a minimizar as perdas de produção. Assim a queda de tensão máxima admitida será 2% para a rede elétrica DC e até 3% para rede elétrica AC.

Todas as canalizações da instalação foram escolhidas de modo a assegurar que a queda de tensão máxima está dentro dos valores máximos admissíveis.

As quedas de tensão foram determinadas a partir das correntes de serviço de cada circuito.

Para dimensionamento dos cabos do sistema fotovoltaico foram consideradas as quedas de tensão, calculadas através da seguinte expressão:

$$U = b \times \left(p1 \times \frac{L}{S} \times \cos\varphi + \lambda \times L \times \sin\varphi \right) \times IB \quad \Delta u = 100 \frac{u}{U_0}$$

em que:

- u é a queda de tensão (V);
- Δu é a queda de tensão relativa (%);
- U_0 é a tensão entre fase e neutro (V);
- b é um coeficiente igual a 1 para os circuitos trifásicos e a 2 para os monofásicos (os circuitos trifásicos com o neutro completamente desequilibrado, isto é, com uma só fase carregada, são considerados como sendo monofásicos);
- ρ_1 é a resistividade dos condutores à temperatura em serviço normal, isto é, 1,25 vezes a resistividade a 20°C (0,0225 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ para o cobre e 0,036 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ para o alumínio);
- L é o comprimento simples da canalização (m);
- S é a secção dos condutores (mm^2);
- $\cos \varphi$ é o fator de potência (na falta de elementos mais precisos, pode ser usado o valor $\cos \varphi = 0,8$ e, consequentemente, $\sin \varphi = 0,6$);
- λ é a reactância linear dos condutores (na falta de outras indicações pode ser usado o valor 0,08 m Ω/m);
- IB é a corrente de serviço (A).

6.3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

6.3.1. Cabos DC1 – Ligação de *strings* a cxs strings (1,5 kV DC)

Cada string possui uma corrente de máxima (I_{cc}) de 11,33 A.

A distância média entre os painéis solares e as caixas de *strings* é de 30 m.

Usando cabo de 6mm², temos uma queda de tensão estimada de 0,20% para a tensão nominal de 1148 V.

Verificando a capacidade dos cabos e o método de instalação destes, temos que, pelas condições IEC, a capacidade suportada pelo cabo deve ser superior a 42 A.

Um cabo de 6 mm² com isolamento em PVC tem uma capacidade esperada de 46A.

Os cabos a instalar serão do tipo cabo solar 2x H1Z2Z2-K 1x6mm² (1,8kV DC).

CABO SOLAR

ALMA CONDUTORA	Cobre
SECÇÃO DO CONDUTOR	6 mm ²
TENSÃO NOMINAL DC	1,5 kV
TENSÃO MÁXIMA DC	1,8 kV
TEMPERATURA DE OPERAÇÃO	-40 °C a 90 °C
TEMPERATURA MÁXIMA CC	250 °C 5seg

6.3.2. Cabos DC2 – Ligação cxs strings a inversores (1,5 kV DC)

Cada caixa de string possui uma corrente máxima de 318 A.

A distância média entre as caixas de *strings* e o inversor é de 62 m.

Usando cabo com secção por polo de 2x240mm², temos uma queda de tensão estimada de 0,21% para a tensão nominal de 1148 V.

Verificando a capacidade dos cabos e o método de instalação destes, temos que, pelas condições IEC, a capacidade suportada pelo cabo deve ser superior a 551 A.

Um cabo com secção por polo de 2x240mm², com isolamento em XLPE tem uma capacidade esperada de 686A.

Os cabos serão do tipo cabo solar 2x 2x(ARVFAV 1x240 mm²) (0,9/1,5kV DC).

CABO LIGAÇÃO DAS CAIXAS DE AGRUPAMENTO DE *STRINGS* AOS INVERSORES

ALMA CONDUTORA	Alumínio
SECÇÃO DO CONDUTOR	240 mm ²
TENSÃO NOMINAL DC	0,9/1,5 kV
ISOLAMENTO	XLPE
ARMADURA	AL
BAÍNHA EXTERIOR	PVC

6.3.3. Cabos AC – Rede elétrica MT (30 kV)

Os cabos para interligação dos Postos de Transformação à Subestação serão protegidos pela respetiva cela instalada no quadro MT da subestação. Os disjuntores das respetivas celas de média tensão serão atuados por proteções de máxima intensidade ($I > I_{>>}$) e defeito à terra (I_0), com regulação adequada à canalização a proteger.

DIMENSIONAMENTO DE CABOS DE MÉDIA TENSÃO (30kV)

Os Postos de Transformação serão agrupados em conjuntos de 4. Estes conjuntos de 4 PTs serão interligados a uma Subestação Intercalar (30/150 kV).

$$S_{conj\ 4\ TPs} = N_{TPs} \times S_{TP}$$

- $S_{conj\ 4TPs}$ - Potência aparente do conjunto de 4 Transformadores de Potência (kVA)
- N_{TPs} - Número de Transformadores por conjunto (unid) = 4 unidades
- S_{TP} - Potência nominal dos Transformadores (kVA) = 3 630 kVA

$$S_{conj\ 4\ TPs} = 4 \times 3630 = 14\ 520\ kVA$$

AQUECIMENTO EM REGIME NORMAL

Foram considerados os seguintes pressupostos:

- Potência: 14 520 kVA
- Comprimento total: 3 460 m
- Tensão: 30 kV
- Método de instalação: Cabo entubado e enterrado em vala com profundidade de 1,2m
- Tipo de cabo LXHIOV 18/30kV 3x300 Al + H16

- Cabo enfiado em tubo PEAD corrugado
- Isolamento: XLPE
- Temperatura máxima dos condutores em regime permanente: 90 °C
- Resistividade térmica do solo: 1 K.m/W
- Temperatura do solo: 25 °C
- Fator de carga: 1

Os fatores de correção a utilizar são:

- k_{temp} - fator de temperatura ambiente = 1
- k_{agrup} - fator de proximidade = 0,8
- k_{Rsolo} - fator resistividade do solo = 1
- k_{prof} - fator profundidade da canalização = 1

CORRENTE MÁXIMA ADMISSÍVEL

Para o dimensionamento do cabo MT de interligação dos Postos de Transformação às Subestações Intercalares, determinou-se em primeiro lugar a corrente para a potência de cada conjunto de 4 Transformadores de Potência de 3630 kVA:

$$I = \frac{S_{conj\ 4\ PTs}}{\sqrt{3} \times U}$$

- I - Corrente nominal no ramal (A)
- $S_{conj\ 4TPs}$ - Potência aparente conj. de 4 Transformadores de Potência (VA) = $14,52 \times 10^6$ VA
- U - Tensão nominal (V) = 30×10^3 V

$$I = \frac{14,52 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 30 \times 10^3} = 280\ A$$

Para cabo com isolamento XLPE e condutor de alumínio de secção de 300mm² temos:

- $I_{cabo} = 365\ A$

$$I_z = I_{cabo} \times k_{temp} \times k_{agrup} \times k_{Rsolo} \times k_{prof}$$

$$I_z = 365 \times 1 \times 0,8 \times 1 \times 1 = 292\ A$$

- k_{temp} - fator de temperatura ambiente = 1
- k_{agrup} - fator de proximidade = 0,8
- k_{Rsolo} - fator resistividade do solo = 1
- k_{prof} - fator profundidade da canalização = 1

como $280 < 292$, confirma-se que $I < I_z$

Assim, para os ramais de interligação dos Postos de Transformação e dos conjuntos de Postos de Transformação às Subestações, foi selecionado o cabo 3 x LXHIOV 1x300mm² 18/30 (36) kV.

QUEDA DE TENSÃO

Para o cálculo das quedas de tensão nos ramais, apresenta-se a situação mais desfavorável, ou seja, o troço com maior distância entre o Posto de Transformação e a Subestação Intercalar.

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times L \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Em que:

- ΔU - Queda de tensão entre o início e fim da canalização (V);
- I - Intensidade de corrente no ramal (A);
- L - Comprimento da canalização (km) = 3,46 km;
- R - Resistência do condutor à temperatura de funcionamento (Ω/km) = 0,125 Ω/km ;
- $\cos \varphi$ - Fator de potência = 1;
- X - Reactância aparente dos condutores a 50Hz (Ω/km).

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 280 \times 3,46 \times (0,125 \times 1 + 0) = 210 \text{ V}$$

Em percentagem:

$$\Delta U = 100 \times \frac{210}{30 \times 10^3} = 0,70 \%$$

AQUECIMENTO EM CURTO-CIRCUITO

Cálculo da máxima corrente de curto-circuito na rede de MT da Central Fotovoltaica, a jusante do Transformador da Subestação Intercalar, desconsiderando a impedância a montante do mesmo.

$$I_{cc} = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_{cc} \times U}$$

- I_{cc} - Corrente de curto-circuito (kA)
- S - Potência do Transformador (MVA) = 118 MVA
- U_{cc} - Tensão de curto-circuito do Transformador (%) = 12 %
- Tensão no Secundário do Transformador (V) = 30×10^3 V

$$I_{cc} = \frac{118 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 0,12 \times 30 \times 10^3} = 18,93 \text{ kA}$$

De modo a verificar se condutor suporta em caso de defeito, conforme a IEC 949, usa-se a expressão em baixo para o cálculo da corrente de curto-circuito em processo adiabático.

$$I_{AD} = \sqrt{\frac{K^2 \times S^2 \times \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}}$$

- I_{AD} - Corrente de curto-circuito calculada com base num processo adiabático (A);
- K - Constante que depende do material que suporta a corrente de curto-circuito:

$$\text{Alumínio} = 148 \text{ As}^{1/2} / \text{mm}^2;$$

- S - Secção do componente que suporta a corrente de curto-circuito (mm^2) = 300 mm^2 ;
- θ_f - Temperatura final ($^{\circ}\text{C}$) = 90 $^{\circ}\text{C}$;
- θ_i - Temperatura inicial ($^{\circ}\text{C}$) = 250 $^{\circ}\text{C}$;

- β - Coeficiente de temperatura de resistência à corrente de curto-circuito a 0°C:

Alumínio = 228 K

- t - Duração do curto-circuito (s) = 0,5 s;

$$I_{AD} = \sqrt{\frac{148^2 \times 300^2 \times \ln\left(\frac{90 + 228}{250 + 228}\right)}{0,5}} = 40,09 \text{ kA}$$

Existindo libertação de calor durante o curto-circuito, calcula-se o fator de processo não adiabático, tendo em consideração os materiais em contacto com o componente atingido pela corrente de curto-circuito:

$$\varepsilon = \sqrt{1 + F \times A \times \sqrt{\frac{t}{S}} + F^2 \times B \times \frac{t}{S}}$$

- F - Factor que tem em conta o contacto imperfeito entre o condutor ou fios e o material que o rodeia (0,7 é o valor recomendado para cabos extrudidos);
- A e B - Constantes empíricas baseadas nas propriedades térmicas do material não metálico adjacente e superior ao componente que suporta a corrente de curto-circuito.

$$A = \frac{2464}{\sigma c} \times \sqrt{\frac{\sigma i}{\rho i}}$$

$$B = \frac{1,22}{\sigma c} \times \left(\frac{\sigma i}{\rho i}\right)$$

- σc - Unidade volumétrica de calor do componente que suporta a corrente de curto-circuito (J/N.Km³)
Para Alumínio = 2 500 000 J/N.Km³;
- σi - Unidade volumétrica de calor dos materiais que estão em contacto com o componente que suporta a corrente de curto-circuito (J/N.Km³)
Para isolamento XLPE = 2 400 000 J/N.Km³;
- ρi - Resistividade térmica dos materiais que estão em contacto com o componente que suporta a corrente de curto-circuito (Km/W)

Para isolamento XLPE = 3,5 Km/W.

$$\varepsilon = \sqrt{1 + F \times A \times \sqrt{\frac{t}{S}} + F^2 \times B \times \frac{t}{S}}$$

$$\varepsilon = 1$$

$$I = \varepsilon \times I_{AD} = 40,09 \text{ kA}$$

Assim, verifica-se que $18,93 \text{ kA} < 40,09 \text{ kA}$.

A rede elétrica interna do parque solar fotovoltaico em MT (30kV), para interligação dos Postos de Transformação e interligação dos Postos de Transformação à respetiva Subestação será enterrada com cabos entubados do tipo:

- Interligação dos Postos de Transformação - 3 x LXHIOV 1x300 mm² 18/30kV (36)kV.
- Interligação dos Postos de Transformação às Subestações Intercalares - 3 x LXHIOV 1x300 mm² 18/30kV (36)kV.

REDE ELÉTRICA MT 30 kV

DESIGNAÇÃO	LXHIOV
ALMA CONDUTORA	Alumínio
SECÇÃO DO CONDUTOR	300 mm ²
TENSÃO NOMINAL DC	18/30 kV (36 kV)
ISOLAMENTO	XLPE
SECÇÃO DA BLINDAGEM DE COBRE	16 mm ²
BAÍNHA EXTERIOR	PVC

6.3.4. Cabos AC – Linha subterrânea MAT (150 kV)

As 4 Subestações Intercalares serão interligadas à Subestação Principal através de linhas subterrâneas de Muito Alta Tensão ao nível de tensão de 150 kV.

Cada uma das linhas será composta por 1 circuito trifásico subterrâneo isolado para 150 kV entubado em tubo PVC num bloco de betão e instalado em vala com profundidade mínima de 2 m.

LINHA SUBTERRÂNEA MAT (150 kV)	INTERLIGAÇÃO	Nº CABOS POR FASE	TIPO DE TERMINAIS	COMPRIMENTO DA LINHA (m)
LINHA MAT 1	Painel saída Subestação Oeste ao Painel Subestação Principal	1	Exteriores	4 159
LINHA MAT 2	Painel saída Subestação Centro ao Painel Subestação Principal	1	Exteriores	508
LINHA MAT 3	Painel saída Subestação Norte ao Painel Subestação Principal	1	Exteriores	368
LINHA MAT 4	Painel saída Subestação Este ao Painel Subestação Principal	1	Exteriores	1 237
TOTAL				6 272

CORRENTE NOMINAL

- I - Corrente nominal (A);
- S_{TP} - Potência aparente (VA);
- U - Tensão nominal (V) = 150×10^3 V.

$$I = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \times U}$$

LINHA SUBTERRÂNEA MAT (150 kV)	CORRENTE NOMINAL
LINHA MAT 1	847 A
LINHA MAT 2	847 A
LINHA MAT 3	905 A
LINHA MAT 4	847 A

CARACTERÍSTICAS DAS LINHA MAT

TENSÃO ESTIPULADA	87/150 (170) kV
GAMA DE VARIAÇÃO DE TENSÃO	150 kV $\pm$ 10%
FREQUÊNCIA NOMINAL	50 Hz
INTENSIDADE MÁX. DE CORRENTE DE C.C.	40 kA
DURAÇÃO DO CURTO-CIRCUITO	0,5 s
TEMP. MÁXIMA NO CONDUTOR EM REGIME PERMANENTE	70 °C
SOBRECARGA ADMISSÍVEL	30% por períodos de 2h (média anual de 72h sem exceder 216h em qualquer período anual)

Em baixo apresentam-se as características do cabo LXHIOLE (cbe) 1x1200RM/190Cu, fabricado segundo a norma IEC 60840 para a tensão $U_0/U = 87\text{kV} / 150\text{kV}$ ($U_m=170\text{kV}$).

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONAIS DO CABO

CONDUTOR NORMA TIPO SECÇÃO NOMINAL DIAMETRO DO CONDUTOR	IEC 60840 Alumínio segmentado compactado 1200 mm ² 41,4 mm
SEMICONDUTOR INTERIOR MATERIAL ESPESSURA	Composto semicondutor 1,5 mm
ISOLAMENTO DO CONDUTOR MATERIAL ESPESSURA MÍNIMA NUM PONTO	XLPE 16,6 mm
SEMI-CONDUTOR EXTERIOR (ADERENTE) MATERIAL ESPESSURA	Composto semicondutor 1,3 mm
BLOQUEIO LONGITUDINAL MATERIAL	Fita semicondutora hidroexpansiva
BLINDAGEM METÁLICA MATERIAL DIÂMETRO NOMINAL DOS FIOS DE COBRE NÚMERO DE FIOS DE COBRE SECÇÃO NOMINAL EM COBRE DIMENSÕES DA FITA DE COBRE	Combinação de fio e fita de cobre 1,97 mm 63 190 mm ² 10 mm x 0,1 mm
CAMADA DE BLOQUEIO LONGITUDINAL MATERIAL	Fita semicondutora hidroexpansiva
BLOQUEIO RADIAL À PENETRAÇÃO DE HUMIDADE MATERIAL ESPESSURA DA FITA	Alumínio c/sobreposição 0,2 mm
BAÍNHA EXTERIOR MATERIAL/COR ESPESSURA NOMINAL ESPESSURA MÍNIMA NUM PONTO	PEAD (ST7)/Preta 4 mm 3,3 mm
CAMADA SEMI-CONDUTORA EXTRUDIDA MATERIAL ESPESSURA MÍNIMA	Composto semicondutor 0,1 mm

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DO CABO

GRADIENTE DE POTENCIAL SOBRE O SEMICONDUTOR INTERIOR SOBRE O ISOLAMENTO	7,6 kV/mm 3,7 kV/mm
RESISTÊNCIA ELÉCTRICA MÁXIMA CONDUTOR (20 °C) ECRAN (20 °C)	0,0247 Ω /km 0,098 Ω /km
INTENSIDADE MÁX. ADM. EM CURTO-CIRCUITO CONDUTOR (1 S/0,5 S) ECRÁN (1 S/0,5 S)	59,2/83,7 kA 28,6/40,5 kA
TEMPERATURA MÁXIMA DO CONDUTOR REGIME PERMANENTE CURTO CIRCUITO (MÁX. 5 S)	90 °C 250 °C
CAPACIDADE APARENTE	0,18 μ F/km
REATÂNCIA (TREVO JUNTIVO @ 50Hz)	0,12 Ω /Km

ESQUEMA DE LIGAÇÃO DAS BLINDAGENS DE TERRA

A ligação das blindagens será feita através de um só ponto de ligação dos ecrãs metálicos entre si e à terra. As blindagens serão ligadas diretamente à terra num dos extremos da ligação, e no outro extremo serão ligadas através de limitadores de tensão de blindagem (LTB).

Este método de ligação à terra é designado por *single-point* e requer a instalação de um condutor de continuidade de terra, ligado entre os elétrodos de terra de ambos os extremos da linha. Este terá secção igual ou superior à secção da blindagem do condutor principal, e será isolado de acordo com o nível de tensão 600/1000V.

CAPACIDADE DE TRANSPORTE

A capacidade de transporte foi calculada admitindo um regime de carga permanente de acordo com a Norma Internacional IEC 60287-1-1 e IEC 60287-1-1/AMD1 – Calculation of the continuous current rating of cables (100% load factor).

Os cálculos foram efetuados admitindo a inexistência de outro cabo elétrico/fonte de calor na vizinhança. Através do modelo de representação do cabo do ponto de vista térmico, é possível determinar a intensidade máxima admissível, de acordo com a norma IEC 60287-1-1, sendo que a intensidade de corrente máxima admissível no condutor é dada por:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d(0,5 \times T_1 + T_3 + T_4)}{R_{\theta max}[T_1 + (1 + \lambda)(T_3 + T_4)']}}$$

- $\Delta\theta$ - Diferença de temperatura entre o condutor e o solo ($^{\circ}\text{C}$) = $70 - 20$ $^{\circ}\text{C}$;
- W_d - Perdas dielétricas (W/m);
- $R_{\theta max}$ - Resistência elétrica do condutor em corrente alternada à temperatura máxima (Ω/m);
- λ - Razão entre as perdas no ecrã metálico e as perdas no condutor;
- T_1 - Resistência térmica entre o condutor e o ecrã metálico;
- T_3 - Resistência térmica da bainha exterior ($^{\circ}\text{C.m/W}$);
- T_4 - Resistência térmica do meio envolvente ($^{\circ}\text{C.m/W}$).

CAPACIDADE DE SOBRECARGA

A capacidade de sobrecarga para cabos de MAT é calculada de acordo com a norma IEC 60853-2 – Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all cables.

A duração média anual das sobrecargas durante o tempo de vida de um cabo não deverá ultrapassar as 72 horas. Eventualmente poderá atingir 216 horas desde que não se ultrapasse a média anual referida.

Os métodos para o cálculo da corrente de sobrecarga, para regime de emergência com uma duração máxima de 2 horas e indicados para cargas de emergência não superiores a cerca de 2,5 vezes a corrente de carga nominal total (fator de carga de 100%).

CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO PERMITIDA NO CONDUTOR

A corrente de curto-circuito (CC) é calcula através do método apresentado na norma IEC 60949 – Cálculo de correntes de curto-circuito termicamente admissíveis, considerando efeitos não adiabáticos de aquecimento.

$$I = \sqrt{\frac{\varepsilon^2 \times K^2 \times S^2 \times \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}}$$

$$I = 1020 A$$

GRADIENTE DE POTÊNCIAL

O gradiente de potencial num ponto do invólucro isolante é o valor do campo elétrico nesse ponto.

Num cabo com alma condutora circular, as linhas do campo elétrico são radiais, e consequentemente, as superfícies equipotenciais são cilíndricas e concêntricas em relação à alma condutora.

O gradiente num dado ponto distante x (mm) em relação ao centro do condutor, é dado por:

$$E(x) = \frac{U_0}{x \times \ln \frac{D}{d}}$$

- $E(x)$ - Gradiente no ponto (x) (V/mm);
- U_0 - Tensão simples (fase-neutro) (V);
- D - Raio sobre o invólucro isolante de um condutor (não-considerando a camada semicondutora) (mm);
- d - Raio sobre a alma condutora (considerando a camada semicondutora colocada sobre a alma) (mm).

6.3.5. Cabos AC – Linha subterrânea MAT (400 kV)

A Subestação Principal será interligada ao ponto de interligação da Rede Nacional de Transporte - RNT através de uma linha subterrânea de Muito Alta Tensão ao nível de tensão de 400 kV.

A linha será composta por 1 circuito trifásico subterrâneo isolado para 400 kV entubado em tubo PVC num bloco de betão e instalado em configuração tipo esteira em vala com profundidade mínima de 3,5 m.

LINHA SUBTERRÂNEA MAT (400 kV)	INTERLIGAÇÃO	Nº CABOS POR FASE	TIPO DE TERMINAIS	COMPRIMENTO DA LINHA (m)
LINHA MAT INTERLIG. RNT	Painel saída Subestação Principal ao Ponto de interligação da RNT	1	Exteriores	547

CORRENTE NOMINAL

- I - Corrente nominal (A);
- S - Potência aparente (VA);
- U - Tensão nominal (V) = 400×10^3 V.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times U}$$

LINHA SUBTERRÂNEA MAT (400 kV)	CORRENTE NOMINAL
LINHA MAT INTERLIG. RNT	1650 A

CARACTERÍSTICAS DAS LINHA MAT

TENSÃO ESTIPULADA	400 (420) kV
GAMA DE VARIAÇÃO DE TENSÃO	400 kV $\pm$ 10%
FREQUÊNCIA NOMINAL	50 Hz
TEMP. MÁXIMA NO CONDUTOR EM REGIME PERMANENTE	90 °C

Em baixo apresentam-se as características do cabo 2XS(FL)2Y 1x3000RMS, fabricado segundo a norma IEC 62067 para a tensão 400kV (Um=420kV).

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONAIS DO CABO

CONDUTOR NORMA TIPO SECÇÃO NOMINAL DIÂMETRO DO CONDUTOR	IEC 62067 Cobre multifilar segmentado redondo 3000 mm ² 68,0 mm
SEMICONDUTOR INTERIOR MATERIAL	Composto semicondutor
ISOLAMENTO DO CONDUTOR MATERIAL ESPESSURA DIÂMETRO EXTERIOR	XLPE 26 mm 125 mm
SEMI-CONDUTOR EXTERIOR (ADERENTE) MATERIAL	Composto semicondutor
BLOQUEIO LONGITUDINAL MATERIAL	Fita semicondutora hidroexpansiva
BLINDAGEM METÁLICA MATERIAL DIÂMETRO EXTERIOR	Combinação de fio e fita de cobre e fibra ótica entubado para medição de temperatura 132 mm

SECÇÃO	150 mm ²
CAMADA DE BLOQUEIO LONGITUDINAL MATERIAL	Fita semicondutora hidroexpansiva
BLOQUEIO RADIAL À PENETRAÇÃO DE HUMIDADE MATERIAL	Alumínio c/sobreposição
BAÍNHA EXTERIOR MATERIAL/COR	MDPE, HDPE, LSOH
DIAMETRO EXTERIOR DO CABO	145,4 mm

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DO CABO

GRADIENTE DE POTENCIAL SOBRE O SEMICONDUTOR INTERIOR SOBRE O ISOLAMENTO	11,25 kV/mm 6,55 kV/mm
RESISTÊNCIA ELÉCTRICA CONDUTOR (20 °C) ECRAN (20 °C)	0,0062 Ω/km 0,135 Ω/km
INTENSIDADE MÁX. ADM. EM CURTO-CIRCUITO CONDUTOR (1 s) ECRAN (1 s)	430,8 kA 29,1 kA
CAPACITÂNCIA	0,25 µF/km
INDUTÂNCIA (INSTALAÇÃO TIPO ESTEIRA (FLAT))	0,53 mH/Km
CAPACIDADE DE TRANSPORTE CABO ENTERRADO LIGAÇÃO DAS BLINDAGENS DE TERRA 1 ÚNICO PONTO INSTALAÇÃO TIPO ESTEIRA (FLAT)	2045 A

ESQUEMA DE LIGAÇÃO DAS BLINDAGENS DE TERRA

A ligação das blindagens será feita através de um só ponto de ligação dos ecrãs metálicos entre si e à terra. As blindagens serão ligadas diretamente à terra num dos extremos da ligação, e no outro extremo serão ligadas através de limitadores de tensão de blindagem (LTB).

Este método de ligação à terra é designado por *single-point* e requer a instalação de um condutor de continuidade de terra, ligado entre os eléktrodo de terra de ambos os extremos da linha. Este terá secção igual ou superior á secção da blindagem do condutor principal, e será isolado de acordo com o nível de tensão 600/1000V.

7. SEGURANÇA E PROTEÇÃO - GERAL

A integração da instalação fotovoltaica ligada à rede não deve constituir nenhum risco adicional para as pessoas, os equipamentos, a rede eléctrica e outros utilizadores. A instalação eléctrica cumprirá as seguintes indicações:

- Instalação DC flutuante (esquema IT), isto é, nenhum dos polos positivo ou negativo do gerador estarão ligados à terra. Instalar-se-á um sistema de monitorização permanente de isolamento de ambos os polos (positivo e negativo) em relação à terra. Este monitor de isolamento pode estar incorporado no inversor de ligação à rede.
- A central terá isolamento galvânico entre as partes AC e DC da instalação através de um transformador de isolamento, evitando em qualquer caso a injeção de componente contínua na corrente transferida para a rede eléctrica.
- Serão utilizados dispositivos limitadores de sobretensões induzidas por descargas atmosféricas ligados em T entre ambos os polos do gerador fotovoltaico e terra nos barramentos das caixas de agrupamento.
- Os dispositivos de corte em carga para a instalação DC estarão devidamente homologados para esta função, dependendo da tensão de funcionamento e poder de corte de intensidade necessário.
- Os fusíveis, bases de porta-fusíveis e os elementos de ligação estarão devidamente homologados para a sua utilização em Corrente Contínua e para uma tensão mínima de 1.500 V.
- Para minimizar a possibilidade de curto-circuitos, separar-se-á a condução dos terminais positivos e negativos provenientes do gerador fotovoltaico nas caixas de ligações.
- A instalação fotovoltaica nunca funcionará em modo ilha. Existirá um dispositivo de corte de interface que na ausência de tensão da rede desligará a central da rede externa.
- O gerador fotovoltaico deverá estar protegido contra a formação de pontos quentes por sombreamento com díodos de *bypass*, incorporados no próprio módulo (três díodos).

8. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A CSF THE HAPPY SUN IS SHINING terá um sistema de armazenamento de energia constituído por 206 conjuntos (Megapacks) de baterias de iões de lítio (Li-ion), de 1,25 MW cada, perfazendo um total de 257,5 MW (515 MWh).

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 da CSF THSiS 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.

Na Figura 8.1 ilustra-se um esquema da arquitetura tipo da solução a instalar.

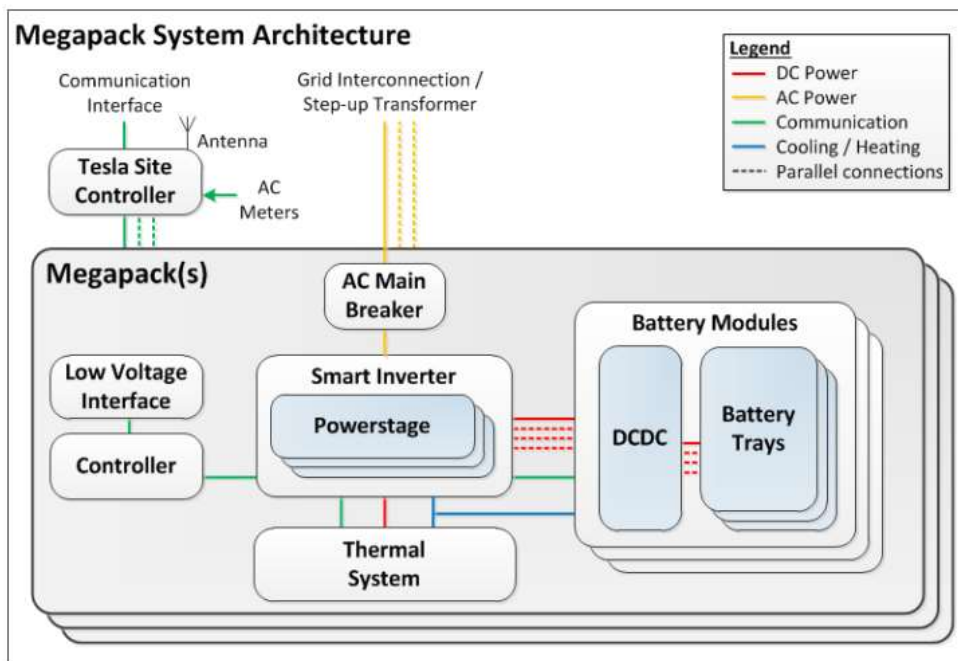


Figura 8.1 - Estrutura de suporte de módulos fotovoltaicos

Serão instalados 206 conjuntos de baterias a instalar na CSF THSiS tenham uma vida útil de no máximo 10 anos, com uma vida de 2 ciclos diários.

Principais características do sistema de armazenamento de energia

SISTEMA ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

TENSÃO LIGAÇÃO(AC)	150kV
FREQUENCIA NOMINAL	50 Hz
DESCARGA CONTÍNUA/DURAÇÃO DESCARGA	2 horas
AC POWER / POTÊNCIA POR MEGAPACK	2 hr: 1250 kW / 2505 kWh
DIMENSÕES INVERSOR (A 480 V AC)	2 hr: escalável até 1540 kVA
INTERFACE FOTOVOLTAICO	DC Coupled
DIMENSÕES (C X L X A) (M)	7,21 x 1,6 x 2,515
PESO MÁXIMO (kg)	25 400
INTERVALO DE TEMPERATURA AMBIENTE PARA OPERAÇÃO	-30°C a 50° C
NÍVEL DE RUÍDO	< 75 dBA
CERTIFICAÇÕES	IP66 (main enclosure) IP20 (thermal system)
REGULAMENTAÇÃO	Células de íões de lítio: NRTL listadas para UL 1642; Sistema: NRTL listadas para UL 1973, 9540, 1741 SA, IEEE 1547
COMUNICAÇÕES	Protocolos: Modbus TCP; DNP3; Rest API



Figura 8.2 – Exemplo de um interior de um Tesla Megapack



Figura 8.3 – Exemplo do exterior de um Tesla Megapack

9. PROTECÇÃO DE INTERLIGAÇÃO

Os cálculos dos parâmetros e a regulação dos relés de protecção da interligação com a rede serão realizados em conformidade com o estabelecido na regulamentação aplicável e de acordo com o indicado no Guia Técnico da DGEG:

Função	Gama de Regulação		Temporização
Máxima Intensidade	0,5 – 2,0 PU	1,3 x I _n	0 – 5 s 1 s
Máxima Tensão	1,1 – 1,2 PU	115 % Un	0 – 1 s instantânea
Mínima Tensão	0,7 – 0,9 PU	85 % Un	0 – 1 s instantânea
Falta Tensão	0,2 – 0,3 PU	25 % Un	0 – 1 s instantânea
Máxima Tensão Homopolar	2 – 20 V	±15 % Un	0 – 1 s instantânea
Máxima Frequência	50 – 51 Hz	0,4 % H _{zn}	0 – 1 s instantânea
Mínima Frequência	49 – 50 Hz	0,4 % H _{zn}	0 – 1 s instantânea

10. SUBESTAÇÕES INTERCALARES 30kV/150 kV

Os 244 Postos de Transformação serão agrupados em conjuntos de 4 (ilhas) e divididos em 4 zonas. Cada uma das zonas terá uma Subestação 30/150kV, onde serão interligados os Postos de Transformação, denominada por Subestação Intercalar.

SUBESTAÇÃO INTERCALAR 30/150 kV	Nº DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	Nº CONJ DE 4 PTS INTERLIGADOS À SE
SE OESTE	1 TRANSFORMADOR - 30/150 kV ; S=102 MVA 1 TRANSFORMADOR - 30/150 kV ; S=118 MVA	15
SE CENTRO	1 TRANSFORMADOR - 30/150 kV ; S=102 MVA 1 TRANSFORMADOR - 30/150 kV ; S=118 MVA	15
SE NORTE	1 TRANSFORMADOR - 30/150 kV ; S=118 MVA 1 TRANSFORMADOR - 30/150 kV ; S=118 MVA	16
SE ESTE	1 TRANSFORMADOR - 30/150 kV ; S=102 MVA 1 TRANSFORMADOR - 30/150 kV ; S=118 MVA	15
Nº TOTAL DE CJ DE 4 PTs		61

3 x SUBESTAÇÕES INTERCALARES 220 MVA 30/150 kV (OESTE, CENTRO E ESTE)

No escalão MT 30 kV (Posto de Corte interior):

- QMT 1
 - 1 Painele Saída de Transformador;
 - 7 Painéis de Chegada;
 - 1 Painele de Chegada TSA/Rn;
 - 1 Painele de TTs de Barras.
- QMT 2
 - 1 Painele Saída de Transformador;
 - 8 Painéis de Chegada;
 - 1 Painele de Rn;
 - 1 Painele de TTs de Barras.

No escalão MAT 150 kV (Parque exterior):

- 1 Painéis de Transformador 150/30kV; 102 MVA;
- 1 Painéis de Transformador 150/30kV; 118 MVA;
- 1 Pannel linha 150kV.

1 x SUBESTAÇÃO INTERCALAR 235 MVA 30/150 kV (NORTE)

No escalão MT 30 kV (Posto de Corte interior)

- QMT 1
 - 1 Pannel Saída de Transformador;
 - 8 Painéis de Chegada;
 - 1 Pannel de Chegada TSA/Rn;
 - 1 Pannel de TTs de Barras.
- QMT 2
 - 1 Pannel Saída de Transformador;
 - 8 Painéis de Chegada;
 - 1 Pannel de Rn;
 - 1 Pannel de TTs de Barras.

No escalão MAT 150 kV (Parque exterior):

- 1 Painéis de Transformador 150/30kV; 118 MVA;
- 1 Painéis de Transformador 150/30kV; 118 MVA;
- 1 Pannel linha 150kV.

EDIFÍCIO DE COMANDO

- Sala de Média Tensão (QMT, TSA e a RN);
- Sala de Quadros (Quadro Comando, Controlo e Proteção)
- Sala de Contagem;
- Sala de Telecomunicações.

As 4 Subestações Intercalares terão como função a transformação dos 30 kV para 150 kV.

Cada subestação intercalar será composta por um Edifício de Comando (EC) destinado à instalação dos quadros elétricos de comando, controlo, proteções, serviços auxiliares, comunicações e Quadros de Média Tensão de 30 kV, com chegada dos ramais dos conjuntos de 4 Postos de Interligação; e por um parque exterior de equipamentos, composto por transformador MAT/MT e painéis de linha.

11. SUBESTAÇÃO PRINCIPAL 1143 MVA 30 / 150 /400 kV

No escalão MAT 150 kV (parque exterior):

- 4 Painéis de Transformador

No escalão MAT 400 kV (parque exterior):

- 6 Painéis Transformador
- 3 Painéis de linha

Transformadores de Potência

- 3 Transformador de Potência 220 MVA; 150/400kV
- 1 Transformador de Potência 235 MVA; 150/400kV
- 2 Transformador de Potência 129 MVA; 30/400kV

12. SERVIÇOS AUXILIARES

12.1. ENQUADRAMENTO

A função dos Serviços Auxiliares de corrente alternada numa instalação fotovoltaica é a de garantir o fornecimento de energia elétrica em baixa tensão, necessária para a exploração, segurança e manutenção da instalação.

Cada Subestação Intercalar terá um Quadro Geral dos Serviços Auxiliares onde serão instaladas as saídas e proteções dos quadros secundários de: circuitos de iluminação interna e tomadas, sistema automático de deteção de incêndios e sistema automático de deteção de intrusão e roubo. Estará ainda dimensionado com saídas de reserva para possíveis ampliações.

Os circuitos de alimentação dos quadros, tomadas e iluminação situados no interior dos Postos de Transformação serão executados com cabos do tipo XV ou equivalente. Estes serão instalados em caminhos de cabos ou entubados em tubos PVC.

Para a eleição da secção do condutor teve-se em conta a intensidade máxima admissível por cabo e a queda de tensão.

12.2. ILUMINAÇÃO

A única iluminação exterior da central (não incluindo as subestações) será a proporcionada pelos projetores de efeito-surpresa instalados junto às câmaras de vigilância, e que serão acionados unicamente na situação em que dispare o alarme.

Em cada conjunto PT/INV e nas subestações haverá de iluminação interior.

12.3. MONITORIZAÇÃO

Será utilizado um sistema de aquisição de dados que permita controlar todas as diferentes variáveis da instalação, que fornecerá ao utilizador informação completa sobre o comportamento geral do sistema. O sistema também permitirá receber dados dos inversores, intensidades de entrada e saída das caixas de concentração de corrente contínua situadas na entrada de corrente contínua dos inversores e poderá também ligar-se a uma estação meteorológica para recolher dados de temperatura, radiação solar, vento, entre outros.

Estes dados serão enviados e centralizados num computador, onde podem ser visualizados e transferidos. Instalar-se-á ainda um sistema de comunicação para consulta remota de dados.

Para a monitorização remota será necessária a configuração da porta série do PC e do modem, através dos quais se realizará a comunicação com os inversores e será necessário seleccionar o meio físico sobre o qual se realizará a comunicação.

12.4. ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS

Dado que a produção do gerador fotovoltaico depende fortemente das condições meteorológicas, como são exemplo a temperatura e a radiação solar, é de extrema importância que estas sejam monitorizadas, de modo a poder ser caracterizadas a variação da produção devido a estas condições. Desta forma as estações meteorológicas a instalar em cada subestação, serão capazes de fornecer dados sobre os seguintes fatores:

- Temperatura ambiente;
- Radiação solar sobre os planos horizontal e dos módulos fotovoltaicos;
- Velocidade e direção do vento.

As estações meteorológicas serão conectadas também à rede interna da central e todos os dados facultados pelos sensores poderão ser lidos e consultados no sistema central de monitorização.

Serão instaladas estações meteorológicas em cada subestação intercalar. Caso se verifiquem insuficientes serão acrescentadas estações meteorológicas junto das ilhas de PT/INV mais distantes.

Para realizar as medidas do desempenho real da instalação em cada estação meteorológica, serão utilizados os seguintes equipamentos:

- Piranómetro calibrado para medir a radiação solar real em W/m² no mesmo plano dos módulos fotovoltaicos;
- Piranómetro calibrado para medir radiação solar real em W/m² no plano horizontal;
- Sensor para medir a temperatura ambiente;
- Sensor para medir a temperatura dos módulos;
- Utilizar-se-á um mastro de 2 metros de altura, composto por secções tubulares de aço galvanizado, onde se colocarão os mecanismos de medição.

12.5. SEGURANÇA E INTRUSÃO

Nas subestações intercalares serão instalados sistemas de deteção de intrusão, com interruptores de posição de abertura de portas. Deverão ser ainda previstos dois detetores de movimento, de tipo infravermelhos, para o interior dos edifícios. Estes detetores serão ligados a uma central de deteção.

Este sistema disporá de sinalização luminosa e acústica da situação de anomalia, com possibilidade de envio de sinal para o sistema central de telecomando da Central Fotovoltaica.

Existirá também um sistema de deteção associado ao portão da Central Fotovoltaica e à vedação exterior, sendo ainda instaladas câmaras de videovigilância.

Na Subestação também serão instalados sistemas de deteção de intrusão, consistindo em interruptores de posição de abertura de portas.

Para detetar a presença de intrusos no recinto será instalado no perímetro um sistema constituído por barreiras de micro-ondas. Será composto por dois elementos: um transmissor e um recetor, que instalados um frente ao outro, criarão um campo de proteção de dimensões variáveis. As barreiras serão instaladas por zonas com uma longitude máxima de 200 m lineares.

O sistema de vigilância é constituído por várias câmaras tipo Dome colocadas em lugares estratégicos sobre colunas até 5 m de altura, que filmam e transmitem imagens para os monitores da central de monitoração. O sistema de CCTV deve fornecer imagens de alta qualidade tanto de dia, como no escuro.

Serão instalados vídeo gravadores digitais que se encarregarão da receção dos sinais de vídeo e armazenamento em formato digital.

A central de intrusão, onde se instalará também o controlo da monitoração, será o elemento responsável por gerir os sinais de alarme provenientes dos sistemas de deteção. No caso em que uma das barreiras micro-ondas dispare, a câmara Dome mais próxima, colocada sobre um poste não inferior a 5 m de altura, fará um varrimento à zona, evitando falsos alarmes.

Em caso de intrusão, o sistema envia um sinal de alerta para o centro integrado de segurança além de ativar os projetores de efeito-surpresa e um alarme sonoro no próprio recinto, como medida dissuasiva para o intruso. O centro

procederá à verificação pelos meios existentes, avisando caso necessário as forças de segurança, bombeiros, entre outros, assim como o responsável pela instalação.

A alimentação geral do sistema será por rede de corrente alternada de 230 VAC e 50 Hz. Para garantir que o sistema funcione em caso de corte no fornecimento elétrico, será instalada uma fonte de alimentação ininterrupta (SAI-UPS).

12.6. REDE DE DETEÇÃO DE INCÊNDIOS

As subestações e os conjuntos PT/INV serão dotados de um sistema de detecção automática de incêndio. A central de detecção é programável para processar a informação proveniente dos detetores.

Os sistemas de detecção de incêndio instalados nos PT consistem em detetores óticos e termovelocimétricos colocados junto das celas de média tensão, das celas de baixa tensão DC, dos inversores e do transformador de potência.

Para providenciar os meios de primeira intervenção no combate a um eventual foco de incêndio, serão instalados os seguintes extintores de acionamento manual de CO₂ e de pó químico ABC.

13. PRODUÇÃO ESTIMADA

De acordo com a configuração prevista e com as características definidas anteriormente, estima-se que a CSF THE HAPPY SUN IS SHINING tenha uma produção de energia elétrica de 1,761 GWh/ano (ou seja 1 746 kWh/kWp/ano e um Performance Ratio de 84,6 %), de acordo com relatório de produção constante no Anexo A2.

14. OBRA CIVIL

A construção/instalação da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING prevê os seguintes trabalhos:

- Execução dos acessos à central;
- Construção da vedação do perímetro da central;
- Execução dos acessos internos com capacidade para o trânsito de veículos;
- Realização da estacagem para as estruturas metálicas de suporte dos módulos PV;
- Canalizações para os cabos de potência e controlo;
- Drenagem superficial da obra;
- Derivações das tubagens de água existentes;
- Execução das plataformas onde assentarão os edifícios pré-fabricados para alojar inversores e os postos de transformação;
- Construção de subestações.

14.1. VEDAÇÃO E CAMINHOS DE ACESSO

A vedação será do tipo “torção simples” com postes em tubo metálico e será aplicada em todo o perímetro da central não ultrapassando os dois metros de altura ao solo, com uma área veda de aproximadamente 1 262 ha.



Figura 14.1 - Exemplo de pormenor da estaca da vedação semelhante ao que será instalado

Em todo o perímetro da central a vedação será desmatada numa faixa com 4 metros de largura. Não será efetuada nenhuma regularização nem compactação deste traçado nem será aplicado qualquer acabamento em *tout-venant*.



Figura 14.2 – Exemplo de caminhos entre fileiras de mesas de módulos fotovoltaicos e junto à vedação.

Para facilitar os trabalhos de manutenção e limpeza da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING, serão definidos os caminhos internos da central para acesso aos Postos de Transformação/Inversores e aos módulos fotovoltaicos. Estes acessos para manutenção serão demarcados através da compactação da terra no trajeto em que se pretende a sua existência e posteriormente terão acabamento em *tout-venant* compactado. Serão mantidos todos os percursos/escoamentos de água naturais existentes.

A tabela seguinte apresenta as principais características dos acessos internos aos conjuntos PT/Inversores:

Largura mínima	4 m
Inclinação transversal:	3%
Raio de curvatura mínimo ao eixo do acesso:	10 m
Pavimento:	<i>Tout-venant</i>
Espessura do pavimento:	15cm

14.2. MOVIMENTAÇÃO DE TERRAS E ABERTURA DE VALAS

Os trabalhos preliminares a executar no campo fotovoltaicos, limitar-se-ão à desarborização parcial e desmatção do terreno, nomeadamente a remoção de vegetação.

Durante a instalação da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING não haverá movimentação de terras (terraplenagens ou modificações na geomorfologia) propriamente dita, apenas alguma regularização pontual, sem impacto ao nível da erosão do terreno.

As estruturas de suporte dos módulos solares fotovoltaicos serão estacadas diretamente no solo, e acompanham o perfil orográfico do terreno.

Serão realizadas movimentações de terras fundamentalmente nas plataformas das subestações e postos de transformação fotovoltaicos, compactação de acessos, sendo previsível que o balanço entre terras de escavação e de aterro sejam praticamente nulo.

Prevê-se a abertura de valas de pequenas dimensões e profundidade, para passagem de cabos DC e AC, que se realizará o mais possível ao longo dos caminhos de acesso da Central.

Na Figuras 14.3 e 14.4 apresentam-se os esquemas de perfil tipo para a cablagem que se utilizará na área da CSF THSiS.

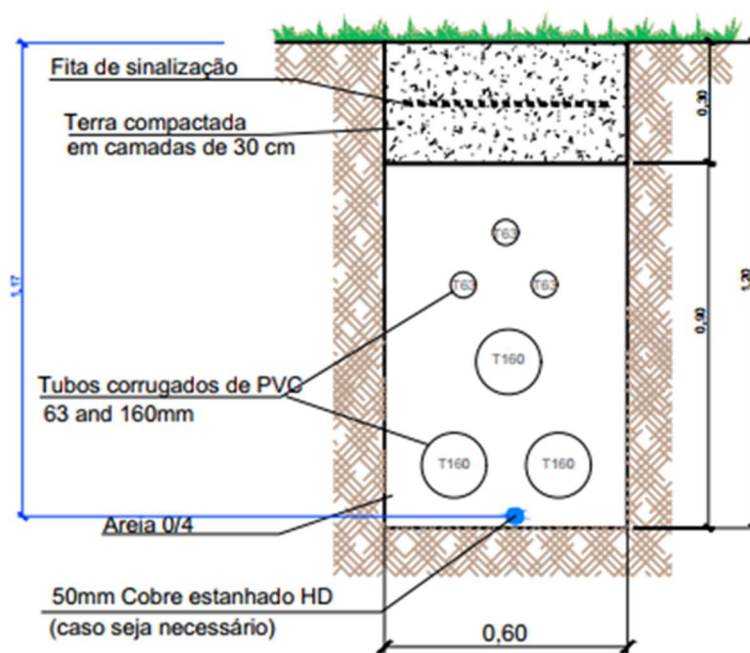


Figura 14.3 – Perfil tipo de uma vala de cabos MT

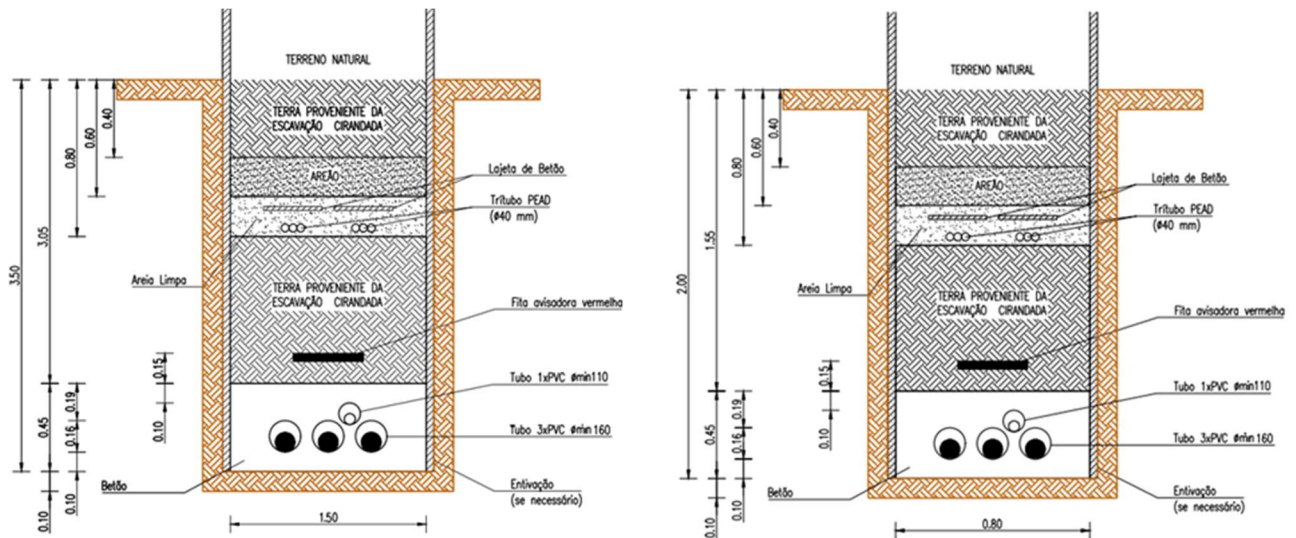


Figura 14.4 – Perfil tipo de uma vala de cabos MAT

Uma vez que não há alteração da topografia do terreno, e uma vez que as áreas de impermeabilização do solo são pontuais, a drenagem superficial dos terrenos não será afetada, mantendo-se a drenagem natural.

As operações com movimentação de terras perfazem um total aproximado de 92 mil metros cúbicos.

14.3. PLATAFORMAS DE ASSENTAMENTOS DOS PT E INVERSORES

Os PT serão do tipo montagem exterior assente em bloco de betão com dimensões de 11 por 2,5 metros.

Para assentamento destes PT será necessário criar uma plataforma de assentamento, revestida com areia fina, de dimensões idênticas à do bloco de betão.

14.4. INSTALAÇÃO DAS ESTRUTURAS DE SUPORTE DOS MÓDULOS

A estrutura de suporte e montagem dos módulos será composta por mesas fixas de aço galvanizado com uma inclinação de 15° e Azimute 0° Sul.

As estruturas serão fixas no solo através de colocação de estacas cravadas, enterradas a uma cota entre 1,5 e 2 metros, e com uma cadência da ordem de 2 metros entre elas, dependendo das características geotécnicas do terreno.

Embora sujeito a confirmação geotécnica, tendo presente as condições do local, assume-se que não será necessária a aplicação de betão nas fundações, apenas poste estacado diretamente no solo ou com pré-perfuração.



Figura 14.3 - Estrutura de fixação e suporte de módulos.

15. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante a fase de construção e exploração, as intervenções previstas na CSF THE HAPPY SUN IS SHINING não têm associados impactos de magnitude relevante para a fauna ou flora existentes. Após o tempo de vida útil da CSF, os terrenos poderão ser reutilizáveis para fins agrícolas ou florestais.

À ausência de impactos negativos, crescem os benefícios ao nível do desenvolvimento e bem-estar, social e económico, havendo um impacto positivo ao nível da criação de postos de trabalho para a economia nacional e para o meio-ambiente do país.

15.1. FASE DE EXPLORAÇÃO

Durante a fase de exploração a central solar fotovoltaica estará ao abrigo de um contrato de Operação & Manutenção cujas principais atividades serão a Operação (tarefas relacionadas com a operacionalidade, monitorização e supervisão diária da central fotovoltaica) e a Manutenção (preventiva e corretiva).

Durante esta fase não se prevê qualquer atividade que possa conduzir a qualquer tipo de contaminação dos solos nem à produção de resíduos que justifiquem uma intervenção regular. A limpeza dos painéis solares será efetuada unicamente com água, isenta de detergentes químicos e/ou outros aditivos, no máximo duas vezes por ano.

15.2. FASE DE DESACTIVAÇÃO

A CSF THE HAPPY SUN IS SHINING estará ao abrigo de um plano de desmantelamento por forma a deixar a área, no final da sua vida útil, semelhante à encontrada ou, no mínimo, livre de qualquer dano. Todos os materiais utilizados e soluções aplicadas permitem ser removidos com ligeiro ou insignificante impacto, tanto para a fauna como para a flora local. A cada módulo está associada uma taxa de recuperação para integração no sistema PV CYCLE (<http://www.pvcycle.org>). Serão removidos todos os materiais e equipamentos instalados, nomeadamente módulos fotovoltaicos, estruturas, cabos, edifícios e vedações. Após o final da vida útil as baterias serão recolhidas pelo fabricante e encaminhadas para sistema de tratamento autorizado conforme as especificações das mesmas e normas do fabricante.

Serão ainda removidos e repostos os caminhos e será realizada uma fresagem de toda a área devolvendo desta forma ao terreno as suas características atuais.

16. ASPECTOS REGULAMENTARES

Todos os materiais e equipamentos obedecerão às definições regulamentares e ainda às normas e especificações nacionais ou, em caso de inexistência, às normas e especificações da CENELEC e / ou IEC.

A implantação da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING estará sujeita ao cumprimento da legislação em vigor, nomeadamente as Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão, Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e de Seccionamentos e o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão.

O projeto foi elaborado respeitando todas as disposições legais, regulamentos e normas gerais vigentes, bem como as normas técnicas particulares atendendo às exigências Municipais e ambientais, com destaque para:

- **Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas** (Decreto-Lei n.º 26852 de 30 de Julho de 1936, alterado pelos Decretos-Lei n.º 446/76, de 5 de Junho, n.º 517/80 de 31 de Outubro, n.º 272/92 de 3 de Dezembro e pela Portaria n.º 344/89 de 13 de Maio)
- **Regulamento para Geradores “Requirements for Generators”** (Regulamento da Comissão Europeia (EU) 2016/631 de 16 de Abril)
- **Regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade** (Decreto-Lei n.º 76/2019 de 3 de junho)
- **Regulamento da Comunicação Prévia dos Centros Electroprodutores** (Portaria n.º 273 de 24 de julho de 2013)
- **Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão – RTIEBT**
- **Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica**
- **Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e de Seccionamento** (Decreto-Lei n.º 42895, de 31/03/60, alterado pelo Dec. Regulamentar n.º 14/77, de 18 de Fevereiro)
- **Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas da Alta Tensão** (Decreto Regulamentar n.º 1/92, de 18/02)
- **Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Baixa Tensão** (Decreto Regulamentar n.º 90/84, de 26/12)
- **Normas CEI 479-1 e 479-2: 1994** - Efeitos da corrente elétrica sobre o corpo humano

- **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 Portuguesas 1270, 1271 e 1272**
- **Normas Portuguesas 2356-4, 2357**
- **EN 60439-3 / EN 12464-1 / EN 12464-2**

Todos os equipamentos e materiais a utilizar na execução da instalação, obedecerão à Lei 6/2008 de 10 de Janeiro, NP, CEI e CENELEC e serão munidos dos respetivos certificados de conformidade. No omissso ou em dúvida prevalecerão as RTIEBT e as normas aplicáveis.

A conceção da CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA é efetuada tendo em consideração os pontos anteriores, e ainda atendendo a uma série de critérios de dimensionamento que serão mantidos em todos os aspetos do projeto e que terão em conta as normas aplicáveis a cada sistema e à legislação relativa a assuntos de higiene e segurança bem como às questões ambientais.

17. ANEXOS

A1 – Reserva de capacidade | Pedido de acordo com Operador | Redes Energéticas Nacionais

A2 - Relatório de Estimativa de Produção de Energia da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING

A3 - Fichas técnicas dos principais equipamentos da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING

O Técnico Responsável pelo projeto

Pedro Pereira da Silva

(Eng.º Eletrotécnico)

(Inscrito na O.E. sob o n.º 50473)

ANEXOS

A1 – Reserva de capacidade | Pedido de acordo com Operador | Redes Energéticas Nacionais

Ex.^{mo} Sr.

Eng. Matos Fernandes

Direcção de Planeamento e Engenharia

REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

Data: 4 de junho de 2018

Assunto: Solicitação de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP

Ex.^{mo} Senhor Engenheiro,

A **SUNSHINING S.A.** com sede na Praça Duque de Saldanha e **NIPC 514880970** pretende construir a Central Solar Fotovoltaica THSiS "*The Happy Sun is Shining*" localizada no Concelho de Santiago do Cacém, União de freguesias de São Domingos e Vale de Água, com potência de **1.143 MWp**.

De acordo com o disposto na **alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei 76/2019 de 3 de junho**, "a atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP" pode ser feita por "acordo entre o requerente e o operador da RESP com assunção, por aquele, dos encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede" com identificação da capacidade a atribuir.

Neste contexto, vimos solicitar ao ORT a realização do estudo de solução técnica de interligação e estimativa de valor de comparticipação devido à necessidade de construção de novas infraestruturas não previstas no PDIRT ou ainda o reforço das já existentes que se revelem necessárias para a receção de energia produzida (**conforme o disposto na alínea c) do n.º 1 do artigo 16º e no n.º 10 do artigo 16º-A do Decreto-Lei 76/2019**).

Temos intenção de celebrar acordo com o ORT para a construção de novas infraestruturas de interligação da CSF THSiS não previstas no PDIRT a celebrar nos termos do disposto (**conforme o disposto na alínea c) do n.º 1 do artigo 16º do Decreto-Lei 76/2019**).

CSF THSiS:

- a) Potência nominal: 1.143 MW
- b) Ponto de interligação: 37°53'9.84"N ; 8°32'12.06"W
- c) Geração anual esperada: aprox. 1.985 GWh
- d) Data interligação: quarto trimestre de 2021
- a) Tecnologia de geração: painéis de silício monocristalino de estrutura fixa e baterias tecnologia sólida

 PAS

e) Diagrama de produção: Na seguinte tabela anexa-se a produção média prevista por hora para o dia do ano com maior produção e para o dia do ano com menor produção

		Energia Injectada (MWh)											
		1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
Dia de maior produção	MWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	86.0	288.1	502.6	683.0	804.7	886.3	915.1
Dia de menor produção	MWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	57.8	257.0	456.7	356.2	408.8
		13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	0:00
Dia de maior produção	MWh	892.8	818.9	693.5	527.1	325.5	124.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dia de menor produção	MWh	382.6	368.9	376.5	127.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

		Total de Energia
Dia de maior produção		7,547.8 MWh
Dia de menor produção		2,792.1 MWh

A localização da CSF THSiS fica no percurso da linha de alta tensão de 150kV entre as subestações da REN de Sines e de Ourique, permitindo que a sua ligação seja feita por intermédio de construção de uma nova subestação da RESP – para a qual já está reservada uma área de cinco hectares na área de implantação da CSF THSiS.

O promotor disponibiliza-se para suportar a construção de novas infraestruturas não previstas no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (PDIRT), para antecipação de infraestruturas previstas, ou ainda para reforço das já existentes que se revelem necessárias para a receção da energia produzida pela CSF THSiS. Os respetivos encargos serão assumidos na totalidade pelo requerente nos termos a acordar.

Agradecendo antecipadamente a atenção de V. Ex.^ª, subscrevemo-nos atentamente,

Pela SUNSHINING S.A.

 Pedro Paulo de Aguiar

A2 – Relatório de Estimativa de Produção de Energia da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING

PVSYST V6.86	PROSOLIA ENERGY (Portugal)				20/04/20		Page 1/7			
Grid-Connected System: Simulation parameters										
Project :		CSF THSiS								
Geographical Site		CSF THSiS - Vale de Agua				Country	Portugal			
Situation		Latitude	37.88° N		Longitude	-8.54° W				
Time defined as		Legal Time	Time zone UT		Altitude	108 m				
		Albedo	0.20							
Meteo data:		CSF THSiS - Vale de Agua		Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Synthetic						
Simulation variant :		1008MWp (440Wp)/ 885,7MWac (3630kW)								
		Simulation date	20/04/20 14h44							
Simulation parameters		System type		Unlimited sheds						
Collector Plane Orientation		Tilt	15°		Azimuth	0°				
Sheds configuration		Nb. of sheds	100		Unlimited sheds					
		Sheds spacing	6.36 m		Collector width	3.86 m				
Inactive band		Top	0.02 m		Bottom	0.02 m				
Shading limit angle		Limit profile angle	21.0°		Ground cov. Ratio (GCR)	60.7 %				
Models used		Transposition	Perez		Diffuse	Perez, Meteonorm				
Horizon		Average Height	2.6°							
Near Shadings		Mutual shadings of sheds								
User's needs :		Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics										
PV module		Si-mono	Model	LR4-72 HPH 440 M						
Original PVsyst database		Manufacturer	Longi Solar							
Number of PV modules		In series	28 modules		In parallel	81857 strings				
Total number of PV modules		Nb. modules	2291996		Unit Nom. Power	440 Wp				
Array global power		Nominal (STC)	1008478 kWp		At operating cond.	915361 kWp (50°C)				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	1031 V		I mpp	887949 A				
Total area		Module area	5099645 m²		Cell area	4548054 m²				
Inverter		Model	FS3510K_660V_20190103							
Custom parameters definition		Manufacturer	Power Electronics							
Characteristics		Operating Voltage	934-1310 V		Unit Nom. Power	3630 kWac				
Inverter pack		Nb. of inverters	244 units		Total Power	885720 kWac				
					Pnom ratio	1.14				
PV Array loss factors										
Array Soiling Losses				Loss Fraction	2.0 %					
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K		Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s				
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	0.019 mOhm		Loss Fraction	1.5 % at STC				
Serie Diode Loss		Voltage Drop	0.7 V		Loss Fraction	0.1 % at STC				
LID - Light Induced Degradation				Loss Fraction	2.0 %					
Module Quality Loss				Loss Fraction	-1.0 %					
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP					
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %					
Incidence effect (IAM): User defined profile										
		0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
		1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Grid-Connected System: Simulation parameters

System loss factors

AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	660 Vac tri		
	Wires: 3x30000.0 mm ²	14 m	Loss Fraction	2.0 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	993327 W	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	0.004 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC

Grid-Connected System: Horizon definition

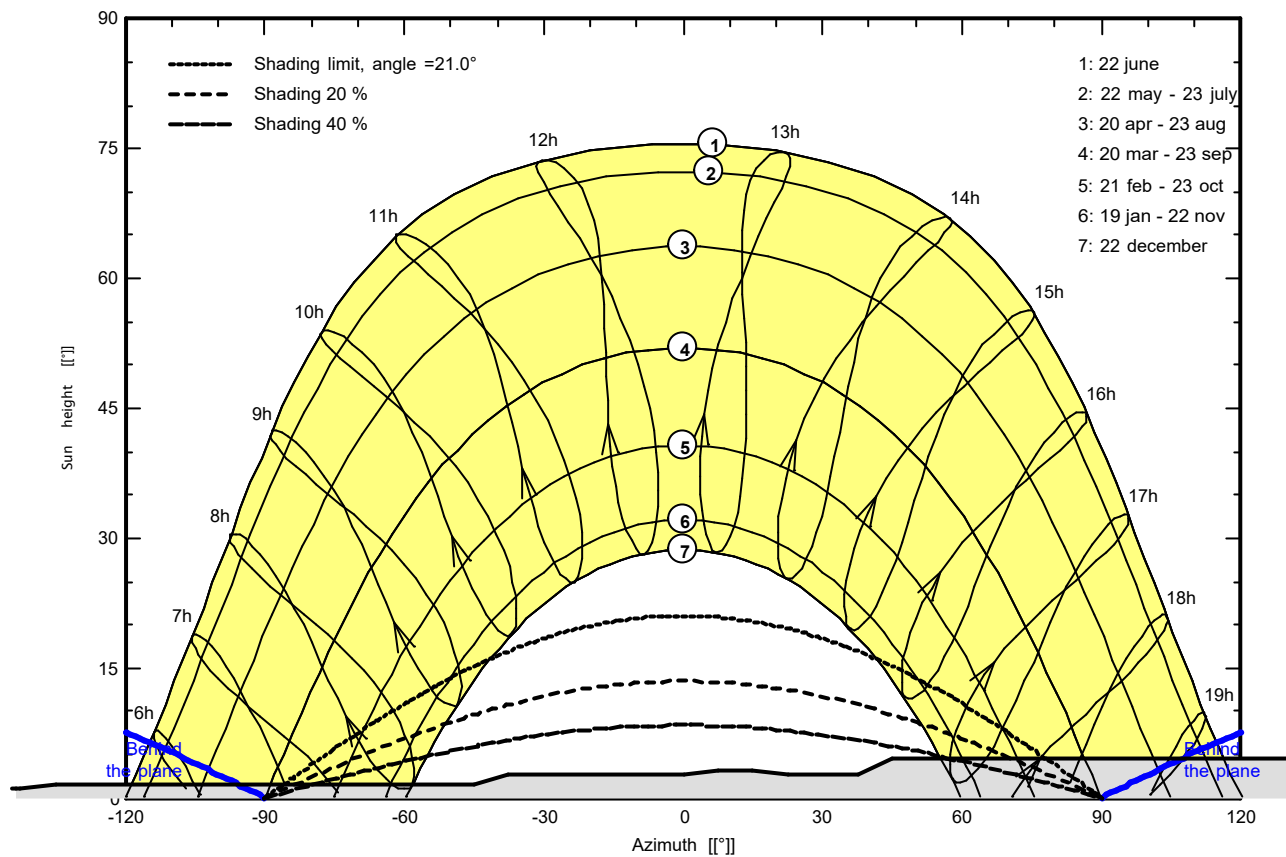
Project : CSF THSIS
Simulation variant : 1008MWp (440Wp)/ 885,7MWac (3630kW)

Main system parameters	System type	Unlimited sheds	
Horizon	Average Height	2.6°	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	LR4-72 HPH 440 M	Pnom 440 Wp
PV Array	Nb. of modules	2291996	Pnom total 1008478 kWp
Inverter	Model	FS3510K_660V_20190103	Pnom 3630 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	244.0	Pnom total 885720 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	2.6°	Diffuse Factor	0.99
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.86

Height [°]	0.8	0.8	1.1	1.1	1.5	1.5	2.7	2.7	3.1
Azimuth [°]	-180	-165	-158	-143	-135	-45	-38	0	8
Height [°]	3.1	2.7	2.7	4.6	4.6	1.9	1.9	0.8	0.8
Azimuth [°]	15	23	38	45	135	143	158	165	180

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°52"48', Long=-8°32"24', Alt=108m



Grid-Connected System: Main results

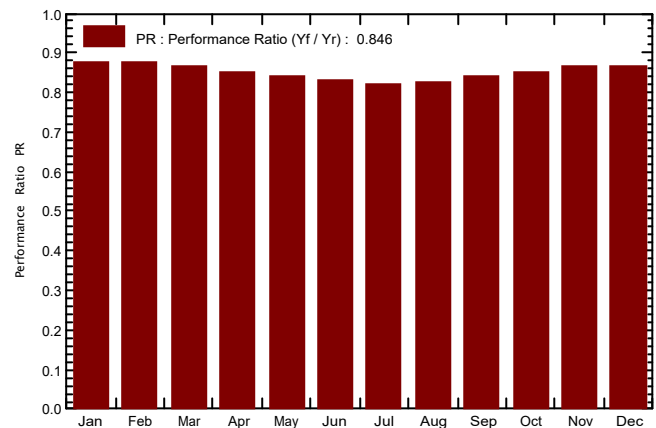
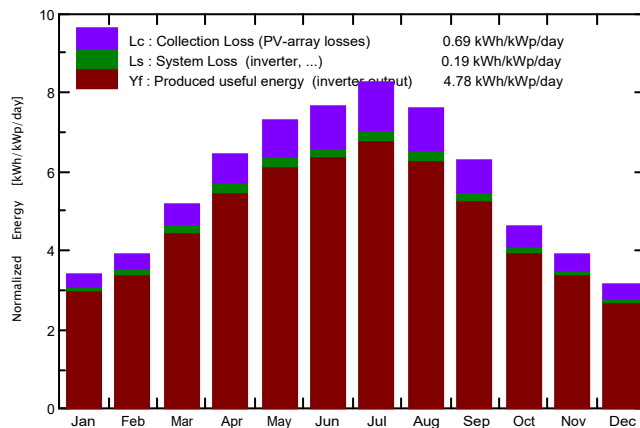
Project : CSF THSIS
Simulation variant : 1008MWp (440Wp)/ 885,7MWac (3630kW)

Main system parameters	System type	Unlimited sheds
Horizon	Average Height	2.6°
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15° azimuth 0°
PV modules	Model	LR4-72 HPH 440 M Pnom 440 Wp
PV Array	Nb. of modules	2291996 Pnom total 1008478 kWp
Inverter	Model	FS3510K_660V_20190103 Pnom 3630 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	244.0 Pnom total 885720 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Main simulation results
System Production **Produced Energy 1761296 MWh/year** Specific prod. 1746 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 84.60 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1008478 kWp

Performance Ratio PR



1008MWp (440Wp)/ 885,7MWac (3630kW) Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	78.1	25.72	11.08	106.1	99.6	97131	93581	0.874
February	88.7	35.03	11.63	109.6	103.5	100277	96653	0.875
March	140.6	54.73	13.28	161.0	152.4	145696	140370	0.865
April	180.0	56.11	14.23	193.5	183.6	172702	166114	0.851
May	223.1	65.16	16.64	226.6	214.7	199988	192440	0.842
June	230.4	68.67	19.58	229.5	217.4	200101	192619	0.832
July	254.4	46.98	20.47	255.3	242.6	220298	211782	0.823
August	223.9	49.24	21.01	235.6	224.2	204381	196603	0.827
September	167.0	45.30	19.52	188.8	179.6	165978	159764	0.839
October	119.0	44.74	17.92	143.9	136.0	128469	123884	0.854
November	87.8	28.87	13.79	117.2	110.1	106232	102455	0.867
December	69.9	27.15	11.70	97.3	90.1	88148	85031	0.867
Year	1862.9	547.70	15.93	2064.4	1953.8	1829403	1761296	0.846

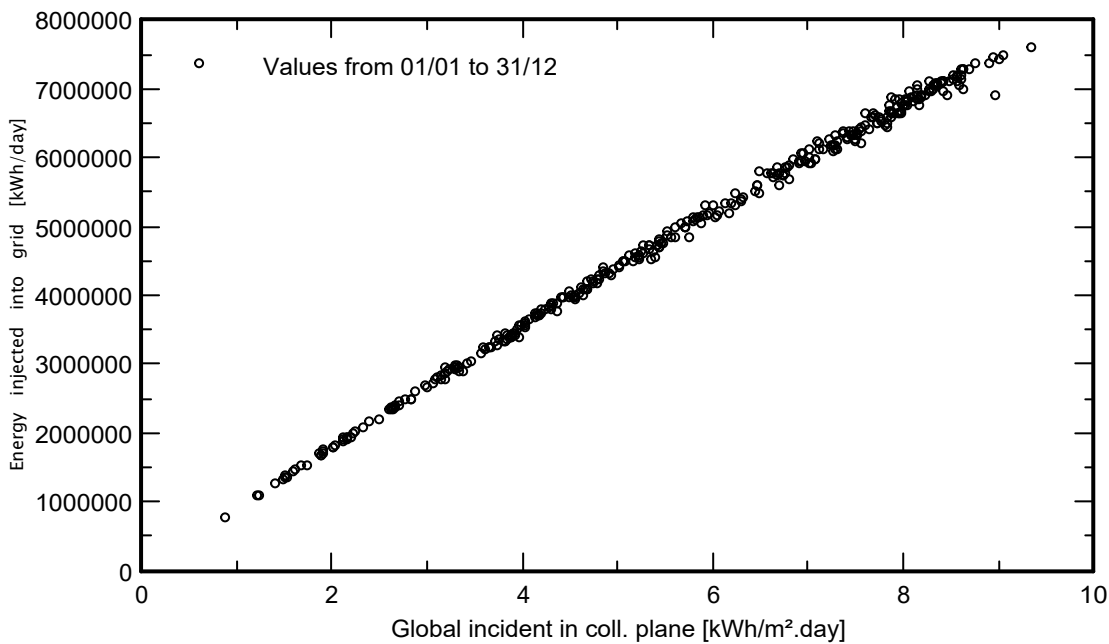
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb T amb.
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Special graphs

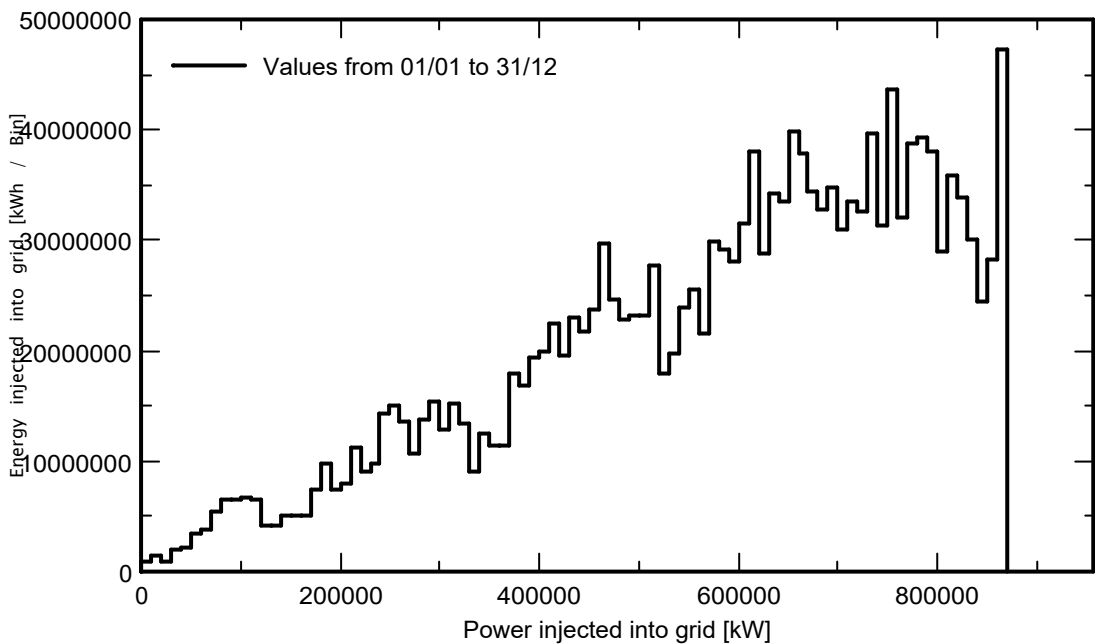
Project : CSF THSIS
Simulation variant : 1008MWp (440Wp)/ 885,7MWac (3630kW)

Main system parameters	System type	Unlimited sheds	
Horizon	Average Height	2.6°	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	LR4-72 HPH 440 M	Pnom 440 Wp
PV Array	Nb. of modules	2291996	Pnom total 1008478 kWp
Inverter	Model	FS3510K_660V_20190103	Pnom 3630 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	244.0	Pnom total 885720 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



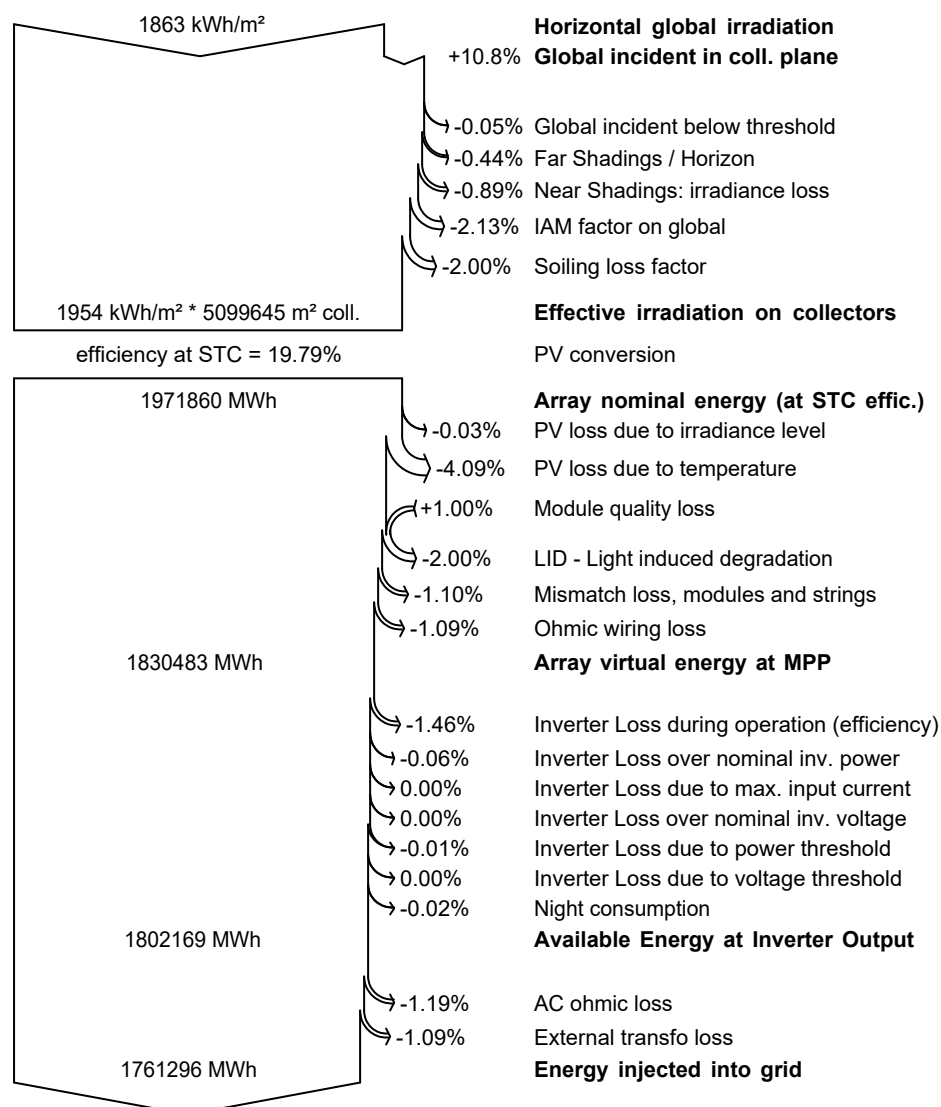
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : CSF THSIS

Simulation variant : 1008MWp (440Wp)/ 885,7MWac (3630kW)

Main system parameters	System type	Unlimited sheds	
Horizon	Average Height	2.6°	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	LR4-72 HPH 440 M	Pnom 440 Wp
PV Array	Nb. of modules	2291996	Pnom total 1008478 kWp
Inverter	Model	FS3510K_660V_20190103	Pnom 3630 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	244.0	Pnom total 885720 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: P50 - P90 evaluation

Project :

CSF THSIS

Simulation variant :

1008MWp (440Wp)/ 885,7MWac (3630kW)

Main system parameters	System type	Unlimited sheds		
Horizon	Average Height	2.6°		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	15°	azimuth	0°
PV modules	Model	LR4-72 HPH 440 M	Pnom	440 Wp
PV Array	Nb. of modules	2291996	Pnom total	1008478 kWp
Inverter	Model	FS3510K_660V_20190103	Pnom	3630 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	244.0	Pnom total	885720 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Evaluation of the Production probability forecast

The probability distribution of the system production forecast for different years is mainly dependent on the meteo data used for the simulation, and depends on the following choices:

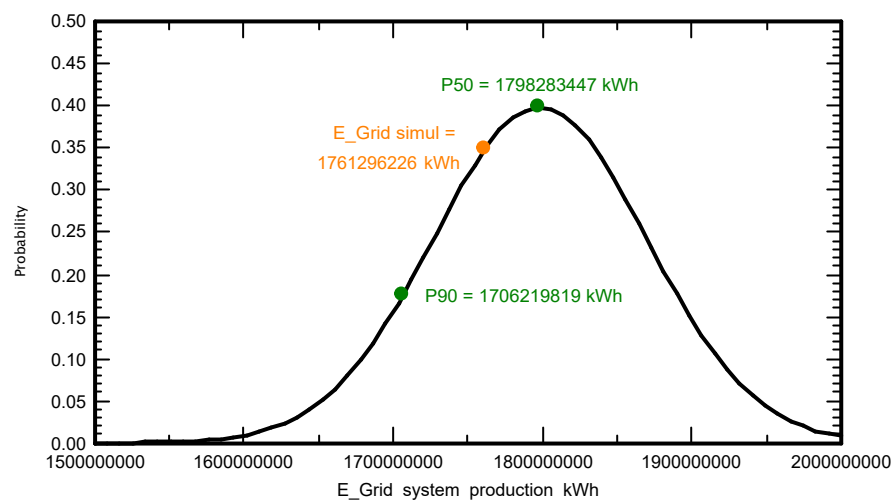
Meteo data source	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100%		
Meteo data	Kind	TMY, multi-year	
Specified Deviation	Climate change	2.1 %	
Year-to-year variability	Variance	3.7 %	

The probability distribution variance is also depending on some system parameters uncertainties

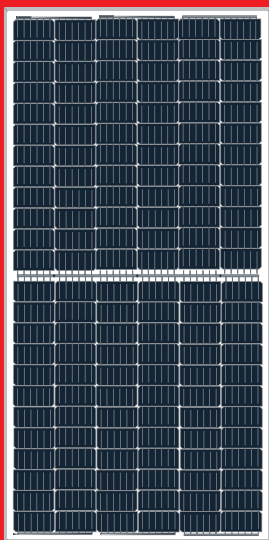
Specified Deviation	PV module modelling/parameters	1.0 %	(quadratic sum)
	Inverter efficiency uncertainty	0.5 %	
	Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %	
Global variability (meteo + system)	Variance	4.0 %	

Annual production probability	Variability	71796 MWh
	P50	1798283 MWh
	P90	1706220 MWh
	P95	1680317 MWh

Probability distribution



A3 - Fichas técnicas dos principais equipamentos da CSF THE HAPPY SUN IS SHINING

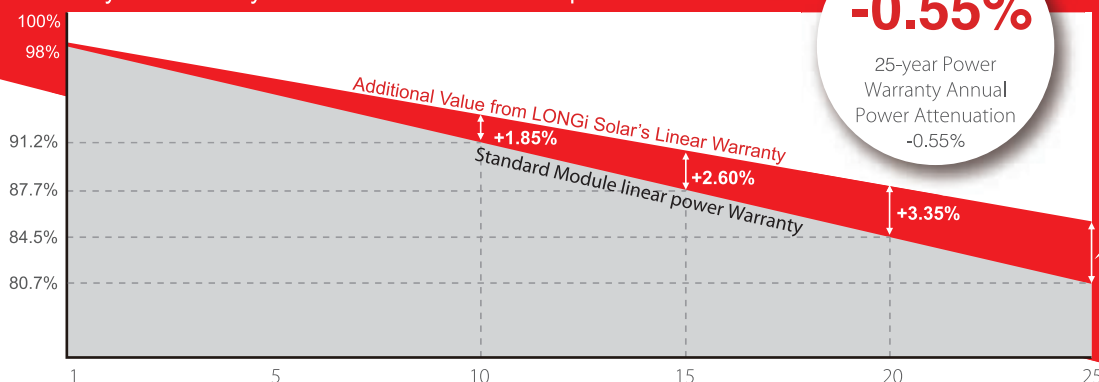


LR4-72HPH 420~440M

Hi-MO4m

**High Efficiency
Low LID Mono PERC
with Half-cut Technology**

10-year Warranty for Materials and Processing;
25-year Warranty for Extra Linear Power Output



-0.55%

25-year Power
Warranty Annual
Power Attenuation
-0.55%

+4.10%

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC61730, UL1703
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed

High module conversion efficiency (up to 19.8%)

Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

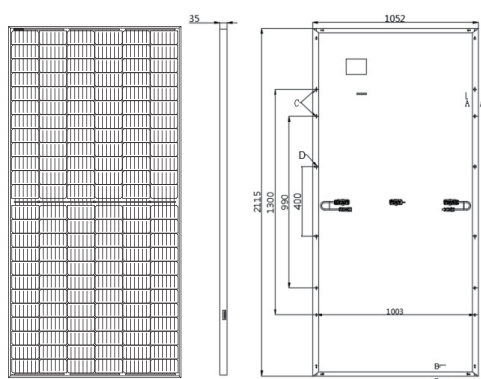
LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi Solar have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

LR4-72HPH 420~440M

Design (mm)



Units: mm(inch)
Tolerance:
Length: ± 2 mm
Width: ± 2 mm
Height: ± 1 mm
Pitch-row: ± 1 mm

Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)
Junction Box: IP68, three diodes
Output Cable: 4mm², 300mm in length,
length can be customized
Glass: Single glass
3.2mm coated tempered glass
Frame: Anodized aluminum alloy frame
Weight: 24 kg
Dimension: 2115×1052×35mm
Packaging: 30pcs per pallet
150pcs per 20'GP
660pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40℃ ~ +85℃
Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance: $\pm 3\%$
Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating: 20A
Nominal Operating Cell Temperature: 45 ± 2 ℃
Safety Class: Class II
Fire Rating: UL type 1 or type 2

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: $\pm 3\%$

Model Number	LR4-72HPH-420M		LR4-72HPH-425M		LR4-72HPH-430M		LR4-72HPH-435M		LR4-72HPH-440M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	420	311.1	425	314.8	430	318.5	435	322.2	440	326.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.8	45.5	49.0	45.7	49.2	45.9	49.4	46.1	49.6	46.3
Short Circuit Current (Isc/A)	11.04	8.90	11.11	8.95	11.19	9.02	11.26	9.08	11.33	9.13
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.2	37.1	40.4	37.3	40.6	37.5	40.8	37.7	41.0	37.9
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.45	8.38	10.52	8.44	10.60	8.50	10.67	8.56	10.74	8.61
Module Efficiency(%)	18.9		19.1		19.3		19.6		19.8	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25℃, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20℃, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Temperature Ratings (STC)

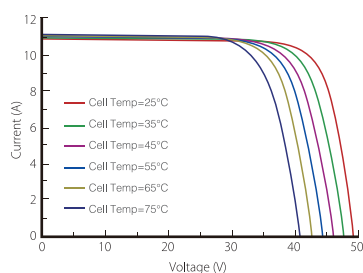
Temperature Coefficient of Isc	+0.057%/℃
Temperature Coefficient of Voc	-0.286%/℃
Temperature Coefficient of Pmax	-0.370%/℃

Mechanical Loading

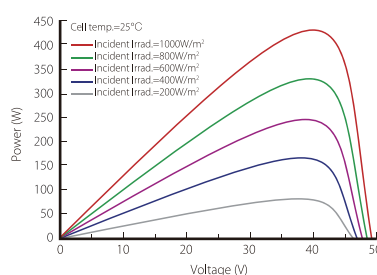
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

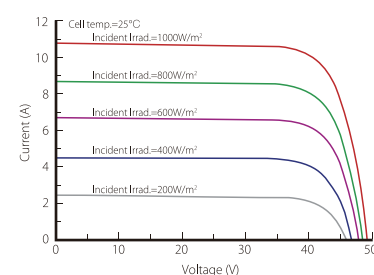
Current-Voltage Curve (LR4-72HPH-430M)



Power-Voltage Curve (LR4-72HPH-430M)



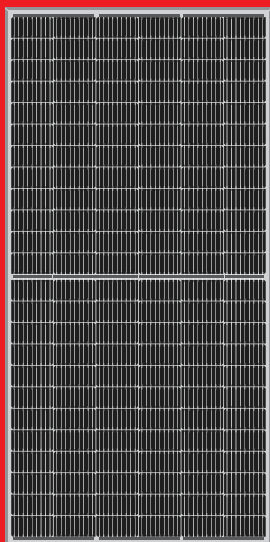
Current-Voltage Curve (LR4-72HPH-430M)



LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi Solar have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

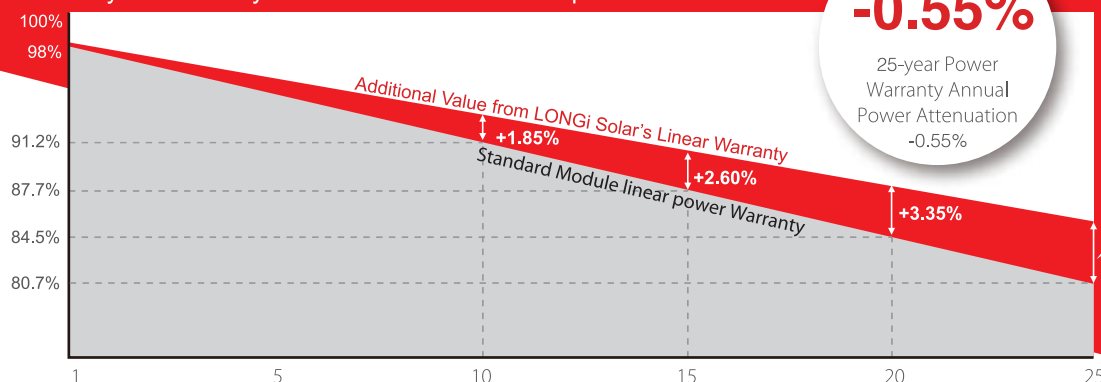


LR5-72HPH 520~540M



**High Efficiency
Low LID Mono PERC with
Half-cut Technology**

12-year Warranty for Materials and Processing;
25-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests.
LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed

High module conversion efficiency (up to 21.2%)

Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%,
0.55% year 2-25

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

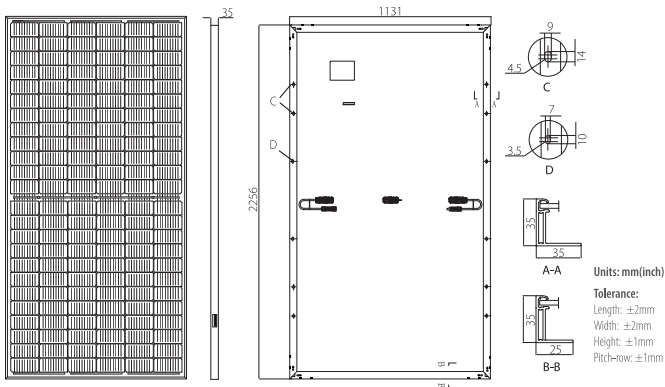
LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

LR5-72HPH 520~540M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)
 Junction Box: IP68, three diodes
 Output Cable: 4mm², 300mm in length,
 length can be customized
 Glass: Single glass
 3.2mm coated tempered glass
 Frame: Anodized aluminum alloy frame
 Weight: 27.2kg
 Dimension: 2256×1131×35mm

Operating Parameters

Operational Temperature: -40℃ ~ +85℃
 Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
 Voc and Isc Tolerance: ±3%
 Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
 Maximum Series Fuse Rating: 25A
 Nominal Operating Cell Temperature: 45±2℃
 Safety Protection Class: Class II
 Fire Rating: UL type 1 or 2

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR5-72HPH-520M		LR5-72HPH-525M		LR5-72HPH-530M		LR5-72HPH-535M		LR5-72HPH-540M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	520	388.3	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.90	45.84	49.05	45.98	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41
Short Circuit Current (Isc/A)	13.57	10.97	13.65	11.04	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.05	38.22	41.20	38.36	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.67	10.16	12.75	10.23	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40
Module Efficiency(%)	20.4		20.6		20.8		21.0		21.2	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25℃, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20℃, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Temperature Ratings (STC)

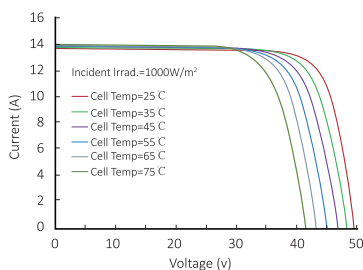
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/℃
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/℃
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/℃

Mechanical Loading

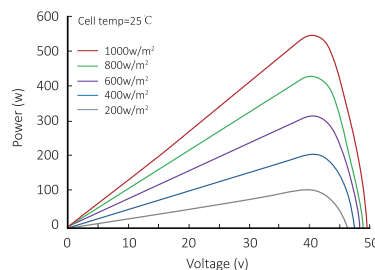
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

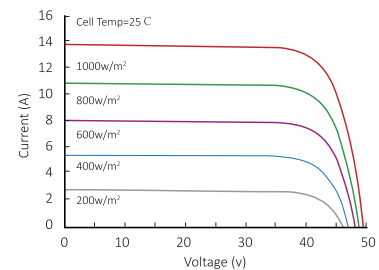
Current-Voltage Curve (LR5-72HPH-530M)



Power-Voltage Curve (LR5-72HPH-530M)



Current-Voltage Curve (LR5-72HPH-530M)



LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.



HEMK

UTILITY SCALE CENTRAL STRING INVERTER



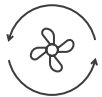
FIELD REPLACEABLE UNITS



OUTDOOR DURABILITY



NEMA 3R / IP54



ICOOL 3



ACTIVE HEATING



3 LEVEL TOPOLOGY



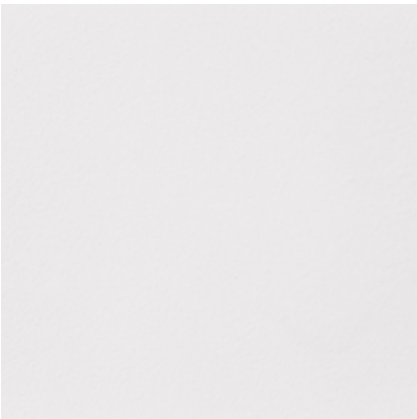
NEW RATINGS

COMBINING THE BENEFITS OF CENTRAL AND STRING INVERTERS

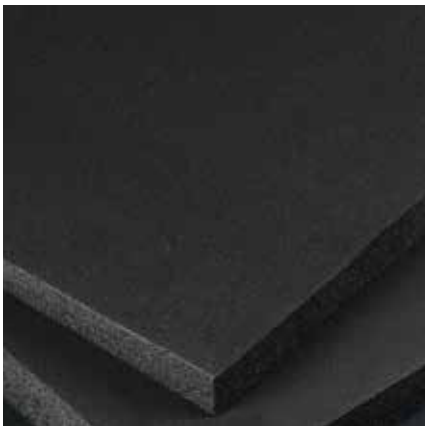
The HEMK is the second generation 1500V inverter, based on the more than proven HEC V1500. This modular solar inverter offers the advantages of both central and string inverters. Reaching a very high power density, and an output power of 3.8MW at 40°C, it is available in 6 different AC voltages, providing the flexibility to choose the best solution for each PV plant. The power stage architecture, composed of six field replaceable units (FRU), is designed to provide the highest availability and optimize yield production.

The innovative iCOOL3 cooling system allows the HEMK to be installed in the harshest environments, thanks to a degree of protection of up to IP54. This advanced air-cooling system, reduces the OPEX cost compared to other cooling solutions, that need the use of complex liquid-cooling systems.

ROBUST DESIGN



Polymeric Painting



Closed-Cell Insulation



Galvanized Steel | Stainless Steel (Optional)

HEMK inverter modules have a design life of greater than 30 years of operation in harsh environments and extreme weather conditions. HEMK units are tested and ready to withstand conditions from the frozen Siberian tundra to the Californian Death Valley, featuring:

Totally sealed electronics cabinet protects electronics against dust and moisture.

Conformal coating on electronic boards shields PCBs from harsh atmospheres.

Temperature and humidity controlled active heating prevents internal water condensation.

C4 degree of protection according to ISO 12944.
Up to C5-M optional.

Closed-Cell insulation panel isolates the cabinet from solar heat gains.

Roof cover designed to dissipate solar radiation, reduce heat build-up and avoid water leakages.

The solid HEMK structure avoids the need of additional external structures.

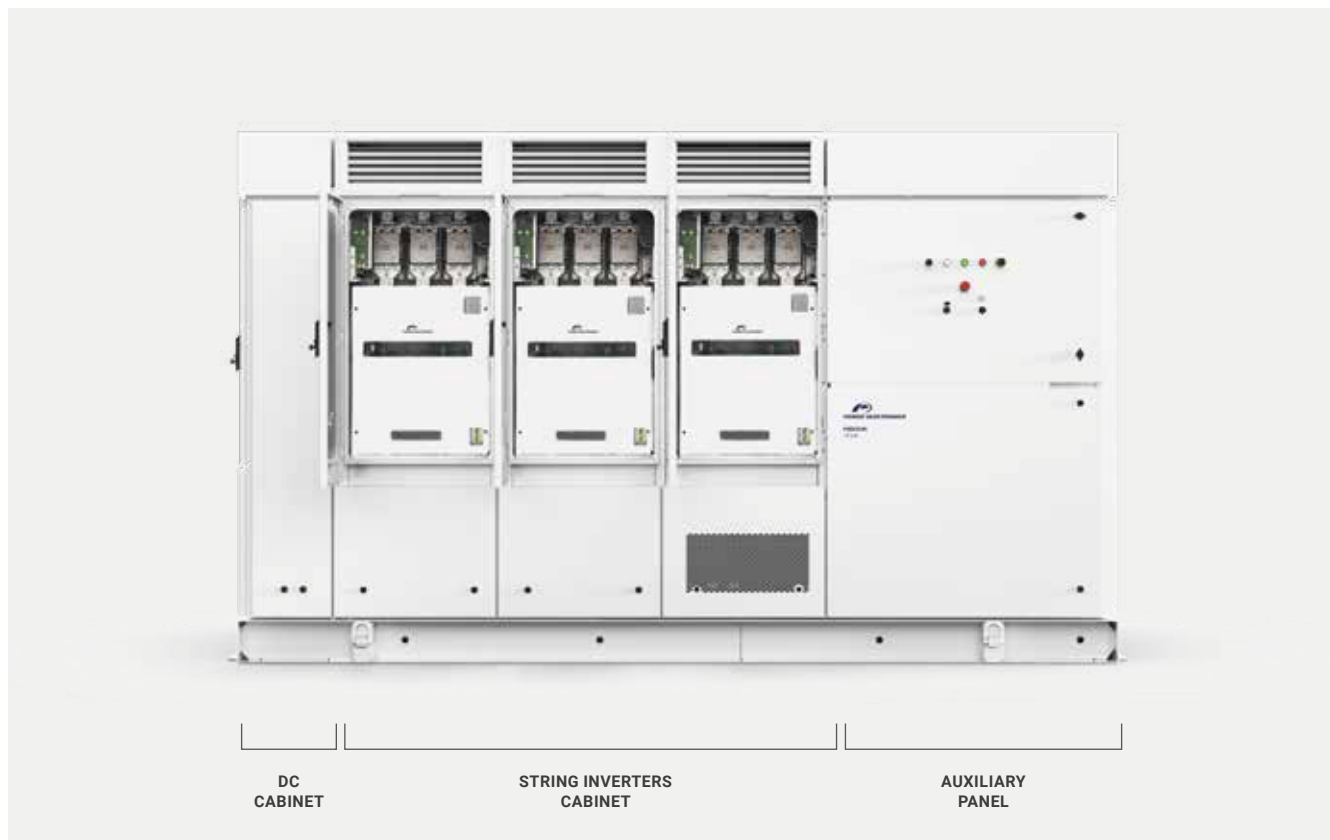
Random units selected to pass a Factory Water Tightness Test ensuring product quality.

NEMA 3R / IP54.

COMPACT DESIGN - EASY TO SERVICE

By providing full front access the HEMK series simplifies the maintenance tasks, reducing the MTTR (and achieving a lower OPEX). The total access allows a fast swap of the FRUs without the need of qualified technical personnel.

With the HEMK, Power Electronics offers its most compact solution, achieving 3.8MW in just 12ft long, reducing installation costs and labor time.



STRING CONCEPT POWER STAGES

The HEMK combines the advantages of a central inverter with the modularity of the string inverters. Its power stages are designed to be easily replaceable on the field without the need of advanced technical service personnel, providing a safe, reliable and fast Plug&Play assembly system.

Following the modular philosophy of the Freesun series, the HEMK is composed of 6 FRUs (field replaceable units), where all the power stages are physically joined in the DC side and therefore, in the event of a fault, the faulty module is taken off-line and its power is distributed evenly among the remaining functioning FRUs.



INNOVATIVE COOLING SYSTEM

Based on more than 3 years of experience with our MV Variable Speed Drive, the iCOOL3 is the first air-cooling system allowing IP54 degree of protection in an outdoor solar inverter. iCOOL3 delivers a constant stream of clean air to the FRUs, being the most effective way of reaching up to IP54

degree of protection, without having to maintain cumbersome dust filters or having to use liquid-cooling systems, avoiding the commonly known inconveniences of it (complex maintenance, risk of leaks, higher number of components...), therefore resulting in an OPEX cost reduction.



VAR AT NIGHT

At night, the HEMK inverter can shift to reactive power compensation mode. The inverter can respond to an external dynamic signal, a Power Plant Controller command or pre-set reactive power level (kVAr).

ACTIVE HEATING

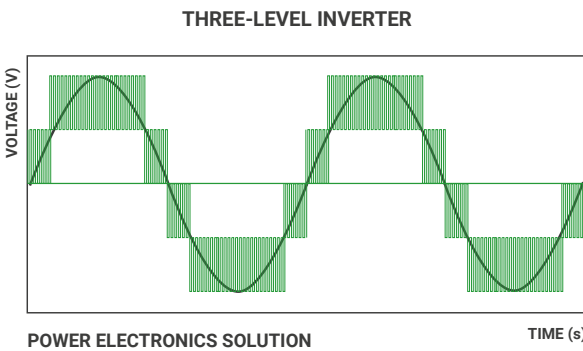
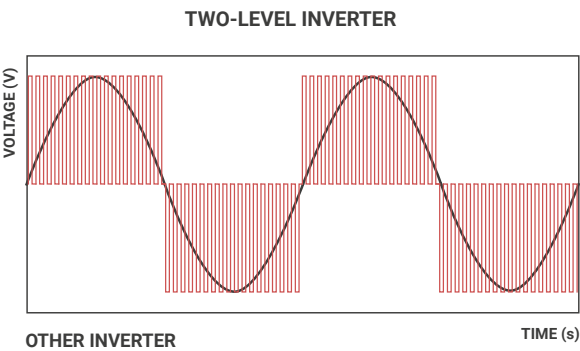
At night, when the unit is not actively exporting power, the inverter can import a small amount of power to keep the inverter internal ambient temperature above -20°C, without using external resistors. This autonomous heating system is

the most efficient and homogeneous way to prevent condensation, increasing the inverters availability and reducing the maintenance. **PATENTED**

MULTILEVEL TOPOLOGY

The multilevel IGBT topology is the most efficient approach to manage high DC link voltages and makes the difference in the 1,500 Vdc design. Power Electronics has many years of power design in both inverters and MV drives and the HEMK

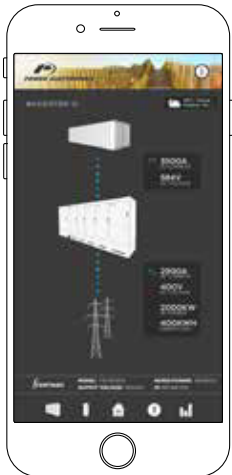
design is the result of our experience with 3 level topologies. The 3 level IGBT topology reduces stage losses, increases inverter efficiency and minimizes total harmonic distortion.



EASY TO MONITOR

The Freesun app is the easiest way to monitor the status of our inverters. All our inverters come with built-in wifi, allowing remote connectivity to any smart device for detailed updates and information without the need to open cabinet doors.

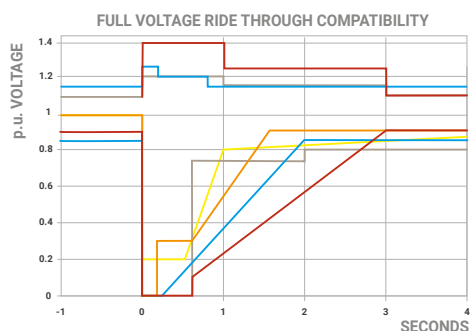
The app user friendly interface allows quick and easy access to critical information (energy registers, production and events).



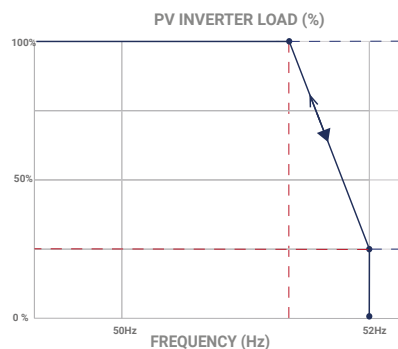
AVAILABLE INFORMATION	Grid and PV field data. Inverter and Power module data (Voltages, currents, power, temperatures, I/O status...) Weather conditions. Alarms and warnings events. Energy registers. Others.
FEATURES	Easy Wireless connection. Comprehensive interface. Real time data. Save and copy settings.
LANGUAGE	English, Spanish.
SYSTEM REQUIREMENTS	iOS or Android devices.
SETTINGS CONTROL	Yes

DYNAMIC GRID SUPPORT

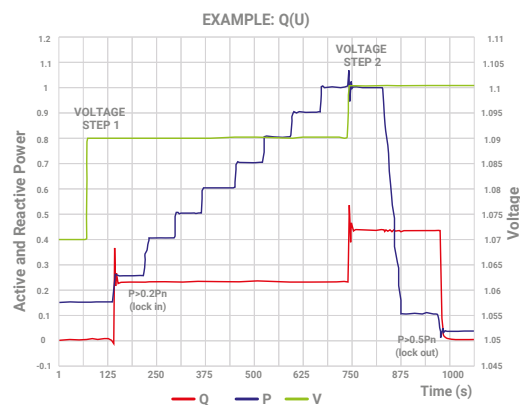
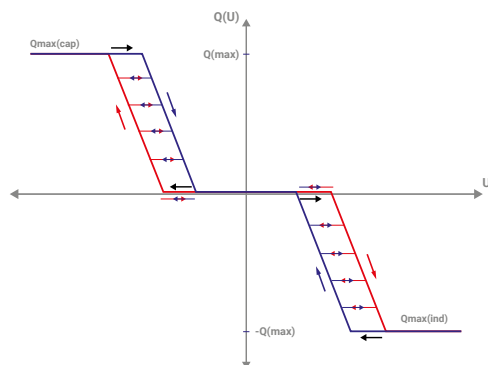
HEMK firmware includes the latest utility interactive features (LVRT, OVRT, FRS, FRT, Anti-islanding, active and reactive power curtailment...), and can be configured to meet specific utility requirements.



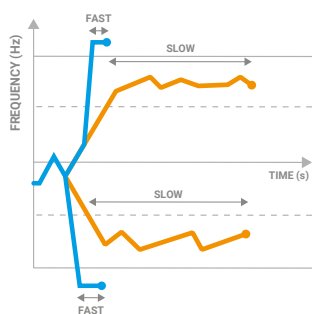
Low Voltage Ride Through (LVRT or ZVRT). Inverters can withstand any voltage dip or profile required by the local utility. The inverter can immediately feed the fault with full reactive current, as long as the protection limits are not exceeded.



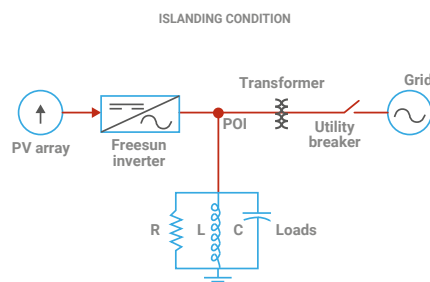
Frequency Regulation System (FRS). Frequency droop algorithm curtails the active power along a preset characteristic curve supporting grid stabilization.



Q(V) curve. It is a dynamic voltage control function which provides reactive power in order to maintain the voltage as close as possible to its nominal value.



Frequency Ride Through (FRT). Freesun solar inverters have flexible frequency protection settings and can be easily adjusted to comply with future requirements.



Anti-islanding. This protection combines passive and active methods that eliminates nuisance tripping and reduces grid distortion according to IEC 62116 and IEEE1547.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 690V

		FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE		FS2445K	FS3670K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2445	3670
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2530	3800
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	690V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
	MPPt @full power (VDC)	976V-1310V	
INPUT	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[4]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[4]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[4]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.9% (preliminary)	
	Euroeta (η)	98.5% (preliminary)	98.7% (preliminary)
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP54	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[5]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Interface	Graphic Display	
	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2014 / NEC 2017 (optional)	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Sept. 2016	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[5] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 660V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2340K	FS3510K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2340
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2420
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	660V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
INPUT	MPPT @full power (VDC)	934V-1310V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[4]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[4]	2645
	Max. DC short circuit current (A) ^[4]	4000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.8% (preliminary)
	Euroeta (η)	98.5% (preliminary)
	Max. Power Consumption (KVA)	8
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	12125
	Weight (kg)	5500
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP54
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[5]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Interface	Graphic Display
	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2014 / NEC 2017 (optional)
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Sept. 2016

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVAR)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[5] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 645V

		FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE		FS2285K	FS3430K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2285	3430
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2365	3550
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	645V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
	MPPt @full power (VDC)	913V-1310V	
INPUT	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[4]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[4]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[4]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.8% (preliminary)	98.9% (preliminary)
	Euroeta (η)	98.4% (preliminary)	98.6% (preliminary)
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP54	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[5]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Interface	Graphic Display	
	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2014 / NEC 2017 (optional)	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Sept. 2016	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[5] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 630V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2235K	FS3350K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2235
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2310
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	630V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
	MPPt @full power (VDC)	891V-1310V
INPUT	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[4]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[4]	2645
	Max. DC short circuit current (A) ^[4]	4000
		3970
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.8% (preliminary)
	Euroeta (η)	98.4% (preliminary)
	Max. Power Consumption (KVA)	8
		10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	12125
	Weight (kg)	5500
		12677
		5750
ENVIRONMENT	Type of ventilation	Forced air cooling
	Degree of protection	NEMA 3R - IP54
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[5]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Interface	Graphic Display
	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2014 / NEC 2017 (optional)
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Sept. 2016

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVAR)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[5] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 615V

		FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE		FS2180K	FS3270K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2180	3270
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2255	3380
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	615V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
	MPPt @full power (VDC)	870V-1310V	
INPUT	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[4]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[4]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[4]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.8% (preliminary)	
	Euroeta (η)	98.4% (preliminary)	98.6% (preliminary)
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP54	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[5]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Interface	Graphic Display	
	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2014 / NEC 2017 (optional)	
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Sept. 2016	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[5] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 600V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2125K	FS3190K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2125
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2200
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	600V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
	MPPt @full power (VDC)	849V-1310V
INPUT	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[4]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[4]	2645
	Max. DC short circuit current (A) ^[4]	4000
		3970
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.8% (preliminary)
	Euroeta (η)	98.4% (preliminary)
	Max. Power Consumption (KVA)	8
		10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	12125
	Weight (kg)	5500
		12677
		5750
ENVIRONMENT	Type of ventilation	Forced air cooling
	Degree of protection	NEMA 3R - IP54
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[5]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Interface	Graphic Display
	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2014 / NEC 2017 (optional)
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Sept. 2016

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVAR)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[5] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

1. Object

This document defines the design and manufacturing characteristics of the cables type TOP SOLAR PV H1Z2Z2-K manufactured by Top Cable.

2. Design

This type of cables are designed, manufactured and tested according to the latest revision of EN 50618 standard.

Approvals available:

EN 50618

3. Applications

Low smoke halogen-free, flexible, single-core power cables with cross-linked insulation and sheath. In particular for use at direct current (d.c.) side of photovoltaic systems, with a nominal d.c. voltage of 1,5 kV between conductors and between conductor and earth.

The cables are suitable to be used with Class II equipment.

The cables are designed to operate at a normal maximum conductor temperature of 90 °C, but for a maximum of 20 000 hours a max. conductor temperature of 120 °C at a max. ambient temperature of 90 °C is permitted. The expected period of use under normal usage conditions as specified in the standard EN 50618 is at least 25 years.

Suitable for submerged installations (AD8).

4. Characteristics

Rated voltage:

DC voltage: nominal 1,5 kV, both between conductors as well between conductors and earth. The maximum permitted operating d.c. voltage of the systems shall not exceed 1,8 kV.

AC voltage: voltage rating is 1,0/1,0 kV (U_0/U). U_0 is the r.m.s. value between any insulated conductor and earth. U is the r.m.s. value between any two phases.

Ambient temperature range: -40 °C to + 90 °C

Maximum conductor temperature: 120 °C

Maximum short-circuit temperature: 250 °C (maximum 5 s)

Minimum bending radius (fixed): 5 x cable Ø

No flame propagation: EN 60332-1-2

Halogen free: according to EN 50525-1 (Annex B)

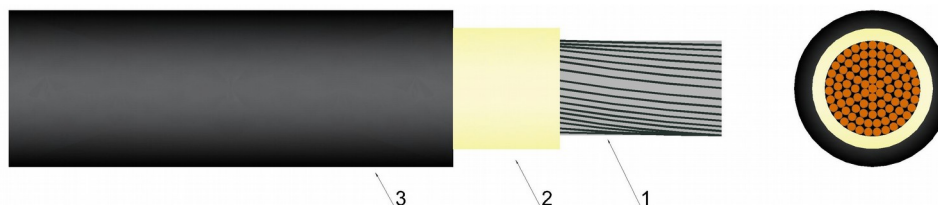
HCl content < 0,5%

pH > 4,3

conductivity < 10 µS/mm

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

5. General make-up of the cable



5.1 Conductor (1)

Electrolytic annealed tinned copper conductor, class 5 according to EN 60228.

5.2 Insulation (2)

Halogen free cross-linked rubber insulation. Requirements of insulation of table B.1 in Annex B of EN 50618.

5.3 Outer sheath (3)

Halogen free cross-linked rubber outer sheath. Requirements of sheath of table B.1 in Annex B of EN 50618. Black or red colour.

6. Current-carrying capacities

6.1 Nominal current-carrying capacities

Table 1 show the current-carrying capacities and electric parameters detailed for every cable.

Current-carrying capacities, in amperes, are according to HD 60364-5-52, and for the following conditions:

- Single cables free in air installation: one single-core cable and ambient temperature of 60 °C; with adequate ventilation (supported by cleats and hangers or on perforated tray).
- Single cable on surfaces installation: one single-core cable directly on a wall with low thermal conductivity, ambient temperature of 60 °C.
- To cables adjacent on surfaces installation: ambient temperature of 60 °C.
- In all cases it is supposed a direct current circuit.

Voltage drop is calculated with conductor temperature of 120 °C.

For conditions other than this apply the adequate correction factors (point 6.2).

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

Cross-section mm ²	Single cable free in air A	Single cable on surfaces A	To cables adjacent on surface A	Voltage drop V/A·km
1 x 1,5	30	29	24	38,2
1 x 2,5	41	39	33	23,0
1 x 4	55	52	44	14,3
1 x 6	70	67	57	9,49
1 x 10	98	93	79	5,46
1 x 16	132	125	107	3,47
1 x 25	176	167	142	2,23
1 x 35	218	207	176	1,58
1 x 50	276	262	221	1,10
1 x 70	347	330	278	0,772
1 x 95	416	395	333	0,585
1 x 120	488	464	390	0,457
1 x 150	566	538	453	0,368
1 x 185	644	612	515	0,301
1 x 240	775	736	620	0,228

Table 1

6.2 Correction factors

The current-carrying capacities must be multiplied with the adequate correction factor when the installation conditions differs from point 6.1

Correction factors for air temperatures other than 60°C.

Air Temp. (°C)	Up to 60	70	80	90
Factor	1	0,92	0,84	0,75

Table 2

6.3 Groups

For groups reduction factors according to IEC 60364-5-52, Table A.52-17 shall apply.

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

7. Dimensions

Table 3 show diameters and weight detailed for every cable.

Cross-section mm ²	Outer Ø ⁽¹⁾ mm	Weight kg/km
1 x 1,5	4,6	35
1 x 2,5	5,0	45
1 x 4	5,5	60
1 x 6	6,1	80
1 x 10	7,0	120
1 x 16	8,2	180
1 x 25	10,2	280
1 x 35	11,5	375
1 x 50	13,3	525
1 x 70	15,0	720
1 x 95	17,0	930
1 x 120	18,7	1.175
1 x 150	21,0	1.475
1 x 185	23,5	1.805
1 x 240	26,3	2.345

Table 3

(1) The tolerances on the nominal outer diameters are:

Cables with outer diameter $d \leq 7$ mm. → -0,1 +0,2 mm

Cables with outer diameter $7 < d < 10$ mm. → -0,1 +0,3 mm

Cables with outer diameter $d \geq 10$ mm. → -0,2 +0,4 mm