

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

***DISEÑO DE INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 22 MW EN LAS
VAGUADAS (BADAJOZ)***

Alumno: Barañano Rodríguez, Joseba

Director: Mazón Sainz-Maza, Javier

Departamento: Dpto. de Ingeniería Eléctrica

Curso: 2021 / 2022

Fecha: Bilbao, 19, Octubre, 2021

ÍNDICE GENERAL:

ÍNDICE GENERAL:	2
ÍNDICE DE IMÁGENES Y TABLAS:.....	7
MEMORIA DESCRIPTIVA.....	10
1. RESUMEN:.....	11
2. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO:.....	12
3. OBJETIVO Y ALCANCE:.....	13
4. BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO:.....	13
5. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE:.....	14
5.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO	14
5.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	17
6. EFECTO FOTOVOLTAICO:	19
7. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS:.....	21
8. ANÁLISIS DE RIESGOS:	22
9. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:	25
9.1 EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA.....	25
9.2 EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA	26
9.3 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	26
9.3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL	26
9.3.2 GENERADOR FOTOVOLTAICO	30
9.3.3 SEGUIDORES SOLARES	31
9.3.4 INVERSORES	32
9.3.5 CABLEADO DE BT	34
9.3.6 CUADROS Y PROTECCIONES	35
9.3.7 POWER STATION.....	37
9.3.8 TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN	38
9.3.9 CELDAS MT	39
9.3.10 CABLEADO DE MT	40
9.3.11 OBRA CIVIL.....	41
9.3.12 MEDIDAS	46

9.3.13 CONTROL DE LA PLANTA. SCADA Y PPC	46
9.3.14 INTRUSISMO Y SEGURIDAD PERIMETRAL	50
9.3.15 ILUMINACIÓN	52
9.3.16 ESTACIÓN METEOROLÓGICA	53
9.3.17 EVACUACIÓN	55
METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO	57
1. DIAGRAMA DE GANTT	58
2. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	59
2.1 PERFORMANCE RATIO	59
2.1.1 Pérdidas debidas a la temperatura del módulo	62
2.1.2 Pérdidas por efecto Joule y en el transformador	68
2.1.3 Pérdidas en la eficiencia del módulo respecto a lo anunciado por el fabricante	68
2.1.4 Pérdidas por deterioro inducido por la luz (LID)	68
2.1.5 Pérdidas por mismatch	69
2.1.6 Pérdidas por suciedad (SOILING)	69
2.1.7 Pérdidas por IAM (Modificador del ángulo de incidencia)	69
2.1.8 Pérdidas por consumo de SSAA	70
2.1.9 Pérdidas debidas al rendimiento del inversor	70
2.1.10 Pérdidas de eficiencia por envejecimiento de los paneles	70
2.1.11 Pérdidas por indisponibilidad	70
2.1.12 Pérdidas en el inversor por trabajar por encima de su capacidad (CLIPPING)	71
2.1.13 PÉRDIDAS DE EFICIENCIA GLOBALES	71
3. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	72
3.1 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR	73
3.2 ESCENARIOS ASUMIDOS	75
3.3 DIMENSIONAMIENTO DEL STRING	75
3.4 CONFIGURACIÓN ELEGIDA	79
3.5 SOMBRAS Y DISTANCIAS ENTRE SEGUIDORES (PITCH)	79
4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS	82
4.1 CÁLCULOS INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN Y CC	83

4.1.1 DESDE LOS MÓDULOS A LA COMBINER BOX	83
4.1.2 DESDE LAS CB A LOS INVERSORES	93
4.2 CÁLCULOS INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN	96
4.3 CÁLCULO DE INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA PARA LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	103
4.3.1 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO Y DE LA RED DE MT	103
4.3.2 TIERRA DE PROTECCIÓN	104
4.3.3 TIERRA DE SERVICIO.....	105
4.3.4 INTENSIDAD DE DEFECTO	105
4.3.5 TENSIONES MÁXIMAS ADMISIBLES	106
4.3.6 TENSIONES CALCULADAS	108
4.3.7 PARARRAYOS	108
4.3.8 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA GENERAL DE LA PLANTA.....	110
4.3.9 VERIFICACIONES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	111
4.3.10 CÁLCULO DEL CALENTAMIENTO DEL CONDUCTOR	112
4.4 SELECCIÓN DE PROTECCIONES	113
4.4.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBREENTENSIDADES	113
ASPECTOS ECONÓMICOS	120
1. INTRODUCCIÓN.....	121
2. RESUMEN DEL PRESUPUESTO	121
3. PRESUPUESTO Y CANTIDADES	122
4. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.....	132
4.1 PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN	132
4.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ESTIMADA.....	134
4.3 INGRESOS	134
4.4 GASTOS	135
4.5 LCOE	137
4.6 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	137
4.6.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)	137
4.6.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	138
4.6.3 PAYBACK.....	139
CONCLUSIONES	141

BIBLIOGRAFÍA.....	144
ANEXO I: PLIEGO DE CONDICIONES NORMATIVA APLICABLE	148
1. OBJETO	149
2. CÓDIGOS Y NORMAS.....	149
2.1 TRAZADO DE CAMINOS Y OBRA CIVIL	150
2.2 SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	151
3. DISPOSICIONES GENERALES.....	153
3.1. DOCUMENTACIÓN DEL PROYECTO	153
3.2. OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA	154
3.3. VALORACIONES	154
3.4. HERRAMIENTAS E INSTRUMENTACIÓN.....	155
3.5. CONTROL DE MATERIALES Y EQUIPO	155
4. TRABAJOS ELÉCTRICOS GENERALES	156
4.1. GENERALIDADES.....	156
4.2. CANALIZACIONES ELÉCTRICAS.....	156
REQUISITOS GENERALES	156
4.3. CONEXIONADO	157
4.4. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	159
TENDIDO Y CONEXIONADO DE LOS CIRCUITOS A TIERRA.....	159
4.5. RECEPCIÓN DE LA OBRA.....	160
ANEXO II: PLANOS, DISEÑO DE DETALLE	162
1. Plano de emplazamiento de la parcela.....	163
2. Plano de layout de la instalación.....	164
3. Plano de viales.....	165
4. Plano de zanjas de BT.....	166
5. Plano de zanjas de MT.....	167
6. Plano de unifilar de BT.....	168
7. Plano de unifilar de MT.....	169
8. Plano de detalle de zanjas	170
9. Plano de detalle del seguidor	171
10. Plano de detalle del vallado	172

11. Plano de detalle del vial.....	173
12. Plano de detalle de la estación meteorológica.....	174
ANEXO III: INFORME PVSYST.....	175
ANEXO IV: CÁLCULOS	185
1. CÁLCULOS DE BT: DESDE LOS MÓDULOS A LAS COMBINER BOXES	186
ANEXO V: CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES	241

ÍNDICE DE IMÁGENES Y TABLAS:

Imagen 1 – Evolución en la generación de energía en 2019-2021 [4]	16
Imagen 2 – Generación de energía por fuente en %, Mundo 1990-2018 [3]	16
Imagen 3 – Evolución en la generación eléctrica global [3]	17
Imagen 4 – Potencia FV acumulada en Europa [5].....	19
Imagen 5 – Potencia solar fotovoltaica instalada en el sistema eléctrico nacional [3]	19
Imagen 6 – Efecto fotoeléctrico	21
Imagen 7 – Matriz de probabilidad-impacto	25
Imagen 8 – Situación de la planta FV	25
Imagen 9 – Horizonte de la planta en PVSYST	27
Imagen 10 – Sistema simulado en PVSYST (coincidente con los cálculos previos)	27
Imagen 11 – Esquema unifilar general de la planta	29
Imagen 12 – Módulo fotovoltaico	30
Imagen 13 – Maquinaria para hincar directamente un apoyo de la estructura	31
Imagen 14 – Seguidor solar a un eje NX Horizon	32
Imagen 15 – Inversor central Dual Series B de Ingeteam.....	33
Imagen 16 – Combiner box	36
Imagen 17 – Full skid Power Station.....	38
Imagen 18 – Transformador de MT	39
Imagen 19 – Contenedor para sala de control	44
Imagen 20 – SCADA	47
Imagen 21 – PPC	50
Imagen 22 – Cámara DOMO (izq.) y Cámara FLIR (dcha.)	52
Imagen 23 – Estación meteorológica.....	55
Imagen 24 – Evaluación P50 - P90 en PVSYST	56
Imagen 25 – Diagrama de Gantt.....	58
Imagen 26 – Performance Ratio	60
Imagen 27 – Resumen de sistema y proyecto en PVSYST	60
Imagen 28 – Resumen de pérdidas en PVSYST	61
Imagen 29 – Diagrama de Sankey	62
Imagen 30 – Pérdidas térmicas (PVSYST).....	67
Imagen 31 – Pérdidas debidas al rendimiento del inversor en PVSYST.....	70
Imagen 32 – Pérdidas del inversor por clipping	71
Imagen 33 – Conexión tradicional (arriba) frente a conexión a tresbolillo (leapfrog, abajo)	73
Imagen 34 – Curvas Intensidad – Voltaje a diferentes irradiaciones.....	73
Imagen 35 – Curvas Intensidad – Voltaje a diferentes temperaturas.....	74

Imagen 36 – Configuración de la planta en PVSYST	79
Imagen 37 – Cálculo del pitch.....	80
Imagen 38 – Simulación con pitch de 6 metros	82
Imagen 39 – Pararrayos	108
Imagen 40 – Gráfico de torta de los porcentajes de las partidas del presupuesto	133
Tabla 1 – Probabilidad e impacto de los riesgos analizados	24
Tabla 2 – Parcelas del terreno de la planta	26
Tabla 3 – Características principales de la planta.....	28
Tabla 4 – Características de la planta fotovoltaica.....	29
Tabla 5 – Características del inversor	34
Tabla 6 – Características de los cables de BT	35
Tabla 7 – Características del transformador de MT	39
Tabla 8 – Características de las celdas de MT y del transformador de SSAA	40
Tabla 9 – Irradiancia media mensual durante las horas de sol	64
Tabla 10 – Temperatura media mensual durante las horas de sol	65
Tabla 11 – Temperatura media de las células	65
Tabla 12 – Rendimiento de temperatura de los módulos.....	66
Tabla 13 – Eficiencia de temperatura de módulo ponderada.....	67
Tabla 14 – Pérdidas globales	72
Tabla 15 – Resumen cálculos efectuados	76
Tabla 16 – Intervalo de módulos y decisión final	77
Tabla 17 – Características del cable de string	84
Tabla 18 – Factores de corrección para cables directamente enterrados.....	84
Tabla 19 – Intensidades admisibles para diferentes métodos de instalación.....	85
Tabla 20 – Factor de corrección para temperaturas del terreno diferentes de 20 °C	86
Tabla 21 – Factor de corrección para cables enterrados en terrenos de resistividad térmica diferente de 2,5 K · m/W	86
Tabla 22 – Factor de corrección para más de un circuito para usar con la intensidad admisible	87
Tabla 23 – Factor de corrección para más de un circuito	87
Tabla 24 – Factor de corrección según profundidad.....	88
Tabla 25 – Datos adicionales del módulo FV.....	88
Tabla 26 – Longitudes de los cables entre los módulos y las CB por sección y criterio de I_{cc}	89
Tabla 27 – Cálculo de 10 strings	90
Tabla 28 – Cálculos desde las CB a los inversores	93
Tabla 29 – Densidad de corriente de cortocircuito en función del tiempo de disparo de protecciones	99

Tabla 30 – Cálculos de Media Tensión.....	102
Tabla 31 – Características de la instalación de puesta a tierra.....	104
Tabla 32 – Valores de K_r , K_p , K_c	105
Tabla 33 – Datos adicionales para el cálculo de tensiones máximas admisibles.	107
Tabla 34 - Recapitulación de cálculos de pararrayos	110
Tabla 35 – Características adicionales de la planta.....	110
Tabla 36 – Verificaciones normas UNESA	112
Tabla 37 – Cálculo de fusible para cada string	116
Tabla 38 – Cálculo de fusible del inversor	117
Tabla 39 – Resumen del presupuesto	122
Tabla 40 – Presupuesto detallado	132
Tabla 41 – Ingresos estimados de la instalación	135
Tabla 42 – Gastos anuales de la instalación	136
Tabla 43 – Payback del proyecto.....	140
Tabla 44 – Cálculos de los strings.....	240

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. RESUMEN:

Este Trabajo Fin de Grado realiza el diseño de una planta solar fotovoltaica de generación de escala utility en Badajoz, concretamente de 22,032MWp. Para ello se ha seleccionado un emplazamiento muy ventajoso con poca pendiente Norte-Sur, que lo hace muy adecuado para instalar seguidores y así maximizar la energía solar captada. Además la regularidad del terreno hace que utilizar inversor central sea la solución más conveniente y su calidad posibilita la instalación de la estructura directamente hincada, que es la opción más ventajosa y económica. El recurso solar es muy favorable y propicio con una producción de energía según PVSYST de 43.920 MWh/año y una producción específica de 1.993 kWh/kWp/año, alcanzando la instalación una Performance Ratio también según PVSYST de 84%, lo que supone un valor muy rentable y ventajoso en cuanto a energía generada. Por todo ello, se demuestra que el emplazamiento es inmejorable.

LABURPENA:

Gradu-amaierako lan honetan Badajozen utility eskala sortzeko eguzki-instalazio fotovoltaikoa diseinatu da, zehazki 22,032MWp-koa. Horretarako, oso kokapen onuragarria aukeratu da, iparraldetik hegoalderako malda gutxikoa, eta horrek oso egokia egiten du jarraitzaileak instalatzeko eta, hartara, eguzki-energia maximizatzeko. Gainera, lurraren erregularitasunari esker, inbertsore zentrala erabiltzea da irtenbiderik egokiena, eta haren kalitateak zuzenean handitutako egitura instalatzea ahalbidetzen du, hori baita aukerarik onuragarriena eta merkeena. Eguzki-baliabidea oso ona eta egokia da. PVSYSTren arabera, 43.920 MWh/urte energia ekoizten da, eta 1.993 kWh/kWp/urte ekoizten da. Instalazioak Performance Ratioa lortzen du, PVSYSTen arabera ere, %84, eta horrek balio errentagarria eta onuragarria ematen du sortutako energiari dagokionez. Horregatik guztiagatik, kokalekua ezin hobea dela frogatu da.

ABSTRACT:

This end-of-degree work presents the conceptual design of a utility scale photovoltaic solar generation plant in Badajoz, specifically a 22,032MWp one. Therefore a very advantageous location has been selected with little North-South slope, which makes it suitable for installing trackers and thus maximize captured solar energy. Furthermore the uniformity of the terrain makes the installation of central inverters most convenient and its consistency allows the structures of the trackers to be

directly rammed, being this the most inexpensive and beneficial way of doing it. The solar resource is very favourable with an energy production per year according to PVSYST of 43.920 MWh and a specific production of 1.993 kWh/kWp/year, reaching a 84% Performance Ratio of the plant according also to PVSYST, which implies a very profitable amount in terms of generated energy. All the above makes the location unbeatable.

2. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO:

En el mundo actual existe una creciente demanda de energía, además de una exigencia de que esa energía sea producida de la manera menos contaminante posible. Es ahí donde entran en juego las energías renovables, entre las que destaca en un país soleado como el nuestro, la energía solar fotovoltaica. La tecnología ha avanzado mucho en los últimos años y cada vez es más barato y más rentable producir esa energía, por no mencionar los incentivos que desde los gobiernos comunitarios se aplican a estas instalaciones. Es un momento idóneo para una instalación fotovoltaica en un lugar de mucho recurso solar como Badajoz.

En el mercado eléctrico español hay una capacidad instalada de energías renovables de un 30% y un 25% en generación. Se está produciendo un creciente desmantelamiento de plantas de carbón, gas y nucleares y apostando por renovables, de tal manera que la Unión Europea (UE) pretende tener un 32% de renovables sobre la energía total producida para 2030. El objetivo del Ministerio de Transición Ecológica es aún más ambicioso, del 35%, para lo cual aún hay que instalar entre 45 y 55 GW de renovables.

El precio promedio de la electricidad ha pasado de 46,5 €/MWh (MegaWatio hora) desde hace 15 a 5 años, a 35,33 €/MWh en 2020 y hay varios factores que indican que subiría de aquí en adelante. Éstos son la creciente demanda energética de la industria, las cada vez menos operativas centrales hidráulicas debido a las sequías, el consumo eléctrico que la implantación del coche eléctrico aumentará o el coste del desmantelamiento de plantas con fuentes de energía contaminantes. Recientemente el precio del MWh ha sufrido un incremento escandaloso pasando holgadamente de los 100 €/MWh y dejando atrás incluso los 200 €/MWh.

Muchos países están concienciados con la sostenibilidad y apuestan fuerte por la energía solar fotovoltaica, es un momento propicio económicamente para seguir desarrollándola. Vivimos en un país que disfruta en gran medida de ese recurso, especialmente en lugares como Badajoz, por lo que es óptimo construir allí una planta fotovoltaica de generación. Los riesgos de una empresa de este calibre son pocos y los beneficios en todos los ámbitos, cuantiosos. Debido a la elección de un

terreno adecuado y un lugar situado estratégicamente cerca de una subestación y una línea de Alta Tensión para evacuar la energía generada, la propuesta fotovoltaica promete sin duda grandes beneficios y contribución a la lucha contra la contaminación. Esto último cada vez más cierto debido al deterioro a que ha sido sometido el medio ambiente durante años.

3. OBJETIVO Y ALCANCE:

El objetivo de este Trabajo Fin de Grado es el diseño de una instalación fotovoltaica de generación de gran potencia, esto es, de la denominada escala utility, concretamente de 22 MWp, además de su interconexión con una subestación elevadora. Para ello se realiza el dimensionado de la planta y se hacen los cálculos y planos necesarios para elegir los equipos adecuados a la misma.

Para cumplir con lo mencionado, se empieza hablando del recurso solar de la zona y del principio físico que permite transformar los rayos de sol en electricidad. A continuación se hace una descripción y dimensionamiento de la instalación, seguida de los cálculos justificativos y planos necesarios, esto es, del diseño de detalle. Por último, se analizan los parámetros económicos y financieros y se establece y demuestra la rentabilidad de la planta.

4. BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO:

El citado trabajo aporta beneficios en diferentes e importantes vertientes :

- Beneficios para el medio ambiente :

el diseño completo de una planta fotovoltaica ahonda en esta tecnología, permite conocerla más y como consecuencia permite avanzar porque produce electricidad de manera limpia y ecológica. No podemos abstenernos de las necesidades energéticas de hoy en día y producirla de esta forma asegura no emitir CO₂ u otros gases de efecto invernadero a la atmósfera, lo que evita contaminar el aire, respeta el planeta y ayuda a combatir el cambio climático.

Es energía renovable, no depende de combustibles fósiles de los que existe una cantidad finita.

- Beneficios económicos :

es rentable producir energía a partir de la radiación solar, además el coste de los

módulos, que constituye la inversión principal en un proyecto de estas características, ha caído mucho en los últimos años y se espera que siga esa tendencia a la baja porque la tecnología mejora incesantemente.

El coste de operación y mantenimiento de la tecnología fotovoltaica es muy bajo en comparación con otras tecnologías renovables como por ejemplo los aerogeneradores, debido en parte a la ausencia de piezas móviles en los módulos a excepción de los seguidores, que no siempre se utilizan.

Cualquier empresa que pueda asumir los costes iniciales encontrará que es una inversión altamente rentable porque tendrá un beneficio cuantioso al vender la energía generada, una vez haya recuperado la inversión. Son instalaciones en las que se puede asegurar que pueden funcionar al menos durante 25 años.

No podemos olvidar que existen incentivos económicos gubernamentales para esta tecnología.

- Beneficios sociales :

los módulos fotovoltaicos y los equipos de la planta, ya sea de generación, de autoconsumo o mixta, son silenciosos y por tanto susceptibles de instalarse en zonas residenciales.

Apostar por tecnologías renovables y ventajosas como ésta da a la empresa buena fama en un tema candente y de actualidad en la sociedad concienciada en la que vivimos. Esto repercute necesariamente de manera positiva en sus negocios. Además reduce las importaciones energéticas.

Para los particulares resulta también beneficiosa esta forma de producir energía para autoabastecerse y reducir la factura de la luz.

En cuanto a la población general, esto supone una forma de generar empleo, lo que repercute de manera positiva en la sociedad.

5. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE:

5.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO

Desde el año 2000 se han incentivado las energías renovables, especialmente la solar fotovoltaica como consecuencia de la desestabilización del precio del petróleo y en ese mismo año se empezó a pagar la energía producida mediante el sol. De

esta forma, la instalación de módulos fotovoltaicos ha sufrido un incremento exponencial desde entonces.

A finales de 2019 se alcanzó la cifra de 580,1 GW instalados de capacidad solar conectada a red y 3,4 GW de energía solar fotovoltaica aislada según la Agencia Internacional de Energía Renovable, lo cual constituye una cifra enorme y la prueba de que la sociedad global, cada vez más concienciada con el cambio climático, el medio ambiente y la necesidad de energías limpias, hace una apuesta por la energía solar fotovoltaica. En Europa lidera Alemania esta tendencia con cerca de 50 GW, estando España en 5º lugar con cerca de 9 GW instalados según “PV-Magazine” [4].

En el año 2020 se produjo un récord de crecimiento de energías renovables, sobre todo de solar fotovoltaica con un 23 % y este hecho unido al decrecimiento de demanda de energía eléctrica global, marcó un decrecimiento de la demanda de energía eléctrica no renovable, de origen nuclear y fósil por ejemplo, en un 3 %. En la Unión Europea hubo una bajada de 27 % en cuanto a generación de energía con carbón, y una subida aún mayor de generación con renovables. La demanda de petróleo continuó con su ininterrumpido decrecimiento desde 2012 cayendo un 4,4 %. Datos obtenidos de “PV-Magazine” [4].

Para 2021, los recientes desarrollos tecnológicos vaticinan el vigésimo año consecutivo de crecimiento de generación de renovables. El incremento en renovables se espera que cubra globalmente la mitad del incremento de demanda de electricidad. Con la nuclear subiendo un 2 % en generación, el resto de incremento de demanda de electricidad se espera que se cubra con tecnologías de carbón y gas, todo según “PV-Magazine” [4].

Las perspectivas para la fotovoltaica son muy positivas porque el precio de esta tecnología ha ido bajando año tras año situándose por debajo de los 50€/MWh para la generación a gran escala, lo que se denomina escala utility, como la instalación en la que nos centramos aquí. Este hecho implica que se sitúa muy por debajo en coste de algunos de sus competidores no renovables, como el carbón o la energía nuclear, que se sitúan entre los 60 y los 180€/MWh según “PV-Magazine” [4].

Además, existe un floreciente negocio en torno a la energía que nos ocupa y que se utiliza como rentable método de inversión a largo plazo.

No se debe olvidar la coyuntura actual, en la que gobiernos de todo el planeta fomentan en sus políticas las energías renovables, entre las que destaca la solar fotovoltaica. Para España son de aplicación también estas mencionadas perspectivas positivas y la bajada de costes en generación, que facilita la accesibilidad a esta tecnología. A continuación se ilustra lo comentado:

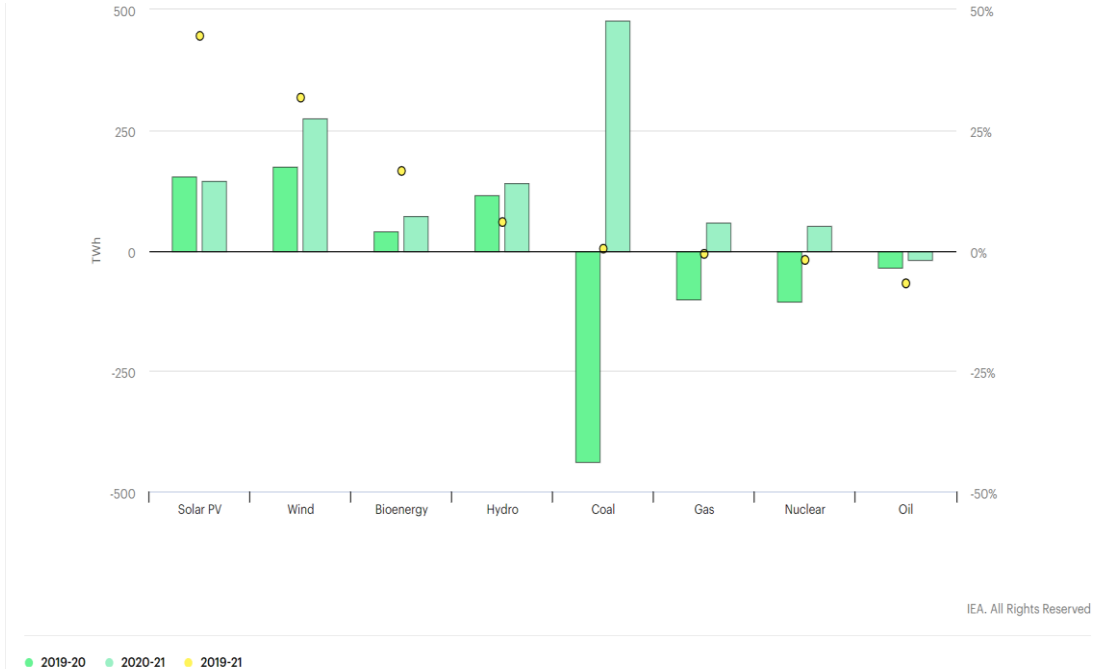


Imagen 1 - Evolución en la generación de energía en 2019-2021 [4]

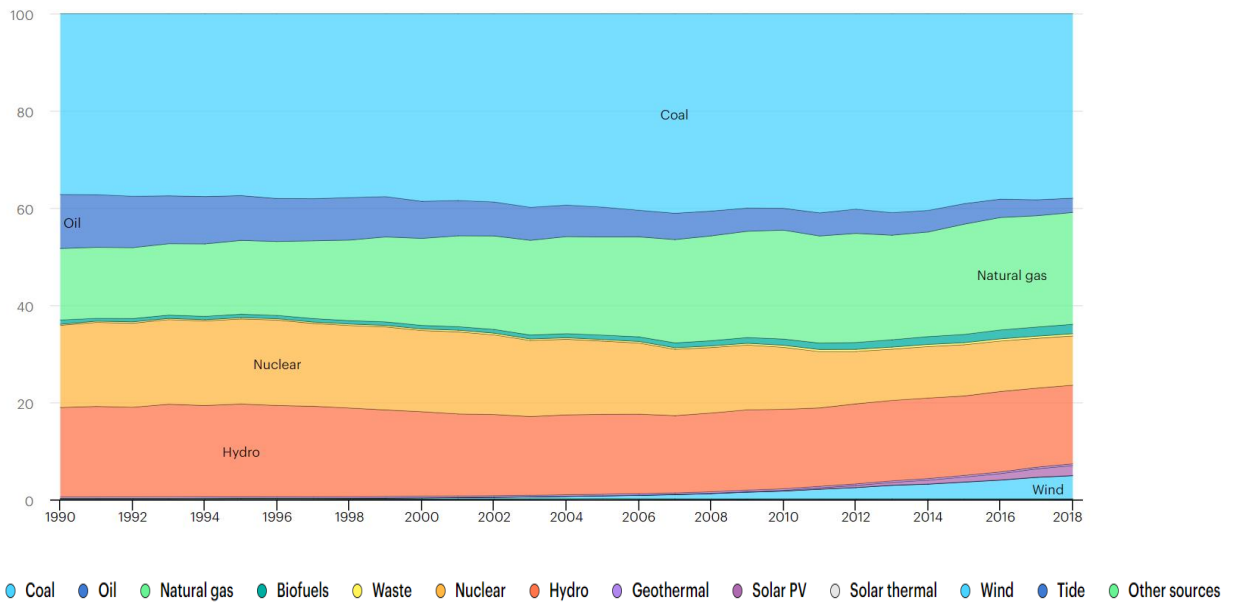
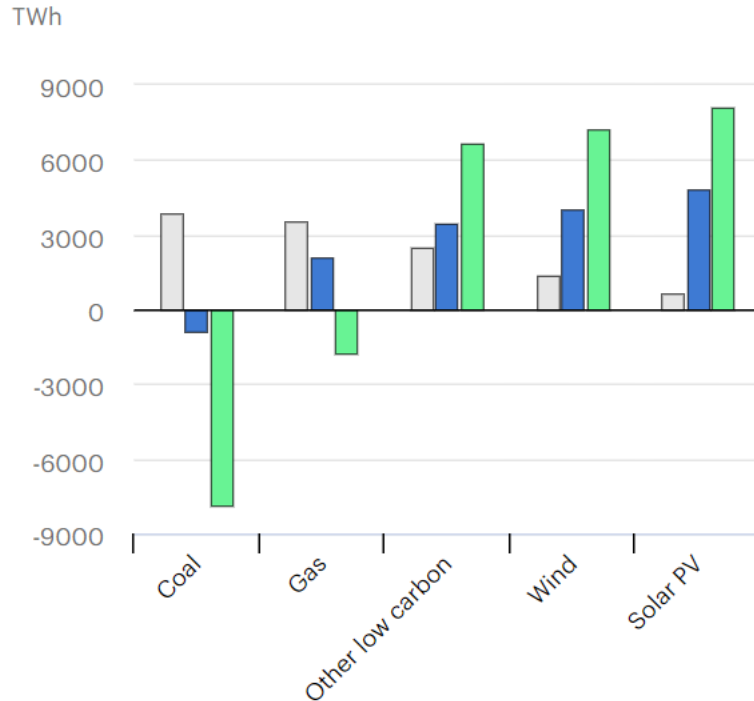


Imagen 2 - Generación de energía por fuente en %, Mundo 1990-2018 [3]



● 2000-2019 ● 2019-2040 (STEPS) ● 2019-2040 (SDS)

Imagen 3 - Evolución en la generación eléctrica global [3]

5.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

Entre 2006 y 2008 en España hubo un gran incremento de energía fotovoltaica instalada debido a cambios legislativos para incentivar la producción de electricidad con renovables y fue el país que más potencia fotovoltaica instaló en 2008. Al rebasar la potencia instalada de fotovoltaica las previsiones más optimistas, se eliminó la subvención que tenía esta energía. Nuevos instrumentos legales fueron adoptados, esta vez para frenar esta tecnología y el sector experimentó una caída fulgurante, mientras que el resto de países continuaron instalando esta fuente de energía. Hasta 2015 el aumento de potencia fotovoltaica instalada en España fue meramente testimonial y ese año incluso se materializó el denominado impuesto al sol, que lastraba las instalaciones de autoconsumo por estar conectadas a la red eléctrica y por la energía autoconsumida, como nos recuerda “PV-Magazine” [4].

Como consecuencia el mercado fotovoltaico español mermó, especialmente el de instalaciones de autoconsumo, pero en 2018 se reguló el autoconsumo de energía y se derogó el citado impuesto al sol.

A fecha de 2020 el 53 % de toda la generación eléctrica instalada fue de renovables, siendo la energía fotovoltaica casi el 14 %, lo que supone un enorme aumento y atestigua su importancia capital. En febrero de 2021 la producción solar fotovoltaica alcanzó un récord histórico con más de 6600 MWh de producción horaria, como nos recuerda REE [3].

A fecha de 31 de agosto de 2021 la generación fotovoltaica en servicio en España es de 11,7 GW, la que no está en servicio, pero tiene permiso de acceso es de 102 GW y la que tiene el permiso en curso es de 16,8 GW según REE [3] y según OMIE [6].

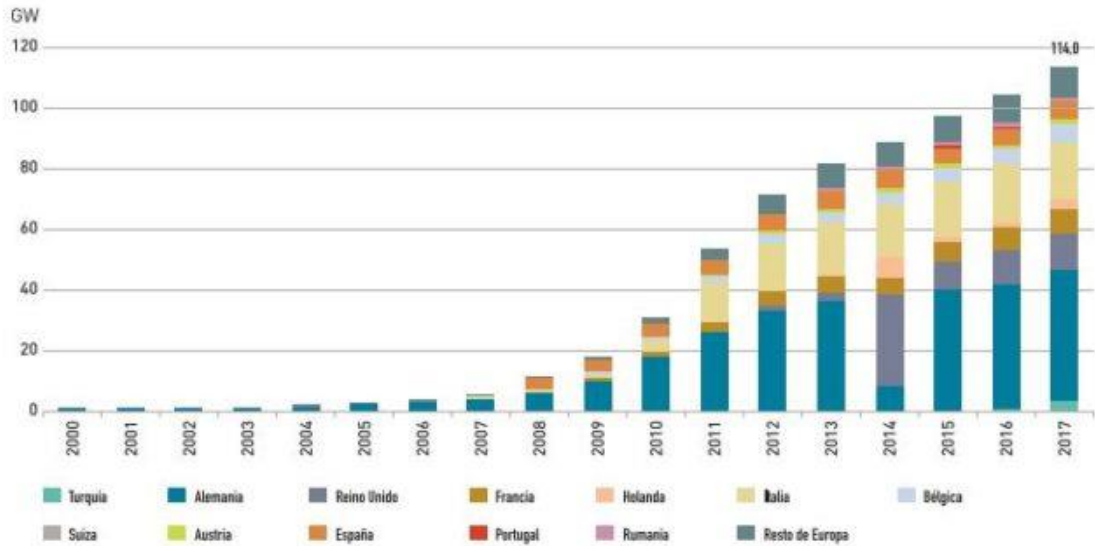
España es un país que tiene mucho recurso solar y establece junto a la Comisión Europea incentivos, que consisten en ayudas directas e indirectas con bonificación de impuestos para proyectos fotovoltaicos. Como consecuencia España tiene uno de los mercados fotovoltaicos más dinámicos de Europa y quiere exceder su cuota participativa en el Pacto Verde Europeo, que pone rumbo hacia una economía sostenible. Grupos de personas o de empresas se unen para consolidar proyectos de autoconsumo compartido.

Ahí se reconoce otra de las vertientes que está revolucionando el mercado fotovoltaico español y que son las PPA (Power Purchase Agreement) para autoconsumo. Un PPA es un acuerdo de compra y venta de energía renovable para un plazo largo y en este contexto permite a grupos de PYMES, grandes empresas o comunidades de vecinos obtener una instalación fotovoltaica a coste cero. Se comprometen a pagar la energía eléctrica con un descuento respecto a la de la red debido a la generada en los paneles y tras unos 12 o 15 años, cuando la instalación ya está amortizada pasa a ser propiedad de los consumidores.

Además, España se encuentra inmerso en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, en el que se estima un crecimiento de 57.000 MW de parque de generación hasta 2030, lo cual es un crecimiento enorme. Este plan propone que las renovables suministren el 42% de la energía final en España y el 74% de la electricidad para 2030, para de esta forma impulsar la economía y reducir en gran medida las emisiones de gases de efecto invernadero. Se pretende también el aún más ambicioso objetivo de que para 2050 sea un país neutro en carbono y que las renovables suministren el 100% de la electricidad de acuerdo con la revista "En Movimiento" [7].

Por tanto el caldo de cultivo es el idóneo en España para que el sector fotovoltaico siga en auge. A continuación se ilustra lo comentado:

Potencia Fotovoltaica Acumulada en Europa



Fuente: Solar Power Europe, 2018.

Imagen 4 – Potencia FV acumulada en Europa [5]

Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional

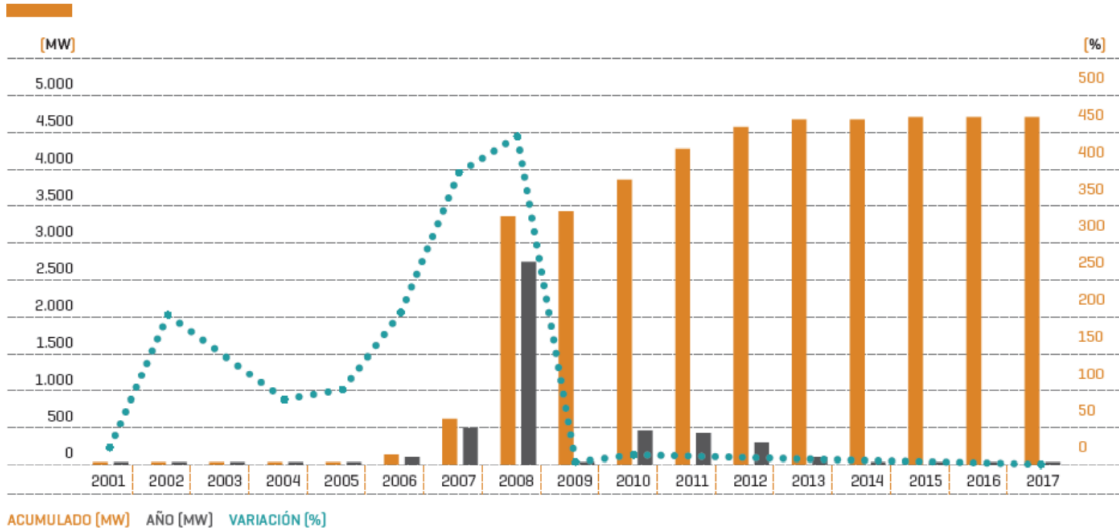


Imagen 5 – Potencia solar fotovoltaica instalada en el sistema eléctrico nacional [3]

6. EFECTO FOTOVOLTAICO:

La planta fotovoltaica funciona bajo el principio del efecto fotovoltaico. El efecto fotovoltaico es el efecto fotoeléctrico caracterizado por la producción de una

corriente eléctrica entre 2 piezas que están en contacto y expuestas a la radiación electromagnética, como por ejemplo a la luz. Ambas piezas deben ser de materiales diferentes y se trata, en definitiva, de producir energía a base de luz solar por medio de células fotovoltaicas. Los materiales semiconductores como el silicio de las células fotovoltaicas de los paneles solares tienen un comportamiento especial ante la electricidad y su comportamiento depende de si una fuente externa los excita, en este caso la radiación solar, para producir electricidad en corriente continua. Además de silicio dichas células tienen impurezas a base de otros elementos químicos. Estas células se montan en serie en los módulos para conseguir un voltaje adecuado.

Se debe tener en cuenta que parte de la radiación se pierde por reflexión al rebotar y otra parte por transmisión al atravesar la célula. La parte restante consigue hacer saltar un electrón de la última capa de electrones de un átomo de silicio, a la otra de otro átomo y de esta forma crear una corriente que es proporcional a la radiación incidente.

El fotón de la radiación incidente impacta con el electrón de la última órbita de un átomo de silicio, el electrón de valencia, recibiendo así la energía que trae el fotón. Cuando la energía recibida de este modo supera la fuerza de atracción del núcleo, el electrón queda libre del átomo y puede viajar a través del material. En esa contingencia se define el silicio como conductor. El hueco dejado es llenado por un electrón de otro átomo y así se produce la carga eléctrica, que si es capaz de llegar a los contactos y salir del material, produce un trabajo útil. Si esto ocurre de manera sostenida, gracias en su caso a un campo eléctrico de polaridad constante, se produce la electricidad.

Los fotones pertenecientes a longitudes de onda pequeñas son más energéticos. No todos consiguen mantener la suficiente energía después de la pérdida energética que supone atravesar el material, como para separar electrones. Esas pérdidas son inevitables y dependen del material. Hay además pérdidas por reflexión, que se pueden reducir con tratamientos antirreflejos en la célula, y algunos fotones que no llegan a encontrar electrones en su camino. A continuación vemos esquemáticamente la interpretación del efecto fotoeléctrico:

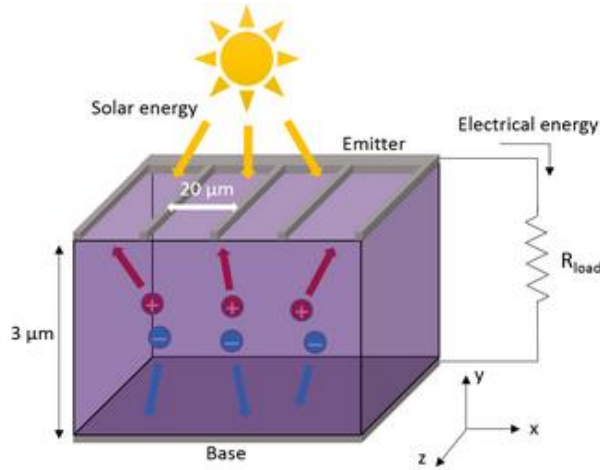


Imagen 6 – Efecto fotoeléctrico

7. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS:

En el tipo de instalación escogida, es necesario elegir al principio del diseño el tipo de módulos a utilizar, así como decantarse por el tipo de seguidor, en caso de utilizar uno, o el tipo de estructura fija, además del tipo de inversor y cómo de fácil es conectarse a la red de distribución o transporte en base a la localización elegida. Para dichas decisiones, hay que basarse en diferentes parámetros, como son el recurso solar existente en la zona y el tipo de terreno.

La instalación dispone de un terreno regular y poco accidentado, lo que hace que sea más ventajoso utilizar inversor central antes que string inverter, que es más adecuado para orografía difícil.

En cuanto a los seguidores, también se adecúan bien al terreno poco accidentado y con poca pendiente Norte-Sur que tenemos, siendo precisamente esa dirección la del eje del tracker. Para terreno de no tan buenas características sería más adecuado usar estructura fija. Además, la tierra es de buena calidad para hincar directamente los perfiles o apoyos de las estructuras, así que cuesta 15 € cada hincia, por unos 30 € del predrilling o incluso los 90 € si hubiera que hacer cimentación con zapatas. No se debe olvidar la gran ventaja que suponen los seguidores porque captan del orden del 20% más de energía por un 8% aproximadamente de coste adicional, con lo que indudablemente es una opción rentable en casos como éste.

Los paneles obviamente se eligen de cuanta más potencia mejor porque así se reduce el número de módulos necesarios para captar la misma cantidad de energía y disminuye también el área de la parcela necesaria, que se alquila por unos 1.500 € o 2.000 € cada hectárea. Son de silicio monocristalino porque son más eficientes

que los policristalinos, que están en franco declive, aunque sean un poco más caros. El hecho es que compensa decantarse por los monocristalinos.

El recurso solar es muy bueno y favorable y lo que es también importante, la temperatura no es tan alta a lo largo del año, con lo que la eficiencia de los paneles se resiente menos. Por no mencionar, que la parcela se encuentra a poco más de 1 km de una subestación y al lado de una línea de alta tensión, donde volcar la energía mediante una subestación elevadora de futura construcción.

Por todo lo expuesto, podemos concluir que hemos seleccionado la opción más sensata y provechosa, incluso en el aspecto de seleccionar primeras marcas fiables, duraderas y también nacionales en su mayoría o asentadas en nuestro país. Esto es así para disfrutar de un adecuado y rápido servicio técnico.

8. ANÁLISIS DE RIESGOS:

Identificar los riesgos y clasificarlos en función de su probabilidad y su impacto para determinar su importancia es fundamental en cualquier proyecto y este TFG no es una excepción. Nos da la posibilidad de establecer prioridades en cuanto qué riesgos tratar primero y con cuánto empeño o incluso qué riesgos ignorar. También posibilita, como paso previo que es, desarrollar la respuesta ante dichos riesgos.

A continuación se enumeran los riesgos para el caso que nos ocupa, junto con su posición en la matriz de probabilidad-impacto y la respuesta a tales riesgos.

A - Encarecimiento de los equipos de la planta por fluctuaciones en su precio:

Esto puede suponer un problema a la hora de cerrar el contrato de la instalación. Puede ocurrir que los equipos ya no tengan el precio de cuando se proyectó la planta y éste haya subido por ejemplo porque haya escasez de los mismos, a pesar de que la tendencia en los equipos fotovoltaicos es la de bajar de precio. Si pasa con los módulos, que es la parte más cara de la instalación, el problema es especialmente grave.

Respuesta: Evitar el riesgo. Firmar el contrato a precio cerrado.

B - Variación del precio de la electricidad:

El precio de la electricidad depende de muchos factores como de la oferta y la demanda, de las tecnologías utilizadas para producirla, de normativas políticas y es difícil de estimar correctamente.

Respuesta: Evitar el riesgo. En vez de vender la energía producida en el mercado

libre o en el regulado, cerrar un PPA (Power Purchase Agreement) con una distribuidora de energía, por el cual se vende la electricidad por un precio algo más barato, pero constante a lo largo del ciclo de vida de la planta. Se asegura la venta de toda la producción eléctrica de la instalación. Otra opción es acudir a una Subasta Pública de Energía como la del 19 de Octubre de 2021, donde se subastan 3.300MW de renovables. En caso de ser adjudicatario se reducen los riesgos de la volatilidad del precio de la energía.

C – Retrasos y aumentos de precio en la construcción de la instalación:

Debido a causas ajenas a los promotores podría suceder esta eventualidad, por ejemplo, aunque no de manera excluyente, por desabastecimiento, problemas de transporte de materias primas o materiales. También puede haber retrasos en los permisos administrativos, en el plazo de entrega de los suministros principales debido a la fuerte demanda y en la construcción de la planta por parte de la empresa constructora.

Respuesta: Evitar el riesgo. Identificar todos los permisos administrativos necesarios y contratar un technical advisor especialista en permisos que garantice esa parte. Identificar los suministros críticos con más plazo de suministro como por ejemplo, módulos, seguidores, Centros de Transformación y establecer un plan de compras que mitigue eventuales retrasos. De ser necesario, adelantar la compra de algunos suministros críticos. Elegir cuidadosamente la empresa de construcción y establecer penalizaciones por retraso en el plazo de construcción por contrato.

D- Cambios en regulaciones gubernamentales, incluyendo posible retirada de subsidios a energía fotovoltaica:

Entra dentro de lo posible un cambio en la coyuntura económica y política y el cese de subvenciones a la energía fotovoltaica, con lo que se encarecería la planta.

Respuesta: Disminuir el riesgo. Mantenerse al día de los asuntos políticos para poder evaluar la situación correctamente y aumentar las posibilidades de adelantarse a un cambio de coyuntura. Sin olvidar que se ha elegido un emplazamiento, un recurso solar y un diseño que maximiza la producción y la rentabilidad, siendo la planta altamente rentable sin ayuda.

E- Falta de reemplazos y suministros:

Debido a una escasez puntual de algún componente globalmente.

Respuesta: Evitar el riesgo. Disponer de repuestos en planta de inversores, módulos y otros componentes críticos que maximicen la disponibilidad de la planta como mínimo al 99%. Elegir proveedores locales con capacidad de respuesta rápida y

servicio técnico ágil. Establecer un plan de operación y mantenimiento adecuado con garantía de disponibilidad de repuestos y tener este hecho en mente a la hora de seleccionar a los proveedores. El proveedor de cable es de Barcelona, el de inversores, de Navarra. Se tendrá un stock permanente de repuestos en la planta.

F- Falta de financiación:

A pesar de las jugosas condiciones financieras de la inversión en la planta, es posible que no se encuentren inversores.

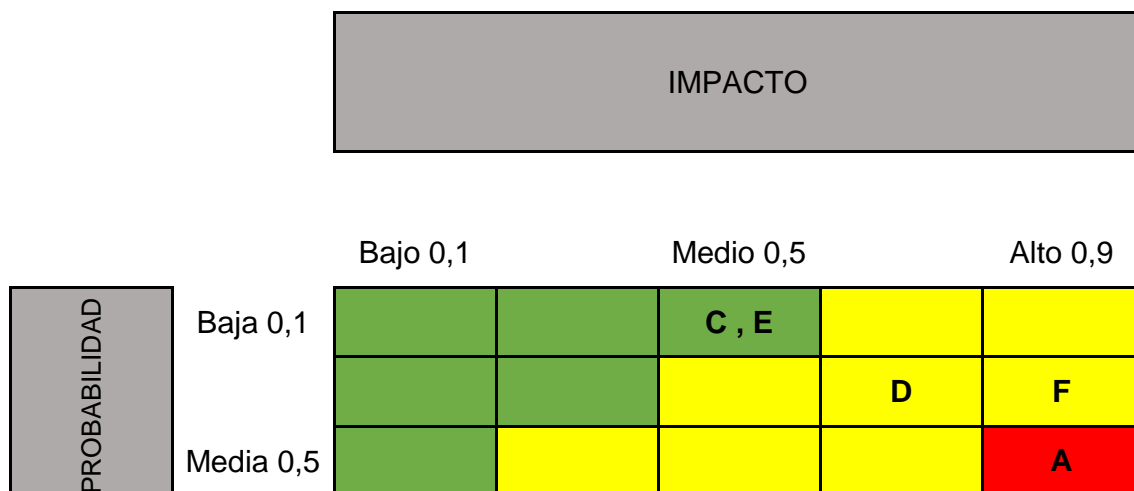
Respuesta: Disminuir el riesgo. Se ha elegido un emplazamiento y un diseño de alta rentabilidad que hace atractiva la financiación. Se han elegido proveedores de primer nivel y fiables como Risen Energy, Ingeteam, Nextracker y Topcable que minimizan riesgos y facilitan la financiación.

A continuación se define la probabilidad y el impacto de los riesgos:

Riesgo	Probabilidad	Impacto	Riesgo	Probabilidad	Impacto
A	0,5	0,9	D	0,3	0,7
B	0,9	0,9	E	0,1	0,5
C	0,1	0,5	F	0,3	0,9

Tabla 1 – Probabilidad e impacto de los riesgos analizados

Por último, priorizamos los riesgos con ayuda de una matriz probabilidad-impacto:



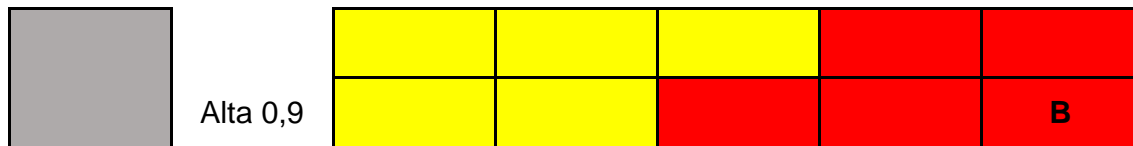


Imagen 7 – Matriz de probabilidad-impacto

9. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:

Se va a proceder a explicar con minuciosidad en qué consiste la planta fotovoltaica.

9.1 EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA

La instalación solar FV está situada en la ciudad de Badajoz, en la zona de las Vaguadas, comunidad autónoma de Extremadura, España, como se ve en la imagen:

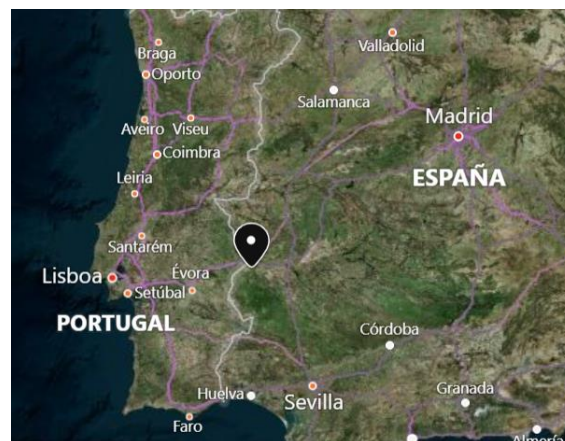


Imagen 8 – Situación de la planta FV

Comprende las parcelas 49, 33, 44, 34, 89, 36, 37 y 38 del polígono 294, que son colindantes y totalizan una superficie de 39,90 ha. Se accede por la carretera EX – 310 a la altura del kilómetro 5,5.

POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE (m ²)	REFERENCIA CATASTRAL
294	49	127.228	06900A294000490000ER
294	33	21.042	06900A294000330000EW
294	44	18.870	06900A294000440000ET

294	34	98.721	06900A294000340000EA
294	89	43.426	06900A294000890000EE
294	36	38.660	06900A294000360000EY
294	37	33.132	06900A294000370000EG
294	38	17.936	06900A294000380000EQ

Tabla 2 – Parcelas del terreno de la planta

9.2 EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA

Se realiza la conexión con la subestación de las Vaguadas, propiedad de Sevillana Endesa, en 220 kV mediante la línea de alta tensión existente de 220 kV que pasa limítrofe a la esquina NorOeste de la parcela 49. Para ello es necesaria la construcción de una subestación elevadora en la parte NorOeste libre de la parcela 49, para poder pasar de la media tensión a 30 kV que llega de la planta, a los 220 kV de la línea de Alta Tensión mencionada.

9.3 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

9.3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La planta fotovoltaica tiene una potencia de 22,032 MWp y ocupa una superficie de 39,9 ha en el área de las Vaguadas, en la zona conocida como Cuartos del Obligao, Badajoz. Consta de 36.720 módulos RSM120-8-600M, que son de silicio monocristalino de 600Wp y del fabricante Risen Energy. Se han elegido módulos monocristalinos por su mayor eficiencia y porque los policristalinos están en franco declive. Dichos módulos se conectan en strings o cadenas de 34 paneles en serie y las strings se conectan en paralelo. Hay 1080 strings en 540 estructuras, lo que hace un total de 2 strings por estructura y la configuración es 1V, es decir, una fila de módulos en vertical. Las estructuras llevan el seguidor solar o tracker horizontal a un eje NX Horizon de Nexttracker. Comprobamos lo mencionado con imágenes del PVSYST, donde se ha simulado con éxito esa misma instalación incluyendo las sombras lejanas del horizonte. Dicho horizonte ha sido descargado de PVGIS:

Dibujo lineal de horizonte - Hora Legal

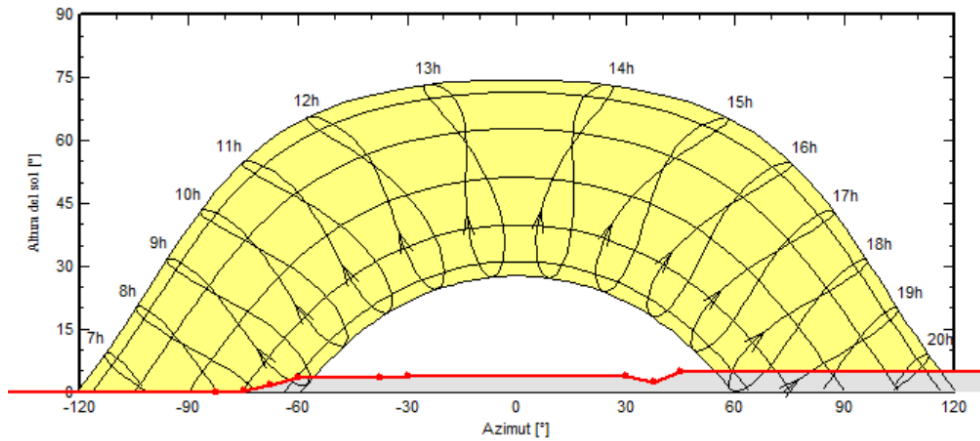


Imagen 9 – Horizonte de la planta en PVSYS

Comprobamos que la configuración descrita se adecúa exactamente a lo simulado por PVSYS. Conviene fijarse en los 36.720 módulos, en series de 34, distribuidas en 1.080 strings en paralelo y en la potencia fotovoltaica nominal de 22.032 kWpico, que es la potencia que proporcionan los módulos. La potencia de inversores es menor, en este caso según un ratio adecuado DC/AC de 1,12, totalizando una potencia de CA nominal de 19.760 kWCA proporcionada por 12 inversores. Dichos inversores se reparten en 3 Centros de Transformación a razón de 4 inversores por CT porque el grupo de 4 inversores es el óptimo entre precio y prestaciones para las plantas grandes de generación como ésta. A continuación se comprueba:

Definición del sistema de red, Variante VCR: "Las_Vaguadas"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto: PV Array, Rastreadores ilimitados, eje horiz.

Selección del módulo PV: Risen Energy Co., Ltd, 600 Wp 29V Si-mono RSM120-8-600M, Desde 2020, Manufacturer 2020

Voltajes de dimensionamiento: Vmp (60°C) 29.6 V, Voc (3°C) 44.1 V

Selección del inversor: Ingeteam, 1520 kW 939 - 1300 V TL, 50/60Hz INGECON SUN 1690TL B650 OUTDOOR, Desde 2015

Núm. de inversores: 12, Voltaje de funcionamiento: 939-1300 V, Poder global inversor: 18240 kWca, Voltaje máximo de entrada: 1500 V

Diseño del conjunto: Mód. en serie: 34, entre 32 y 34; Núm. de cadenas: 1080; Pérdida sobrecarga: 0.0%; Proporción Prom: 1.21

Condiciones de operación: Vmp (60°C) 1007 V, Vmp (20°C) 1181 V, Voc (3°C) 1499 V; Irradia. plano: 1000 W/m²; Imp (STC) 19135 A, Isc (STC) 19980 A; Potencia de funcionamiento máx: 20128 kW (en 1000 W/m² y 50°C); Potencia nom. conjunto (STC): 36720 kWp

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód	#Inv.	#Cadena	#MPPT
PV Array				
Risen Energy Co., Ltd - RSM120-8-600M	34		1080	
Ingeteam - INGECON SUN 1690TL B650 OUTDOOR	12		1	

Resumen sistema global

Núm. de módulos	36720
Área del módulo	103922 m²
Núm. de inversores	12
Potencia PV nominal	22032 kWp
Potencia PV máxima	20401 kWCC
Potencia de CA nominal	18240 kWCA
Proporción Prom	1,208

Imagen 10 – Sistema simulado en PVSYS (coincidente con los cálculos previos)

La energía del sol captada por los módulos y transformada en corriente continua, pasa a unas cajas de continua o de concentración o combiner boxes, donde los cables de varias strings juntas llegan y se unen para utilizar otros cables de aluminio de mayor sección hacia 3 Power Stations o Centros de Transformación de 6,756MVA cada uno. Allí un conjunto de 4 inversores en cada uno de ellos, transforma mediante electrónica de potencia la CC en corriente alterna CA. Seguidamente esa corriente pasa a un transformador BT/MT y después a las celdas de media tensión del CT en 30 kV. De esta forma se reducen las pérdidas al transportar la electricidad. Es necesario construir una subestación en la zona NorOeste de la finca con 2 posiciones de línea en 220 kV (entrada-salida línea de 220kV existente) y una posición de trafo en 220 kV. De esta forma, se evacúa la energía generada a la subestación de las Vaguadas de 220kV propiedad de Sevillana Endesa y que se encuentra a 1km de distancia de la planta en dirección NE. La subestación elevadora 30/220kV YNd11 25MVA a construir, tiene en 30kV 1 celda de línea tipo interruptor automático, 1 celda tipo fusible de servicios auxiliares con un transformador de 50kVA y una celda de transformador tipo interruptor automático. Además, en AT, tiene 1 posición de transformador en 220kV y 2 posiciones de línea en 220kV (entrada/salida) y es de configuración simple barra, pero esta subestación no es objeto del presente TFG.

A continuación se presentan las características de la planta fotovoltaica:

TOTAL	
Nº de módulos	36.720
Configuración	1080 cadenas de 34 módulos en serie
Nº de seguidores	540
Nº de Power Stations	3 (con 4 inversores cada una)
Nº de inversores	12

Tabla 3 – Características principales de la planta

CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	
Potencia pico	22,032 MWp
Potencia nominal	19,76 MWac
Número de módulos	36.720 (1080 strings de 34 módulos)
Modelo	RSM120-8-600M
Fabricante	Risen Energy
Potencia	600 Wp

Número de inversores	12
Tipo de inversor	Inversor central , INGECON SUN 1.690TL B650
Características del inversor	V1.500VDC y 650VAC
Fabricante	Ingeteam
Tipo de instalación	Con seguidor solar a un eje horizontal
Modelo	NX Horizon
Fabricante	Nextracker
Tecnología	Seguidor 1x68 módulos (2 strings)
Tipo de transformadores	Transformador de MT 0,65/30 kV

Tabla 4 – Características de la planta fotovoltaica

Para clarificar el diseño se adjunta un esquema general unifilar de la planta fotovoltaica:

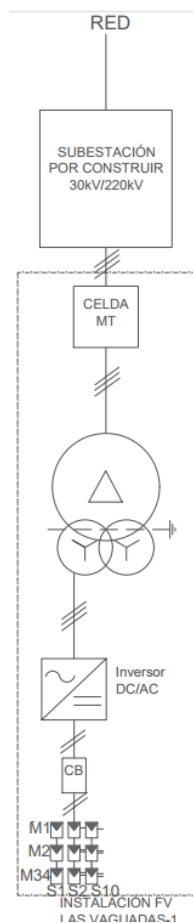


Imagen 11 – Esquema unifilar general de la planta

9.3.2 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Al conjunto de módulos de la instalación se le llama generador fotovoltaico. El tipo de módulo escogido tiene 120 células fotovoltaicas cuadradas de silicio monocristalino, unas dimensiones de 2172x1303x35mm, pesa 35 kg y está recubierto por vidrio templado altamente transparente con capa antirreflejo, bajo hierro y doble cristal. Las células están completamente embutidas en EVA y protegidas frente a suciedad, golpes y humedad por el citado vidrio de alta transmisividad y por una lámina de TEDLAR en su parte posterior para asegurar de esta forma su total estanqueidad.



Imagen 12 – Módulo fotovoltaico

El marco es de aleación de aluminio anodizado, donde la anodización genera una capa de óxido protector sobre el aluminio, denominado alúmina, que proporciona una mayor resistencia y durabilidad para funcionar ininterrumpidamente durante toda su vida útil. Dicho marco está conectado al conductor desnudo de la red de puesta a tierra, mediante un terminal bimetálico para evitar el par galvánico.

La caja de conexión de cada módulo tiene una protección de IP68, además de 3 diodos de bypass Schottky incorporados, que son los responsables de asegurar que no falla el generador cuando alguna célula fotovoltaica se estropea o queda en sombra, aunque sea parcialmente. También están los diodos de bloqueo, que evitan que la corriente circule en el sentido contrario al que debiera. Los cables de dichas cajas tienen una sección de 4mm² y conductor de cobre, disponen de doble aislamiento y están preparados para funcionar a la intemperie según la norma IEC 60502: 2018.

Estos módulos tienen una eficiencia del 21,2% y tienen un excelente rendimiento incluso con poca irradiancia, por lo que aprovechan toda la energía procedente del

sol con una producción desde el amanecer hasta el atardecer. El generador fotovoltaico y el resto de la apartamenta en baja tensión BT están preparados para una tensión de 1500 V.

Cada módulo dispone de una identificación individual en cuanto a modelo y número de serie, por lo que con dicho número se puede realizar la trazabilidad de las características eléctricas y fecha de fabricación de cada panel. Dicha trazabilidad permite además agrupar los módulos para los strings según su potencia, siempre dentro de la tolerancia positiva de +3%, para reducir los efectos del mismatch.

9.3.3 SEGUIDORES SOLARES

Los paneles se situarán sobre seguidores solares a un eje horizontal NX Horizon del fabricante Nextracker, alojando cada estructura 2 strings de 34 módulos cada una con una configuración 1V, es decir , una hilera de módulos en vertical, lo que implica la reducción del efecto vela con el viento y la optimización del coste de la estructura. Cubre cada seguidor una superficie de unos 187m² de paneles con una tensión de diseño de 1500Vcc. La buena calidad del terreno implica que se pueden instalar las estructuras mediante hincado directo en el suelo, que es la forma más barata de hacerlo y supone unos 15 € por hinca u apoyo, con un total de 11 apoyos por seguidor. La estructura es de acero galvanizado para combatir la corrosión, más concretamente de acero de alta resistencia S275 y S355, galvanizado en caliente bajo la norma ISO 1461. En consideración de la normativa vigente, la estructura y los apoyos deben ser capaces de soportar los esfuerzos de los equipos propios, que son los motores y módulos y los esfuerzos debidos a causas externas como viento y nieve. La tornillería de fijación de los módulos es de acero inoxidable y la de los seguidores de acero galvanizado. Se garantizarán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas a los paneles.



Imagen 13 – Maquinaria para hincar directamente un apoyo de la estructura

El rango de movimiento de los trackers es de $\pm 60^\circ$ y poseen un algoritmo astronómico que tiene un error de $\pm 0,015\%$, lo que constituye una muy buena precisión. Los motores para girar la estructura sobre el eje y hacer el seguimiento solar están autoalimentados por la energía que reciben del sol. Los seguidores se instalan en hileras de Norte a Sur y van siguiendo el movimiento del sol de Este a Oeste. Disponen del sistema backtracking por el cual se evitan las sombras entre alineaciones consecutivas y por ello se reducen las pérdidas debidas a sombras cercanas a primera hora de la mañana y última hora de la tarde. El pitch o distancia entre hileras consecutivas se ha considerado de 6m, apoyado en cálculos posteriores y simulación de PVSYST.

Los seguidores, además de ser autoalimentados, disponen de conexión wireless Zigbee, por lo que no es necesario cableado de alimentación, ni de comunicaciones.

Se observa el seguidor a continuación:



Imagen 14 – Seguidor solar a un eje NX Horizon

9.3.4 INVERSORES

Los inversores convierten mediante electrónica de potencia, la corriente continua que les llega desde el generador fotovoltaico pasando por las cajas de continua o combiner boxes en corriente alterna a la frecuencia de la red. La corriente en BT en continua se transforma a corriente alterna en BT en el inversor y luego se eleva a 30kV en el trafo BT/MT para posteriormente llegar a las celdas MT, se transporta hasta la subestación elevadora SET que hay que construir dentro de la parcela de la planta, donde se eleva a 220kV, y se evacúa en la línea de AT que pasa por la parcela y va a parar a la SET las Vaguadas.

El inversor elegido es el inversor central INGECON SUN 1690TL B650 con una potencia nominal de 1,69MVA a 30°C. Tiene un MPPT o seguidor de punto de máxima potencia, por lo que permite que los módulos conectados a él trabajen en ese punto, aunque su búsqueda continua conlleva unas pequeñas pérdidas. Cada grupo de 4 inversores está integrado en un CT y los circuitos de cada uno de los 3 CT se van cosiendo hasta juntar una potencia próxima a los 20MVA, momento en el cual se transportan hasta la SET correspondiente para pasar de 30kV en MT a 220kV en AT.

Los inversores funcionan de manera automática, una vez que empiezan los primeros rayos de sol y consiguen la energía necesaria, empiezan a monitorizar la tensión, frecuencia de red y potencia generada y cuando los valores son lo suficientemente elevados comienzan a inyectar potencia en la red. Todos los inversores tienen las protecciones necesarias para que un fallo en la generación no influya en la red a la que se conectan según las exigencias del código de red en España y la NTS versión 2.1, última normativa aplicable. Además cuentan con un sistema de comunicaciones Modbus TCP/IP para su conexión a los sistemas de monitorización y control de la planta y a SCADA, que es un software para supervisar la planta.



Imagen 15 – Inversor central Dual Series B de Ingeteam

Los inversores cumplen el Código de Red de REE y la NTS versión 2.1, que es el documento técnico que establece los requerimientos de uso que deben cumplir todos los generadores que se conectan a la red eléctrica.

Las características principales del inversor son:

INVERSOR	
Modelo	INGECON SUN 1.690TL B650
Fabricante	Ingeteam

Potencia nominal	1,69MVA a 30°C
Dimensiones	2.820x825x1.710mm
Rendimiento europeo	98,50%
Instalación	Exterior (IP54)
Rango de potencia de salida	1.543 a 1.715 kVA
Distorsión armónica total (THD)	<3%
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Sistema de comunicación	Comunicación Ethernet integrada , Modbus TCP/IP

Tabla 5 – Características del inversor

9.3.5 CABLEADO DE BT

El cableado de BT será de cobre y aluminio y cumplirá las exigencias en cuanto a caída de tensión y calentamiento. Más detalladamente, los conductores de la parte de continua tienen que tener una sección para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y en la parte de alterna dicha caída de tensión debe ser inferior al 0,5%, teniendo como referencia de tensión las cajas de conexiones para ambos casos.

El cableado se dispondrá de tal forma que tenga el menor impacto visual posible y los cables positivos y negativos de cada grupo de paneles se conducirán de forma separada y protegidos como indica la normativa vigente. Además el cableado de BT será solar y apto para su uso en intemperie según la norma UNE 21123.

El tipo de cable de string empleado es el H1Z2Z2-K 1,5/1,8kV y tiene las siguientes características:

CABLE STRING SELECCIONADO	
Marca	Top cable
Designación	H1Z2Z2-K
Sección transversal	4 mm ² y 6 mm ²
Nº núcleos	Unipolar
Cumple las normas	UNE-EN 50618 / IEC 62930 / UNE EN 60332-1-2 / UNE EN 50399 / UNE EN 50525-1 / UNE EN 50575
Conductor	Cobre estañado trenzado

Aislamiento	XLPE
Chaqueta	XLPE
Temp. ambiente	- 40°C a 90°C
Temp. máx.	120°C
Tensión de aislamiento	1,5/1,5 (1,8) kV

Tabla 6 – Características de los cables de BT

Los cables se colocarán siguiendo en lo posible el trazado de los viales y cumplirán lo descrito en las ITC-BT-07, ITC-BT-19, ITC-BT-20 y ITC-BT-21. Los colores de los conductores aislados concordarán con los de la norma UNE 21.089

Cada conductor debe identificarse con un medio autorizado en cada extremo, especialmente para cables que terminen en la parte de atrás o en la base de un cuadro de mandos o aquellos cuya función no sea evidente en un primer momento. Dichos medios de identificación consisten en etiquetas de plástico rotuladas y resistentes a rayos UV y sujetas al cajetín que precinta el cable o al propio cable. Los cables de control deben ir correctamente etiquetados e identificados con caracteres indelebles en todas sus terminaciones con la numeración correspondiente a los diagramas de conductores.

Respecto a los cables de los módulos, éstos estarán conectados a tresbolillo o leapfrog, de manera que en una string el positivo de un módulo se conecta al negativo no del módulo inmediato, sino del siguiente y de esta manera se ahorra el tener que conectar un cable desde el último módulo, lo que supone una gran ventaja económica. Dichos cables tienen una sección transversal de 1x4mm² y una longitud tanto el positivo como el negativo de 1,25 m, además son cables multicontacto con conector T4/MC4 que posibilitan una fácil conexión en serie.

Para conectar las combiner boxes con los inversores, se usarán conductores de aluminio aislados de tipo AI-RV-0,6/1 kV, que cumplen las normas UNE 21123 e IEC 502 90 y tiene una sección nominal según cálculos de 300 mm². Su fabricante es TopCable y su datasheet, al igual que el de los otros cables y equipos principales, puede encontrarse en el Anexo V.

9.3.6 CUADROS Y PROTECCIONES

La instalación dispondrá de un sistema de protección frente a contactos directos e indirectos mediante interruptores diferenciales, protección contra sobretensiones mediante descargadores de tensión y contra sobreintensidades mediante interruptores magnetotérmicos.

A las cajas de continua, que se sitúan entre el generador fotovoltaico y los CT, llegan 10 strings a cada una y están protegidas mediante interruptores-seccionadores para las labores de mantenimiento y mediante un sistema de fusibles, en el que se instala un fusible en cada rama.

9.3.6.1 COMBINER BOX

Las cajas de continua o combiner boxes reciben los conductores de CC de los cables colectores de los módulos fotovoltaicos y se colocan entre ellos y el inversor para proveer de las protecciones en continua. Los mencionados fusibles se colocan en los cables colectores positivos o negativos o en ambos y además de ellos y del interruptor-seccionador se colocan descargadores de tensión.

Las combiner boxes son armarios de poliéster de un solo bloque preparados para exterior con un IP54 y se instalan en los strings correspondientes en la estructura de los módulos, precisamente en los apoyos de los seguidores. Éste al igual que el resto de equipos de CC está preparado para una tensión máxima de 1.500Vcc.



Imagen 16 – Combiner box

9.3.6.2 PROTECCIONES

La planta fotovoltaica cumple con lo previsto en el Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (art.14) y su modificación según el Real Decreto 413/2014, según el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

9.3.7 POWER STATION

Las power station son una configuración full-skid, donde se instalan en un soporte prefabricado tipo skid de manera personalizada para cada Power Station los 4 inversores totalizando una potencia de 6.760 kVA, las celdas de MT, el transformador de BT/MT y el cuadro de BT, además de los servicios auxiliares SSAA. Es una solución compacta, donde se integran adecuadamente todos los equipos de MT. Para la refrigeración del transformador de MT se utiliza aceite y aire sin ventilación forzada ONAN (Oil Natural Air Natural) que se hacen circular por los radiadores del mismo, siendo el aceite de tipo biodegradable, dieléctrico y natural y que cumple la norma UNE-EN 62770: 2014.

Las características de cada Power Station son las que siguen:

Full-skid de 6.760 kVA:

- 4 inversores INGECON SUN 1690TL B650 con 9 entradas cada uno.
- 1 transformador de MT 0,65 / 30 kV.
- Celda de MT: 2 celdas de línea y una de protección de transformador, a excepción de la primera Power Station que tiene una celda de línea y una de transformador.

Los circuitos de cada Power Station se van cosiendo mediante conductores enterrados de MT, cuya sección se especifica en los cálculos y son 95, 240 y 500 mm² respectivamente y al juntar los circuitos de los 3 CT se transporta la energía en MT a 30 kV hasta la SET que debe construirse dentro de la finca para elevar la tensión a 220 kV.

Cómo están dispuestos dichos circuitos puede comprobarse en los planos en el Anexo II.

La potencia total instalada en la planta se resume de la siguiente manera:

- Potencia CC: es la potencia pico instalada en los módulos del generador fotovoltaico.

$$P_{cc} = 36.720 \times 600 \text{ Wp} = 22.032.000 \text{ Wp} = 22,032 \text{ MWp}$$

- Potencia CA: la potencia en corriente alterna es la instalada en los inversores, después de hacer la transformación de continua a alterna y limitada a la potencia

asignada en el punto de entrega.

$$P_{ca} = 3 \times 6.760 \text{ kVA} = 20.280 \text{ kVA} = 20,28 \text{ MV}$$



Imagen 17 – Full skid Power Station

9.3.8 TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN

Las características principales del transformador de MT son :

CARACTERÍSTICAS	
Normativa	IEC 60076
Categoría	Hermético , transformador aislado con aceite mineral
Frecuencia	50 Hz
Voltaje	0,65 / 30 kV
Potencia aparente	6.800 kVA
Regulador de voltaje sin carga	±2 x 2,5%
Conexión	Dy11y11
Refrigeración	ONAN
Material conductor del primario / secundario	Aluminio / Aluminio (Cobre opcional)
Euroeficiencia	99,20%
Impedancia de cortocircuito	Acorde a IEC , <7%
Escudo electromagnético	Sí
Pérdidas en el cobre	Acorde a la Directiva de Ecodiseño 2009 / 125 / EC
Pérdidas en el hierro	Acorde a la Directiva de Ecodiseño 2009 / 125 / EC

Protecciones ANSI	Sobrecarga térmica del transformador 49 Protección contra presión 63-1 y 63-2
--------------------------	--

Tabla 7 – Características del transformador de MT

El tipo de transformador trifásico descrito tiene 2 devanados en el secundario, donde se conectan 2 inversores a cada uno de ellos para evitar la influencia perniciosa de los armónicos.

Además está sometido a los ensayos indicados en las normas IEC 60076 y que se enumeran a continuación:

- Medida de las pérdidas y de la corriente en vacío
- Medida de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas debidas a la carga
- Medida de la relación de transformación y verificación del acoplamiento
- Medida de la resistencia de los arrollamientos
- Ensayos dieléctricos individuales:
 - Ensayo de tensión inducida
 - Ensayo de tensión aplicada a frecuencia industrial



Imagen 18 – Transformador de MT

9.3.9 CELDAS MT

Las celdas de MT dispondrán de características constructivas y de seguridad normalizadas y certificadas por el fabricante, además de condiciones de funcionamiento en servicio cumpliendo las normas y reglamentaciones pertinentes. Los CT tendrán celdas de MT con aislamiento en SF₆ y 2 posiciones de línea y 1 posición de protección de transformador, excepto el primer CT que tendrá 1 posición de línea y una de transformador. Dichas celdas estarán preparadas para una tensión nominal de 30 kV, una tensión máxima de 36 kV y una intensidad nominal de 630 A. Las características de las celdas de MT son:

CARACTERÍSTICAS	
Tensión nominal	30 kV
Intensidad nominal	630 A
Capacidad de cortocircuito (1s)	20 kA
Tensión impulso tipo rayo (BIL)	170 kV
Configuración	2L+1V
Tipo	Outdoor
Protecciones ANSI	Sobreintensidad 50 / 51
Mínima protección IP	54
Nivel de protección contra la corrosión	Acorde a ISO 12944
TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	
Potencia	25 kVA
Conexión	Dyn11

Tabla 8 – Características de las celdas de MT y del transformador de SSAA

9.3.10 CABLEADO DE MT

La conexión entre los diferentes CT se realizará con cable unipolar de aluminio Al-Voltalene AI-RHZ1-OL-18/30kV de Prysmian, que está preparado para una tensión nominal 18 / 30 kV y una tensión máxima de 36 kV y tiene aislamiento en polietileno reticulado XLPE y pantalla de cobre. El primer CT con el segundo se unirá con cable enterrado de sección 95 mm², el segundo con el tercero con cable de sección 240 mm² y desde el tercero partirá un cable de sección 500 mm² hacia la SET de 30 / 220 kV aún por construir.

9.3.11 OBRA CIVIL

La obra civil de la instalación consiste en las siguientes acciones:

1. Desbroce de las zonas de acceso, paso y trabajo de la parcela y compensación y movimiento de tierras de ser necesario.
2. Llevar a cabo los viales interiores y perimetral con acabado superficial de zahorra, que permitan el tránsito tanto de vehículos pesados como posteriormente de vehículos de mantenimiento y explotación de la instalación.
3. Erigir el vallado perimetral de 2,5 metros de alto de tipo cinagético sustentado con postes anclados al terreno sobre zapatas aisladas de 30x30x40 cm.
4. Arquetas de registro y zanjas
 - a. Red de BT: estas zanjas alojarán los conductores de corriente continua desde el generador fotovoltaico hasta los inversores, además del correspondiente cableado de los circuitos de comunicaciones, iluminación, vigilancia, alimentación y red de tierras.
 - b. Red de MT: las zanjas de la red de MT alojarán los circuitos de 30 kV que unirán los CT hasta las celdas de la correspondiente SET 30 / 220 kV.
5. La red de zanjas de toda la planta se llevará a cabo en la medida de lo posible siguiendo el trazado de los viales, para de esta forma reducir la afección al entorno y facilitar la instalación.

Todas las zanjas de la planta tendrán una anchura variable dependiendo del número de cables que discurran por la misma, oscilando entre 0,5 como mínimo y 1,4 m como máximo y una profundidad entre 0,8 y 1,3 m. Las zanjas se cubrirán con relleno de tierras procedentes de la propia excavación y se señalará la presencia de cables con una cinta plástica o baliza de señalización a una profundidad de 0,175 m. Asegurar la protección mecánica del cableado no será necesario más que en cruce de viales y no se cubrirán con una placa de PVC.

En los cruces de viales se protegerán los cables haciendo que discurran dentro de un tubo de PVC y posterior hormigonado. Los tubos, de 200 mm de diámetro para los conductores de MT y algo menor para los de DC, van embebidos en un dado de hormigón de 0,6 m de alto aproximadamente. A ambos lados de dichos pasos reforzados se colocarán arquetas.

- 6.** Instalación de contenedores para sala de control y almacén:
Se destinarán 2 contenedores de 40 pies para sala de control y otros 2 para almacén, además de construir una zona de aparcamiento. Los contenedores ocuparán una superficie de 120 m².

9.3.11.1 MOVIMIENTO DE TIERRAS

Se llevará a cabo la limpieza para acondicionar el terreno donde tienen lugar las obras eliminando elementos naturales y artificiales que no son compatibles con las mismas. Tendrá lugar el desbroce y limpieza de superficie del terreno por medios mecánicos y la extracción de todo arbolado de diámetro inferior a 10 cm. Toda la tierra y productos resultantes se transportarán al vertedero.

Debido a los buenos resultados del terreno en base a IGN (Instituto Geográfico Nacional) en cuanto a calidad de la tierra, los módulos se instalarán en el suelo mediante hincado directo y sin cimentaciones por ser más económico, aproximadamente 15 € frente a 90 €. Además debido a que tiene poca pendiente de Norte a Sur se adecúa bien al inversor central.

Para los CT, se acondicionarán los lugares de instalación de forma conveniente para dotarlo de las condiciones necesarias.

Como colofón se excavan y rellenan las zanjas para redes eléctricas, conductos, comunicaciones y control.

9.3.11.2 CAMINOS

El objetivo de la red de caminos que dan acceso a la planta es tener la mínima afección posible sobre el terreno sobre el que discurren, por lo que se usan en lo posible caminos ya existentes respetando la rasante del terreno natural y creando nuevos caminos sólo en las ocasiones en que sea imprescindible.

Se contempla la adecuación de caminos ya existentes que no cumplan el mínimo necesario para la circulación de vehículos para la instalación y mantenimiento de las Power Stations, los seguidores y los equipos de la subestación y también la realización de caminos nuevos en las áreas necesarias. Las zonas de explanación de caminos, de erigir las Power Stations o los seguidores son las únicas áreas que pueden ser ocupadas, debiendo quedar en lo posible el resto del terreno desocupado y bajo ningún concepto utilizado para aparcamiento o almacenaje.

A continuación se detallan las características que deben cumplir los viales:

- La anchura prevista de los viales es de 5 m y servirán para acceder a las combiner boxes y las Power Stations. En ningún caso se instalarán viales entre los seguidores solares, pero se dejará el espacio suficiente para labores de mantenimiento y acceso a los equipos.
- Los viales de nuevo cuño necesitarán según el caso relleno de terraplén o excavación, una capa de zahorra artificial de 20 cm. Los terraplenes se realizarán 3/2 y los desmontes 1/2 como mínimo. A ambos lados del camino se ejecutarán pasos de agua o cunetas para la evacuación del agua de lluvia y siempre se buscará preservar los cursos del agua de escorrentía por sus cauces naturales. Para la evacuación del agua de la calzada y de la procedente de las laderas contiguas se establecerán sistemas de drenaje longitudinal y transversal adecuados, por lo que los viales tendrán una pendiente máxima del 9% y los viales asfaltados del 14% y ambos tendrán una pendiente del 1% desde el centro de la calzada transversalmente hacia los lados. Esto sirve tanto para viales de nueva construcción como para el acondicionamiento de viales ya existentes.
- El radio requerido del eje de curvatura es de 10 m y en casos excepcionales se meditará realizar sobreanchos.

Se ha concretado en la instalación una longitud de viales de nuevo cuño de 2.141,22 m.

9.3.11.3 CIMENTACIONES DE EQUIPOS

A efectos de cimentaciones se distinguen 2 vertientes en la planta fotovoltaica:

- Power Stations
- Contenedores para sala de control y almacén

Por ejemplo:



Imagen 19 – Contenedor para sala de control

No se consideran cimentaciones para los apoyos de los trackers porque al ser el terreno de buena calidad se hincan los apoyos directamente en el suelo a una profundidad de 1,5 m.

Para los CT y suponiendo que el terreno no tuviera la capacidad portante suficiente para soportar los equipos que se tiene previsto instalar, se hará una cimentación con losas de hormigón armado HA-30 y acero corrugado B500S, con unas dimensiones para cada una de las losas de 13.000 x 7.500 x 350 mm. Esto es debido a que las Power Stations estarán metidas en contenedores de 12m de largo. Alrededor habrá una acera perimetral de 1,2m de ancho. Previamente a la cimentación de los CT, tendrá lugar la excavación y compactación de tierras y vertido de 10 cm de hormigón de limpieza HM-15.

Para los 4 contenedores de 40 pies cada uno en grupos de 2 para sala de control y almacén se cimentará sobre vigas de hormigón armado longitudinales de sección 40 x 40 mm sobre las que se asienta una malla metálica conectada directamente a la red de tierra.

Debido a que dichas instalaciones no tienen personal permanente destinado en ellas y sólo se destinan a labores de revisión y mantenimiento, no requieren de instalaciones de saneamiento.

Los materiales previstos son:

- Acero: Según denominación de la norma EN 1992 las barras de acero a emplear en el hormigón armado son de calidades de acero tipo S500.

- Hormigón: Para cimentaciones de equipos se empleará hormigón tipo HM-30 y HM-15 o superior para canales reforzados de cables según la denominación de normas internacionales tipo ACI-318 o el correspondiente Eurocódigo.

9.3.11.4 CANALIZACIONES PARA CABLES

No es necesario cableado de alimentación desde los seguidores hasta el contenedor de la Power Station correspondiente porque los trackers son autoalimentados. Por eso, y porque los seguidores también tienen comunicación wireless, no hay cable de señales o comunicaciones entre trackers y CT.

Las mencionadas canalizaciones para cables son de diferentes tipos, como cable tendido directamente en zanja de profundidad y materiales dependientes del tipo de conductores que discurren por ese tramo (cables de CC, de BT o de MT) o cables protegidos bajo tubo en zanja hormigonada. Éstos últimos son para zonas donde se prevea mucho tránsito de vehículos como por ejemplo los cruces de caminos.

En los cruces de caminos, los cables de potencia y control se cruzarán y se tenderán en tubos de PVC en conductos con caños de hormigón inmersos en macizos de hormigón.

En los cables tendidos bajo tubo, su diámetro y cantidad será elegida de tal forma que permita la colocación de los cables en su interior de forma holgada y se preverán tubos de reserva.

9.3.11.5 CERRAMIENTO PERIMETRAL

El cerramiento perimetral exterior se erigirá de acuerdo a las recomendaciones del ayuntamiento de Badajoz, dejando al menos 5 m de distancia a los caminos y los límites de otras parcelas y observando las por ley debidas servidumbres a cauces, carreteras, restos arqueológicos, etc.

En cada uno de los accesos a la planta se pondrá una puerta para vehículos y personal. Ésta será de acero galvanizado y dispondrá en los accesos de doble hoja abatible con anchura total de 5 m, marco metálico y cerradura equipada con caja y tapabocas de plástico.

El vallado será de tipo cinagético con un hueco de 15 cm en la base para no impedir el acceso de la fauna salvaje, una altura de 2 m y señales reflectantes intercaladas cada 10 m del trazado en la malla para evitar impactos de la fauna aviar. Estará terminantemente prohibido fijar pinchos, vidrios, púas o cualquier otro elemento

cortante en la parte superior de la valla, además de no estar tampoco permitido electrificarla o poner trampas que permitan la entrada , pero no la salida de la fauna salvaje. No erosionará, ni arrastrará la tierra, ni tampoco interrumpirá los cursos naturales de aguas. Dicho vallado se sustentará únicamente sobre postes en toda su longitud, los cuales se asentarán sobre zapatas aisladas de cemento de 30x30x40 cm.

Habrà un sistema de puesta a tierra del cerramiento perimetral cada 20 m con conductor de cobre desnudo de 35mm² de sección.

9.3.11.6 RED DE PUESTA A TIERRA

La planta fotovoltaica dispone de una red de tierras con conductor de cobre desnudo de diferentes secciones para limitar las posibles tensiones de defecto a tierra que se produzcan en ella.

Dicha red está formada por los cables de puesta a tierra que acompañan a los conductores en las correspondientes zanjas de BT y MT, el anillo de puesta a tierra de los CT y las derivaciones para la conexión con el cerramiento perimetral y con las estructuras y seguidores solares del generador fotovoltaico. Sin olvidar también las soldaduras aluminotérmicas y picas para conseguir una red equipotencial. La red cumplirá lo dispuesto en el REBT (Real Decreto 842/2002), el RAT (Real Decreto 337/2014).

9.3.12 MEDIDAS

Para registrar la producción y el consumo de la instalación se establecerán en la SET de 30 / 220 kV de nueva construcción 2 equipos de medida para determinar la energía generada. Se conectarán de la siguiente manera:

- El equipo de la medida de facturación de la planta fotovoltaica se colocará en un armario de medida fiscal y tomará los valores de tensión e intensidad de su celda de medida. Esto ocurrirá según el esquema de la subestación.
- El equipo de medida comprobante, también siguiendo el esquema de la subestación , se posicionará en el armario de la posición de trafo en 220kV y tomará de los devanados de AT los valores de intensidad y tensión.

9.3.13 CONTROL DE LA PLANTA. SCADA Y PPC

El comportamiento de cada inversor se puede evaluar mediante los dispositivos que llevan y les permiten adquirir datos y registrar valores de entrada y salida del inversor. Dichos datos registrados se remiten al centro de control mediante cables de fibra óptica. Se observa seguidamente un centro de control con SCADA:



Imagen 20 - SCADA

El sistema de monitorización también registrará los datos de los contadores de medida para saber cuánta energía se factura a la compañía eléctrica.

El procesamiento de todos los datos que se registran en la planta corre a cargo del sistema SCADA implementado en el centro de control, que permite supervisar en tiempo real la producción de la instalación y actuar de manera inmediata en caso de que ésta baje o se produzca alguna avería o cualquier tipo de contingencia. De esta manera se maximiza la capacidad productiva para el propietario. Es reseñable además, que el SCADA evalúa de forma continuada el comportamiento de cada inversor, pudiendo detectar si éstos producen por debajo de su capacidad teórica y pudiendo detectar de esta forma pequeñas averías o bajones de producción. Como consecuencia se reducen los tiempos de actuación en caso de que acontezca lo expuesto y el rendimiento económico se ve favorecido.

El sistema de monitorización comprende las variables que se citan a continuación:

- VARIABLES PRIMARIAS:
 - Potencia total entregada a la red
 - Potencia total del parque

- Energía activa total entregada
- Tensión de red
- Energía diaria
- Ratio kWh/kWp
- PR (Performance Ratio)
- VARIABLES SECUNDARIAS:
 - Energía día anterior
 - Energía mensual
 - Energía anual
 - Energía total
 - Rendimiento calculado con la media de los rendimientos individuales de cada línea o celda de producción
 - Temperatura ambiente del parque
 - Irradiancia
- VARIABLES POR INVERSOR:
 - Estado inversor (desconectado, fallo, operativo, etc)
 - Potencia activa entregada
 - Energía entregada
 - Tiempo de suministro desde amanecer
 - Tensión de red
 - Corriente de red
 - Frecuencia de red

- Punto de máxima potencia (activado / desactivado)
- Alarmas (código correspondiente, temperatura interna, etc)
- Fallo de comunicaciones
- VARIABLES FOTOVOLTAICAS:
 - Tensión fotovoltaica (Bus-DC en el inversor)
 - Potencia fotovoltaica (Bus-DC en el inversor)
 - Energía fotovoltaica medida en el inversor
 - Rendimiento FV: en base a la temperatura ambiente, la potencia entregada, la medida de la irradiancia y la potencia máxima teórica de los paneles
- VARIABLES DE CADA CT:
 - Energía exportada de cada Power Station (trifásica)
 - Potencia reactiva trifásica de cada Power Station
 - Tensiones y corrientes por fase de cada Power Station
- VARIABLES DE LOS CONTADORES:
 - Energía exportada (trifásica)
 - Potencia reactiva trifásica
 - Tensiones y corrientes por fase

En solitario o junto con el SCADA, el PPC (Power Plant Controller) permite regular y dirigir ciertos parámetros de la instalación para hacerlos coincidir con las regulaciones de la Compañía Eléctrica. En especial, se trata de las directrices respecto al Punto de Interconexión, donde el PPC recogiendo inputs o consignas de la planta permite cambiar y corregir ciertos aspectos de inversores y otros equipos para que cumplan las necesidades establecidas. Observamos un ejemplo de PPC:



Imagen 21 – PPC

El PPC permite regular cuantiosos parámetros, como son:

- Control de la frecuencia
- Tensión en planta
- Limitación de potencia
- Limitación de la producción
- Regulación de potencia reactiva / Factor de potencia
- Rápida y masiva toma/descarga de carga (Ramp up/down)

9.3.14 INTRUSISMO Y SEGURIDAD PERIMETRAL

9.3.14.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Se instalará un sistema de vigilancia de circuito cerrado perimetralmente en la instalación. Éste sistema de seguridad consiste en cámaras fijas y móviles de visión estándar en todo el perímetro para detectar cualquier intento de intrusión no autorizado. Va acompañado de un software automático para análisis y procesado

de las imágenes, que se activa con el movimiento de una intrusión y cuyos algoritmos de detección y máscaras discriminan las falsas alarmas. Como ventaja adicional no requiere de participación directa de humanos. Ante una intrusión el sistema dará la alarma a la central de alarmas o al personal de seguridad e iniciará la grabación de las imágenes, siguiendo el movimiento del intruso mediante las cámaras móviles.

Los elementos que componen el sistema son:

- Cámaras fijas
- Cámaras móviles de visión estándar tipo domo
- Postes metálicos en cimentaciones donde se instalarán las cámaras
- Armarios de comunicaciones situados en los postes de las cámaras para alimentación y enlace con red de comunicaciones del sistema
- Puestos de control y vigilancia con pantallas para operadores
- Dispositivos para el procesado y análisis de imágenes
- Sistema de grabación de vídeo
- Iluminación sorpresiva y alarmas como elemento disuasorio
- Dispositivos auxiliares para protección contra derivaciones eléctricas y condiciones meteorológicas adversas.

Las cámaras fijas, que proporcionan imágenes nítidas para identificación, se distribuirán a distancias variables evitando ángulos ciegos y lo mismo sucederá con las cámaras de imagen térmica FLIR de la serie FC y si éstas últimas detectan personas o vehículos no autorizados en el recinto, las cámaras DOMO se orientarán hacia ellos para una imagen más clara y cercana. El aspecto de la cámara DOMO y FLIR es:



Imagen 22 – Cámara DOMO (izq.) y Cámara FLIR (dcha.)

9.3.14.2 SISTEMA DE VIDEO ANÁLISIS

Todas las cámaras estarán conectadas a un sistema de video análisis Davantis DAVIEW LR encargado de procesar las imágenes térmicas y mediante algoritmos basados en inteligencia artificial dar la alarma correspondiente, en caso de ser necesario. Además dichos algoritmos poseen aprendizaje automático y pueden discernir las falsas alarmas producidas por desajustes de temperatura. De activarse la alarma, la envía al centro de control de la planta y a la CRA (Central Receptora de Alarmas) para activar el protocolo de intervención.

9.3.14.3 GRABADOR DE VIDEO

El sistema posee el video análisis mencionado antes y también grabará las imágenes tomadas por las cámaras durante el periodo de vigilancia. Para ello se dispone de 3 modos: programada, continua y por eventos, con objeto de optimizar espacio de almacenamiento y ancho de banda. Adicionalmente se dispondrá de un disco duro S-ATA de 4 Tb que permitirá almacenar las imágenes de al menos 15 días en calidad normal.

9.3.15 ILUMINACIÓN

El sistema de iluminación de la planta estará formado por 2 subsistemas, el de iluminación en condiciones de trabajo normal de la instalación y el de iluminación sorpresiva para eventos de vigilancia e intrusión. Ambos estarán alimentados desde las Power Stations y controlados desde la sala de control.

La iluminación estándar estará formada por el grupo de luminarias, báculos, cableado de fuerza y de protección de tierra necesario para lograr una iluminación

mínima de 5 lux.

La iluminación sorpresiva estará formada por el grupo de luminarias, báculos, cableado de fuerza y de protección de tierra necesario para lograr una iluminación mínima de 15 lux.

9.3.16 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Se instalará una estación meteorológica con la finalidad de tomar datos meteorológicos del lugar , especialmente el de la radiación solar incidente mediante el piranómetro porque suele ser requisito presentar datos de que la planta aprovechará y se garantizará al menos un PR de 1% menos del que da la simulación para cada año. Con el tiempo va bajando por la degradación del módulo. El piranómetro de la estación meteorológica es para poder obtener el PR que se va a garantizar por contrato. El P99 es la simulación que se hace en el que hay 99% de probabilidades de sacar esa energía.

Además la estación contará con diversos sensores para medir los parámetros que se detallan a continuación:

- Irradiación en el plano horizontal
- Irradiación en el plano de los módulos
- Humedad relativa
- Presión atmosférica
- Precipitación
- Velocidad y dirección del viento
- Temperatura ambiente
- Temperatura del módulo

La estación meteorológica dispondrá de:

- Unidad de Transmisión de datos a ordenador central. Opción GPRS-IP.
- Unidad de Adquisición de Datos. Sistema Datalogger de registro y transmisión de datos.

- Registro de parámetros en data-logger.
- 1 sensor de radiación solar. Piranómetro Secondary Standard situado en el plano horizontal.
- 1 sensor de radiación solar. Piranómetro Secondary Standard situado en el plano de los módulos, siguiendo el movimiento del seguidor.
- Torreta y mástil. Soporte tubular superior ajustable de 1,5 m de longitud, pedestal para embutir en basamento de hormigón y diversos accesorios de montaje.
- Sensores de temperatura y humedad relativa del aire.
- Pluviómetro.
- Células de referencia calibradas por cada plano de orientación de los módulos.
- Termopares para medir los datos de temperatura de la célula.
- Barómetro.
- Cables de interconexión para enlace de los sensores a la estación, comunicaciones y recarga externa.
- Anemómetro y veleta.
- Tendrá disponible un sistema de panel fotovoltaico y batería para su alimentación eléctrica. También dispondrá de una conexión a la red de servicios auxiliares.

La siguiente imagen muestra la estación meteorológica :



Imagen 23 – Estación meteorológica

9.3.17 EVACUACIÓN

La energía generada en el campo fotovoltaico en CC fluye a los CT donde primero se transforma en CA y a continuación se transforma de BT a 650 V, a MT a 30 kV. Se van cosiendo los circuitos de los 3 CT y la energía resultante se evacúa a la SET elevadora de nueva construcción de 30 / 220 kV situada en la parcela. Mediante la línea de AT que pasa por la parcela se conecta esa SET con la ya existente de las Vaguadas de 220 kV.

Es obligado hacer notar que es necesario establecer el factor de potencia ($\cos\phi$) del POI o Punto de Interconexión para la inyección de la energía en la red en 0,95 según el Código de Red, que nos obliga a respetar ese valor. En cuanto a la energía generada, PVSYST hace estimaciones P50, P90 y P99, como se aprecia a continuación, es decir, con probabilidad de 50%, 90% y 99%:

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente de datos meteo	PVGIS api TMY
Tipo	TMY, multianual
Variabilidad año a año (Varianza)	5.0 %

Desviación especificada

Cambio climático	0.0 %
------------------	-------

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática)	5.3 %
--------------------------------	-------

Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %
Incertidumbre de degradación	1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad	2.3 GWh
P50	43.9 GWh
P90	40.9 GWh
P99	38.5 GWh

Distribución de probabilidad

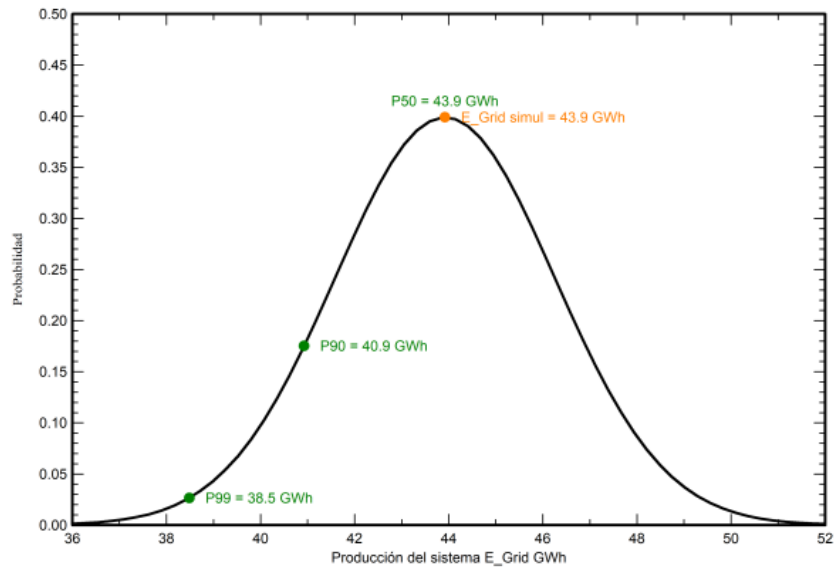


Imagen 24 – Evaluación P50 - P90 en PVSYS

METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO

1. DIAGRAMA DE GANTT

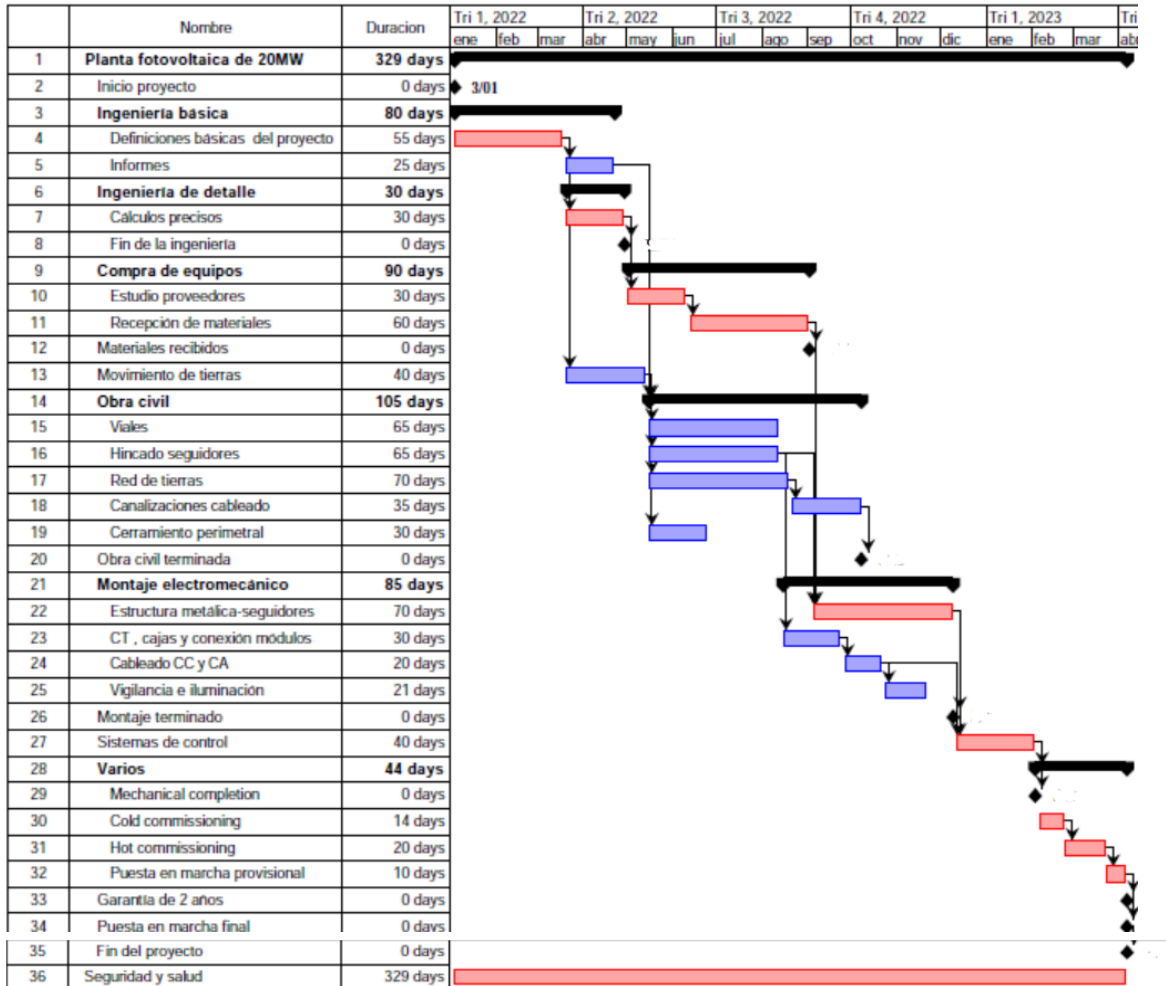


Imagen 25 - Diagrama de Gantt

2. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

La producción energética es el factor más importante de la planta fotovoltaica porque determina el dinero que genera y por tanto, el tiempo que se tarda en amortizar la instalación y los beneficios que después produce. Para determinar el rendimiento o la eficiencia de la planta, es decir, qué porcentaje de radiación incidente consigue ésta transformar en energía inyectada a la red y por tanto en beneficios, existe el PR o performance ratio.

2.1 PERFORMANCE RATIO

El PR indica la relación entre la producción energética real en relación a la ideal si no hubiera pérdidas, es decir, la real entre la obtenida si el sistema estuviera continuamente trabajando a su eficiencia STC nominal. Las mencionadas condiciones STC (Standard Test Conditions) son una irradiancia de 1.000 W/m^2 , una temperatura de celda de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y un espectro de masa de aire de 1,5 (AM 1,5). Esta última característica hace referencia a la cantidad de atmósfera que la radiación debe atravesar, lo que varía en función del lugar, el día y la hora. Los valores de pérdidas de eficiencia varían en función de la topografía del terreno, es decir, de las sombras que se proyectan, de las condiciones climáticas, de los equipos o configuración elegida y de las condiciones climatológicas, entre otros factores. El software PVSYST permite contemplarlas, eso sí, adscribiéndolas a las condiciones climáticas del emplazamiento y a las condiciones STC en algunas de ellas. Más concretamente en las pérdidas en DC, en el cableado de AC y en las pérdidas en el transformador y de hecho estas 3 aparecen indicadas como porcentaje de energía perdida en las condiciones STC. El informe de la simulación de la planta llevada a cabo en ese programa, se encuentra en el Anexo III.

A continuación se detallan las diferentes pérdidas:

- Pérdidas debidas a la temperatura del módulo.
- Pérdidas óhmicas por efecto Joule, que comprenden las de DC y AC. Además de las pérdidas en el transformador de cada Power Station.
- Pérdida de eficiencia de los módulos con respecto a lo anunciado por el fabricante.
- Pérdida por deterioro inducido por la luz, LID por sus siglas en inglés.

- Pérdida por conexión en serie de módulos de distinta potencia, Mismatch.
- Pérdidas por suciedad de los paneles, Soiling.
- Pérdidas IAM o por reflexión en el vidrio del módulo.
- Pérdidas por alimentación de SSAA (Servicios Auxiliares).
- Pérdidas por rendimiento del inversor.
- Pérdidas de eficiencia por envejecimiento de los paneles.
- Pérdidas por indisponibilidad de la planta.
- Pérdidas por clipping en el inversor.

Observamos el PR de 84% mencionado en PVSYST:

Resumen de resultados					
Energía producida	43920 MWh/año	Producción específica	1993 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	83.97 %
Energía aparente	46236 MVAh				

Imagen 26 – Performance Ratio

Resumen del proyecto		
Sitio geográfico Las Vaguadas (Badajoz) España	Situación Latitud 38.85 °N Longitud -6.97 °W Altitud 209 m Zona horaria UTC+1	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo Las Vaguadas (Badajoz) PVGIS api TMY		

Resumen del sistema			
Sistema conectado a la red	Rastreadores ilimitados con retroceso		
Orientación campo FV Orientación Rastreo eje horizontal	Algoritmo de rastreo Cálculo astronómico Retroceso activado	Sombreados cercanos Sin sombreados	
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos Pnom total	36720 unidades 22.03 MWp	Inversores Núm. de unidades Pnom total Proporción Pnom	12 unidades 18.24 MWca 1.208
Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)			

Imagen 27 – Resumen de sistema y proyecto en PVSYST

Ahora se observan un resumen de las pérdidas y del diagrama de Sankey para dar una imagen global, para después pasar a analizar cada pérdida por separado:

Parámetros generales			
Sistema conectado a la red		Rastreadores ilimitados con retroceso	
Orientación campo FV		Algoritmo de rastreo	Estrategia de retroceso
Orientación		Cálculo astronómico	Núm. de rastreadores 540 unidades
Rastreo eje horizontal		Retroceso activado	Rastreadores ilimitados
Modelos usados		Tamaños	
Transposición	Perez	Espaciado de rastreador	6.00 m
Difuso	Importado	Ancho de colector	2.18 m
Circunsolar	separado	Proporc. cob. suelo (GCR)	36.3 %
Horizonte		Sombreados cercanos	Banda inactiva izquierda 0.02 m
Altura promedio	2.4 °	Sin sombreados	Banda inactiva derecha 0.02 m
Punto de inyección de red		Ángulo límite del retroceso	
Factor de potencia		Límites de phi +/- 68.1 °	
Cos(phi) (principal)	0.950	Necesidades del usuario	
		Carga ilimitada (red)	

Características del conjunto FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Risen Energy Co., Ltd	Fabricante	Ingeteam
Modelo	RSM120-8-600M	Modelo	INGECON SUN 1690TL B650 OUTDOOR
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	600 Wp	Unidad Nom. Potencia	1520 kWca
Número de módulos FV	36720 unidades	Número de inversores	12 unidades
Nominal (STC)	22.03 MWp	Potencia total	18240 kWca
Módulos	1080 Cadenas x 34 En series	Voltaje de funcionamiento	939-1300 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>30°C)	1689 kWca
Pmpp	20.13 MWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.21
U mpp	1052 V	Potencia FV total	
I mpp	19135 A	Nominal (STC) 22032 kWp	
Potencia FV total		Total 36720 módulos	
Nominal (STC) 22032 kWp		Área del módulo 103922 m²	
Total 36720 módulos		Área celular 97381 m²	
Área del módulo 103922 m²		Potencia total del inversor	
Área celular 97381 m²		Potencia total 18240 kWca	
		Núm. de inversores 12 unidades	
		Proporción Pnom 1.21	

Pérdidas del conjunto			
Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica	
Fracción de pérdida	2.0 %	Temperatura módulo según irradiancia	
Pérdida diodos serie		Uc (const)	29.0 W/m²K
Caída de voltaje	0.7 V	Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s
Fracción de pérdida	0.1 % en STC	LID - Degradación Inducida por Luz	
		Fracción de pérdida	1.6 %
		Pérdidas de cableado CC	
		Res. conjunto global	0.91 mΩ
		Fracción de pérdida	1.5 % en STC
		Pérdida de calidad módulo	
		Fracción de pérdida	-0.8 %

Imagen 28 – Resumen de pérdidas en PVSYST

El diagrama de Sankey que vemos a continuación también está disponible en la página 7 del Anexo III :

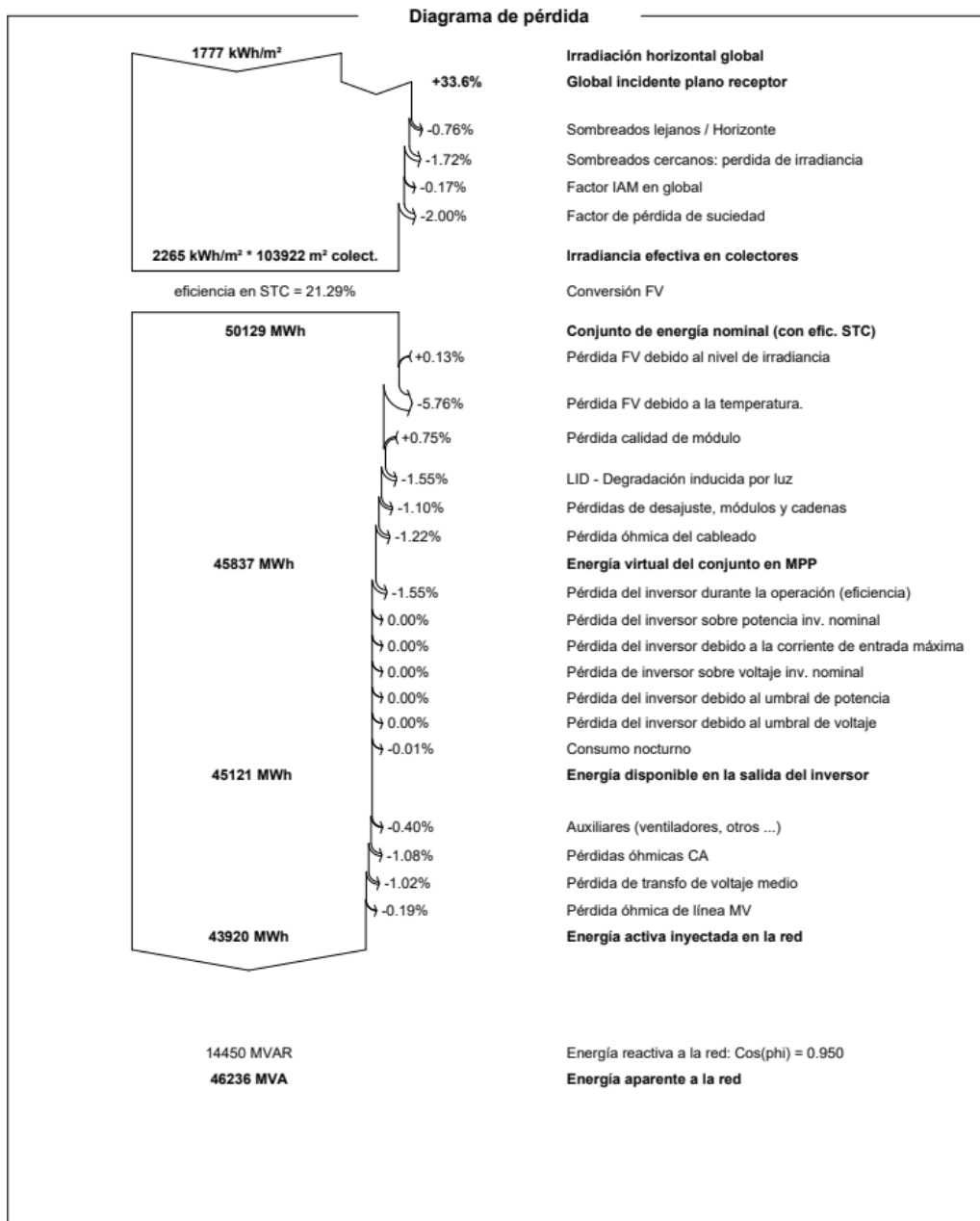


Imagen 29 – Diagrama de Sankey

2.1.1 Pérdidas debidas a la temperatura del módulo

Las especificaciones de los módulos están referidas a las condiciones STC, pero la mayor parte del tiempo los paneles no trabajan de esa forma. Por eso se utiliza la NOCT (Normal Operating Cell Temperature) para poder determinar los parámetros de la instalación a la temperatura real de funcionamiento de la célula. Con cada

grado que aumenta la temperatura del módulo respecto a los 25 °C de las condiciones STC disminuye la eficiencia del módulo de manera directa según el coeficiente de pérdidas de potencia por temperatura suministrado por el fabricante. La fórmula que describe la relación es la siguiente, pero primero se manifiestan las condiciones TONC:

Condiciones TONC, temperatura que alcanzan las células fotovoltaicas cuando:

- Irradiancia 800 W/m²
- Masa del espectro de aire 1,5 (AM 1,5)
- Temperatura ambiente 20 °C
- Velocidad de viento 1 m/s

$$T_c = T_{amb} + \frac{(TONC - 20^{\circ}C)}{800 \frac{W}{m^2}} \cdot G \quad (1)$$

Donde :

T_c = temperatura de la célula.

T_{amb} = temperatura ambiente.

$TONC$ = temperatura de operación nominal de célula. Este dato es proporcionado por el fabricante.

G = Irradiancia ($\frac{W}{m^2}$). Este dato se obtiene de algún Organismo Oficial, en este caso al igual que para la simulación de PVSYST se utiliza PVGIS, que es de un organismo de la Unión Europea. Es fiable y gratuito, más exacto que otras bases de datos como Meteororm o NASA y no de pago como SolarGIS.

Para obtener el dato de la irradiancia y el de la temperatura media ambiente mensual, se debe observar que los valores corresponden a las horas en que el panel recibe radiación solar. Hacerlo de otra manera, considerando las 24 horas del día, falsearía los resultados y no sería por tanto fiable. Debido a eso, obtenemos los valores con ayuda de PVGIS y son los mostrados a continuación:

Irradiancia media mensual durante las horas de sol (W/m ²)	EN	439,7
	FEB	529,61

	MAR	591,7
	ABR	679,53
	MAY	792,02
	JUN	888,17
	JUL	897,6
	AGO	886,02
	SEPT	726,47
	OCT	558,98
	NOV	453,5
	DIC	402,98

Tabla 9 – Irradiancia media mensual durante las horas de sol

Temperatura media mensual durante las horas de sol (°C)	EN	11,6
	FEB	10,6
	MAR	11
	ABR	14,3
	MAY	17,1
	JUN	23
	JUL	27,4
	AGO	27
	SEPT	23,6
	OCT	18,5
	NOV	12,4

	DIC	10,3
--	-----	------

Tabla 10 – Temperatura media mensual durante las horas de sol

Seguidamente calculamos la pérdida de eficiencia del panel FV con la ecuación que se detalla a continuación:

$$\eta_{temp} = 1 + \frac{-0,35}{100} \cdot (T_c - 25^{\circ}C) \quad (2)$$

En la fórmula se indica que estos paneles en concreto sufren una pérdida de potencia de 0,35% con cada grado de temperatura de célula que supera los 25°C.

Los resultados de la temperatura media de las células y rendimiento de los módulos son los que se incluyen a continuación:

Temperatura media de las células (°C)	EN	24,79
	FEB	26,49
	MAR	28,75
	ABR	34,69
	MAY	40,86
	JUN	49,65
	JUL	54,33
	AGO	53,58
	SEPT	45,39
	OCT	35,27
	NOV	26,01
	DIC	22,39

Tabla 11 – Temperatura media de las células

Rendimiento de temperatura de los módulos (η_{temp})	EN	1,0007
	FEB	0,9948
	MAR	0,9869
	ABR	0,9661
	MAY	0,9445
	JUN	0,9137
	JUL	0,8974
	AGO	0,9000
	SEPT	0,9286
	OCT	0,9641
	NOV	0,9965
	DIC	1,0091

Tabla 12 – Rendimiento de temperatura de los módulos

Han aparecido valores superiores a la unidad en el rendimiento de temperatura de los módulos porque su temperatura media de célula es menor a 25°C de las condiciones STC. Como última adición en este contexto, cabe reseñar que para calcular la eficiencia de temperatura media anual de los módulos hay que ponderar los meses de más radiación solar y por tanto mayor producción con su peso correspondiente en el cálculo. Estos meses coinciden con los meses de menor rendimiento de temperatura por tener una mayor temperatura de célula, debido esto último a una mayor temperatura ambiente. Esta ponderación se resalta a continuación:

Rendimiento de temperatura de los módulos (η_{temp})	EN	1,0007	Factor de ponderación	1	Total eficiencia de temperatura de módulo ponderada anual :
	FEB	0,9948		1	
	MAR	0,9869		1	
	ABR	0,9661		1	

	MAY	0,9445		2	
	JUN	0,9137		3	
	JUL	0,8974		4	
	AGO	0,9000		4	
	SEPT	0,9286		3	
	OCT	0,9641		2	
	NOV	0,9965		1	
	DIC	1,0091		1	0,9370

Tabla 13– Eficiencia de temperatura de módulo ponderada

Como colofón hay que resaltar que PVSYST utiliza para el citado comportamiento térmico una constante térmica y cuanto menor ésta, mayores pérdidas por temperatura se obtienen. Por defecto se utiliza $U_c=29 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K)}$ y conviene no cambiarlo a menos que se disponga de datos reales. Existe otra constante denominada factor de pérdidas por viento U_v , que se multiplica por la velocidad del viento, pero no considera ésta porque el valor por defecto es cero y como en el otro caso, conviene no modificarlo a menos que se disponga de datos reales. En este caso no disponemos de dicho dato, además de que los datos obtenidos de velocidad de viento no suelen ser muy fiables, ya que se toman a una altura de 10 m sobre el suelo. Por defecto el programa usa 1m/s.

Factor de pérdidas térmicas del campo ?

Factor de pérdida térmica **$U = U_c + U_v \cdot \text{Vel. viento}$**

Factor de pérdida constante U_c $\text{W/m}^2\text{K}$

Factor de pérdida del viento U_v $\text{W/m}^2\text{K m/s}$

Valor predeterminado según montaje

Módulos montados "libres" con circulación de aire

Semi-integrado con conducto de aire detrás

Integración con respaldo totalmente aislado

Imagen 30 – Pérdidas térmicas (PVSYST)

2.1.2 Pérdidas por efecto Joule y en el transformador

Son las pérdidas en el cableado de DC, en el de AC y en el transformador de cada Centro de Transformación por las colisiones de los electrones con los átomos del material conductor por el que circulan. Esto supone que parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor y se produce un calentamiento del cable.

En corriente continua estas pérdidas son del 1,5 % referido a los valores del STC y esto de forma conservadora, pues se podrían reducir hasta el 1,2%. Existe una caída de tensión del diodo de derivación, que ofrece una ruta alternativa para la electricidad en una célula sombreada, de 0,7 V.

En el caso de corriente alterna el valor de pérdidas puede fluctuar entre 0,8 y 1,5% referido a las condiciones STC, dependiendo de lo conservador que se pretenda ser. En España debe cumplirse que la suma de las pérdidas en DC y las de AC sea menor al 1,5%.

En cuanto a las pérdidas en el transformador, no se pueden modelizar de acuerdo a su comportamiento real porque dependen de la temperatura a que se encuentra el trafo y el porcentaje de carga a que está funcionando. Siendo su euroeficiencia del 99,2%, estamos hablando de un 0,8% de pérdidas. En PVSYST en concreto, se puede introducir el valor en kW de pérdidas en el entrehierro, es decir, cuando el transformador trabaja en vacío, que es cuando no hay radiación solar. Estas pérdidas del entrehierro se mantienen como un valor constante y después de introducirlas se deja sin clicar la casilla "Desconexión nocturna" para que sean contabilizadas. Sin embargo, lo más interesante es introducir el valor porcentual, que está referido a las condiciones STC. Siendo así, los valores serían de pérdidas en el hierro 0,1% y pérdidas resistivas/inductivas 0,9%.

2.1.3 Pérdidas en la eficiencia del módulo respecto a lo anunciado por el fabricante

Los paneles seleccionados tienen una tolerancia del 3% en lo que se refiere a potencia, es decir, pueden tener una potencia pico de entre 600W y 618W. Este hecho es debido a que durante el proceso de fabricación de los paneles no todos son idénticos, si no que se produce una pequeña dispersión. El PVSYST considera la cuarta parte del valor introducido en este ámbito, de ahí que se introduzca el valor de 0,8%.

2.1.4 Pérdidas por deterioro inducido por la luz (LID)

Debido al proceso de fabricación de los módulos, éstos sufren una degradación

nada más exponerlos a la luz del sol. Es un parámetro difícil de obtener, ya que los fabricantes no están interesados en revelarlo porque va en detrimento de su negocio. Aún así, ha sido posible obtener dichos valores y son de 1,8% para módulo policristalino y 1,55% para monocristalino y así deberían utilizarse en PVSYST.

2.1.5 Pérdidas por mismatch

Estas pérdidas son por la conexión en serie de módulos de distinta potencia. En serie, las tensiones se suman y la intensidad es la menor de las de los módulos, por tanto no se aprovecha toda la potencia de los módulos. Además, al conectar ramas en paralelo, las intensidades se suman y la tensión es la menor de las de las strings. También de esa forma se pierde potencia. En PVSYST y al ser inversor central, en la pestaña de pérdida de potencia en el MPP se pone el valor entre 0,9 y 1% dependiendo de lo conservador que se quiera ser. En el mismatch del voltaje del string se incluyen unas pérdidas en el MPP de 0,1%.

2.1.6 Pérdidas por suciedad (SOILING)

Los generadores fotovoltaicos se encuentran a cielo descubierto y esto hace que se ensucien y de esta forma pierdan eficiencia porque no pueden captar toda la radiación solar incidente. Lo habitual es un valor del 2% y esto depende de factores como el emplazamiento y el plan de mantenimiento.

2.1.7 Pérdidas por IAM (Modificador del ángulo de incidencia)

Es el denominado efecto incidencia y se corresponde con la disminución de la irradiancia que realmente llega a la superficie de la célula, respecto a la irradiancia con incidencia normal. Esta disminución se debe a reflexiones en la cobertura de vidrio, que aumenta con el ángulo de incidencia. Este fenómeno es de aplicación general y debido a la reflexión y la transmisión del rayo de sol en cada interfase de materiales. Esta pérdida de transmisión también conlleva absorción por parte del cristal.

Esta circunstancia obedece a las leyes de Fresnel, que describen la transmisión y reflexiones en la interfase de 2 materiales transparentes de índices de refracción diferentes n_1 y n_2 . Existe una aproximación denominada parametrización de Ashrae, que también se encuentra incluida en PVSYST. De todas formas, es un valor muy alto de pérdidas el que da como resultado, así que es mejor utilizar el valor de la definición del módulo FV.

2.1.8 Pérdidas por consumo de SSAA

Los servicios auxiliares de la instalación también necesitan energía y ésta se cifra entre el 0,1 y el 0,4% de la energía generada por el generador fotovoltaico. En PVSYST se puede introducir la carga en kW de estos consumos si se conoce o bien, como valor proporcional a la potencia de salida del inversor. En este último caso si se incluye el valor 1, el porcentaje final será 0,1% y así sucesivamente.

2.1.9 Pérdidas debidas al rendimiento del inversor

Uno de los equipos principales de la instalación es el inversor, es de vital importancia y tiene su propio rendimiento asociado. En este caso sus pérdidas son de 1,55% como apreciamos en el informe de PVSYST del Anexo III:

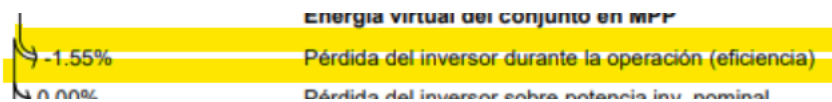


Imagen 31 – Pérdidas debidas al rendimiento del inversor en PVSYST

2.1.10 Pérdidas de eficiencia por envejecimiento de los paneles

Los módulos pierden eficiencia por envejecimiento a razón de 0,45% cada año a partir del COD o Commercial Operation Date debido a variados factores. El más relevante de ellos es la degradación de los materiales con los que se fabrica la cubierta porque se modifican las propiedades ópticas de la misma al disminuir la transmitancia del material encapsulante. Cabe resaltar en relación a este hecho en el PVSYST que este programa emplea una degradación anual basada en la degradación de tensión y corriente de acuerdo a valores introducidos por el usuario. Esta forma de hacerlo es mucho más radical que degradar 0,45% cada año en una hoja Excel.

2.1.11 Pérdidas por indisponibilidad

Este tipo de pérdidas se deben a parones en la producción de energía en la instalación y oscilan entre el 1 y el 1,5% de la energía total generada anualmente. Dicha fracción de tiempo equivale a una duración de indisponibilidad de 3,65 días al año y lo más común es dividirlo en 3 periodos. Para clarificar este extremo en PVSYST cabe resaltar que el resultado final de pérdidas por este motivo que aparece en el programa no se mantiene fijo y esto se debe a que los periodos de

indisponibilidad se eligen al azar y en muchas ocasiones coinciden con horas sin producción.

2.1.12 Pérdidas en el inversor por trabajar por encima de su capacidad (CLIPPING)

Cuando el array solar tiene más potencia de la que el inversor puede dar como potencia nominal y la irradiancia es alta, por ejemplo mayor o igual que la de las condiciones de prueba estándar (1000 W/m²), esta potencia extra se desaprovecha y el inversor recorta por encima de su capacidad. Esto produce pérdidas por clipping y garantiza que el inversor funciona a su potencia nominal, lo que produce una pérdida de producción de energía. En una instalación bien dimensionada como la que nos ocupa estas pérdidas deberían ser 0%. Lo comprobamos en PVSYST:

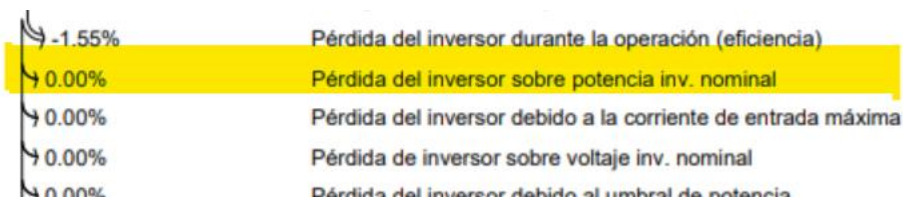


Imagen 32 – Pérdidas del inversor por clipping

Los inversores son más eficientes cuando trabajan a plena capacidad, por ello aumentar el tamaño del inversor haría que éste no trabajara a plena capacidad y el rendimiento se resentiría mucho más allá del recorte ocasional de energía.

2.1.13 PÉRDIDAS DE EFICIENCIA GLOBALES

RESUMEN DE PÉRDIDAS (%)	η_{temp}	93,70
	Joule	1,5
	Transformador	1
	Calidad del módulo	0,75
	LID	1,55
	Mismatch	1,1
	Suciedad	2
	IAM	0,17
	SSAA	0,2
	Pérdida de rendimiento inversor	1,55

	Envejecimiento	0,45
	Indisponibilidad	1
	Clipping	0

Tabla 14 – Pérdidas globales

Total pérdidas = 16 %

Total rendimiento global = PR = 84 %

3. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

A continuación se va a proceder a dimensionar la instalación fotovoltaica. Dicha instalación dispone de una distancia entre trackers o seguidores de 6 m, calculado a partir del valor fiable proporcionado por el programa PVSYST y refrendado por los cálculos del apartado 3.5, aún por venir. Además la planta tiene los siguientes requisitos:

- Una distancia d medida sobre la horizontal entre filas o entre una fila de módulos y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, de 3m. Esta distancia de sobra garantiza la existencia de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno, que es el criterio que por convenio se utiliza.
- Pérdidas máximas por sombras entre bastidores o seguidores del 2%.

Los módulos son todos obviamente del mismo tipo y potencia dentro de una tolerancia y se conectan de la forma leapfrog o a tresbolillo según la cual el positivo de un módulo se conecta con el negativo del siguiente, pero el negativo del primero no se conecta con el positivo del inmediato, si no con el positivo del siguiente. De esta manera, se ahorra cable al no tener que emplear uno desde el final de la string para volver al principio y así, es más económico en cuanto a presupuesto y pérdidas de energía por caída de tensión. Se utilizarán dos cables H1Z2Z2-K uno negro, negativo, y uno rojo, positivo, que pasarán a través de las correas de los bastidores hasta llegar al principio de cada seguidor y entonces irán directamente enterrados en una zanja de tipo I, a una profundidad de 0,8 m hasta llegar a la Combiner Box. Este cable tiene conductor de cobre, tensión nominal 1,5/1,5kV en CC (máximo 1,8/1,8kV), aislamiento y cubierta termoestables cero halógenos con buenas propiedades eléctricas y mecánicas. No propaga la llama con baja emisión de

humos y dispone de doble aislamiento (clase II), además resiste a la intemperie, es para instalaciones fotovoltaicas y su vida estimada es de 25 años. A continuación observamos esquemáticamente la conexión a tresbolillo comparada con la tradicional:

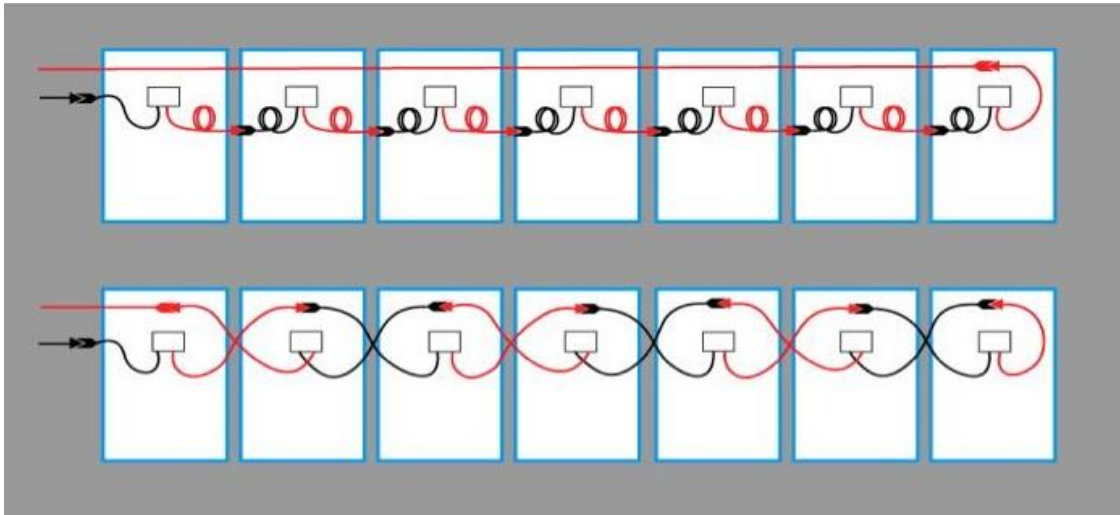


Imagen 33 – Conexión tradicional (arriba) frente a conexión a tresbolillo (leapfrog, abajo)

3.1 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

Las propiedades meteorológicas del lugar afectan a las características de los módulos fotovoltaicos, más concretamente la irradiación o energía incidente por unidad de superficie y la temperatura, lo que afecta a las curvas I-V de los módulos.

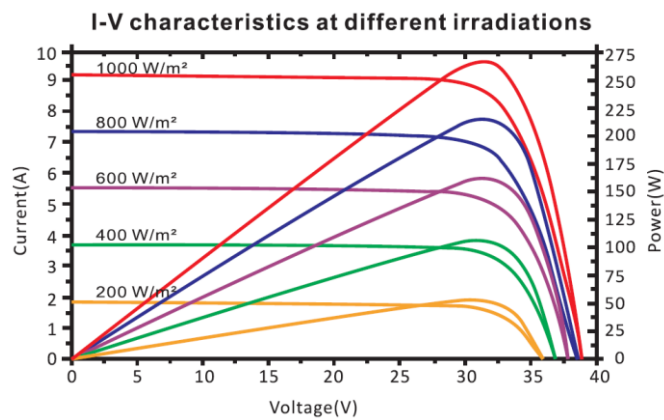


Imagen 34 – Curvas Intensidad – Voltaje a diferentes irradiaciones

La irradiación afecta a la potencia, la tensión y la intensidad del módulo fotovoltaico, pudiendo apreciarse los siguientes aspectos:

- La variación de la tensión con la irradiación es muy pequeña
- La variación de la intensidad con la irradiación es muy grande, por lo que es un parámetro a comprobar.
- Como la potencia depende de la intensidad y la tensión, la potencia está influenciada por la irradiación.

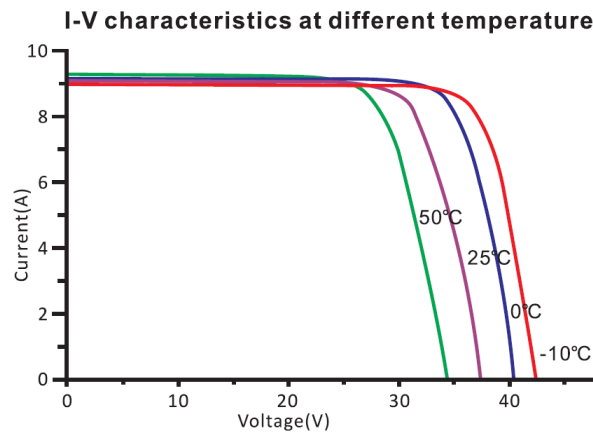


Imagen 35 - Curvas Intensidad – Voltaje a diferentes temperaturas

La variación de la temperatura afecta a la potencia, tensión e intensidad del módulo fotovoltaico, pudiendo apreciarse las siguientes propiedades:

- La tensión es muy dependiente de la variación de la temperatura, es decir, varía mucho con la temperatura. Por lo tanto, es un parámetro a verificar.
- La intensidad varía poco con la temperatura.
- Como la potencia depende de la intensidad y de la tensión, la potencia se ve afectada por la variación de la temperatura.

Los cálculos para el inversor determinan cuántos módulos como máximo y como mínimo pueden conectarse en serie en un string y cuántos string en paralelo pueden conectarse para cada inversor, dependiendo siempre de las condiciones meteorológicas del lugar.

3.2 ESCENARIOS ASUMIDOS

Para el correcto funcionamiento del inversor se eligen 3 escenarios, que pasamos a enumerar a continuación:

1. Alta irradiancia y temperatura.
2. Baja irradiancia y temperatura invernal.
3. Baja irradiancia y temperatura mínima histórica.

3.3 DIMENSIONAMIENTO DEL STRING

Ya se ha expuesto que la tensión de un módulo fotovoltaico depende de la irradiación y de la temperatura, siendo la tensión máxima con la temperatura mínima y mínima con la temperatura máxima. El inversor dispone de un rango de tensiones para los puntos de trabajo de los MPPTs, existiendo una tensión mínima para que se ponga en marcha y una tensión máxima que nunca debe ser superada.

Aquí entran en juego los 3 escenarios asumidos:

1. La temperatura más alta del lugar con una alta irradiación: este escenario se utiliza para conocer el mínimo número de módulos que debe tener cada string, de forma que en el día más caluroso, el inversor tenga suficiente tensión para arrancar.

$$V_{mpp} \geq V_{arranque\ inversor\ o\ V_{min\ del\ rango\ MPPT}} \quad (3)$$

2. Baja radiación con temperatura invernal: este escenario se aplica para dilucidar el número máximo de módulos que deben tener los strings para estar dentro del rango de tensión del punto MPPT porque es necesario que el inversor trabaje en su punto de máxima potencia.

$$V_{mpp} \leq V_{max\ del\ rango\ MPPT} \quad (4)$$

3. Baja irradiación con temperatura mínima histórica: este escenario se emplea para calcular el número máximo de módulos por string sin pasarse de la tensión máxima del inversor para evitar daños.

$$V_{oc} \leq V_{max \text{ inversor}} \quad (5)$$

A continuación vemos una tabla en la que se condensan los cálculos de dimensionamiento del generador fotovoltaico:

Escenarios con módulos FV	Alta temperatura e irradiancia	Temperatura invernal y baja irradiancia	Temperatura mínima histórica con baja irradiación
Tamb(°C)	38	2	-2
G(W/m ²)	1000	10	10
NOCT(°C)	44		
Vmpp(V) STC	34,85		
Voc(V) STC	41,4		
Coef V %/°C	-0,25		
Vmpp min(V) MPPT Inversor	939		
Vmpp max (V) MPPT Inversor	1300		
Voc max (V) Inversor	1500		
Eficiencia del módulo(%)	21,2		
Tp módulo (°C)	76,071	2,381	-1,619
Vmpp (V) escenario	30,400	36,820	N/A
Voc (V) escenario	N/A	N/A	44,1945
Requerimiento	Vmpp escenario ≥ Vmin MPPT	Vmpp escenario ≤ Vmax MPPT	Voc escenario ≤ Voc max inversor
Nº mín módulos por string	31	N/A	N/A
Nº máx módulos por string	N/A	35	34

Tabla 15 – Resumen cálculos efectuados

Nº mínimo de módulos	Nº de módulos seleccionado	Nº máximo de módulos
31	34	34

Tabla 16 – Intervalo de módulos y decisión final

El cálculo discurre de la siguiente forma:

1. Primeramente calculamos la temperatura de la célula de módulo, para la temperatura ambiental mayor y menor respectivamente con la fórmula:

$$T_p = T_a + \frac{(TONC-20)}{800} \cdot I \quad (6)$$

Donde:

T_p = temperatura del módulo. (°C)

T_a = temperatura ambiental. (°C)

TONC = temperatura de operación nominal de la célula.

I = irradiancia. (W/m²)

Nos da unos valores de temperatura de módulo de 76,07 °C y 2,38 °C. Realizando el mismo cálculo para la temperatura ambiente menor histórica, nos da -1,62 °C.

2. Seguidamente se calculan las tensiones V_{mpp} para la temperatura ambiente mayor, que dará la menor tensión, para la temperatura ambiente invernal y V_{oc} para la temperatura ambiente menor histórica, con las fórmulas que siguen:

$$U_{OC_{T_a}} = U_{oc_{STC}} + (T_p - 25) \cdot \Delta U \quad (7)$$

$$U_{mpp_{70^\circ C}} = U_{mpp_{STC}} + (T_p - 25) \cdot \Delta U \quad (8)$$

Donde:

$U_{OC_{T_a}}$ = tensión de circuito abierto del módulo a la temperatura ambiente. (V)

$U_{OC_{STC}}$ = tensión de circuito abierto del módulo en condiciones nominales. (V)

ΔU = variación de la tensión con la temperatura. (mV/°C)

$U_{mpp_{70^\circ C}}$ = tensión del módulo en el punto de máxima potencia a 70 ° C. (V)

$U_{mpp_{STC}}$ = tensión del módulo en el punto de máxima potencia en condiciones nominales. (V)

Los resultados son V_{mpp} del escenario 1, 30,4 V, del escenario 2, 36,82 V y V_{oc}

del escenario 3, 44,19 V.

3. Por último, para calcular el número mínimo de módulos por string utilizamos la siguiente ecuación:

$$N^{\circ}_{\min} = \frac{U_{MINVF}}{U_{MPPTp}} \quad (9)$$

Donde:

U_{MINVF} = entrada de tensión mínima del convertidor de frecuencia. (V)

U_{MPPTp} = tensión en el punto de máxima potencia a la temperatura de módulo T_p .
(V)

El número mínimo de módulos da, redondeando, 31.

El número máximo de módulos por string lo calculamos de la condición más restrictiva de las siguientes:

$$N^{\circ}_{\max} = \frac{U_{MAXVF}}{U_{OC Tp}} \quad (10)$$

$$N^{\circ}_{\max} = \frac{U_{MAXVF}}{U_{MPPTp}} \quad (11)$$

Donde:

U_{MAXVF} = entrada de tensión máxima del convertidor de frecuencia. (V)

U_{MPPTp} = tensión en el punto de máxima potencia a la temperatura de módulo T_p .
(V)

$U_{OC Tp}$ = tensión de circuito abierto del módulo a la temperatura T_p .

Los resultados son 34 y 35 respectivamente. Aplicando las 3 restricciones nos da un número de módulos de 34 por string.

De esta manera se obtienen el número de módulos por string y para obtener el número de strings utilizamos la fórmula que sigue y da 1080 strings:

$$N^{\circ}_{strings} = \frac{P_{MPPGFV}}{P_{MPPstring}} \quad (12)$$

Donde:

$P_{MPP\ GFV}$ = potencia máxima del generador fotovoltaico. (W)

$P_{MPP\ string}$ = potencia máxima de la cadena. (W)

3.4 CONFIGURACIÓN ELEGIDA

En definitiva, se instalan 36.720 paneles en 540 estructuras a razón de 2 strings por estructura en configuración 1V, es decir, una hilera de paneles en vertical. Cada string tiene 34 módulos y cada 10 strings se dirigen a una combiner box. Cada 9 combiner box se transporta la energía a un inversor, por lo que cada inversor atiende a un total de 90 strings en paralelo. Para el número de paneles en serie se necesitan 12 inversores agrupados en grupos de 4 en cada Centro de Transformación. Todo ello queda refrendado por el PVSYST como se vio anteriormente:

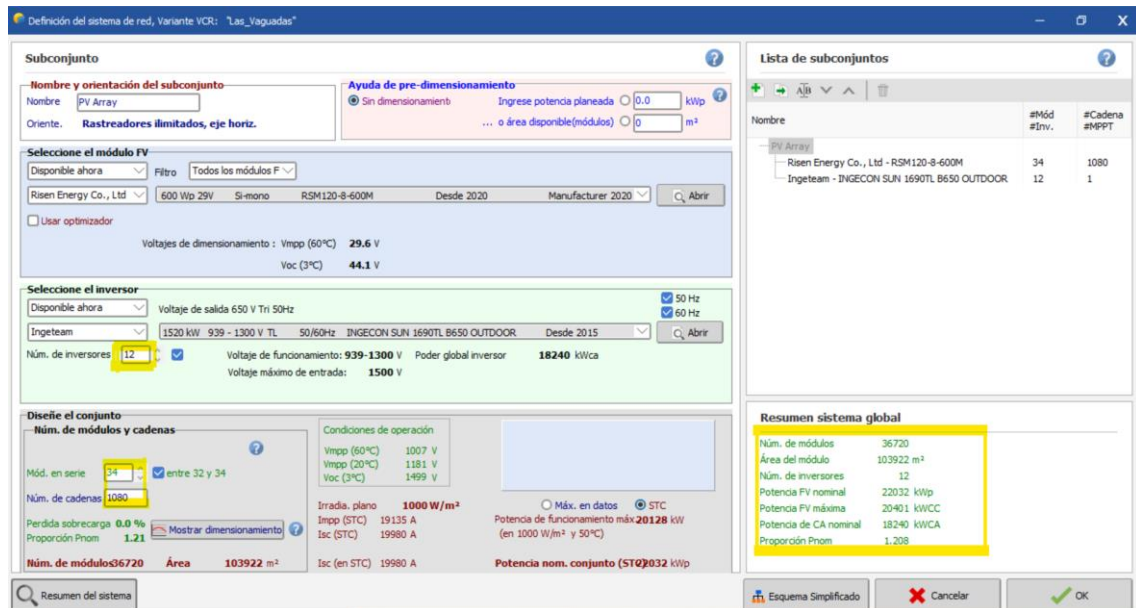


Imagen 36 – Configuración de la planta en PVSYST

3.5 SOMBRAS Y DISTANCIAS ENTRE SEGUIDORES (PITCH)

La distancia entre seguidores se calcula teniendo en cuenta que en el solsticio de invierno, que es cuando el sol está más bajo y más sombras alargadas se proyectan, los módulos obtengan al menos 4 horas de sol sin sombras alrededor del mediodía, más concretamente entre las 10 de la mañana y las 2 de la tarde, hora solar. Los

cálculos discurren como se indica a continuación:

- Primeramente se calcula el ángulo del sol para la sombra más crítica del año, el día del solsticio de invierno, y es restarle a 90° , la latitud del lugar y $23,5^\circ$:

$$\gamma = 90^\circ - 38,82^\circ - 23,5^\circ = 27,68^\circ \quad (13)$$

- A continuación se calcula la distancia máxima del panel sobre el suelo cuando está inclinado al máximo, que es 60° , porque el sol está en el punto más bajo del año:

$$h + h2 = h + l \cdot \sin \beta = 0,36 + 2,172 \cdot \sin 60^\circ = 2,24 \quad (14)$$

Siendo:

h = longitud desde la parte superior del panel a la inferior en vertical, cuando éste está inclinado al máximo, que son 60° . (m)

$h2$ = distancia entre la parte inferior del módulo al suelo, cuando éste está inclinado al máximo, 60° . (m)

l = altura del panel. (m)

β = inclinación máxima del panel, 60° .

Se ven en la siguiente imagen los parámetros calculados:

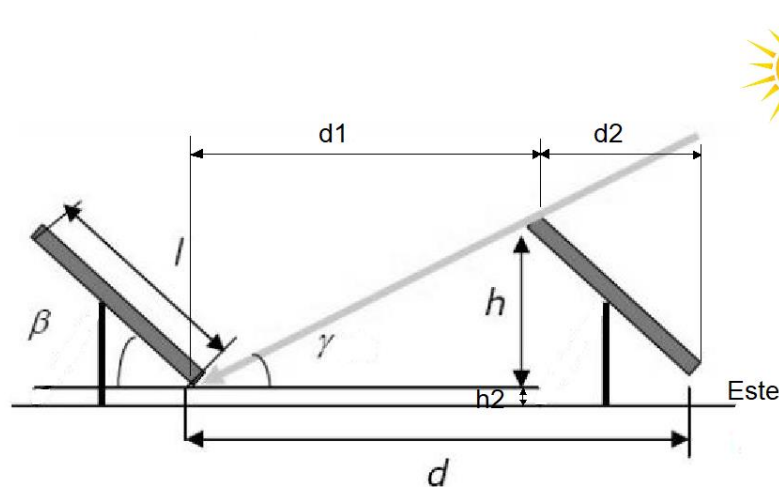


Imagen 37 – Cálculo del pitch

- Se obtiene $d1$ siguiendo con la trigonometría de la siguiente forma :

$$d1 = \frac{h+h2}{\tan \gamma} = 4,27 \text{ m} \quad (15)$$

Siendo:

γ = ángulo del sol. ($^{\circ}$)

$d1$ = distancia entre el final de un módulo y el principio del siguiente. (m)

- Por último , se calcula d_{\min} :

$$d_{\min} = d1 + d2 = 4,27 + l \cdot \cos \beta = 4,27 + 2,172 \cdot \cos 60^{\circ} = 5,36 \text{ m} \quad (16)$$

Siendo:

d_{\min} = pitch mínimo. (m)

$d2$ = distancia en la horizontal de la altura de un panel, cuando éste está inclinado 60° . (m)

- Redondeando hacia arriba para estar seguros, se establece un pitch de 6 metros.

Por tanto, con el pitch seleccionado sabemos que no se producirán sombras en los módulos durante las horas más soleadas del día, las centrales. Además, gracias al sistema de backtracking o retroceso de los seguidores según el cual pueden alterar su ángulo de inclinación individualmente respecto de las filas contiguas, se asegura que las sombras del inicio del día y del atardecer, que es cuando el sol está más bajo, no afectarán a los módulos y se evitará la consiguiente pérdida de eficiencia. Comprobamos lo anterior, es decir, la orientación de los paneles y el pitch de 6 metros, en la simulación de PVSYST que viene a continuación, pero antes cabe aclarar un hecho importante. PVSYST es una buena herramienta de simulación de plantas fotovoltaicas como ha quedado demostrado con su fiabilidad. El pitch se calcula haciendo diversas simulaciones con el programa y eligiendo la más ventajosa, aunque aquí se ha utilizado primeramente el método académico para demostrarlo con cuentas.

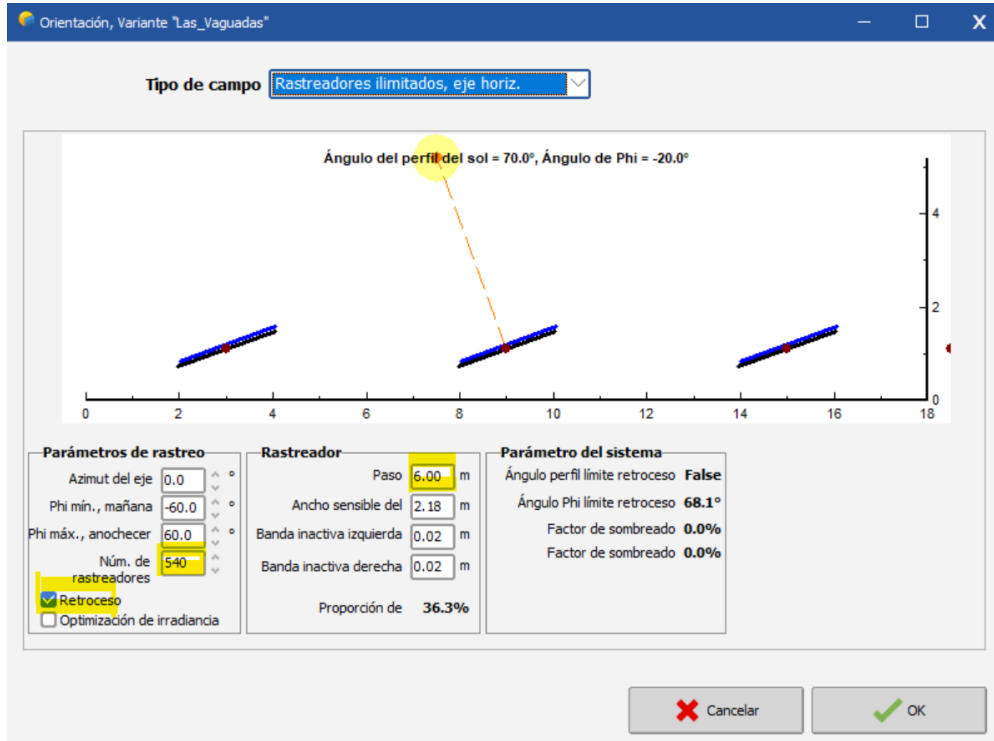


Imagen 38 – Simulación con pitch de 6 metros

4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

A continuación se va a proceder a los cálculos justificativos de la planta solar fotovoltaica según el REBT, siguiendo en especial las instrucciones técnicas complementarias ITC-BT-19 e ITC-BT-40.

Para la media tensión se han cumplido los requisitos y fundamentos técnicos del reglamento de líneas de AT.

Los conductores tienen la obligación de soportar la corriente máxima y no superar el 1,5% de caída de tensión en continua y 0,5% en alterna.

La justificación de los cálculos eléctricos para el dimensionado de los cables se llevará a cabo con el cumplimiento de 3 criterios:

- Por calentamiento
- Por caída de tensión
- Por intensidad de cortocircuito

4.1 CÁLCULOS INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN Y CC

4.1.1 DESDE LOS MÓDULOS A LA COMBINER BOX

4.1.1.1 CALENTAMIENTO

Cumpliendo con lo expuesto en el ITC-BT-40 para instalaciones generadoras, se elegirá un valor para los cálculos de 125% de la máxima intensidad del generador. Además se verificará que la intensidad máxima resultante no excede la establecida por el conductor de sección elegido, esto se dará comparando con la ITC-BT-19 del REBT.

El cable elegido es el que se muestra a continuación:

CABLE STRING SELECCIONADO	
Marca	Top cable
Designación	H1Z2Z2-K
Sección transversal	4 mm ²
Nº núcleos	Unipolar
Cumple las normas	UNE-EN 50618 / IEC 62930 / UNE EN 60332-1-2 / UNE EN 50399 / UNE EN 50525-1 / UNE EN 50575
Conductor	Cobre estañado trenzado
Aislamiento	XLPE
Chaqueta	XLPE
Temp. ambiente	- 40°C a 90°C
Temp. máx.	120°C
Tensión de aislamiento	1,5/1,5 (1,8) kV
Iz (UNE HD 60364-5-52) Temperatura del suelo: 20°C Temperatura máxima del conductor: 90°C Resistencia térmica del suelo: 2,5 K*m/W Profundidad: 0,8 m	46 A

Tabla 17– Características del cable de string

CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CABLE DEL STRING

Para calcular la sección del cable del string comprobamos según la norma UNE EN 60364-5-52 que la intensidad de diseño del cable es inferior al 125% de la intensidad máxima admisible por el cable. Nuestra instalación es de cable directamente enterrado a una profundidad de 0,6 m y aplicamos los factores de corrección necesarios.

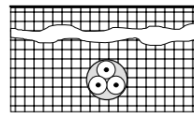
Instalación	Código UNE	Capacidades de transporte de corriente para circuitos individuales	K1 Factor ambiente	K2 Resistividad térmica del suelo	K3 Factor de reducción del grupo	K4 Profundidad
Directamente enterrado 	D2 CU XLPE	Tabla B.52.5 Col 8	Tabla B.52.15	Tabla B.52.16	Tabla B.52.18	Tabla K4.1

Tabla 18– Factores de corrección para cables directamente enterrados

El sistema de instalación es el de la última columna de la tabla siguiente porque es BT monofásico, es decir, se transportan 2 conductores, el positivo y el negativo. Observamos que la intensidad admisible del cable, que es de cobre y con una sección de 4 mm², es de 46 A. Para una sección de 6 mm² es de 58 A.

A continuación se observan las corrientes admisibles para distintos tipos de instalación para 2 conductores cargados y aislados con XLPE o EPR, entre los que se encuentra la instalación directamente enterrada:

Tabla B.52.3 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 – Cables aislados con XLPE/EPR, dos conductores cargados, cobre o aluminio – Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente: 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno








Sección nominal del conductor mm ²	Método de instalación de la tabla B.52.1							
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1	
								
1	2	3	4	5	6	7	8	
Cobre								
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27	
2,5	26	25	31	30	33	33	35	
4	35	33	42	40	45	43	46	
6	45	42	54	51	58	53	58	
10	61	57	75	69	80	71	77	
16	81	76	100	91	107	91	100	
25	106	99	133	119	138	116	129	
35	131	121	164	146	171	139	155	
50	158	145	198	175	209	164	183	
70	200	183	253	221	269	203	225	
95	241	220	306	265	328	239	270	
120	278	253	354	305	382	271	306	
150	318	290	393	334	441	306	343	

Tabla 19 – Intensidades admisibles para diferentes métodos de instalación

El factor de corrección sirve para ambas secciones de cable y se calcula como el producto de los factores de corrección individuales para condiciones diferentes de:

- Temperatura del conductor: 90°C
- Temperatura ambiente: 30°C
- Temperatura del terreno: 20°C

$$K = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \quad (17)$$

K1 Temperatura:

Cables enterrados:

Tabla B. 52.15 – Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en conductos en el suelo

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

Tabla 20 – Factor de corrección para temperaturas del terreno diferentes de 20 °C

Por tanto, la temperatura del terreno es 25 °C y no 20 °C , así que $K_1=0,96$.

K2 Resistividad térmica del suelo:

Tabla B.52.16 – Factores de corrección para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados para terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para el método de referencia D

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

NOTA 1 Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.5. La precisión global de los factores de corrección es de $\pm 5\%$.
 NOTA 2 Los factores de corrección se aplican a los cables en conductos enterrados; para cables tendidos directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si se necesitan valores más precisos, pueden calcularse por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.
 NOTA 3 Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.
 NOTA 4 Se asume que las propiedades del terreno son uniformes. No se ha contemplado la posibilidad de la migración de humedad que puede comportar la existencia de una región de alta resistividad térmica alrededor del cable. Si se prevé el secado parcial del terreno, la corriente admisible debería determinarse a partir de los métodos especificados en la Norma IEC 60287.

Tabla 21 – Factor de corrección para cables enterrados en terrenos de resistividad térmica diferente de $2,5 \frac{K \cdot m}{W}$

La resistividad térmica del terreno es 1,5 K·m/W y es una instalación directamente

enterrada, así que $K_2 = 1,28$.

K3 Agrupación de circuitos eléctricos:

Tabla B.52.17 – Factores de reducción para un circuito o un cable multipolar o para un grupo de más de un circuito, o más de un cable multipolar para usarse con las corrientes admisibles de las tablas B.52.2 a B.52.13.

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares												Para usarse con las corrientes admisibles, referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F

Tabla 22 – Factor de corrección para más de un circuito para usar con la intensidad admisible

Tabla B.52.18 – Factores de reducción para más de un circuito, cables directamente enterrados – Método de instalación D2 de las tablas B.52.2 a B.52.5 – Cables unipolares o multipolares

Número de circuitos	Distancia entre cables ²				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

Tabla 23 – Factor de corrección para más de un circuito

Son 10 circuitos en contacto directo sin distancia entre ellos , por ello , $K_3 = 0,3933$.

K4 Profundidad:

Enterrado directamente:

Al ser cable unipolar de sección 4 mm^2 y directamente enterrado a una profundidad de $0,6 \text{ m}$, $K_4 = 1,02$.

Profundidad (m)	Directamente Enterrado		
	Unipolares		Multipolares
	$S \leq 185 \text{ mm}^2$	$S \geq 185 \text{ mm}^2$	Todas las secciones
0.00 – 0.50	1.04	1.06	1.04
0.51 – 0.60	1.02	1.04	1.03
0.61 – 0.80	1.00	1.00	1.00
0.81 – 1.00	0.98	0.97	0.98
1.01 – 1.25	0.96	0.95	0.96

Tabla 24 – Factor de corrección según profundidad

Recapitulando: $K_1 = 0,96$.
 $K_2 = 1,28$.
 $K_3 = 0,3933$.
 $K_4 = 1,02$, $K = 0,4930$.

Calculamos la intensidad de diseño y debe ser menor que 1,25 veces la intensidad admisible real:

Para $S = 4 \text{ mm}^2$:

$$I_{z_{real}} = I_z \cdot K = 46 \cdot 0,4933 = 22,70 \text{ A} \quad (18)$$

$$I_{b_{intensidad \text{ de } \text{diseño}}} \leq I_{z_{real}} \rightarrow 21,53 \text{ A} < 22,70 \text{ A} \quad (19)$$

Seguidamente se observan datos adicionales del módulo fotovoltaico:

DATOS DEL MÓDULO FV	
Potencia pico	600 Wp
Vmpp en STC	34,85 V
Impp en STC	17,22 A
Isc en STC	18,5 A
Coefficiente generador ITC-BT 40	1,25
Ib(intensidad de diseño) Ib=Impp*Coef ITC BT 40	21,525 A

Tabla 25 – Datos adicionales del módulo FV

Por lo tanto cumple la condición y el cable seleccionado de 4 mm² soporta la corriente del string.

Para S = 6 mm²:

$$I_{z_{real}} = I_z \cdot K = 58 \cdot 0,4933 = 28,61 \text{ A} \quad (20)$$

$$I_{b_{intensidad\ de\ diseño}} \leq I_{z_{real}} \rightarrow 21,53 \text{ A} < 28,61 \text{ A} \quad (21)$$

Por lo tanto cumple la condición y el cable seleccionado de 6 mm² soporta la corriente del string.

4.1.1.2 CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión en CC debe ser menor al 1,5%. Se evalúa primero la que se produce entre los módulos FV y las CB (combiner box), pretendiendo que sea menor al 1%, pero antes observamos las longitudes de conductor de cada CB y las totales:

Sección cable	Longitud conductores de cada CB (m)	Longitud conductores total (m)	k (cobre)	t (s)	I _{cc} (A)	I _{sc} módulo (A)	I _{cc} >I _{sc}
4	151,5	16.362	143	0,10	1808,8	18,43	OK
6	599,5	64.746	143	0,10	2713,2	18,43	OK

Tabla 26 – Longitudes de los cables entre los módulos y las CB por sección y criterio de I_{cc}

4.1.1.3 CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Es la intensidad máxima que puede soportar el cable durante máximo 5 segundos. Como consecuencia, se eleva la temperatura de los conductores desde su valor máximo admisible en funcionamiento normal, que puede ser 70 o 90 °C dependiendo del cable, 90 °C en el caso que nos ocupa, hasta la temperatura máxima admisible de corta duración, que es de 160 °C para cables con aislamientos termoplásticos y 250 °C para los que tienen aislamientos termoestables.

Se observa de entrada que se cumple que la intensidad de cortocircuito que resiste el cable I_{cc}, tanto de 4 como de 6 mm², es superior a la intensidad máxima de

cortocircuito que puede circular por el módulo I_{sc} . Se aprecia en la siguiente ecuación para el caso más desfavorable, que es el de menor sección, 4 mm²:

$$I_{CC} = \frac{S \cdot k}{\sqrt{t}} = \frac{4 \cdot 143}{\sqrt{0,1}} = 1808,8 \text{ A} > 18,43 \text{ A} \quad (22)$$

Donde:

S = sección del conductor. (mm²)

k = constante de valor 143 para cobre y aislamiento XLPE y 92 para aluminio y aislamiento XLPE.

t = duración del cortocircuito en segundos.

Por tanto, ya ha quedado demostrado que cumple el criterio de la intensidad máxima de cortocircuito. Lo que sucede con las sobreintensidades es que calientan el conductor y la temperatura que alcanza no puede ser mayor que la que aguanta el aislamiento de los cables para no destruirlos. De todas formas, en baja tensión el criterio de cortocircuito no suele ser un problema.

En el Anexo IV, se muestran las tablas con los cálculos de caída de tensión para cada uno de los 1080 strings. Sin embargo, a modo de ejemplo se exponen aquí los cálculos para 10 strings, es decir, para una combiner box. Los cálculos y resultados son idénticos para cada CB:

String	String (m)	Calc S (mm ²)	S	CDT (%)	ΔV Check	Voltaje del string	Voltaje de diseño	ΔV max SCB
PS1-INV1-CB1-ST1	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	0,66
PS1-INV1-CB1-ST2	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	
PS1-INV1-CB1-ST3	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	
PS1-INV1-CB1-ST4	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	
PS1-INV1-CB1-ST5	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	
PS1-INV1-CB1-ST6	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	
PS1-INV1-CB1-ST7	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	
PS1-INV1-CB1-ST8	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	
PS1-INV1-CB1-ST9	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	0,66
PS1-INV1-CB1-ST10	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	

Tabla 27 – Cálculo de 10 strings

El cálculo de la mencionada tabla de caída de tensión discurre de la siguiente

manera:

1. Calculamos la sección necesaria de conductor como sigue y seleccionamos la inmediatamente superior, en este caso 4 o 6 mm², dejando cierta holgura. El cálculo discurre así para el caso más desfavorable, el de caída de tensión de 0,66%:

$$S = \frac{\rho \cdot I_{MPP_{STC}} \cdot L_{total_{string}} \cdot 100}{N^{\circ} \text{módulos}_{serie} \cdot V_{MPP_{STC}} \cdot \Delta V_{\% \text{máx strings CC}}} = \frac{0,02095 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 17,22 \text{ A} \cdot 129,5 \text{ m} \cdot 100}{34 \cdot 34,85 \text{ V} \cdot 1\%} = 3,94 \text{ mm}^2 \quad (23)$$

Donde:

ρ = Resistividad del cable de sección 4 mm². ($\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$)

$I_{MPP_{STC}}$ = Intensidad en el punto de máxima potencia del módulo en condiciones STC. (A)

$L_{total_{string}}$ = Longitud total del conductor de string sumando la longitud del cable positivo y la del negativo. (m)

$V_{MPP_{STC}}$ = Tensión en el punto de máxima potencia del módulo en condiciones STC. (V)

$\Delta V_{\% \text{máx strings CC}}$ = Caída de tensión máxima en los strings en porcentaje. (1%)

Por tanto, elegimos en este caso la sección de 6 mm² > 3,94mm².

2. Ahora calculamos la caída de tensión porcentual para el mismo caso desfavorable. El cálculo discurre de la siguiente manera:

$$\Delta V_{\%} = CDT(\%) = \frac{I_{MPP_{STC}} \cdot \rho \cdot L_{total_{string}} \cdot 100}{S_{seleccionada} \cdot N^{\circ} \text{módulos}_{serie} \cdot V_{MPP_{STC}}} = \frac{0,02095 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 17,22 \text{ A} \cdot 129,5 \text{ m} \cdot 100}{34 \cdot 34,85 \text{ V} \cdot 6 \text{ mm}^2} = 0,66 < 1 \quad (24)$$

Como vemos, es menor al 1% que constituye el objetivo para CC en el tramo entre strings y CB. Por lo tanto, cumple este caso y también todos los demás del resto de strings porque hemos hecho el cálculo para el supuesto más desfavorable.

3. Lo último que comprueba la tabla de los strings anterior, es que el voltaje del string sea inferior al voltaje de diseño, que son 1.500 Vdc e inferior también a la tensión que aguanta el aislamiento del cable, que son 1.800 V. Así pues:

$$V_{\text{voltaje string}} = N^{\circ}_{\text{módulos serie}} \cdot V_{MPP_{STC}} = 34 \cdot 34,85 \text{ V} = 1.184,9 \text{ V} < 1.500 \text{ V} < 1.800 \text{ V} \quad (25)$$

Se cumplen, por tanto, todos los cálculos de strings. Pasamos ahora al tramo entre las CB y los CT.

4.1.2 DESDE LAS CB A LOS INVERSORES

Primeramente se aprecia la tabla con todas las comprobaciones hechas y seguidamente se presentan las explicaciones de los cálculos realizados:

Combiner Box	Nº strings	Ltotal(m)	d (m)	Nº circuitos	K3	K	Sección (mm ²)	Ib	Coef ITC-BT 40	Ibmax (A)	In Fusible NH (A)	IF (A)	Iz real (A)	1,25*Isc<=In	In<=2,4*Isc	Ib<=In<=Iz	If<=1,45*Iz	ΔVmax strings	ΔVmax SCB a inversor	Tconductor	Resistividad	ΔV(%)	ΔV Check	ΔV total	Isc string	Isc SCB	Iz	Isc SCB<=Iz
PS1 INV1 C1	10,00	218,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,73	OK	1,39	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV1 C2	10,00	188,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,63	OK	1,29	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV1 C3	10,00	158,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,53	OK	1,19	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV1 C4	10,00	128,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,43	OK	1,09	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV1 C5	10,00	104,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,35	OK	1,01	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV1 C6	10,00	134,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,45	OK	1,11	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV1 C7	10,00	164,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,55	OK	1,21	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV1 C8	10,00	194,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,65	OK	1,31	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV1 C9	10,00	224,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,75	OK	1,41	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV2 C1	10,00	126,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,42	OK	1,08	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV2 C2	10,00	96,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,32	OK	0,98	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV2 C3	10,00	66,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,22	OK	0,88	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV2 C4	10,00	36,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,12	OK	0,78	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV2 C5	10,00	8,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,03	OK	0,69	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV2 C6	10,00	42,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,14	OK	0,80	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV2 C7	10,00	72,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,24	OK	0,90	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV2 C8	10,00	102,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,34	OK	1,00	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV2 C9	10,00	132,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,44	OK	1,10	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV3 C1	10,00	126,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,42	OK	1,08	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV3 C2	10,00	96,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,32	OK	0,98	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV3 C3	10,00	66,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,22	OK	0,88	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV3 C4	10,00	36,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,12	OK	0,78	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV3 C5	10,00	14,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,05	OK	0,71	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV3 C6	10,00	42,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,14	OK	0,80	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV3 C7	10,00	72,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,24	OK	0,90	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV3 C8	10,00	102,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,34	OK	1,00	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV3 C9	10,00	132,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,44	OK	1,10	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV4 C1	10,00	218,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,73	OK	1,39	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV4 C2	10,00	188,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,63	OK	1,29	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV4 C3	10,00	158,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,53	OK	1,19	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV4 C4	10,00	128,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,43	OK	1,09	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV4 C5	10,00	104,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,35	OK	1,01	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV4 C6	10,00	134,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,45	OK	1,11	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV4 C7	10,00	164,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,55	OK	1,21	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV4 C8	10,00	194,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,65	OK	1,31	18,43	165,87	298,82	OK
PS1 INV4 C9	10,00	224,00	0,25	9,00	0,63	0,77	300,00	215,25	1,25	230,38	250,00	337,50	298,82	OK	OK	OK	OK	0,66	0,84	49,93	0,0345	0,75	OK	1,41	18,43	165,87	298,82	OK

Tabla 28 – Cálculos desde las CB a los inversores

El cable que se usa en este tramo es AI-RV-0,6/1kV. Los conductores discurren también como antes directamente enterrados, pero esta vez en 2 capas. La primera tiene 4 pares de cables o circuitos, siendo cada par un positivo y un negativo y está enterrada a una profundidad de 0,6 m, mientras que la segunda capa se compone de 5 pares de conductores y está a una distancia de 0,25 m debajo. Es decir, la segunda capa está a 0,85 m de profundidad. Cada circuito se separa del resto una distancia de 0,25 m. En casi todo el recorrido de los conductores desde las CB a los inversores están dispuestos los cables de Media Tensión 0,25 m por debajo de la segunda capa, es decir, a una profundidad de 1,2 m. Se hacen de nuevo las comprobaciones de los 3 criterios:

1. Intensidad máxima admisible:

Se calcula la intensidad de diseño para seleccionar cable para el caso más desfavorable, que es 9 circuitos puestos en 2 capas de 4 y de 5 respectivamente separados 0,25 m. La separación entre circuitos en la horizontal también es 0,25 m y la capa inferior está enterrada a 0,8 m. La temperatura del terreno es 25 °C y su resistividad térmica es 1,5 K*m/W. Por lo tanto:

$$I_{b_{selección\ cable}} = \frac{N^{\circ}strings \cdot I_{MPP}(STC) \cdot 1,25}{K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4} = \frac{10 \cdot 17,22 \cdot 1,25}{0,96 \cdot 1,28 \cdot 0,63 \cdot 1} = 278,05 \text{ A} \quad (26)$$

Con esta intensidad se va a la tabla de características del cable, de intensidades admisibles, y se selecciona la sección de la intensidad inmediatamente superior. En este caso sería 185 mm², pero como tiene que cumplir también el criterio de caída de tensión, se selecciona una sección mayor. Así pues se elige una sección de 300 mm² para todos los conductores entre las string combiner boxes y los inversores.

2. Caída de tensión:

En el tramo de los strings a las combiner boxes la caída de tensión máxima era de 0,66%, así que para cumplir con que la caída de tensión en BT sea como máximo 1,5%, no puede ser más de 0,84% en el tramo de las CB a los inversores. Lo comprobamos para el caso más desfavorable, calculando para ello primeramente la intensidad de diseño I_b :

$$I_b = N^{\circ} strings \cdot I_{MPP}(STC) = 10 \cdot 17,22 \text{ A} = 172,2 \text{ A} \quad (27)$$

A continuación calculamos la intensidad admisible del cable I_z :

$$I_z = 386 A \cdot K = 386 A \cdot 0,96 \cdot 1,28 \cdot 0,63 \cdot 1 = 298,82 A \quad (28)$$

Seguidamente, se hace lo propio con la temperatura del conductor de la siguiente manera:

$$T_{con} = T_a + (90^\circ - T_a) \cdot \left(\frac{I_b}{I_z}\right)^2 = 30 + (90 - 30) \cdot \left(\frac{172,2}{298,82}\right)^2 = 49,93^\circ C \quad (29)$$

Calculamos la resistividad a la temperatura del conductor:

$$\rho_{49,93^\circ C} = \rho_{20^\circ C} \cdot \left(1 + (\alpha \cdot (T_{con} - 20))\right) = 0,0308 \cdot \left(1 + (0,00403 \cdot (49,93 - 20))\right) = 0,0345 \Omega \cdot m \quad (30)$$

Se calcula la resistencia R (Ω) :

$$R = \rho_{49,93^\circ C} \cdot \frac{L_{total}}{S} = 0,0345 \cdot \frac{224}{300} = 0,0258 \Omega \quad (31)$$

Se calcula la reactancia X(Ω) para el caso más desfavorable, el de mayor $L_t = 224$ metros, sabiendo que al ser la sección de 300mm^2 , el factor por el que hay que multiplicar R es 0,25:

$$X = 0,25 \cdot R = 0,25 \cdot 0,0258 = 0,0064 \Omega \quad (32)$$

Sólo resta obtener el ΔV de este tramo con la ecuación que sigue:

$$V = \frac{\left(I_b \cdot \left(\rho_{49,93^\circ C} \cdot L_t \cdot \frac{2}{300}\right)\right)}{V_{MPP(STC)} \cdot N^\circ \text{módulos}} \cdot 100 = \frac{\left(172,2 \cdot \left(0,03455 \cdot 224 \cdot \frac{2}{300}\right)\right)}{34,85 \cdot 34} \cdot 100 = 0,749 \% \quad (33)$$

Como se aprecia la caída de tensión más desfavorable es menor que 0,84% con lo que se cumple el criterio para todos los cables.

3. Intensidad de cortocircuito:

Aplicamos el criterio mencionado al caso más desfavorable del tramo que nos ocupa, que sería el de menor sección de conductor, pero en este tramo

todas las secciones son de 300 mm²:

$$I_{cc} = \frac{S \cdot k}{\sqrt{t}} = \frac{300 \cdot 92}{\sqrt{0,1}} = 87.278A > 165,87A \quad (34)$$

Como conclusión, se aprecia que la intensidad de cortocircuito máxima admisible es muy superior a la intensidad de cortocircuito del conjunto de strings, lo que supone que se cumple la condición del criterio.

4.2 CÁLCULOS INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN

Se va a proceder a calcular la sección de los conductores de media tensión utilizando los mismos 3 criterios vistos anteriormente. Estos cables enlazan los centros de transformación con la subestación por construir, transportan corriente alterna y se disponen de manera subterránea en zanjas como las mostradas en los planos del Anexo II.

La línea posee las siguientes características:

- Potencia de la línea: S = 6800 /13600 /20400 kVA
- Potencia de cortocircuito: S_{cc} = 400 MVA
- Tensión de la línea: 30 kV
- Tiempo de disparo de las protecciones: t_{cc} = 0,3 s
- Temperatura del terreno: 25 °C
- Resistividad térmica del terreno RT: 1,5 K*m/W
- Instalación directamente enterrada a 1,2 m
- En la mayoría de los tramos: agrupación con otro circuito a 0,25 m por encima.
- Cables Al Voltalene H| Al RHZ1-OL 18/30 kV de Prysmian

1. Intensidad máxima admisible:

Para este criterio primeramente se calcula la intensidad nominal a la salida de la primera Power Station con la fórmula:

$$I_{n1} = \frac{S}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{6800 \text{ kVA}}{30 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 130,87 \text{ A} \quad (35)$$

A continuación se mayorará el valor con un factor 1,25 para hacer cumplir que
Joseba Barañano 96

el cable soporte el 125% como mínimo de intensidad máxima del generador:

$$I_{n1} \cdot 1,25 = 163,59 \text{ A} \quad (36)$$

Entonces se va a la tabla de intensidades admisibles y se mira la sección para la intensidad inmediatamente superior, que en este caso es, 176 A para una sección de 70 mm². Sin embargo, conviene sobredimensionar un poco los conductores de MT para que cumplan holgadamente, entre otros, el criterio de caída de tensión, así que se elige la siguiente sección de 95 mm². Se hace lo mismo con los conductores que salen de la 2ª y 3ª Power Station. Es decir:

$$I_{n2} \cdot 1,25 = \frac{13.600 \text{ kVA}}{30 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,25 = 327,16 \text{ A} \quad (37)$$

$$I_{n3} \cdot 1,25 = \frac{20.400 \text{ kVA}}{30 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,25 = 490,75 \text{ A} \quad (38)$$

Sus secciones correspondientes serían 240 y 500 mm² respectivamente y como hay suficiente margen, son las que se eligen. Las intensidades admisibles son respectivamente: 210, 351 y 510 A para cada cable unipolar, como es el caso. Si fuera un cable tripolar, habría que multiplicarlo por 3. Para calcular la intensidad máxima admisible se deben multiplicar las intensidades admisibles por los factores de corrección y comprobar que el resultado es mayor que la I_n respectiva.

Para nuestra instalación de temperatura del terreno 25 °C, resistividad térmica del terreno 1,5 K*m/W, profundidad 1,2 m y una sola terna de cables unipolares:

$$\begin{aligned}
 I_{\max \text{ cable1}} &= K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot I_{adm1} = 1,04 \cdot 1 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 210 \text{ A} = \\
 209,66 \text{ A} &> 163,59 \text{ A}
 \end{aligned} \quad (39)$$

$$\begin{aligned}
 I_{\max \text{ cable2}} &= K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot I_{adm2} = 1,04 \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 351 \text{ A} = \\
 346,79 \text{ A} &> 327,16 \text{ A}
 \end{aligned} \quad (40)$$

$$I_{\max \text{ cable3}} = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot I_{adm3} = 1,04 \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 510 \text{ A} =$$

$$503,88 A > 490,75 A \quad (41)$$

Por tanto las secciones elegidas son válidas como ha quedado demostrado.

2. Caída de tensión :

Del catálogo del fabricante de cables Prysmian se extraen la resistencia y reactancia partido por kilómetro y con ellas se calcula la impedancia por unidad de longitud de cada una de las 3 líneas de la siguiente forma:

$$Z_1 \left(\frac{\Omega}{km} \right) = R_1 \cdot \cos \varphi + X_1 \cdot \sin \varphi = 0,32 \cdot 0,95 + 0,137 \cdot 0,312 = 0,347 \quad (42)$$

$$Z_2 \left(\frac{\Omega}{km} \right) = R_2 \cdot \cos \varphi + X_2 \cdot \sin \varphi = 0,125 \cdot 0,95 + 0,117 \cdot 0,312 = 0,155 \quad (43)$$

$$Z_3 \left(\frac{\Omega}{km} \right) = R_3 \cdot \cos \varphi + X_3 \cdot \sin \varphi = 0,0605 \cdot 0,95 + 0,104 \cdot 0,312 = 0,0899 \quad (44)$$

Seguidamente se obtiene la caída de tensión de cada línea en voltios:

$$\Delta V_1 (V) = Z_1 \cdot L_{total1} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{n1} = 0,347 \cdot 0,269 \cdot \sqrt{3} \cdot 130,87 = 21,14 \quad (45)$$

$$\Delta V_2 (V) = Z_2 \cdot L_{total2} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{n2} = 0,155 \cdot 0,679 \cdot \sqrt{3} \cdot 261,73 = 47,80 \quad (46)$$

$$\Delta V_3 (V) = Z_3 \cdot L_{total3} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{n3} = 0,0899 \cdot 0,455 \cdot \sqrt{3} \cdot 392,60 = 27,83 \quad (47)$$

Se calculan los porcentajes de caída de tensión y se suman los 3:

$$\Delta V_1 (\%) = \frac{\Delta V_1 / 1000}{U_n} = \frac{21,14 / 1000}{30} = 0,07 \quad (48)$$

$$\Delta V_2 (\%) = \frac{\Delta V_2 / 1000}{U_n} = \frac{47,80 / 1000}{30} = 0,159 \quad (49)$$

$$\Delta V_3 (\%) = \frac{\Delta V_3 / 1000}{U_n} = \frac{27,83 / 1000}{30} = 0,93 \quad (50)$$

La suma de las 3 y por tanto la caída de tensión total es 0,323 %, que es menor que 0,5% y por tanto cumple la condición. Las secciones de cable están bien dimensionadas.

3. Criterio de cortocircuito:

Primero se calcula la intensidad de cortocircuito máxima a soportar por la línea, a partir de la potencia de cortocircuito, de la siguiente manera:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{400 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 7,70 \text{ kA} \quad (51)$$

Esa I_{cc} es igual para los 3 tramos de la línea de MT. Ahora se obtiene el valor de la tabla siguiente de densidad de corriente de cortocircuito y se multiplica por la sección del conductor para obtener el cortocircuito máximo que soporta el cable en el tiempo de disparo de las protecciones (0,3 s). La densidad de corriente de cortocircuito en este caso es (para aislamiento de XLPE) 172 A/mm²:

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	49
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

$\Delta\theta$ es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

Esta tabla recoge los resultados de aplicación de la siguiente fórmula para el cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Tabla 29 – Densidad de corriente de cortocircuito en función del tiempo de disparo de protecciones

Multiplicando $j \cdot S$, siendo j la densidad de corriente de cortocircuito y S la

sección de conductor, da para cada sección:

$$I_{cc95} = j \cdot S = 172 \cdot \frac{95}{1000} = 16,34 \text{ kA} \quad (52)$$

$$I_{cc240} = j \cdot S = 172 \cdot \frac{240}{1000} = 41,28 \text{ kA} \quad (53)$$

$$I_{cc500} = j \cdot S = 172 \cdot \frac{500}{1000} = 86 \text{ kA} \quad (54)$$

Sin demorarnos más, calculamos la temperatura de cada conductor, para acto seguido calcular la lcc máxima en función de la temperatura:

$$T_1 = 25 + (90 - 25) \cdot \left(1,25 \cdot \frac{I_{n1}}{I_{\max \text{ cable } 1}}\right)^2 = 64,57 \text{ }^\circ\text{C} \quad (55)$$

$$T_2 = 25 + (90 - 25) \cdot \left(1,25 \cdot \frac{I_{n2}}{I_{\max \text{ cable } 2}}\right)^2 = 82,85 \text{ }^\circ\text{C} \quad (56)$$

$$T_3 = 25 + (90 - 25) \cdot \left(1,25 \cdot \frac{I_{n3}}{I_{\max \text{ cable } 3}}\right)^2 = 86,66 \text{ }^\circ\text{C} \quad (57)$$

$$I_{cc \max 1} = \frac{j \cdot S_1}{\sqrt{0,3}} \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{(T_{cc} + \beta)}{(T_{cond1} + \beta)}}{\ln \frac{(T_{cc} + \beta)}{(T_{max} + \beta)}}} \cdot \frac{1}{1000} = \frac{172 \cdot 95}{\sqrt{0,3}} \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{(250 + 228)}{(64,57 + 228)}}{\ln \frac{(250 + 228)}{(90 + 228)}}} \cdot \frac{1}{1000} =$$

17,51 kA > 7,7 kA (58)

$$I_{cc \max 2} = \frac{j \cdot S_2}{\sqrt{0,3}} \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{(T_{cc} + \beta)}{(T_{cond2} + \beta)}}{\ln \frac{(T_{cc} + \beta)}{(T_{max} + \beta)}}} \cdot \frac{1}{1000} = \frac{172 \cdot 240}{\sqrt{0,3}} \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{(250 + 228)}{(82,85 + 228)}}{\ln \frac{(250 + 228)}{(90 + 228)}}} \cdot \frac{1}{1000} =$$

41,42 kA > 7,7 kA (59)

$$I_{cc\ max3} = \frac{j \cdot S_3}{\sqrt{0,3}} \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{(T_{cc} + \beta)}{(T_{cond3} + \beta)}}{\ln \frac{(T_{cc} + \beta)}{(T_{max} + \beta)}}}} \cdot \frac{1}{1000} = \frac{172 \cdot 500}{\sqrt{0,3}} \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{(250 + 228)}{(86,66 + 228)}}{\ln \frac{(250 + 228)}{(90 + 228)}}}} \cdot \frac{1}{1000} =$$

$85,07\ kA > 7,7\ kA$ (60)

Donde:

T_{cc} = máxima temperatura de cortocircuito admisible (250 °C para cables de HEPR y XLPE).

β = coeficiente (235 para cobre y 228 para aluminio).

T_{max} = temperatura máxima del conductor en régimen permanente.

T_{cond} = temperatura del conductor en régimen permanente. Es la temperatura a la que se inicia el cortocircuito.

Como se observa $I_{cc\ max} > I_{cc}$ en todos los casos, por lo que el criterio se cumple y las secciones son capaces de aguantar la intensidad de cortocircuito de 7,7 kA durante los 0,3 s de tiempo hasta el disparo de las protecciones. A continuación se observan los cálculos hechos en formato tabla:

Denominación			Línea eléctrica					Conductor	Coeficientes				CRITERIO INTENSIDAD							
Línea	Inicial	Final	Potencia (kVA)	Intensidad nominal (A)	Longitud línea (m)	Excedentes(Subidas/Bajadas) (m)	Ltotal (km)	S conductor seleccionada (mm ²)	K2		K3		Iadm(A)	Coeficientes				Iz' (A)	Verificación In<=Iz'	
									Nº de circuitos	d (m)	S (mm ²)	Profundidad (m)		K1	K2	K3	K4			
1	PS1	PS2	6800	130,866061	258,05	10	0,269	95	1	0	<= 185	1	210	1,04	1	0,96	1	0,998	209,66	OK
	PS2	PS3	13600	261,732122	668,78	10	0,679	240	1	0	> 185	1	351	1,04	1	0,95	1	0,988	346,79	OK
	PS3	SET	20400	392,598183	444,4	10	0,455	500	1	0	> 185	1	510	1,04	1	0,95	1	0,988	503,88	OK

Denominación			CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN							
Línea	Inicial	Final	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Z (Ω/km)	ΔV (V)	ΔV (%)	CDT Total (%)	Verificación CDT(%)<0,5%	T (°C)
1	PS1	PS2	0,32	0,137	0,346778	21,14422499	0,070%	0,323%	OK	64,5676001
	PS2	PS3	0,125	0,117	0,155283	47,79825119	0,159%			82,8521246
	PS3	SET	0,0605	0,104	0,089949	27,83021738	0,093%			86,656052

Denominación			CRITERIO CORTOCIRCUITO								
Línea	Inicial	Final	Icc (kA)	j*S (kA) (0,3 s)(TABLA)	T (°C)	Icc max (kA)	Icc < Iccmax	Rt (Ω/km)	ΔP (W)	ΔPtotal (W)	ΔPtotal (%)
1	PS1	PS2	7,698	16,34	64,5676	17,51291814	OK	0,377474377	5.216,93	43.225,79	0,64%
	PS2	PS3	7,698	41,28	82,85212	41,42145616	OK	0,156661758	21.860,90		
	PS3	SET	7,698	86	86,65605	85,0663393	OK	0,076751745	16.147,95		

Tabla 30 – Cálculos de Media Tensión

4.3 CÁLCULO DE INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA PARA LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

4.3.1 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO Y DE LA RED DE MT

Se procede a hacer el cálculo de instalaciones de puesta a tierra para Centros de Transformación conectados a redes de tercera categoría como la que nos ocupa según el método de UNESA. En ausencia de estudio geotécnico se estima la resistividad eléctrica del terreno en $200 \Omega \cdot m$ y la resistividad superficial del CT, que se corresponde con su cimentación de hormigón, es de $3.000 \Omega \cdot m$. Las características de la red de MT, proporcionadas por Sevillana Endesa, son las siguientes:

- Tensión nominal = 30 kV
- Resistencia del Neutro de la red = 0Ω
- Intensidad de defecto máxima (I_{dm}) = 1.000 A
- Reactancia de Neutro de la red = 19,053 Ω
- Nivel de aislamiento del cuadro de BT = 20 kV
- Tiempo de eliminación del defecto = 0,7 s

Cabe aclarar la obtención de algunos datos. La reactancia del neutro de la red X_n se ha calculado con la siguiente ecuación:

$$X_n = \frac{\frac{1,1 \cdot U_n}{\sqrt{3}}}{I_{dm}} = \frac{\frac{1,1 \cdot 30 \cdot 10^3 V}{\sqrt{3}}}{1.000 A} = 19,053 \Omega \quad (61)$$

Donde:

X_n = Reactancia de Neutro de la red. (Ω)

U_n = Tensión nominal. (V)

I_{dm} = Intensidad de defecto máxima. (A)

Además el nivel de aislamiento del cuadro de BT se ha calculado suponiendo una Joseba Barañano

resistencia de defecto a tierra máxima de 20Ω , según la fórmula:

$$U = R \cdot I_{dm} = 20 \Omega \cdot 1.000 A = 20.000 V = 20kV \quad (62)$$

Siendo:

R = resistencia de defecto a tierra máxima. (20Ω)

4.3.2 TIERRA DE PROTECCIÓN

Se conectarán a la tierra de protección las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que a causa de contingencias como averías o causas fortuitas puedan estarlo. Estas partes son los chasis de los transformadores, las envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y del armario de medida y los bastidores de los aparatos de maniobra.

Se ha seleccionado una configuración tipo UNESA constituida por 8 picas de acero cobrizado de diámetro 14 mm y longitud 2 m que se posicionan en los vértices de un rectángulo de 8 x 3,5 m y en los centros de cada lado. El rectángulo está formado por conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección y todo el conjunto está enterrado a 0,5 m de profundidad. Lo anterior se condensa en una tabla a continuación:

INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE CT	
Tipo	Rectangular
Profundidad	0,5 m
Dimensiones	Rectángulo 8 x 3,5 m
Nº de picas	8
Longitud picas	2 m
Ubicación de la puesta a tierra	Cercana al CT
Tierras de protección y servicio unidas	Sí

Tabla 31 – Características de la instalación de puesta a tierra

A la configuración establecida le corresponden las características que se detallan:

- Resistencia unitaria, K_r ($\Omega / \Omega \cdot m$)
- Tensión de paso unitario, K_p ($V / \Omega mA$)
- Tensión de contacto exterior unitaria, K_c ($V / \Omega mA$)

Obtenemos sus valores de las tablas de UNESA y son:

K_r	K_p	K_c
0,067	0,0139	0,0294

Tabla 32 – Valores de K_r , K_p , K_c

Con la ecuación siguiente se calcula el valor resistivo total del CT:

$$R_t = K_r \cdot \rho = 0,067 \frac{\Omega}{\Omega \cdot m} \cdot 200 \Omega \cdot m = 13,4 \Omega \quad (63)$$

Donde:

R_t = Resistencia total del Centro de Transformación. (Ω)

K_r = Resistencia unitaria de la configuración seleccionada. ($\Omega / \Omega \cdot m$)

ρ = Resistividad eléctrica del terreno. ($\Omega \cdot m$)

4.3.3 TIERRA DE SERVICIO

Los transformadores de potencia de la planta solar van a funcionar en sistema IT sin conectar el neutro del secundario a tierra.

4.3.4 INTENSIDAD DE DEFECTO

Se calcula el valor de la intensidad de defecto, que es el valor de corriente máximo que se puede tener en caso de defecto y se obtiene de la siguiente manera:

$$I_d = \frac{1,1 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} = \frac{1,1 \cdot 30.000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0 + 13,4)^2 + 19,053^2}} = 817,96 A \quad (64)$$

Siendo:

I_d = Intensidad de defecto. (A)

U = Tensión nominal (V)

R_n = Resistencia del Neutro de la red. (Ω)

R_t = Resistencia total del CT. (Ω)

X_n = Reactancia del Neutro de la red. (Ω)

Debemos verificar que se cumple como condición que la tensión de defecto es menor que el nivel de aislamiento del cuadro de BT, es decir, que éste último puede soportar la tensión de defecto. Para ello calculamos la tensión de defecto de la siguiente forma:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \rightarrow V_d \leq V_{bt} \quad (65)$$

Donde:

V_{bt} = Tensión de aislamiento del cuadro de BT. (V)

V_d = Tensión de defecto. (V)

Esto es así porque:

$$V_d = I_d \cdot R_t = 817,96 \text{ A} \cdot 13,4 \Omega = 10.960,60 \text{ V} \quad (66)$$

Así pues, se cumple la condición de:

$$V_d \leq V_{bt} \rightarrow 10.960,60 \text{ V} \leq 20.000 \text{ V} \quad (67)$$

4.3.5 TENSIONES MÁXIMAS ADMISIBLES

Se procede a calcular los valores máximos admisibles de las tensiones de paso y contacto según las fórmulas siguientes, teniendo en cuenta para V_{ca} que t (tiempo de duración de la falta en segundos) es menor que 3. Pero primero se destacan algunos datos necesarios para el cálculo:

DATOS ADICIONALES PARA EL CÁLCULO	
Resistividad del terreno	200 Ω*m
Resistividad superficial del hormigón	3.000 Ω*m
t , Duración de la falta	0,5 s
K	72
n	1

Tabla 33 – Datos adicionales para el cálculo de tensiones máximas admisibles

$$V_{ca} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \quad (68)$$

$$V_{p_{máx\ admisible}} = V_{ca} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1.000}\right) = \frac{10 \cdot 72}{0,5^1} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot 200}{1.000}\right) = 3.239,10 \text{ V} \quad (69)$$

$$V_{paso\ acceso\ y\ contacto\ exterior\ máxima\ admisible} = V_{ca} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot \rho_s + 3 \cdot \rho_h}{1.000}\right) = \frac{10 \cdot 72}{0,5^1} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot 200 + 3 \cdot 3.000}{1.000}\right) = 15.606,58 \text{ V} \quad (70)$$

Donde:

V_{ca} = Tensión aplicada. (V)

$V_{p_{máx\ admisible}}$ = Tensión de paso máxima admisible. (V)

$V_{paso\ acceso\ y\ contacto\ exterior\ máxima\ admisible}$ = Tensión de paso acceso y contacto exterior máxima admisible. (V)

t = Tiempo de duración de la falta. (s)

K , n = Constantes función del tiempo.

ρ_s = Resistividad eléctrica del terreno. (Ω·m)

ρ_h = Resistividad eléctrica superficial del hormigón. (Ω·m)

4.3.6 TENSIONES CALCULADAS

A continuación se procede a calcular las tensiones de paso y de contacto de la forma que sigue:

$$V_p = I_d \cdot \rho_s \cdot K_p = 817,96 \text{ A} \cdot 200 \Omega \cdot \text{m} \cdot 0,0139 \cdot \frac{1}{\text{m}} = 2.273,92 \text{ V} \quad (71)$$

$$V_{\text{paso acceso y contacto exterior}} = I_d \cdot \rho_s \cdot K_c = 817,96 \text{ A} \cdot 200 \Omega \cdot \text{m} \cdot 0,0294 \cdot \frac{1}{\text{m}} = 4.809,58 \text{ V} \quad (72)$$

4.3.7 PARARRAYOS

La finalidad de este apartado es calcular la resistencia de la conexión a tierra para un sistema de pararrayos. La configuración seleccionada para tal fin, es decir, para la protección contra descargas atmosféricas, es de 3 picas instaladas en triángulo. Se observa lo mencionado en la imagen siguiente:

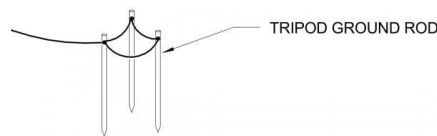


Imagen 39 - Pararrayos

La resistencia medida en Ohmios (Ω) de 3 varillas interconectadas posicionadas en los vértices de triángulos equiláteros, teniendo dichas varillas de tierra del trípode una longitud de separación de 1,5 veces la longitud de la varilla, puede ser calculada según la IEC 60364-5-54. En el caso concreto de un conductor desnudo horizontal enterrado, la resistencia de puesta a tierra depende de la resistividad del suelo y es:

$$R_{e_{\text{cable desnudo}}} = \frac{2 \cdot \rho_s}{L} = \frac{2 \cdot 200 \Omega \cdot \text{m}}{11 \text{ m}} = 36 \Omega \quad (73)$$

Donde:

L = Longitud del conductor desnudo. (m)

Para el caso de un grupo de picas la resistencia de puesta a tierra es función de la resistividad del terreno y para ello se calcula primeramente la resistividad de una sólo pica con la siguiente ecuación:

$$R_{e_1 pica} = \frac{\rho_s}{L_{pica}} = \frac{200 \Omega \cdot m}{2 m} = 100 \Omega \quad (74)$$

Siendo:

L_{pica} = Longitud de la pica. (m)

A continuación se calcula la resistencia de un grupo de picas:

$$R_{e_{picas}} = \frac{K \cdot R_{e_1 pica}}{n} = \frac{1,59 \cdot 100 \Omega}{3} = 53 \Omega \quad (75)$$

Donde:

K = Coeficiente de mejora.

n = Número de picas.

Por medio de la ecuación que sigue obtenemos la resistividad del conjunto del sistema de pararrayos:

$$\frac{1}{R_{e_{sistema}}} = \frac{1}{R_{e_{picas}}} + \frac{1}{R_{e_{cable desnudo}}} = \frac{1}{53 \Omega} + \frac{1}{36 \Omega} = 0,04665 \cdot \frac{1}{\Omega} \rightarrow R_{e_{sistema}} = \frac{1}{0,04665 \cdot \frac{1}{\Omega}} = 21,57 \Omega \quad (76)$$

Seguidamente se recapitula:

	Picas en triángulo	Cable desnudo
Especificaciones	3 picas, diám 14mm (acero-cobre 250 μ m)	Cable de cobre desnudo, 35 mm ²
Longitud de una pica (m)	2	11
Número total de picas , n	3	

Separación entre picas , D (m)	3	
Longitud total de picas Lt (m)	6	
Coefficiente de mejora , K	1,59	
Re (Ω)	53	36
RESISITIVIDAD TOTAL	21,57 Ω	

Tabla 34 - Recapitulación de cálculos de pararrayos

4.3.8 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA GENERAL DE LA PLANTA

Se va a proceder a calcular la resistencia de la red de puesta a tierra que va a ser instalada en la planta solar fotovoltaica. Para ello se necesita un sistema equipotencial, al que se conectan todas las partes activas de la planta y también las partes metálicas que puedan ser accesibles al contacto humano, es decir, vallado, postes de CCTV y estructuras.

CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA	
Resistividad del terreno	200 Ω*m
Longitud total cable Cu 35 mm ²	2.818,80 m
Longitud total cable Cu 50 mm ²	4.898,29 m
Nº total de picas CCTV + Vallado (L=2 m)	40

Tabla 35 – Características adicionales de la planta

Dichos datos nos posibilitan calcular la resistencia del conductor de cobre desnudo enterrado junto con las picas por toda la planta. Sólo nos resta obtener el valor de la resistencia del transformador, que es el R_t calculado anteriormente, del total de pararrayos, también ya calculado, y del cable de cobre de 35 y de 50 mm²:

$$R_{t_{cable\ 35}} = \frac{2 \cdot \rho_s}{L_{cable}} = \frac{2 \cdot 200 \Omega \cdot m}{2.818,80\ m} = 0,1419 \Omega \quad (77)$$

$$R_{t_{cable\ 50}} = \frac{2 \cdot \rho_s}{L_{cable}} = \frac{2 \cdot 200\ \Omega \cdot m}{4.898,29\ m} = 0,0817\ \Omega \quad (78)$$

De donde se deduce que la resistencia total de la planta es:

$$R_{total\ planta} = \frac{1}{\frac{1}{R_t \cdot 3} + \frac{1}{R_{t_{pararrayos}}} + \frac{1}{R_{t_{cable\ 35}}} + \frac{1}{R_{t_{cable\ 50}}} + \frac{1}{R_{e_{picas}}}} = \frac{1}{\frac{1}{13,4\ \Omega} + \frac{1}{21,57\ \Omega} + \frac{1}{0,1419\ \Omega} + \frac{1}{0,0817\ \Omega} + \frac{1}{53\ \Omega}} = 0,051\ \Omega \quad (79)$$

Donde:

$R_{total\ planta}$ = Resistencia total de la planta. (Ω)

$R_{t_{pararrayos}}$ = Resistencia total del pararrayos. (Ω)

La resistencia total de la planta es de 0,051 Ω .

4.3.9 VERIFICACIONES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para el caso que nos ocupa de configuración rectangular debe cumplirse que:

- Tensión calculada de paso exterior \leq Tensión de paso, según fórmula.
- Tensión calculada de paso de acceso y contacto exterior \leq Tensión de paso y acceso, según fórmula.

VERIFICACIONES			
Tensión de paso máxima admisible	\geq	Tensión de paso calculada	
3.239,10	\geq	2.273,92	CUMPLE NORMA UNESA
Tensión de paso acceso y contacto exterior máxima admisible	\geq	Tensión de paso acceso y contacto exterior calculada	

15.606,58	≥	4.809,58	CUMPLE NORMA UNESA
-----------	---	----------	-----------------------------------

Tabla 36 – Verificaciones normas UNESA

Según se comprueba a simple vista se cumplen las normas de UNESA.

En el sistema, las tierras están reunidas en un conjunto único de protección y servicio y por lo tanto, el neutro de BT de los transformadores está conectado al electrodo de protección, lo que implica como restricción, que la tensión de defecto que pueda aparecer en dicho electrodo no debe superar los 1.000 V. Es decir:

$$V_d = I_d \cdot R_t \leq 1.000 \text{ V} \quad (80)$$

Siendo :

V_d = Tensión de defecto. (V)

R_t = Resistencia total de la planta. (Ω)

Como las tierras del transformador están conectadas a la tierra general de la planta, R_t debe ser la resistencia total de la planta. Por tanto, se cumple que:

$$V_d = I_d \cdot R_t = 817,96 \text{ A} \cdot 0,051 \Omega = 41,72 \text{ V} < 1.000 \text{ V} \quad (81)$$

De esta forma se cumple la última norma UNESA y se verifica que la instalación de tierras de los CT está correctamente calculada.

4.3.10 CÁLCULO DEL CALENTAMIENTO DEL CONDUCTOR

Como paso final de este cálculo, se comprueba que el conductor de 50 mm² no alcanza la temperatura máxima de 200 °C durante un cortocircuito. Para relacionar sección de conductor, intensidad admisible y temperaturas máximas alcanzadas tenemos la siguiente fórmula según la IEEE-80:

$$A_{mm^2} = I \cdot \sqrt{\frac{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10^4}{\frac{TCAP}{\ln(1 + \frac{T - T_a}{K_0 + T_a})}}} \quad (82)$$

Donde:

α_0 = Coeficiente térmico de la resistividad del conductor a 0 °C, 0,00413. $K_0 = 1/\alpha_0$.

α_r = Coeficiente térmico de la resistividad del conductor a 20 °C, 0,00381.

T_f = Temperatura de fusión del conductor, 1.084 °C.

ρ_r = Resistividad del conductor, 1,777 $\mu\Omega\cdot\text{cm}$.

TCAP = Factor de capacidad térmica del conductor, 3,422 J/cm³/°C.

t_c = Tiempo de duración de la falta, 0,5s.

T_a = Temperatura ambiente de calentamiento, 25 °C.

Despejando el valor de la temperatura obtenemos un valor de 26,06 °C, que está muy por debajo de la máxima admisible de 200 °C. Por tanto se cumple la condición. Con la mencionada sección de 50 mm² la densidad de corriente máxima es 20 A/mm², que es inferior a los 160 A/mm² máximos admisibles por el cobre. Así que esta condición también se cumple holgadamente.

4.4 SELECCIÓN DE PROTECCIONES

4.4.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES

Todo circuito debe estar protegido contra sobreintensidades que puedan ocurrir en el mismo, de acuerdo con la instrucción ITC-BT-22 y la norma UNE-HD 603644-43, interrumpiendo dicho circuito en el menor tiempo posible. Esas sobreintensidades pueden estar originadas por:

- Cortocircuitos.
- Sobrecargas en los equipos alimentados o defectos en el aislamiento de gran impedancia.

Para la correcta protección de dichos circuitos ante estas contingencias, la norma UNE-HD 60364-4-43 establece unas directrices para la selección de los elementos de protección, ya sean interruptores automáticos o fusibles, que se deberían instalar.

4.4.1.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS

Un dispositivo que proteja una canalización frente a sobrecargas debe satisfacer en Joseba Barañano

su funcionamiento las 2 condiciones siguientes:

- $I_B \leq I_n \leq I_z$ (83)

- $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$ (84)

Siendo:

I_B = Intensidad utilizada en el circuito. (A)

I_z = Intensidad admisible de la canalización según la norma UNE-HD 60364-5-52. (A)

I_n = Intensidad nominal del dispositivo de protección (o la de la regulación en el caso de dispositivos regulables). (A)

I_2 = Intensidad efectiva de funcionamiento del dispositivo de protección. (A)

4.4.1.2 PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITOS

Su misión es interrumpir toda corriente de cortocircuito antes de que ésta resulte peligrosa, debido a los efectos mecánicos y térmicos que produce en los conductores y conexiones.

El dispositivo encargado de dicha función debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Su poder de corte debe ser como mínimo igual a la corriente de cortocircuito supuesta en el punto donde se encuentra instalado. Sin embargo, se puede admitir un poder de corte inferior si existe aguas arriba otro dispositivo protector de características tales, que la operación simultánea de ambos elementos impida el paso de una energía superior a la soportable por dichos elementos. Esto se denomina coordinación de protecciones.
- El tiempo de corte no debe superar el tiempo que tarda la temperatura de los conductores en alcanzar el límite admisible. Éste último es como máximo de 5 segundos.

Esta 2ª condición se puede verificar de cumplirse lo siguiente:

$$a) \text{ Si } t_{cable} > 5s: \quad t_{protección} \leq 5 s \quad (85)$$

$$b) \text{ Si } 0,1 s \leq t_{cable} \leq 5 s: \quad t_{protección} \leq t_{cable} \leq 5 s \quad (86)$$

$$c) \text{ Si } t_{cable} < 0,1 s: \quad k^2 \cdot S^2 > I^2 \cdot t_{protección} \quad (87)$$

Donde:

t_{cable} = Duración máxima del cortocircuito que puede admitir el cable hasta alcanzar la temperatura máxima. (s)

$t_{protección}$ = Tiempo de actuación de la protección cuando la recorre la intensidad de cortocircuito. (s)

k = Factor que relaciona la intensidad máxima de cortocircuito con la temperatura máxima admisible del conductor y la duración máxima que ese conductor puede soportar dicha intensidad de cortocircuito. Los valores siguientes proceden de la norma:

$$115 A \cdot s^{\frac{1}{2}} \cdot mm^{-2} \text{ para conductores de cobre y aislamiento PVC o Z1} \quad (88)$$

$$135 A \cdot s^{\frac{1}{2}} \cdot mm^{-2} \text{ para conductores de cobre y aislamiento XLPE o EPR} \quad (89)$$

$$74 A \cdot s^{\frac{1}{2}} \cdot mm^{-2} \text{ para conductores de aluminio y aislamiento PVC o Z1} \quad (90)$$

$$87 A \cdot s^{\frac{1}{2}} \cdot mm^{-2} \text{ para conductores de aluminio y aislamiento XLPE o EPR} \quad (91)$$

S = Sección del conductor. (mm²)

I = Intensidad eficaz de cortocircuito. (A)

4.4.1.3 PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS

Gracias a elementos de corte automático de la alimentación, que impiden la aparición de una tensión de contacto durante un tiempo tal que pueda ser peligrosa, la protección contra contactos indirectos queda asegurada. Esta tarea la llevan a cabo los interruptores automáticos y/o los dispositivos de corriente diferencial residual. Su selección depende de los siguientes condicionantes:

- Intensidad nominal.
- Poder de corte de los dispositivos.

- Tensión de contacto límite convencional admisible, que es de 50 V en locales secos y de 24 V en locales húmedos.

4.4.1.4 DISTRIBUCIÓN DE CUADROS Y PROTECCIONES

La planta contará con un sistema de protección contra sobreintensidades por medio de interruptores magnetotérmicos, sobretensiones por medio de descargadores de tensión y contactos tanto directos como indirectos por medio de interruptores diferenciales. Además cabe mencionar que habrá un sistema de fusibles, concretamente uno por cada rama en la CB y también interruptores-seccionadores para labores de mantenimiento también en las CB.

COMBINER BOX

Los valores característicos de intensidad del módulo fotovoltaico son los siguientes:

- $I_{mpp} = 17,22 A$
- $I_{SC} = 18,5 A$

Como hemos visto en el cálculo del cable, hemos tenido en cuenta el número de ramas en paralelo N y para los fusibles e interruptores-seccionadores asociados, también hay que tenerlo en cuenta. Las características de funcionamiento de un fusible gPV deben estar garantizadas por una corriente de no fusión $I_{nf} = 1,13 \cdot I_n$ y una corriente de fusión de $I_f = 1,45 \cdot I_n$. Esto lo marca la norma UNE EN 60269. No debemos olvidar el derating debido a la temperatura de los equipos. A continuación quedan de manifiesto los cálculos para los fusibles de las combiner boxes de acuerdo al plano unifilar de BT del Anexo II y también de acuerdo a lo ya expuesto. Primeramente el fusible para cada string:

CABLE		FUSIBLES			
		Derating 70 °C	0,85		
		Umbrales	1,13	1,3	1,45
Nº circuitos	Intensidad I _{sc}	Calibre (A)			
1	18,5	25	24	28	31

Tabla 37 – Cálculo de fusible para cada string

A continuación el fusible en cada una de las entradas de cada inversor:

CABLE		FUSIBLES			
		Derating 70 °C	0,85		
Nº circuitos	Intensidad I _{sc}	Umbrales	1,13	1,3	1,45
		Calibre (A)			
10	166,5 A	250	240	276	308

Tabla 38 – Cálculo de fusible del inversor

Cabe destacar que aparte de los fusibles, las combiner boxes deberán disponer de:

- Bases portafusibles.
- Interruptor-seccionador de DC para maniobra de circuitos de entre 250 A y 400 A dependiendo del número de strings asociado.
- Descargador de tensión.
- Bornas de conexión.

Todo el equipamiento está preparado para una tensión de 1.500 Vcc.

4.4.1.5 COMPROBACIONES ADICIONALES

Los fusibles en la entrada de cada string a la CB deben cumplir que:

Para $S=4\text{mm}^2$:

- $I_n(\text{fusible}) > 1,5 \cdot I_{SC} \rightarrow 25 \text{ A} > 1,5 \cdot 18,5 \text{ A} = 27,75 \text{ A} \rightarrow$ Por tanto, no cumple. (92)

Debemos escoger un calibre superior, en este caso 30 A.

- $I_n(\text{fusible}) > 1,5 \cdot I_{SC} \rightarrow 30 \text{ A} > 1,5 \cdot 18,5 \text{ A} = 27,75 \text{ A} \rightarrow$ Por tanto, cumple la 1ª condición.
- $I_n(\text{fusible}) < 2,4 \cdot I_{SC} \rightarrow 30 \text{ A} < 2,4 \cdot 18,5 \text{ A} = 44,4 \text{ A} \rightarrow$ Por tanto, cumple la 2ª condición. (93)

- $I_b \leq I_n(\text{fusible}) \leq I_z \rightarrow 1,25 \cdot I_{MPP} \leq 30 A \leq 46 A \cdot K \rightarrow 21,53 A \leq 30 A \leq 46 A \cdot 0,77 = 35,42 A \rightarrow$ Por tanto, cumple la 3ª condición. (94)
- $I_F \leq 1,45 \cdot I_z \rightarrow I_n(\text{fusible}) \cdot 1,35 \leq 1,45 \cdot 46 A \cdot 0,77 \rightarrow 40,5 \leq 51,36 \rightarrow$ Por tanto, cumple la 4ª condición. (95)

Como ha quedado demostrado, el fusible de 30 A sirve para los strings de sección 4 mm². Comprobamos a continuación los de sección de 6 mm²:

- $I_n(\text{fusible}) > 1,5 \cdot I_{SC} \rightarrow 30 A > 1,5 \cdot 18,5 A = 27,75 A \rightarrow$ Por tanto, cumple la 1ª condición.
- $I_n(\text{fusible}) < 2,4 \cdot I_{SC} \rightarrow 30 A < 2,4 \cdot 18,5 A = 44,4 A \rightarrow$ Por tanto, cumple la 2ª condición.
- $I_b \leq I_n(\text{fusible}) \leq I_z \rightarrow 1,25 \cdot I_{MPP} \leq 30 A \leq 53 A \cdot K \rightarrow 21,53 A \leq 30 A \leq 53 A \cdot 0,77 = 40,81 A \rightarrow$ Por tanto, cumple la 3ª condición.
- $I_F \leq 1,45 \cdot I_z \rightarrow I_n(\text{fusible}) \cdot 1,35 \leq 1,45 \cdot 53 A \cdot 0,77 \rightarrow 40,5 \leq 59,17 A \rightarrow$ Por tanto, cumple la 4ª condición.

La única diferencia con el caso de sección 4 mm² es el valor de I_z . Hemos comprobado que también la sección de 6 mm² cumple las condiciones, por lo tanto habrá fusibles de calibre 30 A para todas las strings que lleguen a la combiner box.

Ahora comprobamos el calibre de 250 A hallado antes para los fusibles en cada una de las entradas al inversor, ya sea en todos los positivos o en todos los negativos de dichas entradas, pero no en los positivos y negativos a la vez. Para llegar al calibre de 250 A existe otro camino, que es el siguiente:

$$I_b = N^{\circ} \text{ strings} \cdot 1,25 \cdot I_{MPP} = 10 \cdot 1,25 \cdot 17,22 A = 215,25 A \quad (96)$$

$$I_{n_{obligatoria}} = I_{SC} \cdot N^{\circ} \text{ strings} \cdot 1,25 = 18,5 \cdot 10 \cdot 1,25 = 231,25 A \quad (97)$$

Por tanto, elegimos la I_n inmediatamente superior, que es 250 A. Sabemos que la sección es de 300 mm².

$$I_F = 1,35 \cdot I_n = 1,35 \cdot 250 A = 337,5 A \quad (98)$$

$$I_z = 386 A (\text{mirado con la sección de } 300 \text{ mm}^2) \cdot 0,77 = 298,80 A \quad (99)$$

- $I_n(\text{fusible}) < 2,4 \cdot I_{SC} \rightarrow 250 A < 2,4 \cdot I_{SC_{\text{módulo}}} \cdot N^{\circ} \text{ strings} \rightarrow 250 A < 2,4 \cdot 18,5 A \cdot 10 \rightarrow 250 A < 444 A \rightarrow$ Por tanto, cumple esta condición.

- $I_b \leq I_n(\text{fusible}) \leq I_z \rightarrow 215,25 A \leq 250 A \leq 298,80 A \rightarrow$ Por tanto, cumple esta condición.
- $I_F \leq 1,45 \cdot I_z \rightarrow 337,50 A \leq 1,45 \cdot 298,80 A \rightarrow 337,50 A \leq 433,26 A \rightarrow$ Por tanto, cumple también esta condición.
- Por último, $I_{SC_{SCB}} \leq I_z \rightarrow I_{SC_{string}} \cdot (N^{\circ} \text{ strings} - 1) \leq I_z \rightarrow 18,50 A \cdot 9 \leq 298,80 A \rightarrow 166,5 A \leq 298,80 A \rightarrow$ Por tanto, cumple también la última condición. (100)

Queda, pues, demostrado que el fusible de los strings es de calibre 30 A y el de las entradas a cada inversor es de 250 A.

ASPECTOS ECONÓMICOS

1. INTRODUCCIÓN

En todo proyecto es de vital importancia el aspecto económico y parámetros como la rentabilidad y la inversión necesaria y este caso no es ninguna excepción. A continuación se van a analizar las variables económicas y financieras necesarias para demostrar que esta instalación fotovoltaica es una inversión beneficiosa a llevar a cabo y que merece la pena que esto suceda. Esto es debido a su inmejorable situación con terreno regular y poca pendiente y a que dispone de abundante recurso solar. De esta forma se produce mucha energía y la temperatura no es tan alta, lo que aumenta la eficiencia de los módulos.

2. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA "Las Vaguadas - 1"	
CAPÍTULO 1. GENERADOR FV.	6.686.073,00 €
CAPÍTULO 2. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.	881.281,62 €
CAPÍTULO 3. CABLEADO.	262.211,47 €
CAPÍTULO 4. OBRA CIVIL.	1.150.869,37 €
CAPÍTULO 5. SALA DE CONTROL Y ALMACÉN.	437.093,76 €
CAPÍTULO 6. CONTROL , COMUNICACIONES Y SEGURIDAD.	213.936,78 €
CAPÍTULO 7. MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA.	25.836,59 €
CAPÍTULO 8. DIRECCIÓN DE OBRA Y SEGURIDAD Y SALUD.	131.197,74 €
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	

	9.788.500,33 €
21 % IVA	2.055.585,07 €
13 % GASTOS GENERALES	1.272.505,04 €
6% BENEFICIO INDUSTRIAL	587.310,02 €
SUMA DE G.G. Y B.I.	1.859.815,06 €
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	13.703.900,46 €

Tabla 39 – Resumen del presupuesto

3. PRESUPUESTO Y CANTIDADES

		Cantidad	Precio unitario	Importe
1	CAPÍTULO 01 GENERADOR FV			6.686.073,00 €
1.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO	36.720,00	126,00 €	4.626.720,00 €
	Módulo FV marca Risen, modelo RSM120-8-600M, de 600 Wp de potencia pico. PERC Si-monocristalino, 1.500 Vcc.			
1.2	SEGUIDOR SOLAR	540,00	2.145,76 €	1.158.710,40 €
	Estructura solar de acero galvanizado con seguimiento a un eje horizontal, NX Horizon de NEXtracker, ángulo de giro $\pm 60^\circ$, autoalimentado, para			

	68 módulos en 2 strings. Montaje en terreno plano, incluida la tornillería en acero inoxidable.			
1.3	FIJACIÓN ESTRUCTURA SOLAR	5.940,00	120,48 €	715.629,60 €
	Suministro e instalación de postes normalizados para estructura soporte de módulos. Dichos postes irán directamente hincados a 1,5 m de profundidad en el suelo debido a la buena calidad del mismo.			
1.4	STRING COMBINER BOX	108,00	879,75 €	95.013,00 €
	Caja de conexiones CC outdoor de 1.500 Vcc con 10 entradas para agrupación de strings. Incluye pares de base portafusibles, fusibles, descargadores, interruptor-seccionador de CC, cableado y pequeño material eléctrico.			
1.5	SCADA	1,00	90.000,00 €	90.000,00 €
	Incluye Hardware, Software y Power Plant Controller.			
2	CAPÍTULO 02 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN			881.281,62 €
2.1	CONTENEDOR INVERSORES + SKID MV OUTDOOR 6.800kVA	3,00	293.760,54 €	881.281,62 €
	Power Station de 6,8 MVA completa para montaje en intemperie con 4 inversores centrales, modelo INGECON SUN 1.690TL B650, 1690 kVA 1500VDC de Ingeteam. Además con			

	ventilación, sistema de comunicaciones modbus TCP/IP, protecciones en CC y CA, 2 celdas de línea y 2 de protección de transformador y transformadores de potencia a 30 kV. Totalmente equipada y preparada para conexión a red.			
3	CAPÍTULO 03 CABLEADO			262.211,47 €
3.1	m Cable DC 4 mm ² TopCable H1Z2Z2-K	16.362,00	1,45 €	23.724,90 €
	Suministro y colocación de conductor solar unipolar de cobre de 1,5/1,5 kV DC, de sección 1x4mm ² para conectar string con combiner box tendido por el seguidor.			
3.2	m Cable DC 6 mm ² TopCable H1Z2Z2-K	64.746,00	2,53 €	163.807,38 €
	Suministro y colocación de conductor solar unipolar de cobre de 1,5/1,5 kV DC, de sección 1x6mm ² para conectar string con combiner box tendido por el seguidor.			
3.3	m Cable Al 0,6 / 1kV XLPE 300 mm ² para conectar combiner box e inversor	4.390,00	3,30 €	14.487,00 €
	Suministro y colocación de cable FV unipolar de aluminio Al de 0,6/1kV DC, 1x300mm ² , para conexión desde CB a inversor directamente enterrado.			
3.4	m Cable MT Al Voltalene H Al RHZ1-OL de Prysmian 1x95 mm ²	807,00	6,65 €	5.366,55 €

	Suministro y colocación de cable de MT unipolar de aluminio 18/30 kV RHZ1-OL AI 1x95 mm ² para unión entre CT			
3.5	m Cable MT AI Voltalene H AI RHZ1-OL de Prysmian 1x240 mm ²	2.037,00	9,00 €	18.333,00 €
	Suministro y colocación de cable de MT unipolar de aluminio 18/30 kV RHZ1-OL AI 1x240 mm ² para unión entre CT			
3.6	m Cable MT AI Voltalene H AI RHZ1-OL de Prysmian 1x500 mm ²	1.365,00	13,93 €	19.014,45 €
	Suministro y colocación de cable de MT unipolar de aluminio 18/30 kV RHZ1-OL AI 1x500 mm ² para unión entre CT y Centro de Conexión			
3.7	m Puesta a tierra zanjas BT	2.818,80	1,51 €	5.011,39 €
	Suministro y colocación de conductor de cobre desnudo 1x35 mm ² para puesta a tierra de zanjas BT, incluyendo la parte proporcional de soldaduras aluminotérmicas en los puntos de conexión.			
3.8	m Puesta a tierra PS	4.898,29	2,07 €	7.617,60 €
	Suministro y colocación de conductor de cobre desnudo 1x50 mm ² para puesta a tierra del anillo de las Power Station y acompañando a los cables de MT, incluyendo la parte proporcional de soldaduras aluminotérmicas en los puntos de conexión.			

3.9	m Puesta a tierra seguidores	540,00	5,54 €	2.991,60 €
	Suministro y colocación de conductor de cobre desnudo en forma de trenza de 1x25mm ² , para unión entre seguidores y puesta a tierra. Estimado 1 m. por conexión.			
3.10	Conectores string DC, 1.500 Vcc para cable 4 mm ²	540,00	1,72 €	928,80 €
3.11	Conectores string DC, 1.500 Vcc para cable 6 mm ²	540,00	1,72 €	928,80 €
4	CAPÍTULO 04 OBRA CIVIL			1.150.869,37 €
4.1	DESBROCE, NIVELACIÓN Y EXPLANACIÓN			123.136,30 €
	Ha Limpieza y desbroce de terreno de 30 cm máximo de espesor mediante medios auxiliares y transporte y descarga al vertedero	39,90	228,98 €	9.136,30 €
	Parcela; Excavación de la parcela por medios mecánicos, nivelación con pendientes y todos los medios auxiliares para llevarlo a cabo correctamente	1,00	54.000,00 €	54.000,00 €
	Parcela; Terraplenado con material procedente de la excavación y compactación al 95% PM	1,00	60.000,00 €	60.000,00 €
4.2	CIMENTACIÓN POWER STATION	3,00	5.082,01 €	15.246,03 €
	Cimentación de los CT mediante excavación y compactación de tierras, 10 cm de hormigón de limpieza HM-15 y losa de			

	hormigón armado HA-30 y acero corrugado B500S de 13.000x7.500x350 mm. Todo transportado y puesto en obra.			
4.3	CANALIZACIONES ELÉCTRICAS			166.952,51 €
	ZANJA TIPO I, para BT y servicios auxiliares hasta 10 circuitos DC	2.818,80	10,24 €	28.864,51 €
	m; Zanja para cables de CC de dimensiones 0,5 x 0,8 m (anchura x profundidad) para disposición de hasta 10 circuitos de CC directamente enterrados, además de servicios auxiliares y cable de tierra, protegido por cinta de advertencia. Relleno con material local de excavación. Incluye todos los trabajos, equipos y materiales para tal fin. Conecta los strings y las CB.			
	ZANJA TIPO II, para BT y servicios auxiliares hasta 9 circuitos DC	4.159,98	22,86 €	95.097,14 €
	m; Zanja para cables de CC de dimensiones 1,4 x 1,3 m (anchura x profundidad) para disposición de hasta 9 circuitos de CC directamente enterrados, además de servicios auxiliares y cable de tierra, protegido por cinta de advertencia. Relleno con material local de excavación. Incluye todos los trabajos, equipos y			

	<p>materiales para tal fin. Conecta las CB y los inversores. En caso de reunirse con los cables de MT, éstos irán por debajo de los de CC a una distancia de 0,25 m.</p>			
	<p>ZANJA TIPO III, para BT y servicios auxiliares hasta 9 circuitos DC entubados. CONDUCTORES BAJO VIAL.</p>	38,49	248,32 €	9.557,84 €
	<p>m; Zanja para cables de CC de dimensiones 1,4 x 1,3 m (anchura x profundidad) para disposición de hasta 9 circuitos de CC enterrados bajo tubo, además de servicios auxiliares y cable de tierra, protegido por cinta de advertencia. Los tubos son de PVC y están protegidos por un dado de hormigón de aproximadamente 0,6 m de alto. Incluye todos los trabajos, equipos y materiales para tal fin. Conecta las CB y los inversores.</p>			
	<p>ZANJA TIPO I para un circuito LSAT</p>	669,82	43,57 €	29.184,06 €
	<p>m; Zanja para cables MT de dimensiones 0,5 x 1,3 m (anchura x profundidad) para disposición de un circuito MT y cable de tierra directamente enterrados, protegidos por cinta de advertencia. Relleno con material local de excavación. Incluye todos los trabajos, equipos y materiales para tal fin.</p>			

	Conecta los CT y el Centro de Conexión.			
	ZANJA TIPO II para un circuito LSAT. CONDUCTORES BAJO VIAL.	7,00	113,68 €	795,76 €
	m; Zanja para cables MT de dimensiones 0,5 x 1,3 m (anchura x profundidad) para disposición de un circuito MT y cable de tierra protegidos bajo tubo, señalizados por cinta de advertencia. Los tubos son de PVC y están protegidos mecánicamente por un dado de hormigón de aproximadamente 0,6 m de alto. Incluye todos los trabajos, equipos y materiales para tal fin. Conecta los CT y el Centro de Conexión.			
	ARQUETA PREFABRICADA HM 0,5 m	40,00	86,33 €	3.453,20 €
	Suministro e instalación de arqueta de 0,5 x 0,5 x 0,7 m para seguridad perimetral, comunicaciones, canalizaciones eléctricas y CCTV. Prefabricada con hormigón armado con tapa. Incluida excavación, colocación y posterior relleno.			
4.4	URBANIZACIÓN Y VIALES	10.706,10	9,89 €	105.883,33 €
	m ² ; Construcción de viales de 5 m de ancho para mantenimiento y acceso y formados por 0,2 m de zahorra artificial y acabado			

	superficial sin suelo estabilizado con cemento.			
4.5	DRENAJES	21.412,20	33,02 €	707.030,84 €
	Cuneta lateral en bordes de caminos con sección trapecial de taludes 1H: 1V excavada.			
4.6	VALLADO PERIMETRAL Y ACCESOS			32.620,36 €
	Puerta metálica abatible de dimensiones 5 x 2,5 m formada por 2 hojas de perfiles metálicos. Cerradura provista de caja y tapabocas de plástico. Acabado galvanizado.	3,00	1.499,00 €	4.497,00 €
	Suministro, transporte y montaje de valla metálica cinegética con una altura de 2 m hincada sobre el terreno.	2.566,00	10,96 €	28.123,36 €
5	CAPÍTULO 05. SALA DE CONTROL Y ALMACÉN			437.093,76 €
5.1	Suministro e instalación de contenedor de 40 pies. Está formado por un armazón de perfiles de acero y paneles de chapa galvanizada. Acondicionado como sala de control auxiliar. Incluye transporte, montaje in situ y obra civil.	2,00	109.273,44 €	218.546,88 €
5.2	Suministro e instalación de contenedor de 40 pies. Está formado por un armazón de perfiles de acero y paneles de chapa galvanizada. Acondicionado como almacén. Incluye	2,00	109.273,44 €	218.546,88 €

	transporte, montaje in situ y obra civil.			
6	CAPÍTULO 06. CONTROL, COMUNICACIONES Y SEGURIDAD.			213.936,78 €
6.1	Sistema de control, comunicaciones y seguridad con sistema de seguridad perimetral con cámaras CCTV instaladas en postes, control de acceso, suministro e instalación de red de comunicaciones en base a fibra óptica entre los Centros de Transformación y su centro de control, estación meteorológica completamente equipada, monitorización de la planta, incluso material auxiliar y cableado. Totalmente instalado.	1,00	213.936,78 €	213.936,78 €
7	CAPÍTULO 07. MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA			25.836,59 €
7.1	Instalación, montaje y conexión eléctrica de módulos, cajas de conexiones, Centros de Transformación, equipos eléctricos y armarios. Configuración y puesta en marcha de la instalación.	1,00	25.836,59 €	25.836,59 €
8	CAPÍTULO 08. DIRECCIÓN DE OBRA Y SEGURIDAD Y SALUD.			131.197,74 €
8.1	Dirección de obra y seguridad y salud	1,00	131.197,74 €	131.197,74 €
	TOTAL PRESUPUESTO			9.788.500,33 €
	13% Gastos Generales			1.272.505,04 €
	6% Beneficio Industrial			587.310,02 €

	SUMA DE G.G. Y B.I.			1.859.815,06 €
	21% IVA			2.055.585,07 €
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL			13.703.900,46 €

Tabla 40 – Presupuesto detallado

4. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Las variables financieras son la inversión necesaria para la instalación y el PAYBACK y las variables económicas son el VAN y el TIR. Se va a proceder a analizarlas y a explicarlas para demostrar que la inversión es rentable.

4.1 PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

Este presupuesto es de **13.703.900,46 €**, contando obviamente los gastos generales o indirectos, es decir, que no tienen que ver de forma directa con la planta, el beneficio industrial, que es el porcentaje marcado como beneficio y el IVA, aunque suponemos que éste último se devuelve íntegramente. Seguidamente observamos un gráfico que clarifica el porcentaje de gastos dedicado a cada partida principal del presupuesto antes detallado:

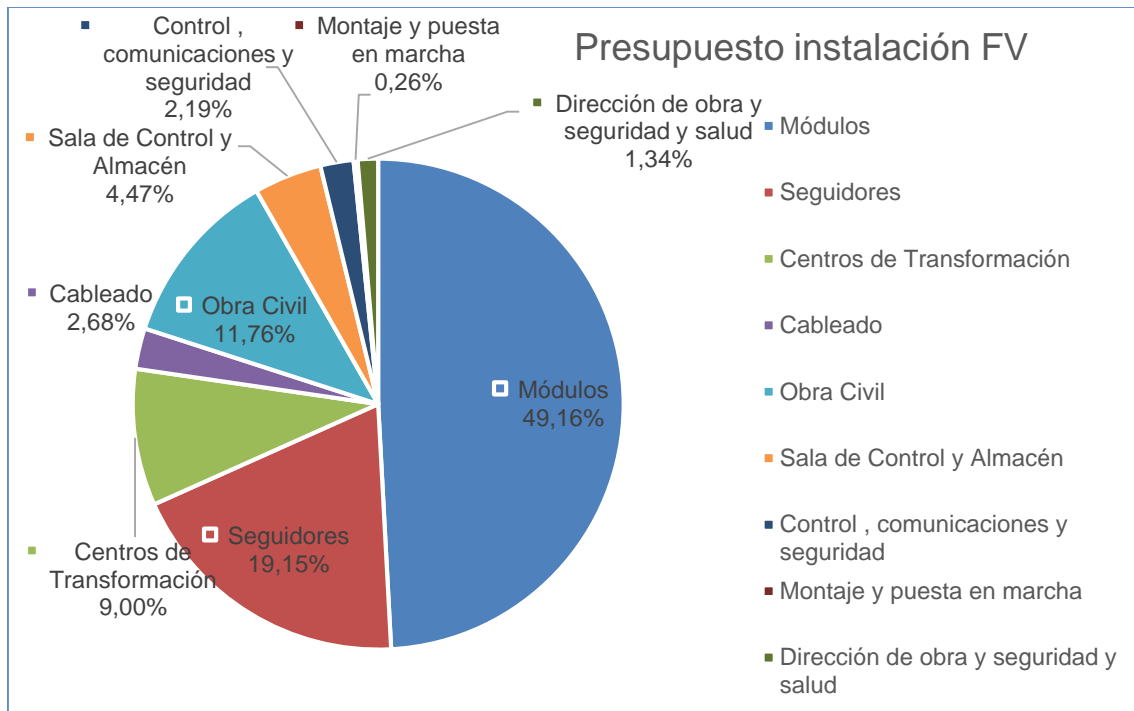


Imagen 40 – Gráfico de torta de los porcentajes de las partidas del presupuesto

Se distingue claramente que el gasto primordial y de mayor importancia son los módulos, aunque comparativamente con el pasado, el precio proporcional al Watio pico de generación va reduciéndose. Esta tendencia va a la baja desde hace años y se espera que así continúe. Los seguidores y la obra civil van como segunda y tercera partida más importante y entre los 2 no se sitúan cerca del precio de los paneles. Los seguidores proporcionan un mejor aprovechamiento de la radiación solar y por tanto mayor energía producida por un precio no tan alto, si bien es cierto que su precio ha sufrido un aumento en los últimos meses debido a la carestía de las materias primas por escasez. De todas formas, en un emplazamiento como el seleccionado es casi obligado usar tracker porque el terreno tiene poca pendiente de Norte a Sur y el recurso solar, es decir, la irradiancia, es grande. No se espera que su precio sufra grandes cambios en un futuro inmediato.

Por último, el último gasto de relevancia corresponde a los Centros de Transformación, donde se encuentran equipos de mucha importancia como son los transformadores de MT, los inversores y las celdas de Media Tensión. No se prevén grandes cambios tampoco en los precios de estos equipos en el corto plazo. La razón de utilizar inversores centrales como en este caso en vez de string inverters, es debido a la ya mencionada cualidad del terreno de ser muy regular y ese tipo de inversores se adapta muy bien a esa característica.

4.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ESTIMADA

La estimación de energía eléctrica producida, es de acuerdo con la simulación del PVSYST de 43.920 MWh/año el primer año y va reduciéndose anualmente debido a la pérdida de eficiencia de los módulos a razón de 0,45% en ese mismo periodo. Además hay que subrayar que nada más instalar los paneles fotovoltaicos pierden un 1,55% de eficiencia respecto al valor de fábrica por el deterioro inducido por la luz y este hecho ya está contemplado en el dato de producción mencionado.

4.3 INGRESOS

Los ingresos se deben al precio de venta de la energía generada gracias al recurso solar. Para calcular la producción anual del primer año, se utilizan datos de la producción energética de los 12 meses anteriores y se multiplica la energía generada cada mes por el precio promedio que tenía la electricidad dicho mes, para después sumarlo todo. A partir de ahí se le suma el IPC al precio de la energía promedio anual cada año y a la producción anual estimada se le resta la pérdida de eficiencia del 0,45% anual de los paneles. Posteriormente se multiplican ambos factores, esto es, precio de la energía y producción estimada, para obtener los ingresos anuales estimados durante los 25 años de funcionamiento de la planta, siendo conservador. Para ilustrarlo está la tabla que viene a continuación:

Año	Precio energía (€/MWh)	Producción estimada (MWh)	IPC (%)	Pérdida de eficiencia (%)	Ingresos (€)
COD	59,20	43.920,00	1,5	0,45	-
2022	59,20	43.283,16	1,5	0,45	2.894.532,77
2023	60,09	43.088,39	1,5	0,45	2.589.094,92
2024	60,99	42.894,49	1,5	0,45	2.616.105,66
2025	61,90	42.701,46	1,5	0,45	2.643.398,18
2026	62,83	42.509,31	1,5	0,45	2.670.975,43
2027	63,78	42.318,01	1,5	0,45	2.698.840,38
2028	64,73	42.127,58	1,5	0,45	2.726.996,03
2029	65,70	41.938,01	1,5	0,45	2.755.445,42
2030	66,69	41.749,29	1,5	0,45	2.784.191,61
2031	67,69	41.561,42	1,5	0,45	2.813.237,68

2032	68,70	41.374,39	1,5	0,45	2.842.586,79
2033	69,73	41.188,21	1,5	0,45	2.872.242,07
2034	70,78	41.002,86	1,5	0,45	2.902.206,74
2035	71,84	40.818,35	1,5	0,45	2.932.484,01
2036	72,92	40.634,66	1,5	0,45	2.963.077,15
2037	74,01	40.451,81	1,5	0,45	2.993.989,45
2038	75,12	40.269,77	1,5	0,45	3.025.224,25
2039	76,25	40.088,56	1,5	0,45	3.056.784,90
2040	77,39	39.908,16	1,5	0,45	3.088.674,81
2041	78,56	39.728,57	1,5	0,45	3.120.897,41
2042	79,73	39.549,80	1,5	0,45	3.153.456,17
2043	80,93	39.371,82	1,5	0,45	3.186.354,60
2044	82,14	39.194,65	1,5	0,45	3.219.596,25
2045	83,38	39.018,27	1,5	0,45	3.253.184,68
2046	84,63	38.842,69	1,5	0,45	3.287.123,53
TOTAL INGRESOS :					73.090.700,89

Tabla 41 – Ingresos estimados de la instalación

4.4 GASTOS

Los gastos que se tienen en cuenta son los detallados:

- Intereses: se ha pedido un préstamo por la suma de 12.100.000 € a devolver en 15 años con una tasa de interés del 3%.
- Gastos de explotación de la planta: son los gastos de operación e incluyen el mantenimiento de la misma. El montante asciende a 110.160 €, siendo 5.000€ cada MWp.
- Vigilancia: se ha cerrado un contrato con la empresa Securitas Direct por 2.000 € al año por este concepto.
- Alquiler terrenos: se alquilan a los propietarios las parcelas correspondientes por 1.500 € la hectárea , haciendo un total de 59.850 € por 39,9 ha.
- Seguro: se suscribe una póliza a todo riesgo con Caser Seguros con una prima anual de 7.500 €.

- Gastos varios: se reserva la cantidad de 10.000 € al año para este concepto.

Año	Intereses (€)	Gastos explot. (€)	Vigil. (€)	Alquiler terrenos (€)	Seguro (€)	Gastos varios (€)	TOTAL (€)
2022	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2023	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2024	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2025	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2026	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2027	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2028	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2029	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2030	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2031	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2032	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2033	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2034	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2035	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2036	1.013.575,62	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	1.203.085,62
2037	-	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	189.510,00
2038	-	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	189.510,00
2039	-	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	189.510,00
2040	-	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	189.510,00
2041	-	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	189.510,00
2042	-	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	189.510,00
2043	-	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	189.510,00
2044	-	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	189.510,00
2045	-	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	189.510,00
2046	-	110.160	2.000	59.850	7.500	10.000	189.510,00
TOTAL GASTOS :							19.941.384,35

Tabla 42 – Gastos anuales de la instalación

4.5 LCOE

Las siglas LCOE representan la expresión Levelized Cost Of Energy y sirve para calcular cuánto dinero cuesta producir la unidad de energía eléctrica, en este caso el kWh, teniendo en cuenta la producción a lo largo de la vida útil de la planta. Es decir, cuánto cuesta construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil. Es interesante porque permite comparar diferentes tecnologías de generación y ver cuál es más rentable. Por ello tiene mucha importancia para inversores, aunque no para consumidores porque no es el precio final de la electricidad para el usuario. En el caso de la instalación que nos ocupa el LCOE es:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} = 0,01605 \text{ €/kWh} \quad (101)$$

Donde:

I_t (€) = Gastos de inversión en el año t (€)

M_t (€) = Gastos de operación y mantenimiento en el año t

F_t (€) = Gastos de combustible (fuel) en el año t

E_t (kWh) = Electricidad generada en el año t

r (%) = tasa de descuento

n (años) = Vida útil o esperada del sistema. 25 años en el caso de la fotovoltaica.

4.6 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

4.6.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es un criterio de inversión consistente en actualizar los cobros y pagos de una inversión para saber cuánto se va a ganar o perder con ella. De esta forma trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés concreto y representa la rentabilidad de un proyecto en términos absolutos netos, o lo que es lo mismo, en unidades monetarias. El VAN presenta la ventaja de que es sencillo de calcular, además de que hace útiles predicciones y tiene en cuenta los diferentes vencimientos de los flujos netos de caja. Su mayor desventaja es que

especificar la tasa de descuento no es fácil. Se considera que un proyecto es viable bajo este criterio si el VAN para una determinada tasa de descuento es positivo. El VAN en este caso es:

$$VAN = -I + \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + V_r \quad (102)$$

Siendo:

I = Inversión total inicial.

FC_k = Flujo de caja del periodo k .

i = Tasa de interés considerada.

n = Números de periodos (años).

V_r = Valor residual de la inversión al final de su vida.

$$VAN = -13.703.900,46 + \sum_{k=1}^{25} \frac{FC_k}{(1+i)^k} + 0 = 21.099.097,83€ \quad (103)$$

Observamos un valor de ganancias de más de 20 millones de euros, lo que es muy ventajoso.

4.6.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La TIR es la tasa de interés o rentabilidad aparejada a una inversión, es decir, el porcentaje de pérdida o beneficio de una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Está estrechamente ligada al VAN y es, de hecho, la tasa de interés que hace que el VAN sea cero para un proyecto de inversión dado. Esto implica que la TIR iguala en el momento inicial la corriente futura de ingresos con la de pagos. La inversión se llevará a cabo si la TIR calculada es mayor de la tasa de descuento utilizada para el cálculo del VAN, o lo que es lo mismo, la inversión se llevará a cabo si el TIR es mayor que las rentabilidades alternativas del mercado de menor riesgo. En este caso, $TIR=11,83 \% > 3\%$, por tanto es una inversión favorable con una buena rentabilidad.

Ecuación de la TIR:
$$VAN = -I + \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + V_r = 0 \quad (104)$$

$$TIR = 11,83 \% \quad (105)$$

4.6.3 PAYBACK

El payback o periodo de retorno indica el tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial, pero no tiene en cuenta más consideraciones, como por ejemplo que los flujos de caja podrían ser negativos a partir de ese punto. De todas formas no es el caso, como se ha demostrado en los apartados anteriores. El payback es un método estático para la evaluación de inversiones y es de gran importancia conocerlo a la hora de embarcarse en un proyecto. Es útil y sencillo, aunque no tiene en cuenta la inflación. En el caso que nos atañe, el payback es de 15 años, que es el periodo al que se ha pedido el crédito y entra dentro de lo razonable para una planta fotovoltaica. Vemos los cálculos del payback, los intereses y el capital amortizado en la tabla siguiente:

Año	Ingresos	Gastos	Resultados	Cuota	Intereses	Cuota amortización	Capital amortizado	Capital vivo	Deuda bancaria	Flujo total
COD								12.100.000,00	15.203.634,30 €	
2022	2.894.532,77	1.203.085,62	1.691.447,15	1.013.575,62 €	363.000,00 €	650.575,62 €	650.575,62 €	11.449.424,38	14.190.058,68 €	-13.512.187,15 €
2023	2.589.094,92	1.203.085,62	1.386.009,30	1.013.575,62 €	343.482,73 €	670.092,89 €	1.320.668,52 €	10.779.331,48	13.176.483,06 €	-12.804.049,38 €
2024	2.616.105,66	1.203.085,62	1.413.020,03	1.013.575,62 €	323.379,94 €	690.195,68 €	2.010.864,19 €	10.089.135,81	12.162.907,44 €	-11.763.463,03 €
2025	2.643.398,18	1.203.085,62	1.440.312,56	1.013.575,62 €	302.674,07 €	710.901,55 €	2.721.765,74 €	9.378.234,26 €	11.149.331,82 €	-10.722.594,88 €
2026	2.670.975,43	1.203.085,62	1.467.889,81	1.013.575,62 €	281.347,03 €	732.228,60 €	3.453.994,34 €	8.646.005,66 €	10.135.756,20 €	-9.681.442,01 €
2027	2.698.840,38	1.203.085,62	1.495.754,76	1.013.575,62 €	259.380,17 €	754.195,45 €	4.208.189,79 €	7.891.810,21 €	9.122.180,58 €	-8.640.001,44 €
2028	2.726.996,03	1.203.085,62	1.523.910,41	1.013.575,62 €	236.754,31 €	776.821,32 €	4.985.011,11 €	7.114.988,89 €	8.108.604,96 €	-7.598.270,17 €
2029	2.755.445,42	1.203.085,62	1.552.359,80	1.013.575,62 €	213.449,67 €	800.125,96 €	5.785.137,07 €	6.314.862,93 €	7.095.029,34 €	-6.556.245,16 €
2030	2.784.191,61	1.203.085,62	1.581.105,98	1.013.575,62 €	189.445,89 €	824.129,74 €	6.609.266,80 €	5.490.733,20 €	6.081.453,72 €	-5.513.923,36 €
2031	2.813.237,68	1.203.085,62	1.610.152,06	1.013.575,62 €	164.722,00 €	848.853,63 €	7.458.120,43 €	4.641.879,57 €	5.067.878,10 €	-4.471.301,66 €
2032	2.842.586,79	1.203.085,62	1.639.501,16	1.013.575,62 €	139.256,39 €	874.319,24 €	8.332.439,67 €	3.767.560,33 €	4.054.302,48 €	-3.428.376,94 €
2033	2.872.242,07	1.203.085,62	1.669.156,45	1.013.575,62 €	113.026,81 €	900.548,81 €	9.232.988,48 €	2.867.011,52 €	3.040.726,86 €	-2.385.146,03 €
2034	2.902.206,74	1.203.085,62	1.699.121,11	1.013.575,62 €	86.010,35 €	927.565,28 €	10.160.553,76 €	1.939.446,24 €	2.027.151,24 €	-1.341.605,75 €
2035	2.932.484,01	1.203.085,62	1.729.398,39	1.013.575,62 €	58.183,39 €	955.392,24 €	11.115.946,00 €	984.054,00 €	1.013.575,62 €	-297.752,85 €
2036	2.963.077,15	1.203.085,62	1.759.991,53	1.013.575,62 €	29.521,62 €	984.054,00 €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	746.415,91 €
2037	2.993.989,45	189.510,00	2.804.479,45	- €	- €	- €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	3.550.895,36 €
2038	3.025.224,25	189.510,00	2.835.714,25	- €	- €	- €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	6.386.609,61 €
2039	3.056.784,90	189.510,00	2.867.274,90	- €	- €	- €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	9.253.884,50 €
2040	3.088.674,81	189.510,00	2.899.164,81	- €	- €	- €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	12.153.049,31 €
2041	3.120.897,41	189.510,00	2.931.387,41	- €	- €	- €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	15.084.436,72 €
2042	3.153.456,17	189.510,00	2.963.946,17	- €	- €	- €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	18.048.382,89 €
2043	3.186.354,60	189.510,00	2.996.844,60	- €	- €	- €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	21.045.227,49 €
2044	3.219.596,25	189.510,00	3.030.086,25	- €	- €	- €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	24.075.313,73 €
2045	3.253.184,68	189.510,00	3.063.674,68	- €	- €	- €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	27.138.988,42 €
2046	3.287.123,53	189.510,00	3.097.613,53	- €	- €	- €	12.100.000,00 €	0,00 €	0,00 €	30.236.601,95 €

Tabla 43 – Payback del proyecto

CONCLUSIONES

Se ha realizado el dimensionado y los cálculos pertinentes, obteniéndose que la planta cuenta con 36.720 módulos de silicio monocristalino de 600 W de Risen Energy RSM120-8-600M, repartidos en 1080 strings de 34 módulos cada una. Cada 2 strings se montan en una estructura con seguidor NX Horizon de Nextracker en configuración 1V. Los Centros de Transformación son de Ingeteam con 4 inversores 1.690TL B650 cada uno de los 3 CT y los cables son de Topcable y Prysmian. Se han seleccionado primeras marcas y paneles Tier-1 para asegurar el rendimiento y la fiabilidad, así como la calidad y rapidez del servicio técnico en el improbable caso de que sucediera alguna contingencia.

No solamente la planta en sí es altamente recomendable, sino que además no se debe olvidar la actual coyuntura política, que apuesta fuerte por las energías renovables, en especial, la fotovoltaica. Las perspectivas para la fotovoltaica son muy positivas porque el precio de esta tecnología, especialmente el de los paneles, que constituyen lo más caro de la instalación, ha ido bajando de manera continuada hasta situarse por debajo de los 50 €/MWh para la generación a gran escala como la que aquí nos ocupa. Este hecho implica que se sitúa muy por debajo en coste de algunos de sus competidores no renovables, como el carbón o la energía nuclear, que se sitúan entre los 60 y los 180 €/MWh. España establece junto a la Comisión Europea incentivos, que consisten en ayudas directas e indirectas con bonificación de impuestos para proyectos fotovoltaicos. Además, se encuentra inmersa en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, en el que se estima un crecimiento de 57.000 MW de parque de generación hasta 2030, lo cual es un crecimiento muy acentuado, contribuyendo todo ello a un panorama beneficioso para este tipo de energía. Las energías renovables están sufriendo un gran impulso hacia adelante por parte de gobiernos de todo el mundo, muy especialmente por gobiernos europeos, como por ejemplo el de España, para cumplir con los objetivos de desarrollo sostenible. Esta iniciativa se denomina Agenda 2030 y persigue entre otros objetivos la protección del medio ambiente, por lo que se va a instalar en España generación de electricidad renovable en la próxima década hasta alcanzar el 74% de la generación de electricidad. Para ello se van a instalar entre otros, 37 GW de energía solar fotovoltaica, una cifra enorme. Con todo ello queda clara la apuesta por este tipo de energía no contaminante y que contribuye a la descarbonización, por lo que es obvio que este sector está en auge y sin duda la fotovoltaica tiene buenas perspectivas, por tanto es una energía limpia y de futuro.

Los cálculos de esta planta han demostrado ser correctos, con lo que la viabilidad técnica queda asegurada, por no mencionar la económica con datos tan favorables como el LCOE de 0,01605 €/kWh, algo casi sin parangón, además de los pingües beneficios que se obtendrían de la planta según el VAN, ganancias esperadas del proyecto de 21.099.097,83 €, un TIR o rentabilidad nada desdeñable de 11,83% y el payback calculado, todo ello completando un conjunto altamente favorable para cualquier inversor. Todo lo mencionado se sustenta en base a las provechosas elecciones de localización, primeras marcas de equipos y buenas expectativas de recurso solar, pudiendo alcanzarse al año con un 99% de probabilidad según

PVSYST la provechosa cantidad de 38,5 GWh de energía inyectada en la red y la aún mejor cifra de 40,9 GWh con un 90% de probabilidad. Además la temperatura no es tan alta en Badajoz con lo que no se resiente mucho la eficiencia de los paneles. No se debe olvidar el alto PR del 84% y las bajas pérdidas de sólo el 16%, lo que constituyen indudablemente puntos a favor. Cabe resaltar asimismo que la instalación está planeada para estar lista en menos de un año como se aprecia en el diagrama de Gantt y a un presupuesto no tan alto para este tipo de plantas, más concretamente poco menos de 10 millones sin contar el IVA, ambas características redundando una vez más en favor de la planta. Su coste de operación y mantenimiento es muy bajo en comparación con otras tecnologías renovables como los aerogeneradores porque los módulos carecen de piezas móviles y su funcionamiento no depende de combustibles fósiles que contaminan y de los que hay una cantidad finita. Ésta, es sin duda una gran instalación, lo que queda refrendado por todo lo ya expuesto y tiene pocos riesgos que se pueden disminuir con un poco de planificación, lo que globalmente la convierte en una gran oportunidad. Sin duda, con estas características debe de ser fácil conseguir financiación para la misma.

Como colofón cabe mencionar que la sociedad está cada vez más concienciada con el medio ambiente y busca alternativas energéticas a las fuentes de energía tradicionales y contaminantes y la fotovoltaica es la solución a ese dilema tanto por prestaciones como por precio, cada vez más favorable, sin olvidar que existen incentivos para desgravar impuestos tanto estatales como de la UE. La industria de la energía solar fotovoltaica es en definitiva extremadamente competitiva, pero también consolidada y asentada y con perspectivas de crecimiento y esta instalación tiene la capacidad de aprovechar dicho contexto de la manera más propicia posible. Hay que resaltar que la energía fotovoltaica contribuye a disminuir el precio de la energía, por ejemplo para empresas, en un momento en el que el precio de la electricidad bate récords. Además es una energía fiable y rentable, a lo que contribuyen las sólidas decisiones de diseño de la planta adoptadas.

BIBLIOGRAFÍA

[1] “Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas”, Julián Cantos Serrano, Ed.Paraninfo, 2016

[2] “Ventajas de la energía solar fotovoltaica”, Enchufe solar,
<https://enchufesolar.com/blog/ventajas-solar-fotovoltaica/#:~:text=Ventajas%20de%20la%20energ%C3%ADa%20solar%20fotovoltaica%20Del%201,de%20energ%C3%ADa%20es%20respetuosa%20con%20el%20medio%20ambiente>

[3] “Datos de generación renovable”, Red Eléctrica Española,
<https://www.ree.es/es/clientes/datos-acumulados-generacion-renovable>

[4] “Datos de energía fotovoltaica en el mundo”, PV-Magazine,
<https://www.pv-magazine.es/2020/04/07/ya-hay-5835-gw-de-energia-fotovoltaica-operativa-en-todo-el-mundo>

[5] “Evolución del mercado solar”, Solarnub,
<https://blog.solarnub.com/evolucion-del-mercado-solar>

[6] “Informe agosto 2021”, OMIE,
https://www.omie.es/sites/default/files/2021-09/informe_mensual_agosto_2021_es_p_1.pdf

[7] “Perspectivas de mercado de la energía solar fotovoltaica”, Revista En Movimiento,
<https://enmovimientorevista.com/global-energia-solar-fotovoltaica-mercado-principales-impulsores-2021/>

[8] “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima”, La Moncloa,
<https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/Paginas/enlaces/220219-plan.aspx#:~:text=Para%20el%20a%C3%B1o%202030%2C%20se%20prev%C3%A9%20una%20potencia,nuclear%2C%20as%C3%AD%20como%20cantidades%20menores%20de%20otras%20tecnolog%C3%ADas>

[9] “Mercado fotovoltaico en España”, E4e-soluciones,

<https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/mercado-fotovoltaico-espana>

[10] “Efecto fotovoltaico”, Solarenergía,
<https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/efecto-fotovoltaico#:~:text=Efecto%20fotovoltaico.%20El%20efecto%20fotovoltaico%20es%20el%20efecto,luz%20o%20C%20en%20general%20a%20una%20radiaci%C3%B3n%20electromagn%C3%A9tica>

[11] “Catastro”, Sede Electrónica del Catastro,
<https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?del=6&mun=900&refcat=06900A29400049&Xcentro=675528.016114977&Ycentro=4298855.0370567&from=OVCBusqueda&final=&pest=coordenadas&latitud=38.821&longitud=-6.9781&gradoslat=&minlat=&seglat=&gradoslon=&minlon=&seglon=&x=&y=&huso=0&tipoCoordenadas=2&ZV=NO&ZR=NO&anyoZV=&tematicos=>

[12] “Paneles solares Risen Energy”, Enfsolar,
<https://es.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/47548>

[13] “Datasheet NX Horizon”, Nextracker,
https://info.nextracker.com/hubfs/Datasheets%202020/nxt_nx_horizon_datasheet%20Aug%202020.pdf

[14] “Catálogo inversores Ingeteam serie B”, Ingeteam,
https://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_4259_Archivo_ingecon-sun-power-serie-b-1500vdc.pdf

[15] “Designación de cables para MT”, Area tecnologia,
<https://www.areatecnologia.com/electricidad/cables-para-media-tension.html#:~:text=-%20La%20designaci%C3%B3n%20de%20los%20cables%20de%20MT,pantallas%20siempre%20se%20designan%20con%20la%20letra%20H.>

[16] “Cable H1Z2Z2”, Prysmian,
<https://es.prysmiangroup.com/Especiales-Prysun-H1Z2Z2-K>

[17] "Designación de los cables eléctricos de Baja Tensión (0,6/1 KV) ", Top Cable,
<https://www.topcable.com/blog-electric-cable/designacion-de-los-cables-electricos-bt-061-kv/>

[18] "Cómo afectan las sombras a los paneles", Solarplak,
<https://solarplak.es/energia/como-y-por-que-afectan-las-sombras-a-los-paneles-solares/>

[19] "Guía cables MT", Prysmian,
https://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/Guia_TECNICA_Cables_Accesorios_MEDIA_Tension-1.pdf

[20] "ITC-LAT 06", Roble,
<http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/Archivos%20para%20descargar/LAT%202008/ITC-LAT%2006.pdf>

[21] "Método UNESA para puesta a tierra", Idoc,
<https://idoc.pub/documents/331409367-puesta-a-tierra-metodo-unesapdf-eljqkgz9xw41>

[22] "ITC-BT-18", Roble,
http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/NUEVO_REBT/ARCHIVOS/INDICE%20DE%20LAS%20INSTRUCCIONES%20TECNICAS%20COMPLEMENTARIAS_archivos/ITC-BT-18.htm

[23] "ITC-MIE-RAT-13", Instalaciones industriales,
<http://www.instalacionesindustriales.es/normativa/electricidad/MIE-RAT/MIE-RAT-13.html>

ANEXO I: PLIEGO DE CONDICIONES NORMATIVA APLICABLE

1. OBJETO

El objeto del presente documento es definir los requisitos y características técnicas para la realización del montaje y puesta en servicio de las infraestructuras eléctricas correspondientes a la Planta Fotovoltaica del presente proyecto, Las Vaguadas-1.

2. CÓDIGOS Y NORMAS

Además de la normativa legal vigente de obligado cumplimiento, serán de aplicación los códigos y normas en vigor, en su última edición, que se citan:

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITCLAT 01 a 09.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera en el sistema eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de

producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red establecidas por el IDAE en su apartado destinado a Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (PCT-C.-Julio 2011).
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
- Norma UNE 157701:2006, especialmente su Anexo A, sobre estructura de un proyecto de instalación eléctrica de Baja Tensión.
- Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.
- Normas Autonómicas y Provinciales para este tipo de instalaciones.
- Normas Municipales para este tipo de instalaciones.

2.1 TRAZADO DE CAMINOS Y OBRA CIVIL

- Orden FOM/273/2016, de 19 de febrero, por la que se aprueba la Norma 3.1-

- IC Trazado, de la Instrucción de Carreteras.
- Orden FOM/3460/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la norma 6.1-IC "Secciones de firme", de la Instrucción de Carreteras.
- Orden FOM/3459/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la norma 6.3-IC: "Rehabilitación de firmes", de la Instrucción de carreteras.
- Orden FOM/298/2016, de 15 de febrero, por la que se aprueba la norma 5.2-IC drenaje superficial de la Instrucción de Carreteras.
- Orden de 31 de agosto de 1987 sobre señalización, balizamiento, defensa, limpieza y terminación de obras fijas en vías fuera de poblado (Instrucción 8.3-IC Señalización de obra).
- Recomendaciones para el diseño de intersecciones.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de carreteras y puentes (PG-3/75), según Orden del Ministerio de Obras Públicas, de 2 de julio de 1976.
- Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

2.2 SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

Son de obligado cumplimiento las disposiciones contenidas en:

- Real Decreto Legislativo 8/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social.
- Real Decreto Legislativo 2/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción.

- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 598/2015, de 3 de julio, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- Real Decreto 899/2015, de 9 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud de las obras de construcción, y sus posteriores modificaciones.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1644/2008, de 10 de octubre, por el que se establecen las normas para la comercialización y puesta en servicio de las máquinas.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- R.D. 486/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.
- Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y

seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.

- Convenio Colectivo General del Sector de la Construcción vigente.
- Real Decreto 1407/1992, de 20 de Noviembre, por el que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual y sus modificaciones posteriores.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados a la exposición al ruido.
- Reglamento de aparatos elevadores, Real Decreto 2291/1985 de 8 de noviembre, derogado parcialmente por Real Decreto 1314/1997 de 1 de agosto.
- Convenio Colectivo Provincial de la Construcción.
- Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- Demás disposiciones oficiales relativas a la prevención de riesgos laborales que pueda afectar a los trabajadores que realicen la obra.
- Normas de Administración Local.
- Disposiciones posteriores que modifiquen, anulen o complementen a las citadas.

3. DISPOSICIONES GENERALES

3.1. DOCUMENTACIÓN DEL PROYECTO

Los distintos documentos que forman el proyecto se complementan mutuamente. En consecuencia, una obra que venga indicada en unos planos y no aparezca en otros deberá ser ejecutada por EL CONTRATISTA, previa consulta a la DIRECCIÓN TÉCNICA, sin indemnización alguna. Se aplica el mismo criterio a los materiales y trabajos accesorios no indicados en los documentos, o a las descripciones erróneas en los detalles de la obra que sean manifiestamente indispensables para llevar a cabo en el espíritu o intención y que por uso y costumbre son generalmente admitidos como necesarios para la ejecución normal de una obra.

La propiedad se reserva el derecho a introducir modificaciones en los planos de la adjudicación, facilitando para ello los croquis necesarios. Estas modificaciones no suponen variación del precio salvo que impliquen un cambio que en la documentación de contrata no se podía prever.

3.2. OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

a) Implícitamente la posibilidad de ejecución de las obras por el hecho de presentarse a la licitación y el buen funcionamiento de sus instalaciones. Reconoce asimismo haber visitado el emplazamiento, haberse dado cuenta de su accesibilidad, condiciones de ejecución, etc. y por consiguiente habrá valorado los trabajos a realizar. Consecuentemente no se admitirán reclamaciones por parte del CONTRATISTA por la omisión o error en los planos o por no haber interpretado el sentido de las estipulaciones, teniendo en cuenta que las cifras y cantidades que se indican se dan tan sólo a título de información.

Para la ejecución del programa de montaje, EL CONTRATISTA deberá tener siempre en la obra el número de operarios adecuado a los trabajos que se estén realizando. El personal será el adecuado para cada trabajo, estando especialmente preparado para el mismo y desarrollándolo en armonía con los demás para la buena consecución del programa.

b) En la ejecución de las obras que se hayan contratado, el CONTRATISTA será el único responsable, no teniendo derecho a indemnización alguna por el mayor precio que pudiera costarle, ni por las erradas maniobras que cometiese durante la ejecución, siendo de su riesgo e independiente de la inspección del técnico. Asimismo será responsable ante los tribunales de los accidentes que por inexperiencia o descuido sobrevinieran.

Si a juicio de la DIRECCIÓN TÉCNICA hubiera alguna parte de la obra mal ejecutada, tendrá el CONTRATISTA la obligación de demolerla y volverla a ejecutar tantas veces como sea necesario, no dándole motivo estos trabajos de pedir indemnizaciones de ninguna clase.

c) EL CONTRATISTA no podrá hacer ningún trabajo que suponga un suplemento de gastos sin autorización escrita de LA DIRECCIÓN TÉCNICA y en caso de utilizar materiales de calidades y precios superiores a los estipulados, serán de su cargo.

d) Todos los impuestos sobre los objetos a suministrar, mano de obra y accesorios irán a cargo del contratista.

3.3. VALORACIONES

Las valoraciones de las unidades contempladas en la obra se deducirán de multiplicar el número de éstas obtenido a resultas de las mediciones, por el precio unitario estipulado, sin que su importe pueda exceder a la cifra total de los presupuestos aprobados. Por consiguiente, el número de unidades de obra contemplado en el proyecto no servirá para la valoración.

Las obras no concluidas se abonarán con arreglo a precios consignados en el presupuesto, sin que pueda pretenderse la valoración de otra manera.

Las cantidades calculadas para obras accesorias, incluidas partidas alzadas del Presupuesto, serán abonadas a los precios de la contrata, según las condiciones de la misma o por lo que resulte de la medición final.

3.4. HERRAMIENTAS E INSTRUMENTACIÓN

El CONTRATISTA aportará toda la herramienta e instrumentación necesaria para el tipo de trabajo a realizar. Se dispondrá en obra de medidores de aislamiento, detectores de faltas de cable enterrado, medidores de parámetros eléctricos, equipos para medición de tierras, tarado de relés y en general toda la herramienta e instrumentación necesaria para la correcta ejecución y puesta en marcha de las instalaciones. La DIRECCIÓN TÉCNICA se reserva el derecho de rechazar en cualquier momento aquellas herramientas e instrumentación que juzgue inadecuadas.

3.5. CONTROL DE MATERIALES Y EQUIPO

A. El suministro de todos los materiales y equipos a montar, salvo indicación en contra, será por cuenta del CONTRATISTA.

B. El CONTRATISTA será responsable de los materiales y equipos, incluyendo el personal y MEDIOS necesarios para las actividades de recepción en fábrica y en obra, almacenamiento, conservación, manipulación y transporte hasta el lugar de montaje y el mantenimiento necesario después del montaje, hasta la entrega final a LA DIRECCIÓN TÉCNICA.

C. EL CONTRATISTA deberá reparar satisfactoriamente, o reponer, todos los materiales y equipos que resulten dañados o inutilizados como consecuencia de una inadecuada o incompleta realización de tales actividades.

D. LA DIRECCIÓN TÉCNICA tendrá acceso y podrá ejercer su supervisión sobre todas las actividades relacionadas con la fabricación, el almacenamiento, manipulación y mantenimiento de equipos y materiales.

E. En el Plan de Calidad de la obra, el CONTRATISTA establecerá el correspondiente procedimiento general de almacenamiento, manipulación y mantenimiento, en el que se contemplarán tanto los aspectos técnicos como de funcionamiento del almacén, con la definición completa del proceso a seguir, las condiciones técnicas y las responsabilidades para cada una de las actividades.

F. Los materiales de aportación deberán ser almacenados en un área acondicionada, libre de humedad y a temperatura adecuada.

4. TRABAJOS ELÉCTRICOS GENERALES

4.1. GENERALIDADES

Este apartado será de aplicación al:

- Montaje de canalizaciones eléctricas, incluyendo en este concepto la canalización propiamente dicha, el soportado de la misma y las tapas o blindajes de protección que pudieran incluirse en el diseño.
- Tendido y conexionado de cables.
- Sistema de puesta a tierra.
- Sistema de iluminación y fuerza.

Se establecen en este punto las instrucciones generales que deben seguirse para la correcta preparación, ejecución y documentación de los trabajos que se lleven a cabo durante el montaje.

4.2. CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

REQUISITOS GENERALES

Previamente a la instalación el CONTRATISTA realizará un replanteo de detalle, ajustándose exactamente a la situación de bornas de equipos y a la geometría de las estructuras y del trazado general, debiendo tener especialmente en cuenta que:

A. El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas paralelas a las verticales y horizontales de las paredes o estructuras que las soporten o delimiten.

B. El replanteo de detalle que elabore el CONTRATISTA será presentado a la Dirección Técnica en obra, de la que deberá obtener su aprobación antes del inicio de los trabajos.

Las canalizaciones podrán ser de alguno de los siguientes tipos:

- De hormigón/ hormigón vibropresado.
- De cemento.
- De plástico.
- Metálicas.

Puesto que en este proyecto existen en principio canalizaciones, no se hace más referencia a ellas.

4.3. CONEXIONADO

A. Antes de proceder al conexionado definitivo de los cables a sus equipos, el CONTRATISTA llevará a cabo las siguientes operaciones y comprobaciones:

1. Procederá al pelado de los hilos, para lo que se emplearán herramientas adecuadas, con el fin de no deteriorar el hilo ni su aislamiento.
2. Efectuará una comprobación al 100% de la continuidad eléctrica de los hilos que pretenda conectar. Esta comprobación se realizará en circuito abierto, alimentando con una batería de CC y utilizando un aparato luminoso-acústico.
3. Realizará, asimismo, una comprobación al 100% de aislamiento entre conductores y entre cada uno de ellos y tierra. Para la medida de la resistencia de aislamiento se utilizará un medidor Megger capaz de proporcionar tensión continua en vacío comprendida entre los 500 y 1.000 voltios, para circuitos de baja tensión, y de 2.500 a 5.000 voltios, para circuitos de alta tensión. El valor de la resistencia, medida en ohmios, se considerará aceptable cuando se supere la cantidad que se obtenga de multiplicar por 100 la tensión máxima de servicio, expresada en voltios, con un valor mínimo de 250.000 ohmios.

B. Para la realización de las comprobaciones realizadas en el párrafo anterior, el CONTRATISTA elaborará un Procedimiento para la Comprobación de la Continuidad y Aislamiento Eléctrico que presentará a la Dirección Técnica para su aprobación. En dicho procedimiento se reflejará de forma ordenada y detallada la

siguiente información:

- Aparatos y esquemas de la instalación para la comprobación de la continuidad eléctrica de los conductores.
- Medidas a realizar de la resistencia de aislamiento.
- Aparatos y esquemas de conexión para la realización de la medida de aislamiento.
- Tabla de valores admisibles para la resistencia de aislamiento, en función de las diferentes tensiones de servicio que se dispongan en la planta.
- Precauciones que deberán tomarse durante la realización de las medidas y comprobaciones.

C. Para la conexión de los diferentes hilos, se empleará una herramienta de engaste que garantice el control de la presión sobre el terminal.

D. El terminal a emplear en armarios eléctricos y paneles en general, será del tipo de presión preaislado de punta u ojal, según exija el punto donde vaya conexionado.

E. Paralelamente a la ejecución del conexionado, se llevará a cabo el etiquetado del cable, así como de los hilos que lo compongan, ajustándose a los siguientes requisitos:

1. La etiqueta del cable se conectará en el punto de interrupción de la cubierta exterior.
2. La etiqueta del cable llevará marcado con tinta indeleble su número de identificación y composición.
3. Dichas etiquetas consistirán en un manguito termorretráctil. El material empleado en su fabricación contará con la aprobación de la Dirección Técnica.
4. La etiqueta del hilo se colocará inmediatamente antes de su conexión a las regletas de origen y destino.
5. La etiqueta del hilo llevará marcado con tinta indeleble el número de identificación del cable al que pertenezca y a la borna de conexión de origen y destino.

F. Simultáneamente con el conexionado, se realizarán “in situ” las operaciones de taladrado, enhebrado del cable y apriete del prensa que deban llevarse a cabo para asegurar la estanqueidad del paso del cable o el grapado en perfiles normalizados

que aseguren firmeza.

4.4. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

TENDIDO Y CONEXIONADO DE LOS CIRCUITOS A TIERRA

1. Las uniones entre cables o entre cables y pletinas de cobre desnudo se realizarán según se indique en el Proyecto, de alguna de las siguientes formas:

- Soldadura aluminotérmica.
- Uniones atornilladas.
- Grapas.
- Terminales.

2. En el caso de uniones soldadas, se elaborará y presentará a la aprobación de la DIRECCIÓN TÉCNICA un Procedimiento para la realización de la soldadura de tipo aluminotérmico, en el que además de quedar reflejadas las variables de proceso, se establecerán la forma y los medios para el cumplimiento de las siguientes condiciones:

2.1. Preparación de la unión:

- Se limpiarán cuidadosamente los conductores a unir hasta que éstos tengan el brillo del metal. Se podrá utilizar para esa operación lija o cepillo de acero.
- Los conductores mojados o húmedos deberán quedar perfectamente secos, pues la realización de la soldadura en tales circunstancias ocasionaría la aparición de porosidades, que harían rechazable la unión.
- Asimismo, los conductores que hubieran sido tratados con aceites o grasa serán previamente desengrasados, utilizando para ello un producto adecuado.
- Los moldes para la realización de la soldadura serán los que en cada caso (dependiendo de los materiales a unir), recomiende el fabricante aprobado.
- A cada tipo de unión corresponderá un diseño de molde. No se permitirá la colocación de suplementos en los moldes para realizar soldaduras diferentes con un mismo diseño de molde.

- Antes de realizar la soldadura, los moldes deberán limpiarse y secarse cuidadosamente.

2.2. Ejecución de la soldadura:

- Se deberán tener en cuenta las instrucciones del fabricante, las cuales se reflejarán en el procedimiento de soldadura.
- El calor producido durante el proceso de unión no deberá provocar la fusión de ningún punto de los elementos a unir.
- Figurarán en el procedimiento los criterios de rechazo de soldadura, indicando que serán 100% rechazables las uniones con grietas, poros, derrames, o cualquier otro fallo.
- El máximo número de veces que se podrá emplear un mismo molde se establecerá a partir de las recomendaciones del fabricante (máximo 50 soldaduras). Como medida de seguridad adicional, se llevarán a cabo muestreos sobre un 5% de las uniones realizadas con un mismo molde.

3. Las uniones atornilladas entre pletinas o las que se realicen con grapas especiales o mediante terminales, se efectuarán observando las siguientes precauciones:

- Se limpiarán previamente las superficies de contacto, con el fin de que la resistencia eléctrica de la unión sea mínima.
- La limpieza indicada anteriormente se llevará a cabo de forma que no se elimine el galvanizado de las pletinas o estructuras que lleven este tratamiento.
- El CONTRATISTA deberá dar el par de apriete adecuado a los tornillos, con el fin de asegurar la continuidad de la unión.

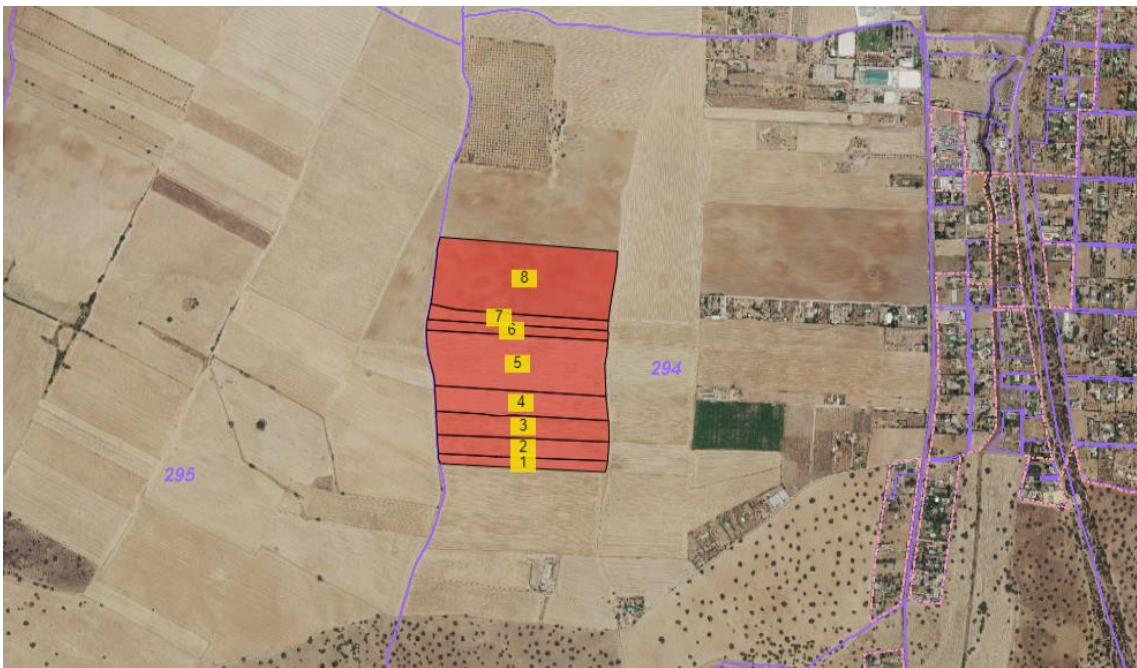
4.5. RECEPCIÓN DE LA OBRA

1. Previo a la recepción, el CONTRATISTA hará entrega de la documentación final en la que se recogerá el estado último en el que ha quedado la instalación: planos, mediciones, recorridos...

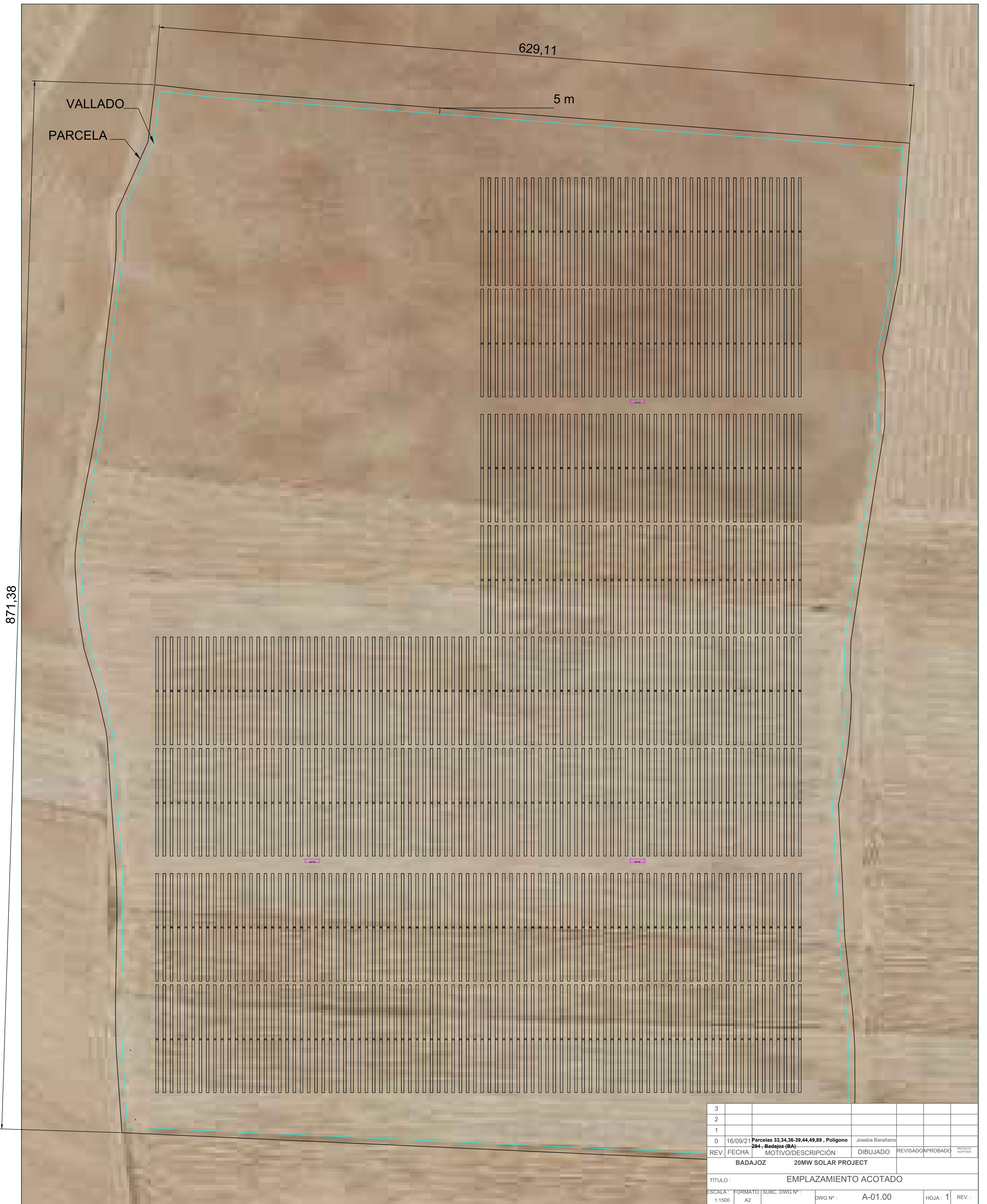
2. En la recepción provisional estarán presentes el funcionario técnico asignado por la Administración, el facultativo encargado de la Dirección de Obra y el CONTRATISTA, levantándose el acta correspondiente. Al realizarse la recepción de las obras, el CONTRATISTA deberá presentar las pertinentes autorizaciones de los

organismos oficiales para el uso y puesta en servicio de las instalaciones que así lo requieran. De no cumplirse este requisito, no se llevará a cabo la recepción.

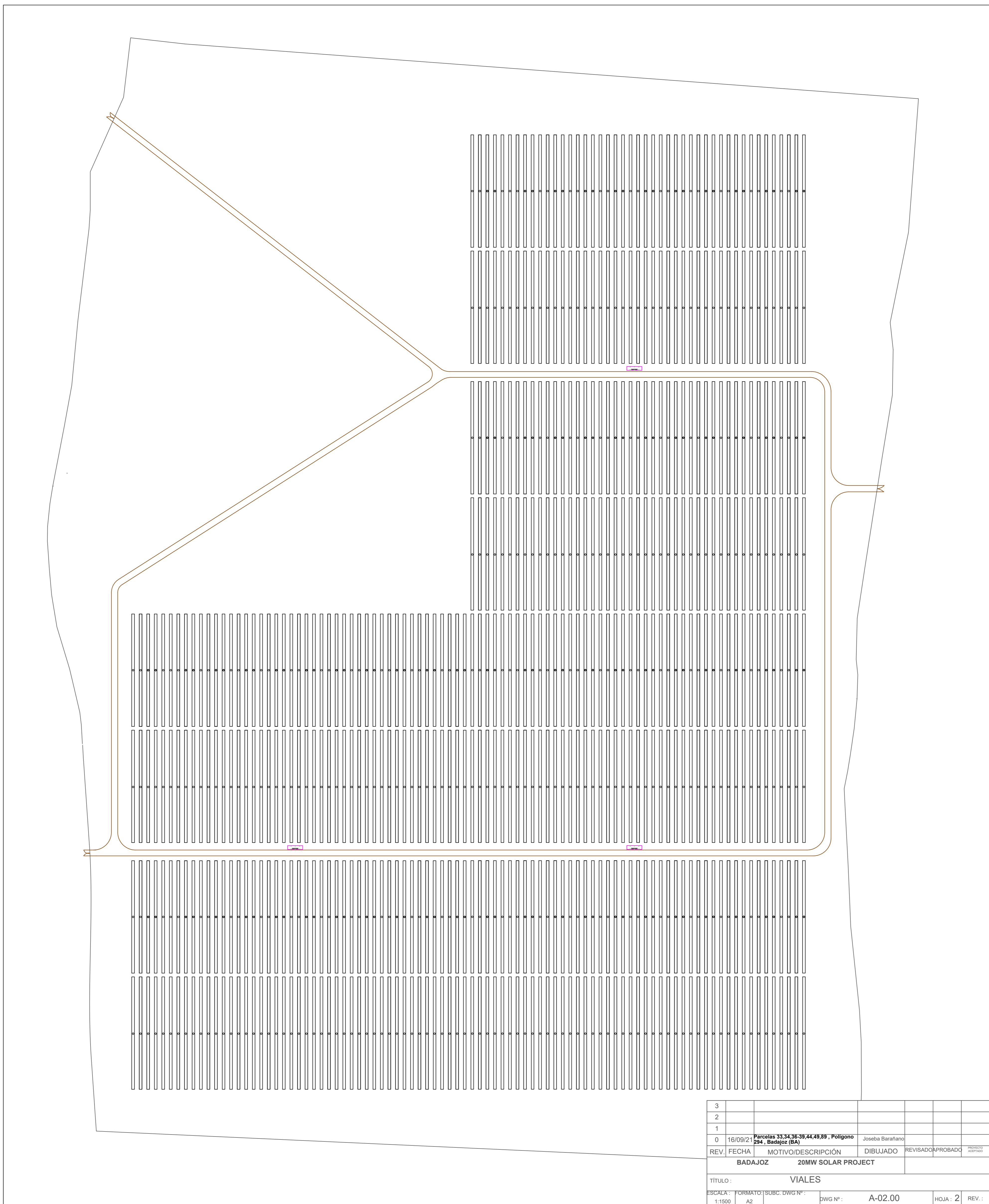
ANEXO II: PLANOS, DISEÑO DE DETALLE



Plano 1 – Emplazamiento de la parcela

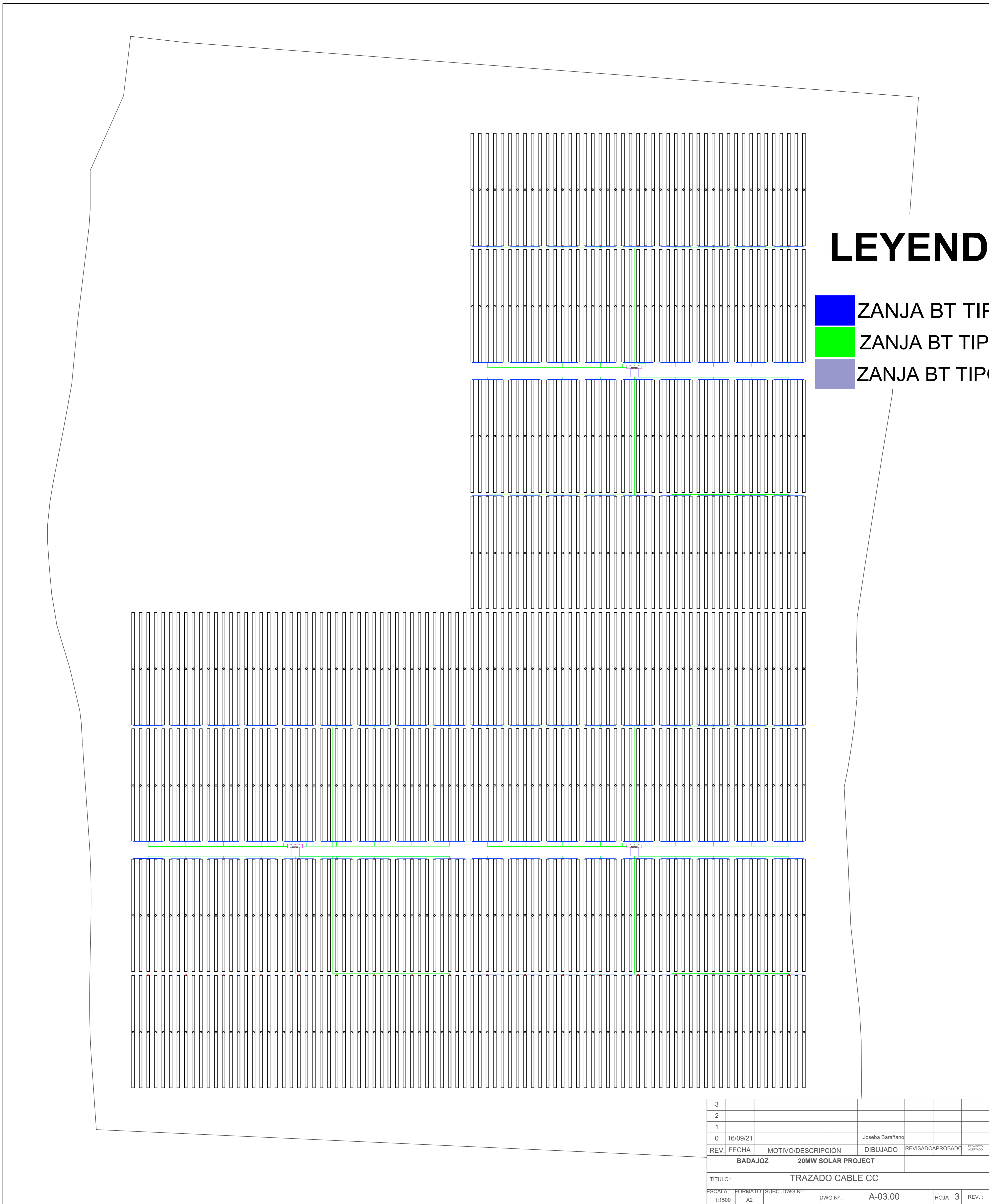


Plano 2 - Emplazamiento acotado



3						
2						
1						
0	16/09/21	Parcelas 33,34,36,39,44,48,89, Poligono 294, Badajoz (BA)	Joseba Barañano			
REV.	FECHA	MOTIVO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	PROBADO	PROBADO APROBADO
BADAJOZ			20MW SOLAR PROJECT			
TÍTULO :			VIALES			
ESCALA :	FORMATO :	SUBC. DWG Nº :	DWG Nº :	A-02.00	HOJA :	2
1:1500	A2				REV. :	

Plano 3 - Trazado viales

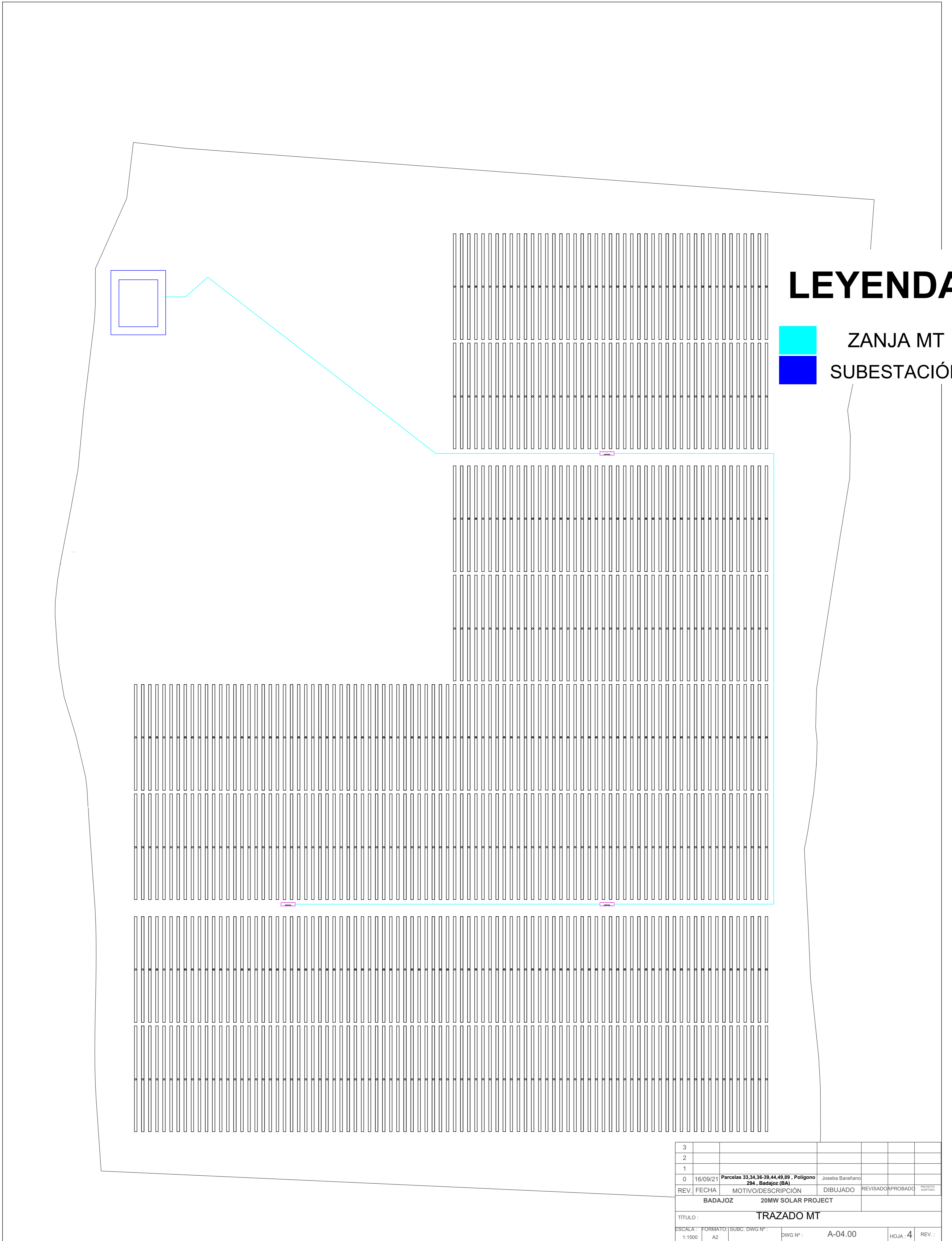


LEYENDA

- ZANJA BT TIPO I
- ZANJA BT TIPO II
- ZANJA BT TIPO III

3						
2						
1						
0	16/09/21		Joseba Barañano			
REV.	FECHA	MOTIVO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	PROBADO	PROBADO APROBADO
BADAJOS 20MW SOLAR PROJECT						
TÍTULO : TRAZADO CABLE CC						
ESCALA :	FORMATO :	SUBC. DWG Nº :	DWG Nº :	A-03.00	HOJA :	3 REV. :
1:1500	A2					

Plano 4 - Trazado zanjas BT



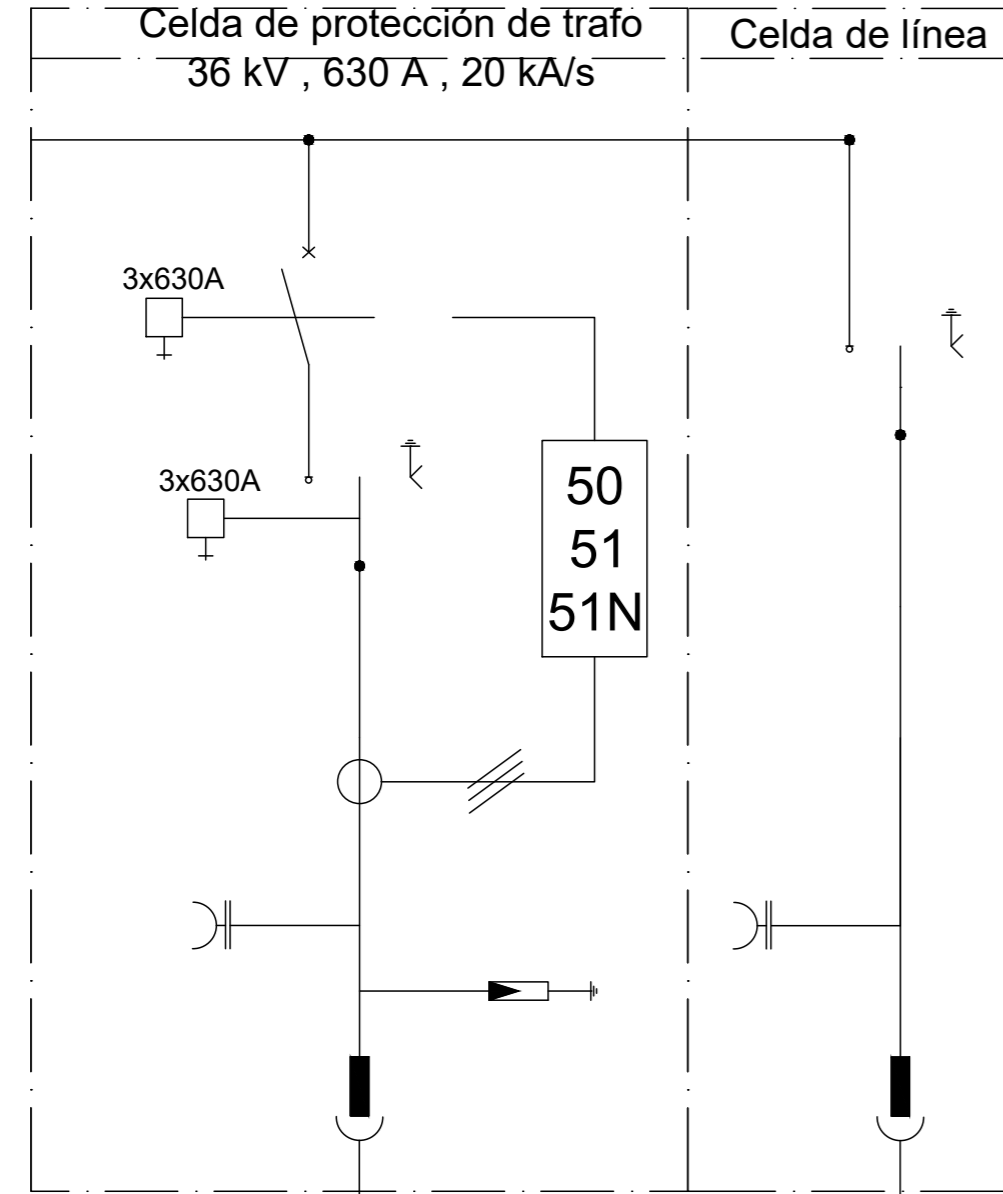
LEYENDA

- ZANJA MT
- SUBESTACIÓN

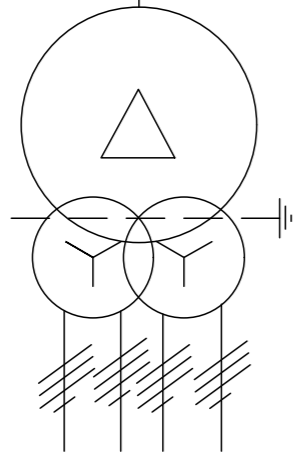
3						
2						
1						
0	16/09/21	Parcelas 33,34,36-39,44,49,89, Poligono 294, Badajoz (BA)	Joseba Barañano			
REV.	FECHA	MOTIVO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	PROBADO	PROBADO APROBADO
		BADAJOZ		20MW SOLAR PROJECT		
TÍTULO :			TRAZADO MT			
ESCALA :	FORMATO :	SUBC. DWG Nº :	DWG Nº :	A-04.00	HOJA :	4
1:1500	A2				REV. :	

Plano 5 - Trazado MT

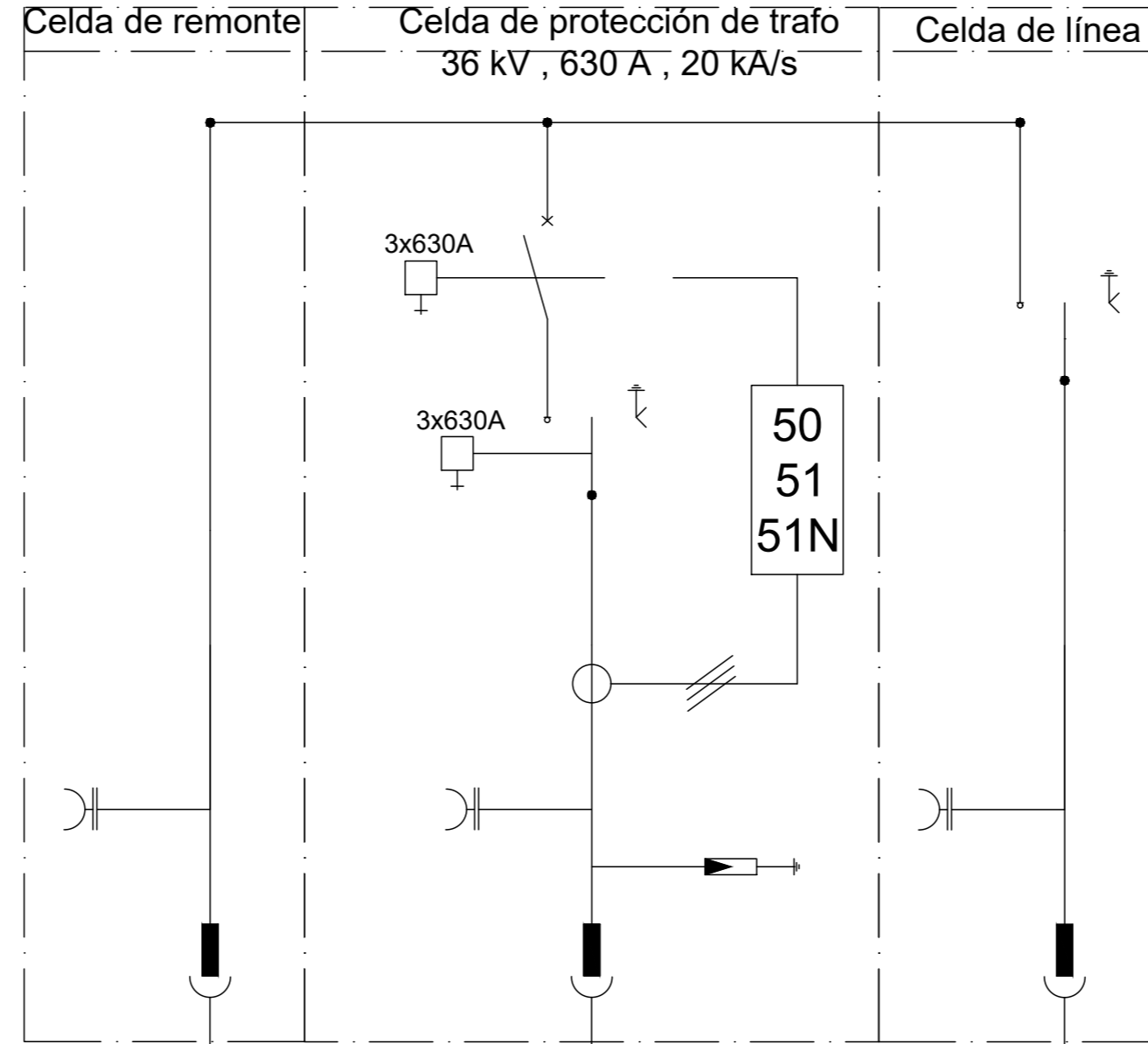
Celdas MT



Transformador MT T01
 Dy11y11 - ONAN
 6.800kVA
 30 / 0,65 / 0,65 kV
 ±2 x 2,5 %

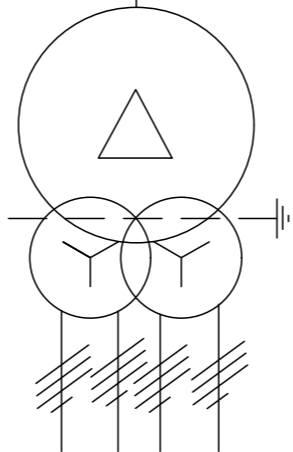


Celdas MT

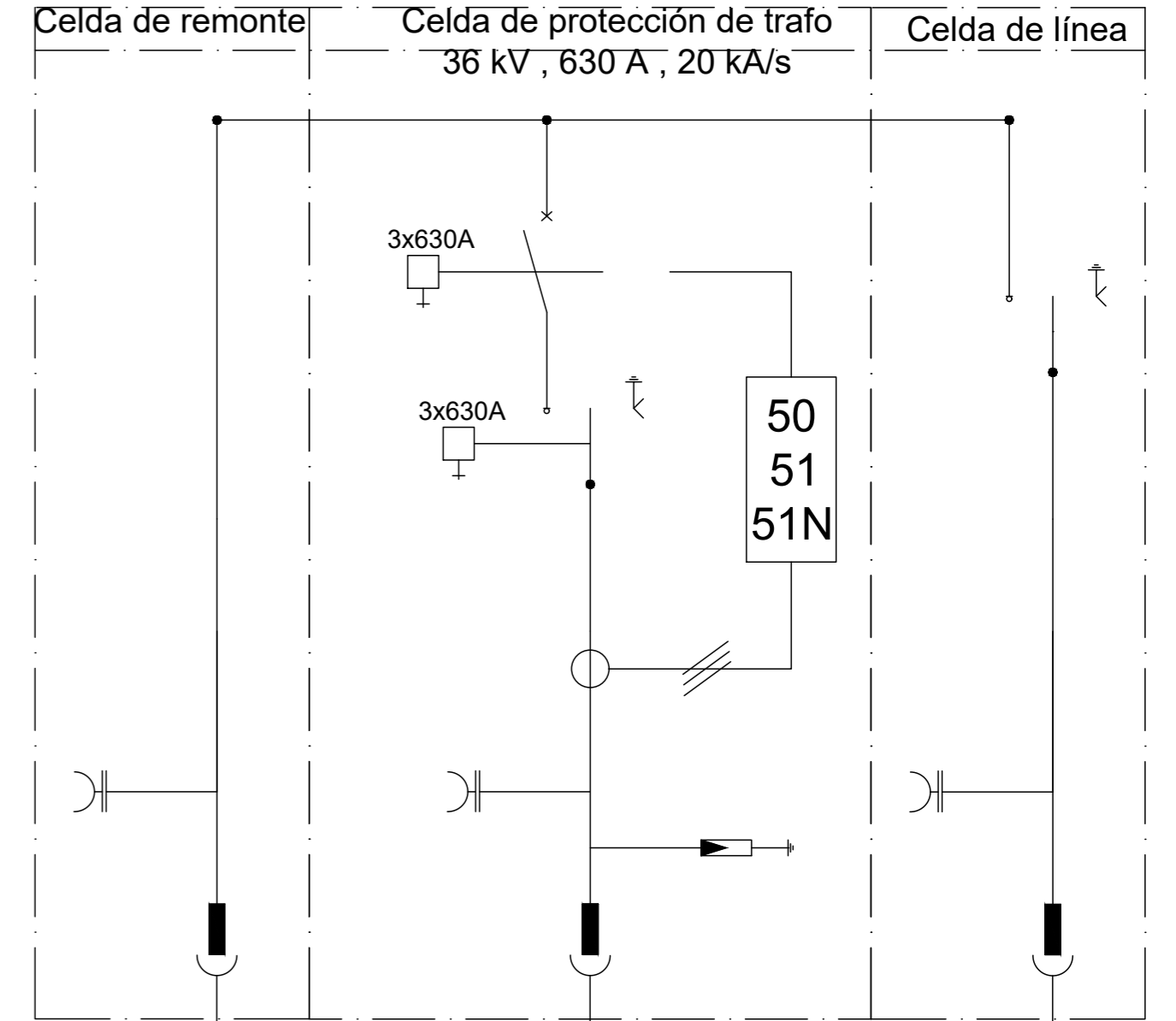


3x1C/95mm²18/30(36)kV AI-RHZ1-OL

Transformador MT T02
 Dy11y11 - ONAN
 6.800kVA
 30 / 0,65 / 0,65 kV
 ±2 x 2,5 %

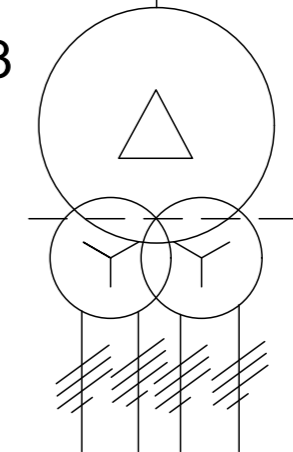


Celdas MT



3x1C/240mm²18/30(36)kV AI-RHZ1-OL

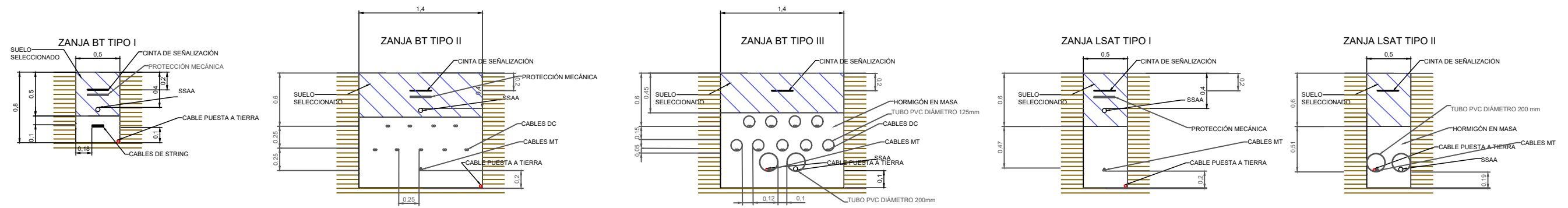
Transformador MT T03
 Dy11y11 - ONAN
 6.800kVA
 30 / 0,65 / 0,65 kV
 ±2 x 2,5 %



3x1C/500mm²18/30(36)kV
 AI-RHZ1-OL
 Hacia la SET

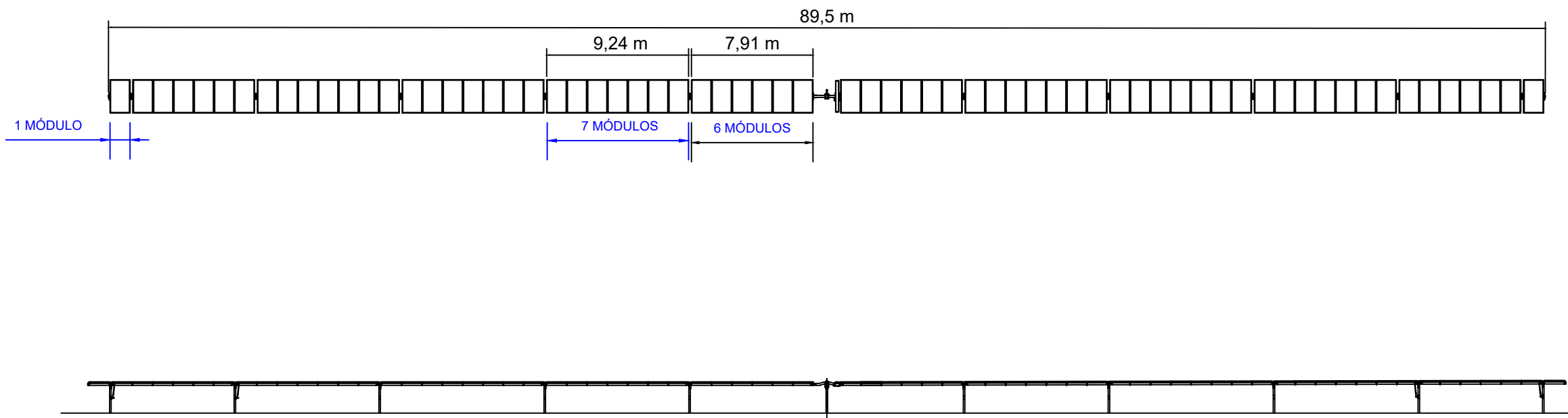
3						
2						
1						
0	16/09/21		Joseba Barañano			
REV.	FECHA	MOTIVO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	PROYECTO ACEPTADO
BADAJOZ			20MW SOLAR PROJECT			
TÍTULO :			UNIFILAR MT			
ESCALA :	FORMATO :	SUBC. DWG Nº :	DWG Nº :	B-02.00	HOJA :	6
S/E	A2				REV. :	

Plano 7 - Unifilar MT

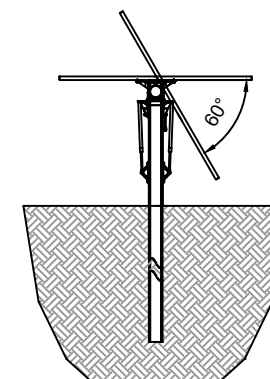


3					
2					
1					
0	16/09/21		Joseba Barañano		
REV.	FECHA	MOTIVO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
BADAJOZ			20MW SOLAR PROJECT		
TÍTULO :			DETALLES ZANJAS		
ESCALA :	FORMATO :	SUBC. DWG Nº :	DWG Nº :	HOJA :	REV. :
1:50	A3		C-01.00	7	

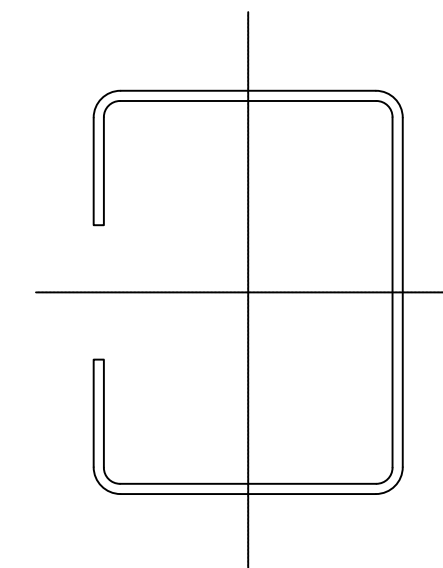
Plano 8 - Detalles zanjas



SEGUIDOR 2 STRINGS (68 MÓDULOS)



MÁXIMA INCLINACIÓN DEL SEGUIDOR

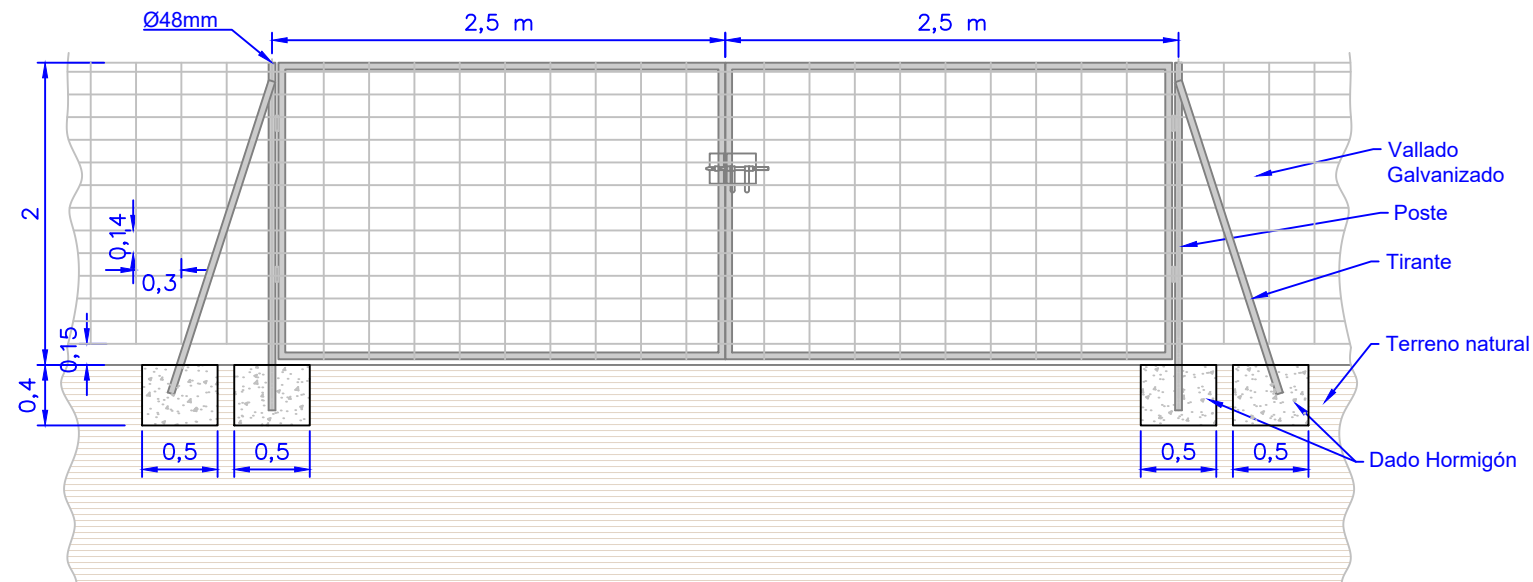


CENTRO

3					
2					
1					
0	16/09/21		Joseba Barañano		
REV.	FECHA	MOTIVO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
		BADAJOZ	20MW SOLAR PROJECT		
TÍTULO :			DETALLES SEGUIDOR		
ESCALA :	FORMATO:	SUBC. DWG Nº :	DWG Nº :	HOJA :	REV. :
S/E	A3		C-02.00	8	

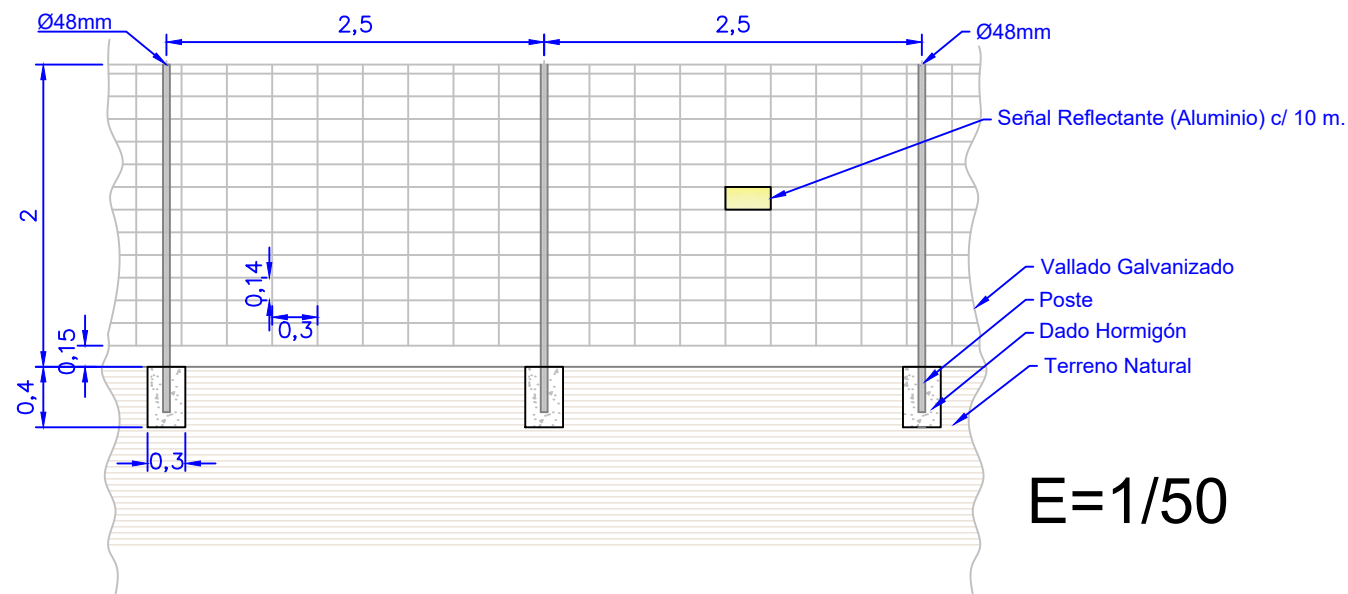
Plano 9 - Detalles seguidor

DETALLE TIPO PUERTA DE ACCESO



E=1/50

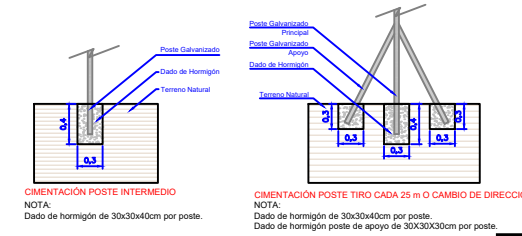
DETALLE TIPO VALLADO



E=1/50

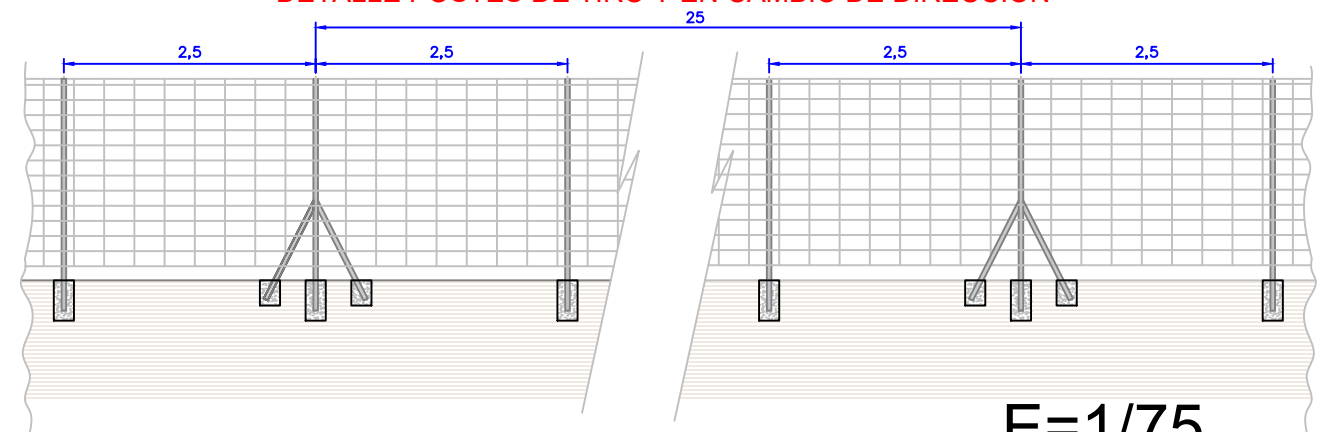
NOTA:
Vallado cinético (200-14-30) Acero galvanizado senzimirz-275, con 14 cm de separación entre hilos horizontales y 30 cm de separación entre hilos verticales.

DETALLE TIPO CIMENTACIÓN



E=1/75

DETALLE POSTES DE TIRO Y EN CAMBIO DE DIRECCIÓN

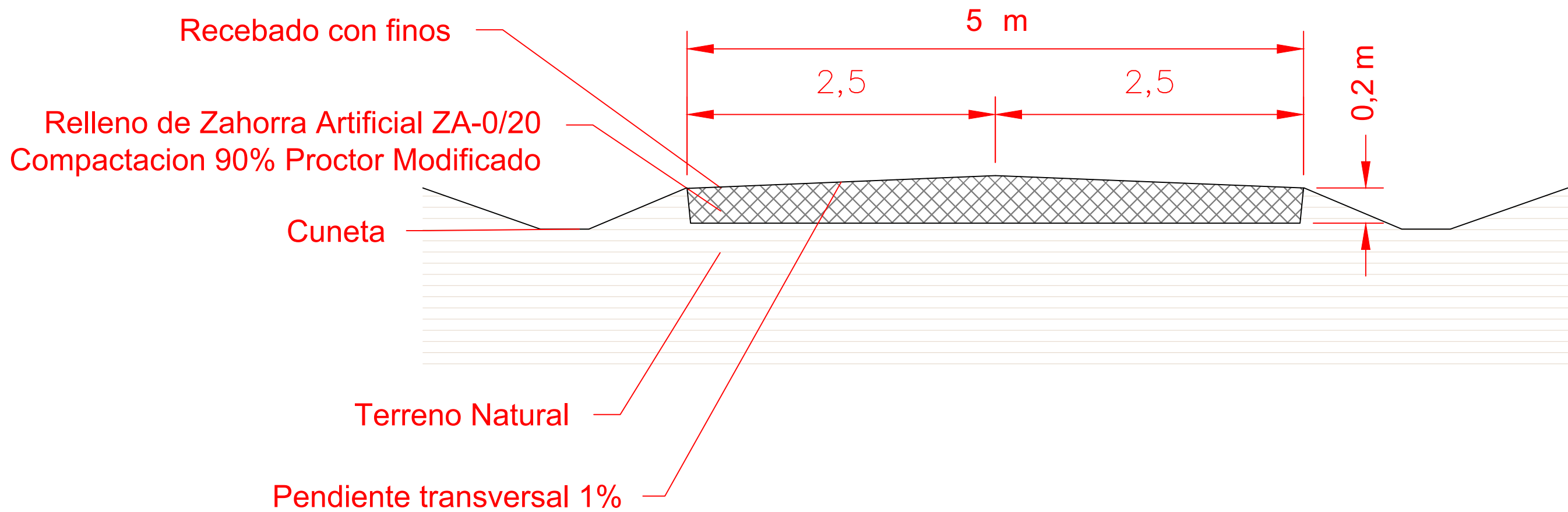


E=1/75

3					
2					
1					
0	16/09/21		Joseba Barañano		
REV.	FECHA	MOTIVO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
BADAJOZ			20MW SOLAR PROJECT		
TÍTULO :			DETALLES VALLADO PERIMETRAL		
ESCALA :	FORMATO :	SUBC. DWG Nº :	DWG Nº :	HOJA :	REV. :
1:50	A3		C-03.00	9	

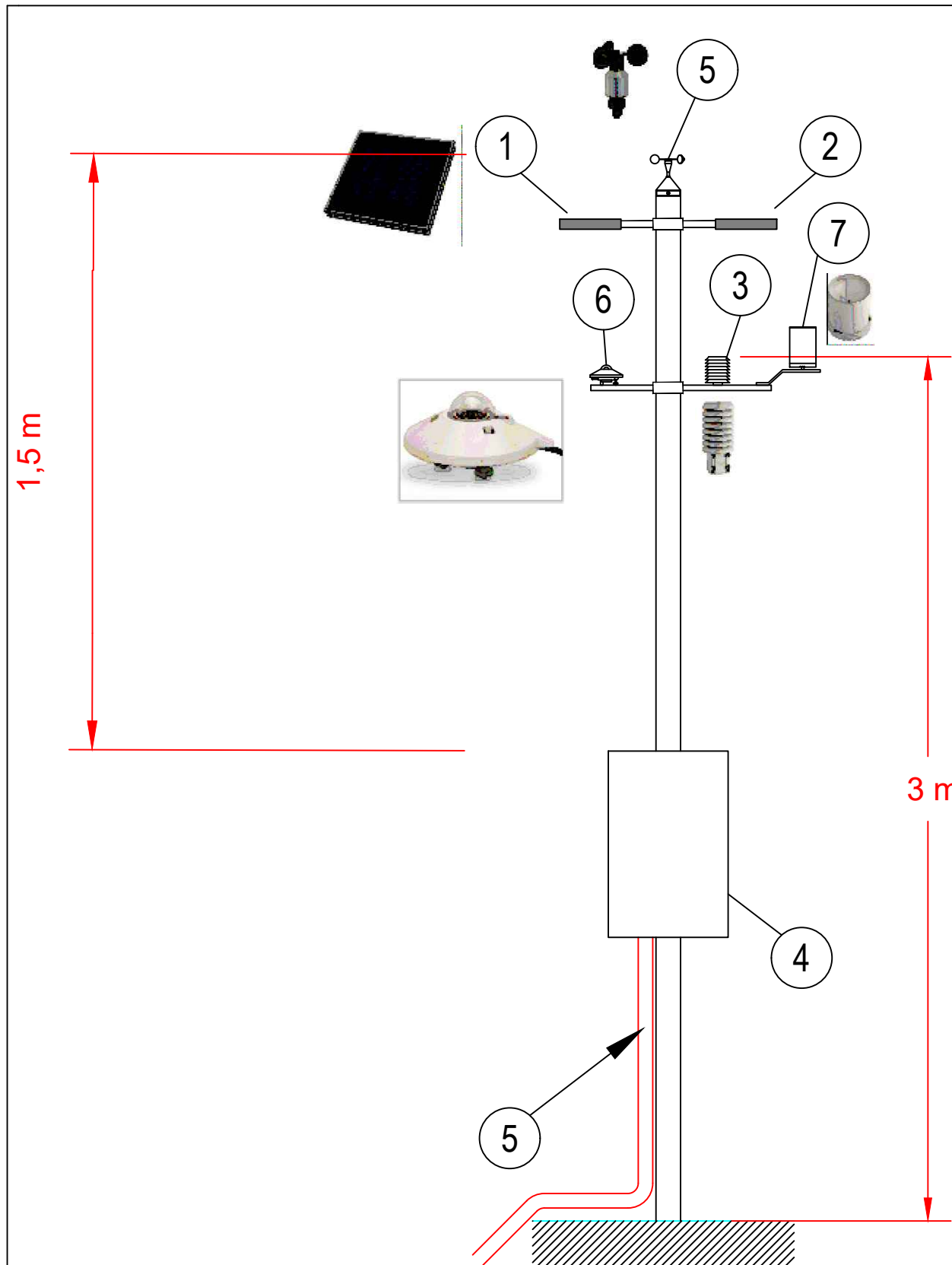
Plano 10 - Detalles vallado perimetral

SECCIÓN DEL VIAL



3						
2						
1						
0	16/09/21		Joseba Barañano			
REV.	FECHA	MOTIVO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	PROYECTO ACEPTADO
BADAJOZ			20MW SOLAR PROJECT			
TÍTULO :			DETALLE VIAL			
ESCALA :	FORMATO :	SUBC. DWG Nº :	DWG Nº :	C-04.00	HOJA :	REV. :
1:25	A3				10	

Plano 11 - Detalle del vial



- ① CÉLULA CALIBRADA HORIZONTAL
- ② CÉLULA CALIBRADA LIMPIA HORIZONTAL
- ③ TERMÓHIGRÓMETRO
- ④ CAJA DE CONTROL DE LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA
- ⑤ MONITORIZACIÓN Y ALIMENTACIÓN ESTACIÓN METEOROLÓGICA
- ⑥ PIRANÓMETRO PARA LA MEDIDA DE LA IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL
- ⑦ PLUVIÓMETRO

3					
2					
1					
0	16/09/21		Joseba Barañano		
REV.	FECHA	MOTIVO/DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
BADAJOZ			20MW SOLAR PROJECT		
TÍTULO :			DETALLE ESTACIÓN METEOROLÓGICA		
ESCALA :	FORMATO:	SUBC. DWG Nº :	DWG Nº :	C-05.00	HOJA : 11
S/E	A3				REV. :

Plano 12 - Detalle estación meteorológica

ANEXO III: INFORME PVSYST



PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: PLANTA_FV_Las_Vaguadas_1

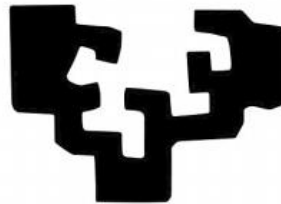
Variante: Las_Vaguadas

Rastreadores ilimitados con retroceso

Potencia del sistema: 22.03 MWp

Las Vaguadas (Badajoz) - España

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



PVsyst V7.1.0
 Fecha de simulación:
 01/10/21 10:18
 con v7.1.0

Proyecto: PLANTA_FV_Las_Vaguadas_1

Variante: Las_Vaguadas

Resumen del proyecto

Sitio geográfico Las Vaguadas (Badajoz) España	Situación Latitud 38.85 °N Longitud -6.97 °W Altitud 209 m Zona horaria UTC+1	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo Las Vaguadas (Badajoz) PVGIS api TMY		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Orientación Rastreo eje horizontal	Rastreadores ilimitados con retroceso Algoritmo de rastreo Cálculo astronómico Retroceso activado	Sombreados cercanos Sin sombreados
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos 36720 unidades Pnom total 22.03 MWp		
Inversores Núm. de unidades 12 unidades Pnom total 18.24 MWca Proporción Pnom 1.208		
Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)		

Resumen de resultados

Energía producida	43920 MWh/año	Producción específica	1993 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	83.97 %
Energía aparente	46236 MVAh				

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos especiales	8
Evaluación P50 - P90	9



Proyecto: PLANTA_FV_Las_Vaguadas_1

Variante: Las_Vaguadas

PVsyst V7.1.0

Fecha de simulación:
 01/10/21 10:18
 con v7.1.0

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Rastreadores ilimitados con retroceso	
Orientación campo FV		Algoritmo de rastreo	Estrategia de retroceso
Orientación		Cálculo astronómico	Núm. de rastreadores 540 unidades
Rastreo eje horizontal		Retroceso activado	Rastreadores ilimitados
Modelos usados		Tamaños	
Transposición	Perez	Espaciado de rastreador	6.00 m
Difuso	Importado	Ancho de colector	2.18 m
Circunsolar	separado	Proporc. cob. suelo (GCR)	36.3 %
Horizonte		Banda inactiva izquierda	0.02 m
Altura promedio	2.4 °	Banda inactiva derecha	0.02 m
Punto de inyección de red		Ángulo límite del retroceso	
Factor de potencia		Límites de phi	+/- 68.1 °
Cos(phi) (principal)	0.950	Necesidades del usuario	
Sombreados cercanos		Carga ilimitada (red)	

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Risen Energy Co., Ltd	Fabricante	Ingeteam
Modelo	RSM120-8-600M	Modelo	INGECON SUN 1690TL B650 OUTDOOR
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	600 Wp	Unidad Nom. Potencia	1520 kWca
Número de módulos FV	36720 unidades	Número de inversores	12 unidades
Nominal (STC)	22.03 MWp	Potencia total	18240 kWca
Módulos	1080 Cadenas x 34 En series	Voltaje de funcionamiento	939-1300 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>30°C)	1689 kWca
Pmpp	20.13 MWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.21
U mpp	1052 V	Potencia total del inversor	
I mpp	19135 A	Potencia total	18240 kWca
Potencia FV total		Núm. de inversores	12 unidades
Nominal (STC)	22032 kWp	Proporción Pnom	1.21
Total	36720 módulos		
Área del módulo	103922 m²		
Área celular	97381 m²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC	
Fracción de pérdida	2.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	0.91 mΩ
Pérdida diodos serie		Uc (const)	29.0 W/m²K	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
Caída de voltaje	0.7 V	Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s	Pérdida de calidad módulo	
Fracción de pérdida	0.1 % en STC	LID - Degradación Inducida por Luz		Fracción de pérdida	-0.8 %
		Fracción de pérdida	1.6 %		



Proyecto: PLANTA_FV_Las_Vaguadas_1

Variante: Las_Vaguadas

PVsyst V7.1.0

Fecha de simulación:
 01/10/21 10:18
 con v7.1.0

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de desajuste de módulo **Pérdidas de desajuste de cadenas**
 Fracción de pérdida 1.0 % en MPP Fracción de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.982	0.930	0.000

Pérdidas del sistema.

Pérdidas auxiliares

Proporcional a la potencia 4.0 W/kW
 0.0 kW del umbral de potencia

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 650 Vca tri
 Fracción de pérdida 1.7 % en STC
Inversor: INGECON SUN 1690TL B650 OUTDOOR
 Sección de cable (12 Inv.) Alu 12 x 3 x 1500 mm²
 Longitud media de los cables 166 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 30 kV
 Promedio de cada inversor
 Cables Alu 3 x 300 mm²
 Longitud 2980 m
 Fracción de pérdida 0.3 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje de Red 30 kV
Pérdidas operativas en STC
 Potencia nominal en STC (PNomac) 21764 kVA
 Pérdida de hierro (Conexión 24/24) 7.25 kW/Inv.
 Fracción de pérdida 0.1 % en STC
 Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.52 mΩ/inv.
 Fracción de pérdida 0.9 % en STC



PVsyst V7.1.0
 Fecha de simulación:
 01/10/21 10:18
 con v7.1.0

Proyecto: PLANTA_FV_Las_Vaguadas_1

Variante: Las_Vaguadas

Definición del horizonte

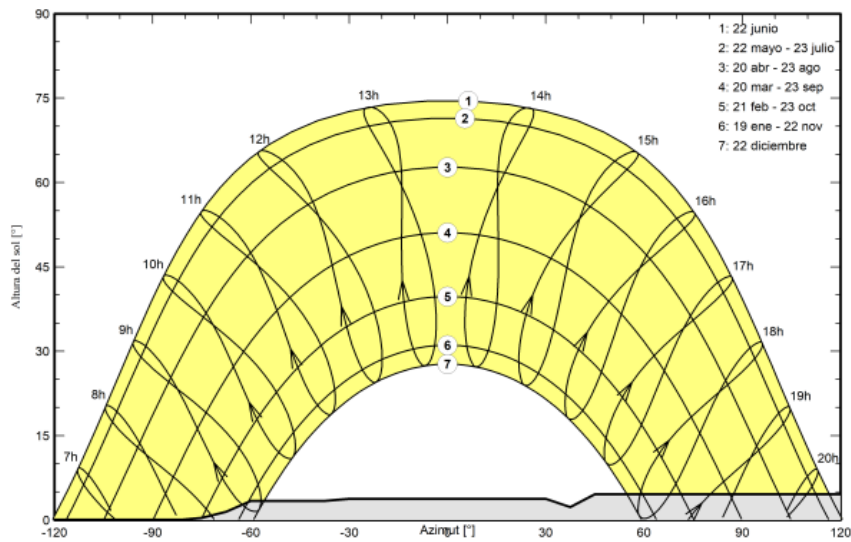
Altura promedio	2.4 °	Factor Albedo	0.79
Factor difuso	0.94	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-83	-75	-68	-60	-38	-30	30
Altura [°]	0.0	0.0	0.4	1.5	3.4	3.4	3.8	3.8
Azimut [°]	38	45	135	143	150	165	173	180
Altura [°]	2.3	4.6	4.6	0.4	0.8	0.8	0.0	0.0

Recorridos solares (diagrama de altura / acimut)

Horizon from PVGIS website API, Lat=38°50'46", Long=-6°58'29", Alt=209m





PVsyst V7.1.0
 Fecha de simulación:
 01/10/21 10:18
 con v7.1.0

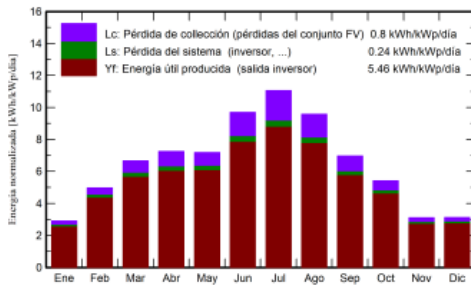
Proyecto: PLANTA_FV_Las_Vaguadas_1

Variante: Las_Vaguadas

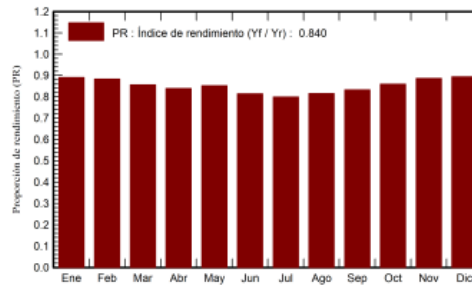
Resultados principales

Producción del sistema
 Energía producida 43920 MWh/año
 Energía aparente 46236 MVAh
 Producción específica 1993 kWh/kWp/año
 Proporción de rendimiento (PR) 83.97 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	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 proporción
Enero	68.5	34.14	8.58	90.2	84.7	1847	1769	0.890
Febrero	100.1	34.02	9.61	139.2	132.5	2825	2710	0.884
Marzo	152.6	52.75	14.28	206.7	197.2	4071	3901	0.857
Abril	166.0	59.80	17.36	217.5	207.5	4200	4021	0.839
Mayo	177.1	82.78	15.97	222.8	212.1	4367	4184	0.852
Junio	220.8	63.34	22.75	290.7	278.1	5447	5216	0.814
Julio	253.9	54.71	27.85	342.9	328.8	6301	6036	0.799
Agosto	218.9	52.23	24.75	296.9	285.1	5569	5334	0.815
Septiembre	155.8	48.38	21.82	209.1	199.7	4002	3836	0.833
Octubre	123.2	43.87	16.33	167.9	159.7	3316	3182	0.860
Noviembre	70.7	33.20	12.21	93.4	88.5	1902	1823	0.886
Diciembre	69.8	26.40	8.33	96.9	91.5	1990	1908	0.894
Año	1777.3	585.62	16.69	2374.1	2265.2	45837	43920	0.840

Legendas

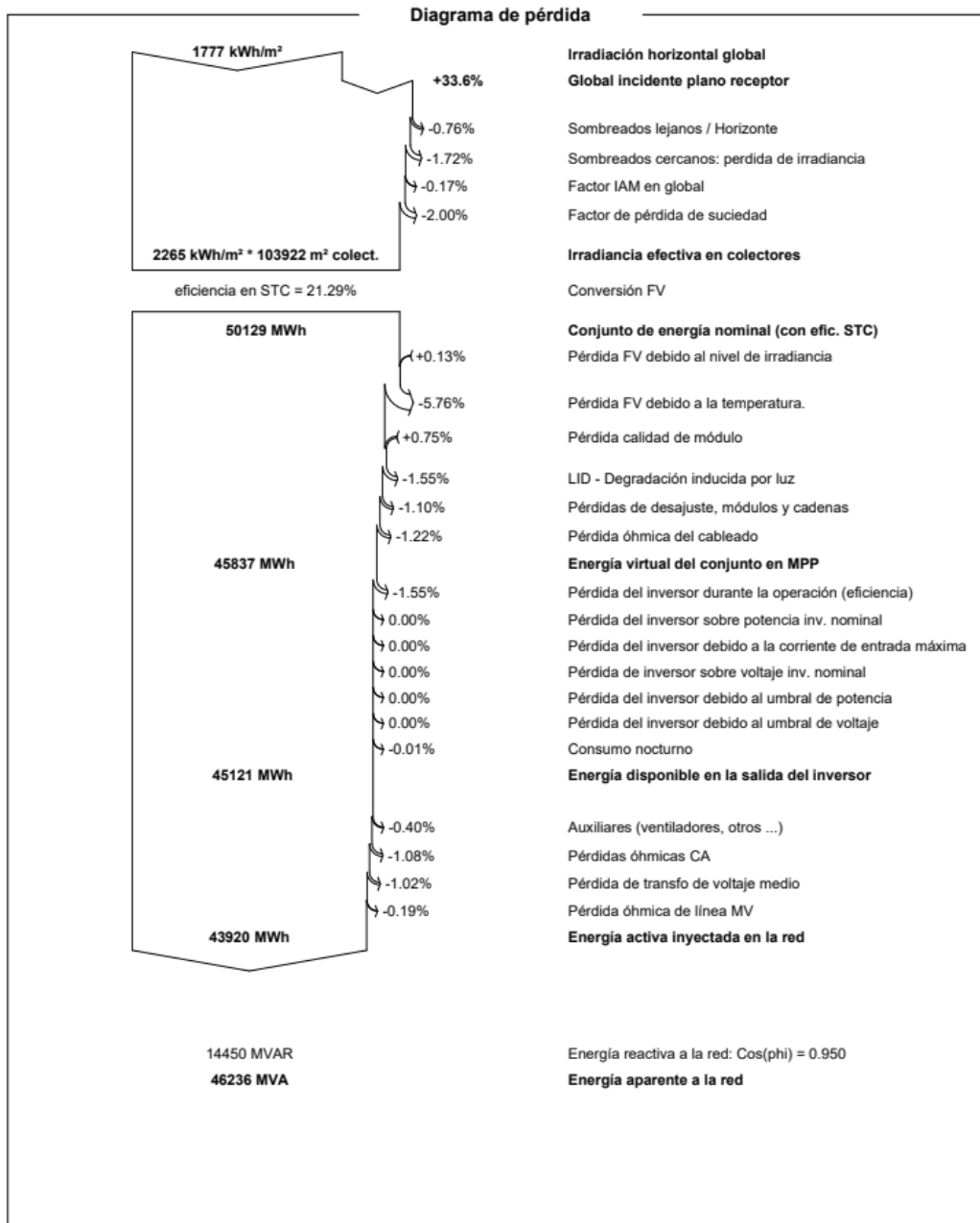
GlobHor Irradiación horizontal global
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb Temperatura ambiente
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
 E_Grid Energía inyectada en la red
 PR Proporción de rendimiento



Proyecto: PLANTA_FV_Las_Vaguadas_1

Variante: Las_Vaguadas

PVsyst V7.1.0
 Fecha de simulación:
 01/10/21 10:18
 con v7.1.0

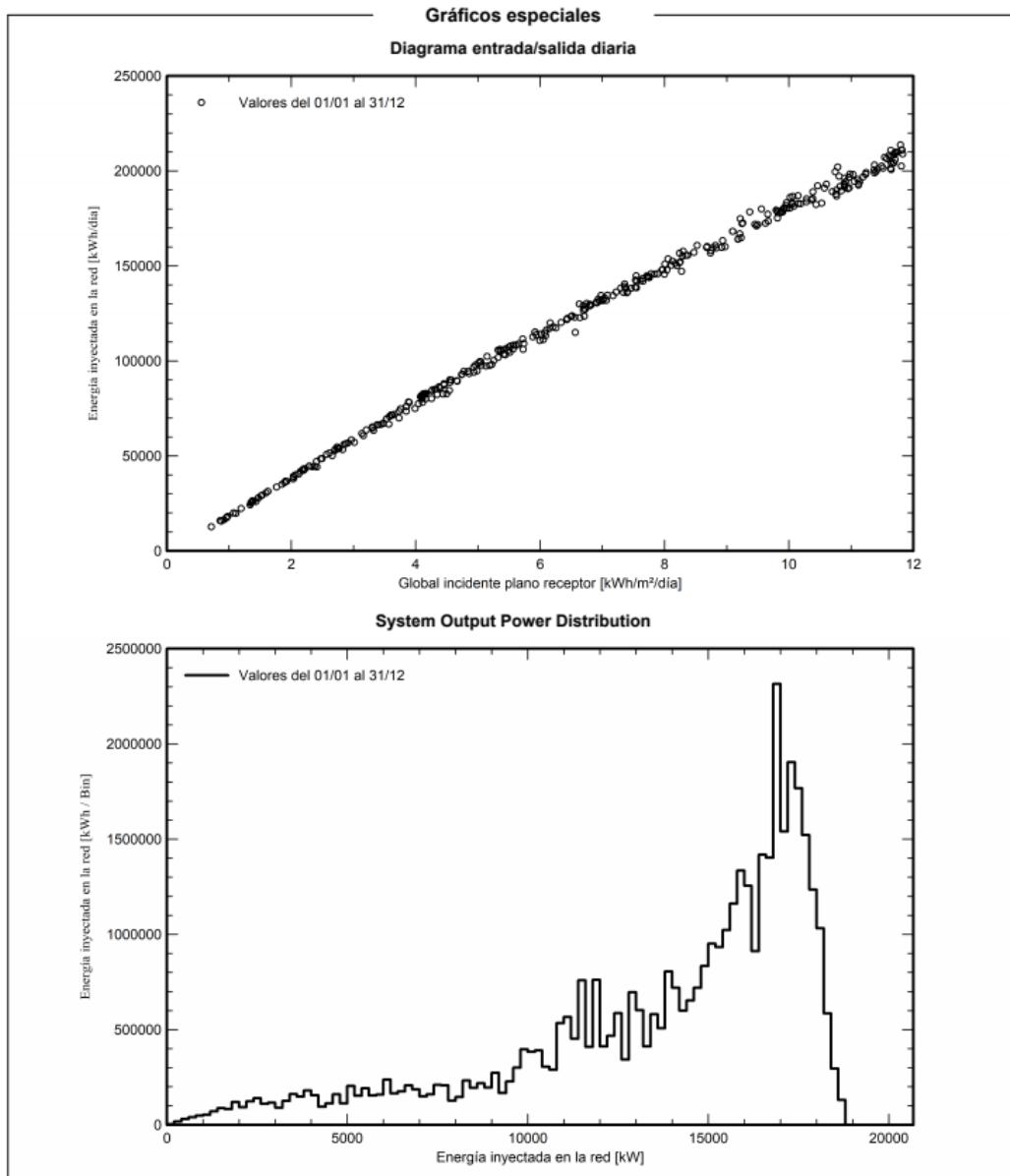




PVsyst V7.1.0
Fecha de simulación:
01/10/21 10:18
con v7.1.0

Proyecto: PLANTA_FV_Las_Vaguadas_1

Variante: Las_Vaguadas





PVsyst V7.1.0
 Fecha de simulación:
 01/10/21 10:18
 con v7.1.0

Proyecto: PLANTA_FV_Las_Vaguadas_1

Variante: Las_Vaguadas

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente de datos meteo	PVGIS api TMY
Tipo	TMY, multianual
Variabilidad año a año (Varianza)	5.0 %
Desviación especificada	
Cambio climático	0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática)	5.3 %
--------------------------------	-------

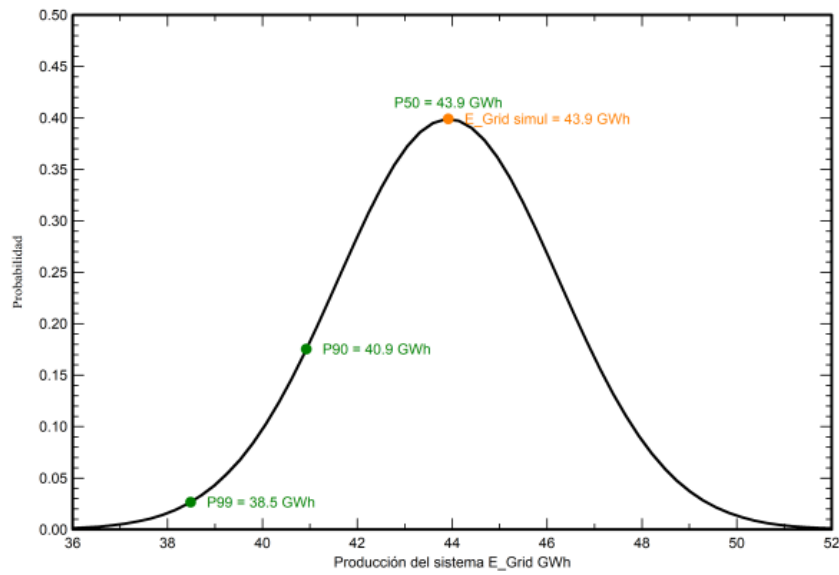
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %
Incertidumbre de degradación	1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad	2.3 GWh
P50	43.9 GWh
P90	40.9 GWh
P99	38.5 GWh

Distribución de probabilidad



ANEXO IV: CÁLCULOS

1. CÁLCULOS DE BT: DESDE LOS MÓDULOS A LAS COMBINER BOXES

String	Módulos serie	L+ (m)	L- (m)	String (m)	Calc S (mm ²)	S	CDT (%)	ΔV Check	Voltaje del string (V)	Voltaje de diseño (V)	Aislamiento(kV)	ΔV max SCB
PS1-INV1-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV1-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV1-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV1-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV1-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV1-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV1-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV2-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV2-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV2-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV2-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV2-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV2-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV2-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV3-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV3-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV3-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV3-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV3-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV3-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV4-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV4-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV4-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV4-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS1-INV4-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS1-INV4-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS1-INV4-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV1-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV1-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV1-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV1-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV1-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV1-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV2-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV2-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV2-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV2-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV2-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV2-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV2-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV3-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV3-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV3-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV3-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV3-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV3-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV4-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV4-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV4-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV4-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS2-INV4-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS2-INV4-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS2-INV4-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV1-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV1-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV1-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV1-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV1-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV1-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV2-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV2-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV2-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV2-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV2-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV2-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV2-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV3-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV3-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV3-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV3-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV3-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV3-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB1-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB1-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB1-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB1-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB1-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV4-CB1-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB1-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB1-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB1-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB1-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB2-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB2-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB2-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB2-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB2-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB2-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB2-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB2-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB2-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB2-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB3-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB3-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB3-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB3-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB3-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV4-CB3-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB3-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB3-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB3-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB3-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB4-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB4-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB4-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB4-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB4-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB4-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB4-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB4-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB4-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB4-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB5-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB5-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB5-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB5-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB5-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV4-CB5-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB5-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB5-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB5-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB5-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB6-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB6-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB6-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB6-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB6-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB6-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB6-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB6-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB6-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB6-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB7-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB7-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB7-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB7-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB7-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

PS3-INV4-CB7-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB7-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB7-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB7-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB7-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB8-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB8-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB8-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB8-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB8-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB8-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB8-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB8-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB8-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB8-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB9-ST1	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB9-ST2	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB9-ST3	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB9-ST4	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB9-ST5	34	45	47	105,5	3,2121	6	0,54	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

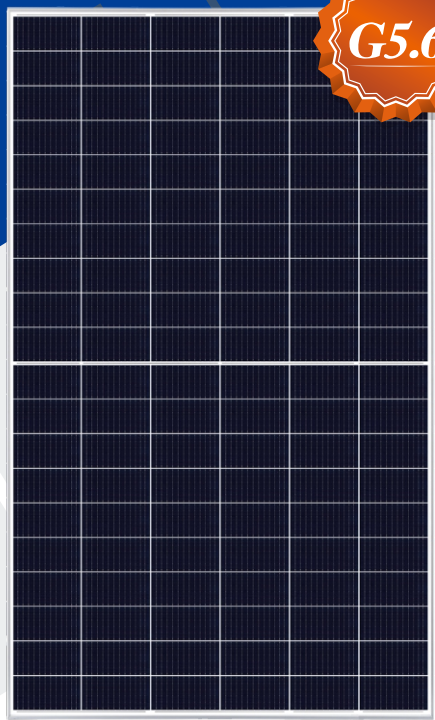
PS3-INV4-CB9-ST6	34	1	2,5	17,5	0,5328	4	0,13	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB9-ST7	34	51	53	117,5	3,5774	6	0,6	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB9-ST8	34	6	7,5	27,5	0,8373	4	0,21	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	
PS3-INV4-CB9-ST9	34	57	59	129,5	3,9428	6	0,66	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	0,66
PS3-INV4-CB9-ST10	34	12	14	39,5	1,2026	4	0,3	OK	1184,9	1500	1,5(1,8)	

Tabla 44 – Cálculos de los strings

ANEXO V: CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES



**HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE**



RSM120-8-580M-600M

120 CELL Mono PERC Module	580-600Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.2% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Industry leading lowest thermal co-efficient of power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive tight power tolerance
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
 - ◆ IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ◆ ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ◆ ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ◆ ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

RISEN ENERGY CO., LTD.

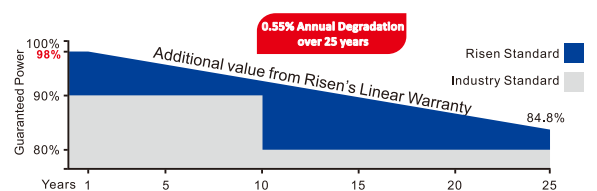
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

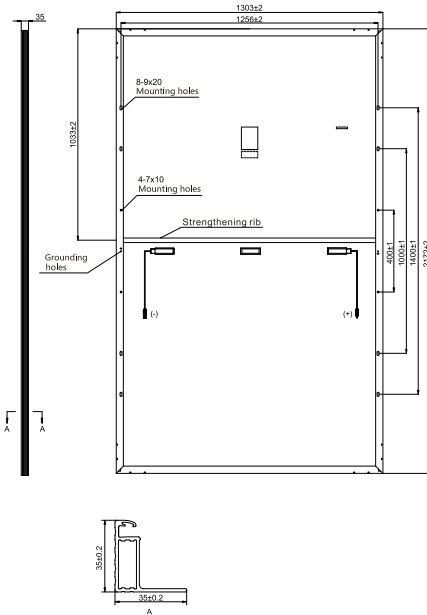
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

Dimensions of PV Module

Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM120-8-580M	RSM120-8-585M	RSM120-8-590M	RSM120-8-595M	RSM120-8-600M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	580	585	590	595	600
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.80	41.00	41.20	41.40	41.60
Short Circuit Current-Isc(A)	18.11	18.16	18.21	18.26	18.32
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	33.94	34.12	34.32	34.50	34.70
Maximum Power Current-Imp(A)	17.10	17.15	17.20	17.25	17.30
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM120-8-580M	RSM120-8-585M	RSM120-8-590M	RSM120-8-595M	RSM120-8-600M
Maximum Power-Pmax (Wp)	439.5	443.1	447.0	450.7	454.6
Open Circuit Voltage-Voc (V)	37.94	38.13	38.32	38.50	38.69
Short Circuit Current-Isc (A)	14.85	14.89	14.93	14.97	15.02
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	31.50	31.66	31.85	32.02	32.20
Maximum Power Current-Imp (A)	13.95	13.99	14.04	14.08	14.12

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	31.5±0.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

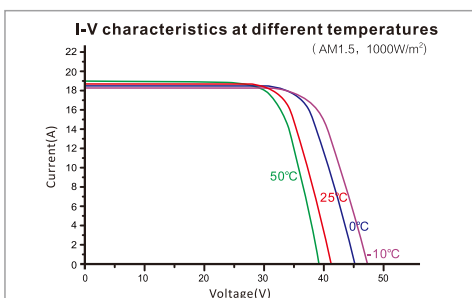
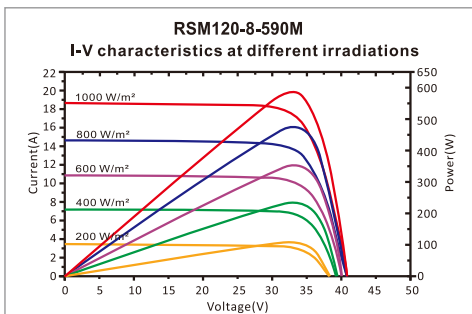
PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	527
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	17
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1350×1145×2310
Box gross weight[kg]	1020

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2021 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice. No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE



Our Partners:

NX Horizon Self-Powered Tracker

Our most amazing tracker yet.

In our mission to make solar a mainstream energy source, NEXTracker has engineered the most intelligent and flexible tracking technology yet. Using sustainable design methods with outcomes that benefit people and the planet, we bring you: NX Horizon™.

NX Horizon (formerly referred to as the Self-Powered Tracker or SPT), brings self-contained motor power to each row, eliminating power wiring and trenching. Our advanced horizontal tracker has the widest rotational range available, lowest O&M costs, and requires far less power to operate than other trackers. By offering more powerful systems at a greater value, NEXTracker enables greater deployment of renewable energy worldwide.

NX Horizon key features and benefits include:

- Self-powered system with smart performance communications: Self-contained units on each row include a dedicated PV panel to provide power to the controller which drives the motor and hosts intelligent control electronics to position each tracker. With smart communications built in, NX Horizon systems can be accessed remotely, providing customers with a granular view to optimize tracker performance, operations and maintenance.
- Independent balanced rows with 120 degree rotational range: Each NX Horizon row has its own controlled motor with rotational range that delivers up to 2% more energy than typical linked row trackers. These agile, independent rows stow in less than 90 seconds to reduce wind forces

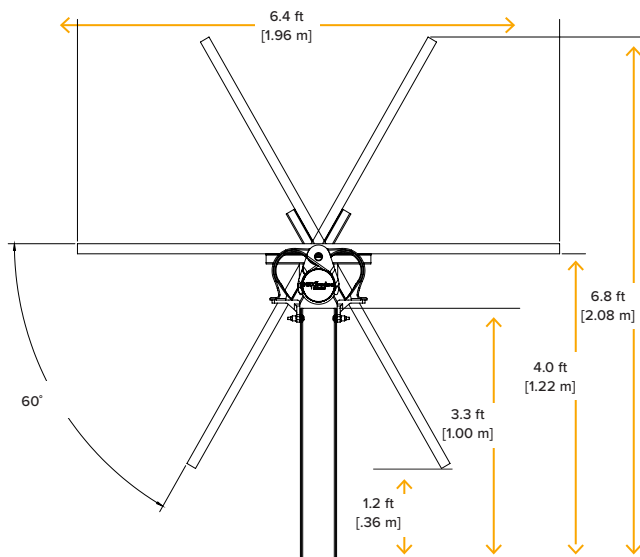
on the array, protecting the PV modules in harsh environments. NX Horizon solar trackers also have a mechanically balanced row design that aligns PV panels with the tracker's axis of rotation – which greatly reduces row torque, using less energy from the motor to track throughout the day.

- Self-grounded system with theft-proof fasteners: NX Horizon is the world's first horizontal tracker with an entirely self-grounded design. This means no separate bonding hardware is required. You save on material and associated costs by eliminating grounding washers, braided straps, bare copper wire, and grounding rods. What's more, we've designed our own fasteners that can only be removed with special tools – deterring PV theft.

NX Horizon Specifications

Tracking Technology	Horizontal single-axis balanced-mass tracker with independently-driven rows
Tracking Range	Up to 120° (± 60°)
Control System	1 Self-Powered Controller (SPC) per tracker; 1 Network Control Unit (NCU) per 100 SPCs
Communications	Wireless ZigBee® mesh network/SCADA; no communication wiring required
Drive System	One slew gear, 24 VDC motor and self-powered controller w/dedicated solar panel per row
DC Capacity	23-35kWp per tracker row, depending on panel type. Row length up to 90 panels.
System Voltage	1,500 volt or 1,500 volt
Power Consumption	No grid power required
Ground Coverage Ratio	Fully configurable by customer; typical range 33%-50%
Installation Method	Rapid field assembly, no welding required
Foundation Types	Compatible with all major foundation types (driven pier, concrete foundation, ground screw)
Standard Wind Design	100 mph/161 kph, 3 second gust per ASCE7-10; configurable for higher wind speeds
Safety Stowing	Automated wind and snow stowing with self-contained backup power; no external power required
Torsional Limiter	Included at each foundation/bearing for additional wind and snow load protection
Principal Materials	Galvanized and stainless steel
Grounding Method	Self-grounding structure; separate materials and labor not required
Compliance	Grounding/bonding: UL2703; structural design: ASCE7-10
Other Available Options	Snow and flood sensors
Warranty	10 years on structural components; 5 years on drive and control systems
Typical Dimensions	Height 2.1 m/6.8 ft (@ 60°), Width 2.0 m/6.4 ft, Length 85 m/283 ft

Typical 72-cell c-Si configuration: 85 m row with 80 panels mounted in portrait:



NEXTracker

6200 Paseo Padre Parkway
 Fremont, CA 94555 USA
 +1 510 270 2500
 nextracker.com

printed on post-consumer waste paper



**TRANSFORMERLESS
DUAL SOLUTION
WITH TWO B SERIES
INVERTERS****Up to 3.6 MVA at 1500 V****Maximum power density**

These PV central inverters feature more power per cubic foot. Thanks to the use of high-quality components, this inverter series performs at the highest possible level.

Latest generation electronics

The B Series inverters integrate an innovative control unit that runs faster and performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor. Furthermore, the hardware of the control unit allows some more accurate measurements and very reliable protections.

These inverters feature a low voltage ride-through capability and also a lower power consumption thanks to a more efficient power supply electronic board.

Integrated AC connections

The output connections are integrated into the same cabinet, facilitating close-coupled connection with the MV transformer, as well as maintenance and repair work.

Maximum protection

These PV inverters can guarantee the maximum protection thanks to their motorized DC switch to decouple the PV generator from the inverter.

Moreover, they are also supplied with a motorized AC circuit breaker. Optionally, they can be supplied with DC fuses, grounding kit and input current monitoring.

Maximum efficiency values

Through the use of innovative electronic conversion topologies, efficiency values of up to 98.9% can be achieved.

Enhanced functionality

This new INGECON® SUN PowerMax range features a revamped, improved enclosure which, together with its innovative air cooling system, makes it possible to increase the ambient operating temperature.



Long-lasting design

These inverters have been designed to guarantee a long life expectancy. Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

Grid support

The INGECON® SUN PowerMax B Series has been designed to comply with the grid connection requirements, contributing to the quality and stability of the electric system. These inverters therefore feature a low voltage ride-through capability, and can deliver reactive power and control the active power delivered to the grid. Moreover, they can operate in weak power grids with a low SCR.

Ease of maintenance

All the elements can be removed or replaced directly from the inverter's front side, thanks to its new design.

Easy to operate

The INGECON® SUN PowerMax inverters feature an LCD screen for the simple and convenient monitoring of the inverter status and a range of internal variables. The display also includes a number of LEDs to show the inverter operating status with warning lights to indicate any incidents. All this helps to simplify and facilitate maintenance tasks.

Monitoring and communication

Ethernet communications supplied as standard. The following applications are included at no extra cost: INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its Smartphone version Web Monitor, available on the App Store. These applications are used for monitoring and recording the inverter's internal operating variables through the Internet (alarms, real time production, etc.), in addition to the historical production data.

Two communication ports available for each inverter (one for monitoring and one for plant controlling), allowing fast and simultaneous plant control.

PROTECTIONS

- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders per power block.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Low voltage ride-through capability.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, as it is air-cooled by a closed loop.

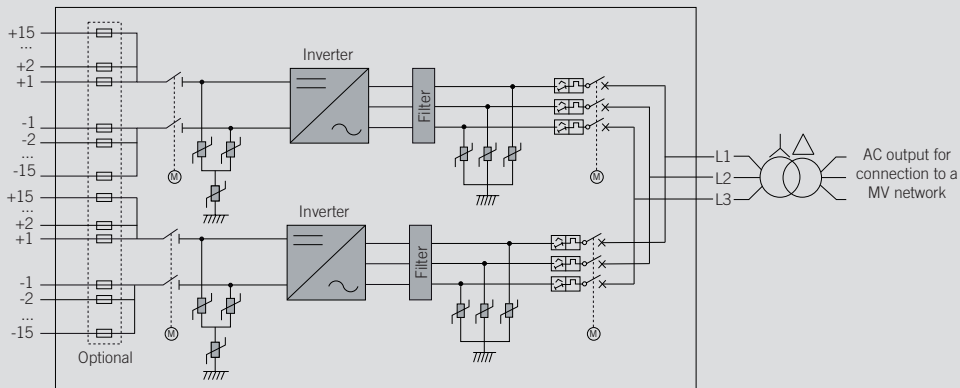
OPTIONAL ACCESSORIES

- Insulation failure AC.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °F.
- DC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the group currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).
- Night time reactive power injection.
- Sand trap kit.
- Integrated DC combiner box.

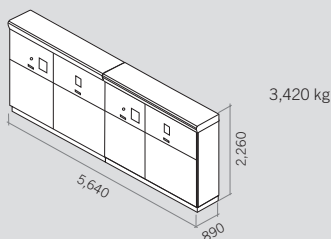
ADVANTAGES OF THE B SERIES

- Higher power density.
- Latest generation electronics.
- More efficient electronic protection.
- Night time supply to communicate with the inverter at night.
- Enhanced performance.
- Easier maintenance thanks to its new design and enclosure.
- Lightweight spares.
- It allows to ground the PV array.
- Components easily replaceable.

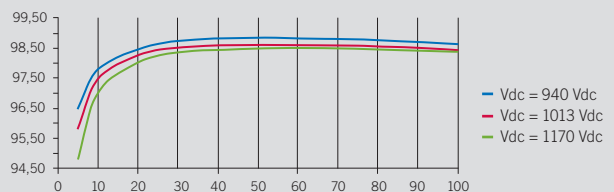
PowerMax B Series



Size and weight (mm and kg)



Efficiency DUAL INGECON® SUN 1690TL B650



	2340 kVA DUAL INGECON® SUN 1170TL B450	2800 kVA DUAL INGECON® SUN 1400TL B540	3000 kVA DUAL INGECON® SUN 1500TL B578	3120 kVA DUAL INGECON® SUN 1560TL B600	3200 kVA DUAL INGECON® SUN 1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	2,314 - 3,040 kWp	2,778 - 3,648 kWp	2,974 - 3,904 kWp	3,086 - 4,054 kWp	3,164 - 4,154 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	655 - 1,300 V	783 - 1,300 V	837 - 1,300 V	868 - 1,300 V	889 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,850 A per power block				
N° inputs with fuse-holders	6 up to 15 per power block (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	2				
MPPT	2				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	2,338 kVA / 2,104 kVA	2,806 kVA / 2,525 kVA	3,004 kVA / 2,703 kVA	3,118 kVA / 2,806 kVA	3,196 kVA / 2,876 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A				
Power IP56 @27°C / @50°C ⁽⁴⁾	2,338 kVA / 2,070 kVA	2,806 kVA / 2,484 kVA	3,004 kVA / 2,660 kVA	3,118 kVA / 2,760 kVA	3,196 kVA / 2,830 kVA
Current IP56 @27°C / @50°C ⁽⁴⁾	3,000 A / 2,656 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor ⁽⁶⁾	1				
Power Factor adjustable	Yes. S _{max} =2,338 kVA	Yes. S _{max} =2,806 kVA	Yes. S _{max} =2,004 kVA	Yes. S _{max} =3,118 kVA	Yes. S _{max} =3,196 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker with door control				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short-circuits and overloads				
Features					
Operating efficiency	98.9%				
CEC	98.5%				
Max. consumption aux. services	8,500 W				
Stand-by or night consumption ⁽⁸⁾	< 180 W				
Average power consumption per day	4,000 W				
General Information					
PV inverters included	Two units of the INGECON® SUN 1170TL B450	Two units of the INGECON® SUN 1400 B450	Two units of the INGECON® SUN 1500TL B578	Two units of the INGECON® SUN 1560TL B600	Two units of the INGECON® SUN 1600TL B615
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase+ neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m³/h per power block				
Average air flow	2 x 4,200 m³/h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1) ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures ⁽⁴⁾ With the sand trap kit ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁶⁾ For P_{out}>25% of the rated power ⁽⁷⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁸⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

	3280 kVA DUAL INGECON® SUN 1640TL B630	3330 kVA DUAL INGECON® SUN 1665TL B640	3380 kVA DUAL INGECON® SUN 1690TL B650	3480 kVA DUAL INGECON® SUN 1740TL B670	3600 kVA DUAL INGECON® SUN 1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	3,240 - 4,256 kWp	3,292 - 4,324 kWp	3,344 - 4,392 kWp	3,446 - 4,526 kWp	3,550 - 4,660 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,850 A per power block				
N° inputs with fuse-holders	6 up to 15 per power block (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	2				
MPPT	2				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	3,274 kVA / 2,496 kVA	3,326 kVA / 2,993 kVA	3,378 kVA / 3,040 kVA	3,482 kVA / 3,134 kVA	3,586 kVA / 3,226 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A				
Power IP56 @27°C / @50°C ⁽⁴⁾	3,274 kVA / 2,898 kVA	3,326 kVA / 2,944 kVA	3,378 kVA / 2,990 kVA	3,482 kVA / 3,082 kVA	3,586 kVA / 3,174 kVA
Current IP56 @27°C / @50°C ⁽⁴⁾	3,000 A / 2,656 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor ⁽⁶⁾	1				
Power Factor adjustable	Yes. S _{max} =3,274 kVA	Yes. S _{max} =3,326 kVA	Yes. S _{max} =3,378 kVA	Yes. S _{max} =3,482 kVA	Yes. S _{max} =3,589 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker with door control				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short-circuits and overloads				
Features					
Operating efficiency	98.9%				
CEC	98.5%				
Max. consumption aux. services	8,500 W				
Stand-by or night consumption ⁽⁸⁾	< 180 W				
Average power consumption per day	4,000 W				
General Information					
PV inverters included	Two units of the INGECON® SUN 1640TL B630	Two units of the INGECON® SUN 1665TL B640	Two units of the INGECON® SUN 1690TL B650	Two units of the INGECON® SUN 1740TL B670	Two units of the INGECON® SUN 1800TL B690
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase+ neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m ³ /h per power block				
Average air flow	2 x 4,200 m ³ /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1) ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures ⁽⁴⁾ With the sand trap kit ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁶⁾ For P_{out}>25% of the rated power ⁽⁷⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁸⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

**DIFFERENT MV
GAS-INSULATED
SWITCHGEAR
ADAPTED TO EVERY
CUSTOMER'S NEEDS**

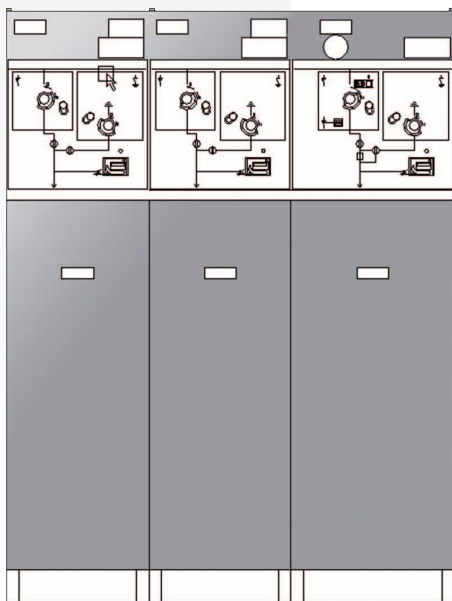
Medium Voltage Switchgear

Ingeteam offers a number of configuration options for the Medium Voltage feeder, tailored to suit the needs of each specific customer. In all cases, gas-insulated metal-enclosed switchgear is used, manufactured

according to standard IEC 62271-200.

The key technical features, based on the insulation voltage required, are as follows:

	24 kV Class	36 kV Class
General Information		
Rated Voltage (Ur)	24 kV	36 kV
Rated Insulation level (Ud)	50 kV	70 kV
Rated lightning impulse withstand (Up)	125 kV / 145 kV	170 kV / 195 kV
Rated frequency (fr)	50-60 Hz	50-60 Hz
Rated normal current (Ir) and temperature raise	630 A up to 45 °C	630 A up to 45 °C
Rated pshot time withstands current (Ip)	16 kA 20 kA (optional)	16 kA 20 kA (optional)
Rated peak withstand current (I _p)	40 kA (50 kA opt)→50 Hz 41.6 kA (52 kA opt)→60 Hz	40 kA (50 kA opt)→50 Hz 41.6 kA (52 kA opt)→60 Hz
Rated duration of short-circuit (tk)	1 s	1 s
Rated supply voltage of closing and opening devices and of auxiliary and control circuits (Ua)	230 V 50 / 60 Hz	230 V 50 / 60 Hz



TECHNICAL FEATURES

- Breaking capacity 16 kA - 1 s.
- DIN EN 50181 type C plug-in connectors.
- Intrinsically safe operation through interlocks.
- Additional interlocking for transformer room access.
- Optional fused protection available up to 2330 kVA (check climatic conditions).
- Optional circuit breaker protection with 50 / 51 - 50 / 51N function and self-powered protection relay available in the complete power range.
- IP65 for the gas insulated parts.
- Standard Temperature range: from -25 °C to +40 °C.
- Voltage presence indicators and gas pressure display.

OPTIONS AVAILABLE ON REQUEST

- Special ambient conditions: temperatures; altitude; seismic resistance.
- Breaking capacity 20 kA (check options for 25 kA).
- Relay with advanced functions (communications, additional protection functions).
- Motorisation of the circuit breaker.

CONFIGURATIONS AVAILABLE

- Fused protection.
- Protection with circuit breaker.

Fused protection

Available up to 2330 kVA (check availability, depending on the ambient conditions).

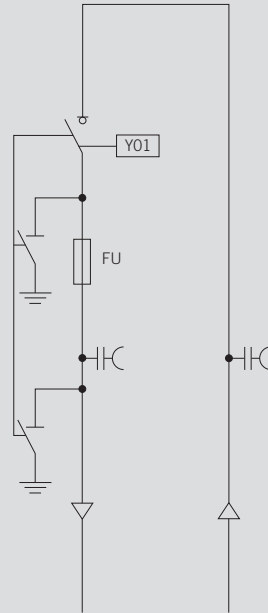
Note:

Line entry: From the **previous** Power Station, the closest to the substation.

Line exit: Towards the **next** Power Station, the furthest away from the substation.

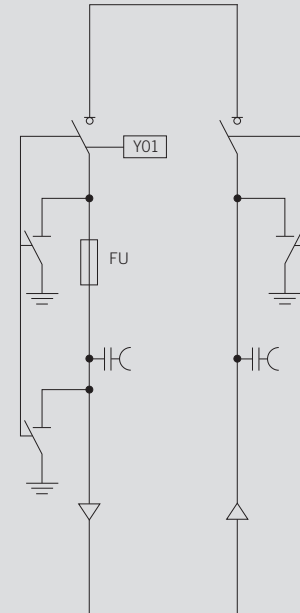
0L1P

Line entry + transformer position with fused load break switch and earthing disconnector.
Typical end of line configuration.



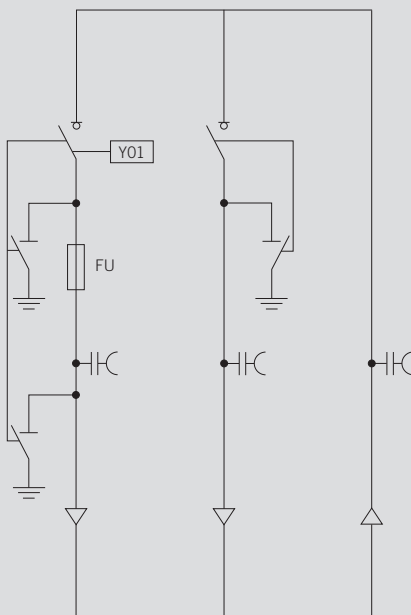
1L1P

Line entry with load disconnector and earthing disconnector + transformer position with fused load break switch and earthing disconnector.
Typical end of line configuration.



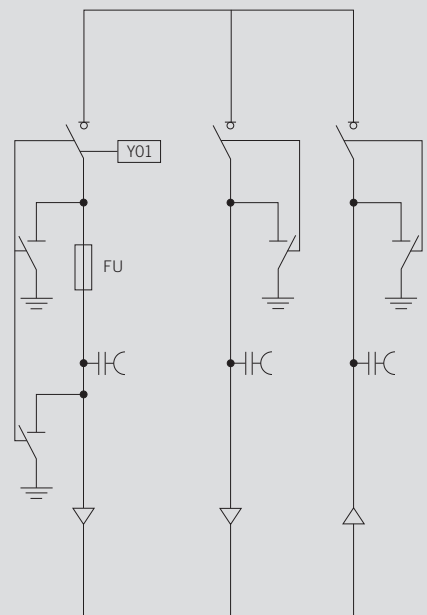
0L1L1P

Line entry + transformer position with fused load break switch and earthing disconnector + line exit with load disconnector and earthing disconnector.S



2L1P

Line entry with load disconnector and earthing disconnector + transformer position with fused load break switch and earthing disconnector + line exit with load disconnector and earthing disconnector.



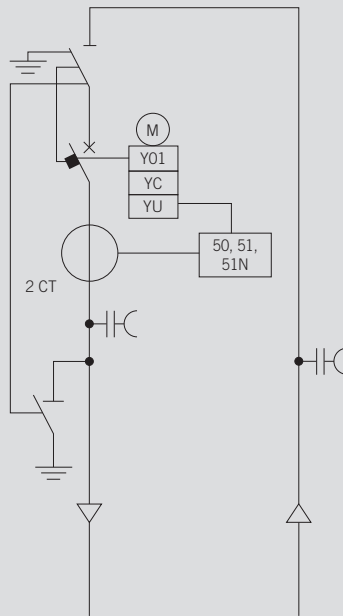
Protection with circuit breaker

Options available for transformers of any power rating. The switchgear unit is fitted as standard with an opening coil and self-powered relay equipped with phase and neutral overcurrent protection. Motorisation of the circuit breaker available on request.

0L1A

Line entry + circuit breaker with 50-51 and 50N-51N protection functions and earthing disconnector.

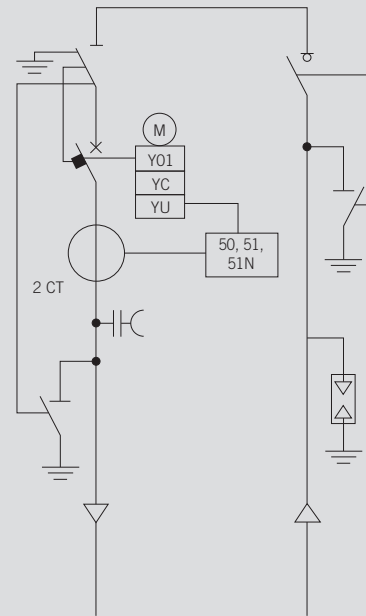
Typical end of line configuration.



1L1A

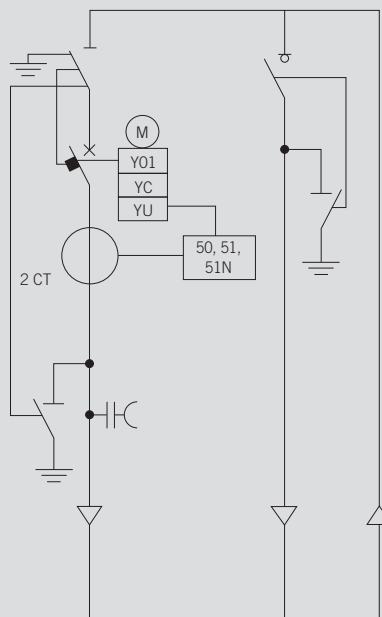
Line entry with disconnector and earthing disconnector + transformer position with circuit breaker with 50-51 and 50N-51N protection functions and earthing disconnector.

Typical end of line configuration.



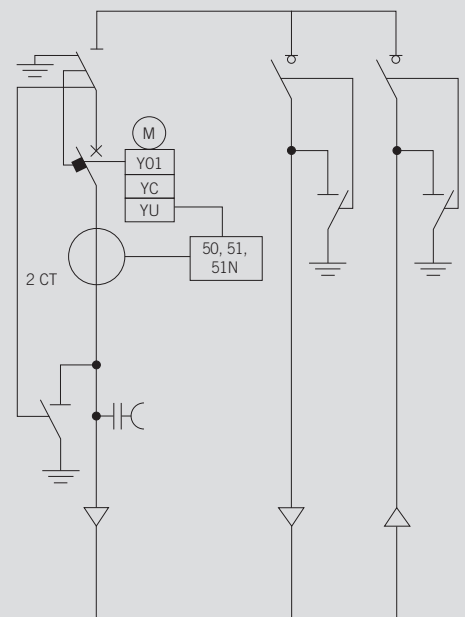
0L1L1A

Line entry + transformer position with circuit breaker with 50-51 and 50N-51N protection functions and earthing disconnector + line exit with disconnector and earthing disconnector.



2L1A

Line entry with disconnector and earthing disconnector + transformer position with circuit breaker with 50-51 and 50N-51N protection functions and earthing disconnector + line exit with disconnector and earthing disconnector.





Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.

Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.

Via Emilia Ponente, 232
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam GmbH

Herzog-Heinrich-Str. 10
80336 MUNICH - Germany
Tel.: +49 89 99 65 38 0 / Fax: +49 89 99 65 38 99
e-mail: solar.de@ingeteam.com

Ingeteam SAS

La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - France
Tel: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.

5201 Great American Parkway, Suite 320
SANTA CLARA, CA 95054 - USA
Tel.: +1 (415) 450 1869 / +1 (408) 524 2929 / Fax: +1 (408) 824 1327
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam INC.

3550 W. Canal St.
MILWAUKEE, WI 53208 - USA
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.

Technologická 371/1
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC
Czech Republic
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.

Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 SHANGHAI - P.R. China
Tel.: +86 21 65 07 76 36 / Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.

Ave. Revolución, n° 643, Local 9
Colonia Jardín Español - MONTERREY
64820 - NUEVO LEÓN - México
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.

Estrada Duílio Beltrami, 6975
Chácara Sao Bento
13278-078 VALINHOS SP - Brazil
Tel.: +55 19 3037 3773 / Fax: +55 19 3037 3774
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.

Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjiespark, Midrand 1682 - South Africa
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA

Cerro El Plomo 5630, Piso 9, Oficina 901
7560742 Las Condes - Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 26664370
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.

2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.

Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Poland
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.

Suite 112, Level 1, Mike Codd Building 232
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 499 988 022
e-mail: australia@ingeteam.com

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 and IEC 62930 standard.

Approvals available:

EN 50618 (TÜV Rheinland) and IEC 62930 (TÜV Rheinland, in process).

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: 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.

Rated voltage AC: 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: according to EN 60332-1-2/ IEC 60332-1-2/ EN 50399

No fire propagation: according to EN 50399

Reaction to fire CPR: Cca-s1,d2,a1 according to EN 50575 (4 to 25 mm²)

Dca-s2,d2,a2 according to EN 50575 (1,5 and 2,5 mm²)

Dca-s2,d2,a2 according to EN 50575 (from 35 mm²)

UV resistance: according to EN 50618

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

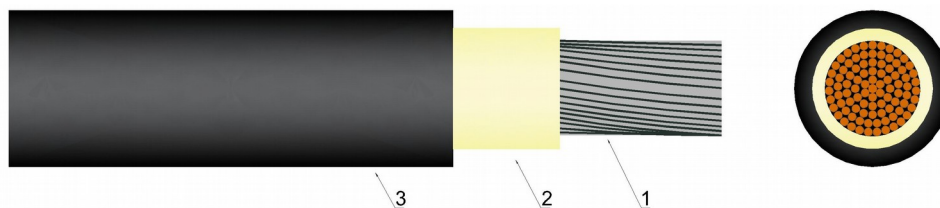
Water resistance: AD8 immersion

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

HCl content < 0,5%

pH > 4,3; conductivity < 10 μ S/mm

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 and IEC 62930.

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 and IEC 62930. 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 EN 50618, 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.

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

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

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

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	5,4	60
1 x 6	6,0	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

TOPSOLAR PV AI 1500 V

1. Object

This document defines the design and manufacturing characteristics of the cables type TOPSOLAR PV AI 1500 V manufactured by Top Cable.

2. Design

Cable designed according guidelines for 1500V DC cables standards. This cable is also manufactured and tested based on IEC 60502-1.

3. Applications

TOPSOLAR PV AI is a 1500V cable suitable for all types of underground and open air installations. This cable is suitable for connections between string boxes and photovoltaic inverters in large scale rooftops or ground farms.

4. Characteristics

Rated voltage: 1,5/1,5 (1,8) kV DC according to EN 50618
1,8/3 (3,6) kV AC according to IEC 60502-1

Minimum service temperature: -40 °C (static with protection)

Minimum installation and handling: 0 °C (on cable surface)

Maximum conductor temperature: 90 °C

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

Minimum bending radius (static): 5 x cable Ø

No flame propagation: according to EN 60332-1/ IEC 60332-1

Reaction to fire CPR: Eca according to EN 50575

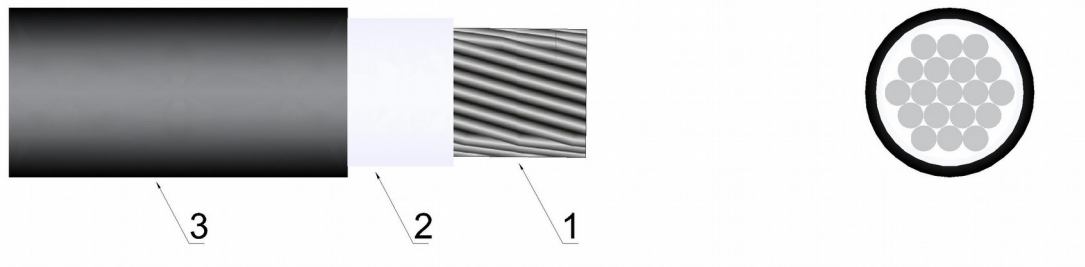
Water resistance: AD8 immersion

UV resistance: according to HD 605/A1 and EN 50618

Reduced emission of halogen: Chlorine < 15%

TOPSOLAR PV AI 1500 V

5. General make-up of the cable



5.1 Conductor (1)

Aluminium conductor, class 2 according to IEC 60228.

5.2 Insulation (2)

Cross-linked polyethylene insulation, type XLPE according to IEC 60502-1. Natural color.

5.3 Outer sheath (3)

Special flexible UV resistance PVC outer sheath, type ST2 according to IEC 60502-1. Black colour. UV resistant.

6. Current-carrying capacities

6.1 Nominal current-carrying capacities

Table 1 shows the current-carrying capacities and voltage drop detailed for every cable.

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

- Open air installation: two loaded conductors in contact and ambient temperature of 30 °C with adequate ventilation (supported by cleats and hangers or on perforated tray).
- Buried installation: two loaded conductors in contact directly buried at depth of 0,7 m; 20 °C of ground temperature and soil thermal resistivity of 2,5 K·m/W.
- In all cases it is supposed a three-phase circuit (multicore cables).

For conditions other than this apply the adequate correction factors (point 6.3).

Electrical resistance ($R_{20^{\circ}\text{C}}$) is calculated at 20°C according to UNE-EN 60228 / IEC 60228 for aluminium conductors class 2.

TOPSOLAR PV AI 1500 V

Voltage drop is the maximum that may occur. It is calculated for the maximum service temperature and for $\cos \varphi = 1$.

n° x Section (mm ²)	R _{20°C} (Ω/km)	Open air (A)	Buried Inst. (A)	Voltage drop (V/A·km)
1 x 35	0,868	150	117	2,225
1 x 50	0,641	184	139	1,643
1 x 70	0,443	237	170	1,135
1 x 95	0,320	289	204	0,820
1 x 120	0,253	337	233	0,648
1 x 150	0,206	389	261	0,528
1 x 185	0,164	447	296	0,420
1 x 240	0,125	530	343	0,320
1 x 300	0,100	613	386	0,256
1 x 400	0,0778	740	444	0,199
1 x 500	0,0605	856	510	0,155
1 x 630	0,0469	996	588	0,120
4 x 95	0,320	227	172	0,709
4 x 1 x 150	0,206	342	196	0,528
4 x 1 x 240	0,125	466	257	0,320

Table 1

6.2 Short-circuit current-carrying capacities

The maximum short-circuit current that a cable can withstand depend on the time of reaction of the protection elements installed in the line. The maximum current-carrying capacity in a short-circuit accident, for a specific type of cable, is the result of multiplying the cross section of the cable for the values shown in table 2. These values are taken from IEC 949.

Time (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm ²	299	211	173	134	94	77	67	60	55

Table 2

TOPSOLAR PV AI 1500 V

6.3 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 temperature other than 30 ° C

Air T. (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

Table 3

Correction factors for ground temperature other than 20 °C

Ground T. (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Factor	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

Table 4

Correction factors for soil thermal resistivity, that depend of damp, other than 2,5 K·m/W

Direct buried cables						
0,5 K·m/W	0,7 K·m/W	1 K·m/W	1,5 K·m/W	2 K·m/W	2,5 K·m/W	3 K·m/W
1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Table 5

7. Dimensions

Table 6 shows diameter and weight detailed for every cable.

n° x Section (mm ²)	Diameter (mm)	Weight (kg/km)
1 x 35	13,8	230
1 x 50	14,9	270
1 x 70	17,0	360
1 x 95	18,1	440
1 x 120	19,9	540
1 x 150	21,1	630
1 x 185	23,4	765
1 x 240	25,6	965

TOPSOLAR PV AI 1500 V

n° x Section (mm ²)	Diameter (mm)	Weight (kg/km)
1 x 300	28,4	1.155
1 x 400	31,4	1.475
1 x 500	34,9	1.805
1 x 630	39,2	2.285
4 x 95	42,0	2.300
4 x 1 x 150	50,9	4.935
4 x 1 x 240	61,7	7.670

Table 6

AL VOLTALENE H AL RHZ1-OL (NORMALIZADO POR ENDESA (TRADICIONAL))

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE HD 620-10E
Designación genérica: AL RHZ1-OL



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-1
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
EN 60754-2
IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1003886



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfaces de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

- Temperatura de servicio: -25 °C, + 90 °C,
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV) y 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Fca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; EN 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Baja opacidad de humos: UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: polietileno reticulado (XLPE).

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material conductor **separable en frío**.

PROTECCIÓN LONGITUDINAL CONTRA EL AGUA

cordones cruzados higroscópicos o cinta hinchante.

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Sección total 16 mm².

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.

Color: rojo.

AL VOLTALENE H

AL RHZ1-OL (NORMALIZADO POR ENDESA (TRADICIONAL))

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE HD 620-10E
 Designación genérica: AL RHZ1-OL



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO* (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR CUBIERTA* (mm)	PESO* (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 95/16	23,3	5,5	31	2,5	1020	465	620
1 x 150/16	26,2	5,5	34	2,5	1250	510	680
1 x 240/16	30,4	5,5	38	2,5	1620	570	760
1 x 400/16	35,6	5,5	43	2,5	2200	650	866
18/30 kV							
1 x 95/16	28,3	8,0	36	2,5	1270	540	720
1 x 150/16	31,2	8,0	39	2,5	1500	585	780
1 x 240/16	35,4	8,0	43	2,5	1910	645	860
1 x 400/16	40,6	8,0	48,3	2,5	2510	725	966

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV (pant, 16 mm ²)
1 x 95/16	190	205	255	8930	3130
1 x 150/16	245	260	335	14100	3130
1 x 240/16	320	345	455	22560	3130
1 x 400/16	415	445	610	37600	3130

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

AL VOLTALENE H

AL RHZ1-OL (NORMALIZADO POR ENDESA (TRADICIONAL))

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE HD 620-10E
 Designación genérica: AL RHZ1-OL



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (90 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD (μF/km)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 95/16	0,320	0,410	0,123	0,132	0,217	0,167
1 x 150/16	0,206	0,264	0,114	0,123	0,254	0,192
1 x 240/16	0,125	0,161	0,106	0,114	0,306	0,229
1 x 400/16	0,078	0,100	0,099	0,106	0,376	0,277

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables al tresbolillo y en contacto.