



PROYECTO BÁSICO DE EJECUCIÓN

*PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
“PF PEÑAFLOR 136,5MWp”
ALFAJARÍN, ZARAGOZA*

Doc. No.: ALF-FV-PB-RPT-000

Revisión: A2 Fecha: Abril 2020

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BASICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

CONTROL DE CAMBIOS

Revisión	Observaciones	Sección/Apartado
A1	Versión inicial	-
A2	Revision PR y caminos internos	-

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BASICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Relación de Documentos que integran el Anteproyecto:

DOCUMENTO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

DOCUMENTO 2: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO 4: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.

DOCUMENTO 5: MEDICIONES Y PRESUPUESTO.

DOCUMENTO 6: PLANOS



PROYECTO BÁSICO DE EJECUCIÓN

**DOCUMENTO 1:
MEMORIA DESCRIPTIVA**

*PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
“PF PEÑAFLOR 136,5 MWp”
ALFAJARÍN, ZARAGOZA*

Doc. No.: ALF-FV-PB-RPT-001

Revisión: A2 Fecha: Abril 2020

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

CONTROL DE CAMBIOS

Revisión	Observaciones	Sección/Apartado
A1	Versión inicial	-
A2	Revisión PR y caminos internos	-

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
2. OBJETO	5
3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.....	6
4. TITULAR Y GESTOR AUTORIZADO.....	8
5. REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES	9
5.1. Directivas Comunitarias	9
5.2. Reglamentación eléctrica y fotovoltaica.....	9
5.3. Legislación Medio Ambiente y Ordenación del territorio	11
5.4. Legislación Obra Civil	12
5.5. Legislación Seguridad e Higiene Aplicable	12
6. JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA DE LA INSTALACIÓN.....	13
6.1.- DESCRIPCIÓN URBANÍSTICA DE LA ACTIVIDAD.....	13
6.2.- JUSTIFICACIÓN DE LA UBICACIÓN PROPUESTA.....	15
6.3.- CUANTIFICACIÓN DE LOS PUESTOS DE TRABAJO.....	16
6.4.- CONCLUSIONES	18
7. PRINCIPIOS Y DEFINICIONES BÁSICAS	18
8. CONDICIONES DE DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	19
9. PUNTO DE CONEXIÓN.....	22
10. CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA INSTALACIÓN	22
10.1.- Tensión.....	23
10.2.- Huecos de Tensión	24
10.3.- Frecuencia	26
10.4.- Factor de Potencia	26
10.5.- Control de Tensión y/o factor de potencia.....	26
11. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA PLANTA	28
12. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	31
12.1. <i>Generador fotovoltaico</i>	31
12.2. <i>Módulo fotovoltaico</i>	32
12.3. <i>Estructura soporte, Seguidor Solar</i>	33
12.4. <i>Inversor</i>	36
12.5. <i>Transformador BT/MT</i>	41
12.6. <i>Celdas MT</i>	42
12.7. <i>Cable MT</i>	43
12.8. <i>Centro Inversor-Transformador</i>	44

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

12.9. Transformadores auxiliares	45
12.10. Cableado eléctrico de corriente continua	45
12.11. Cableado eléctrico de corriente alterna.....	47
12.12. Cajas seccionadoras (CC)	47
13. SEGURIDAD Y PROTECCIÓN.....	48
13.1.- CONTACTOS DIRECTOS:	49
13.2.- CONTACTOS INDIRECTOS.....	50
13.3.- SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	52
13.4.- PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	53
14. OBRA CIVIL	54
14.2.- Preparación del terreno y movimiento de tierras	55
14.3.- Caminos.....	56
14.4.- Canalizaciones.....	56
14.5.- Arquetas.....	57
14.6.- Cimentaciones.....	57
14.7.- Vallado Perimetral	58
14.7.- Sistema de Drenaje y Escorrentia Superficial.....	58
15. SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA	59
15.1.- Introducción.....	59
15.2.- Servicios auxiliares	59
15.3.- Monitorización	60
15.4.- Estación meteorológica	60
15.5.- Seguridad y vigilancia.....	60
16. PROGRAMA DE EJECUCIÓN DE LA OBRA	61
17. CONCLUSIONES.....	63
ANEXO I: GESTIÓN DE RESIDUOS.....	64
ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS Y CERTIFICADOS DE EQUIPOS PRINCIPALES	84
ANEXO III: INFORME DE PRODUCCIÓN PVSYST	85
ANEXO IV: PUNTO DE ACCESO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	86
ANEXO IV: INFORME DE COMPATIBILIDAD URBANÍSTICA.	87

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

1. INTRODUCCIÓN

Se redacta la presente memoria a petición de **Iberdrola Renovables Aragón S.A.U**, como promotor de la Planta Solar Fotovoltaica conectada a red denominada “**PF PEÑAFLO**R” de **136,5 MWp** de potencia dc instalada, sobre varias parcelas rústicas perteneciente al término municipal de Alfajarín (Zaragoza), para definir los datos de diseño y las características técnicas de la instalación, describiendo los materiales y equipo a utilizar.

La planta Solar Fotovoltaica se conectará, mediante una línea subterránea de media tensión de 15 kV, a la subestación “Cerro Gullón”, propiedad de Unión Fenosa Distribución, situada a unos 3 km de la planta. La línea de evacuación subterránea de 15kV hasta el punto de conexión se realiza en un proyecto separado al presente documento.

La planta solar fotovoltaica de conexión a red proyectada se enmarca dentro del ámbito de aplicación del **RD 413/2014** para la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Las instalaciones de este tipo, que únicamente utilizan la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica se clasifican como Grupo b.1 Subgrupo b.1.1. De acuerdo a este decreto, la potencia instalada para instalaciones fotovoltaicas será la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medida en condiciones estándar.

2. OBJETO

El objeto del presente proyecto es el de exponer ante los Organismos Competentes que la instalación fotovoltaica de **136,5 MWp**, que nos ocupa, reúne las condiciones y garantías exigidas por la reglamentación vigente, así como servir de base para la ejecución material de dicho proyecto.

El presente proyecto se redacta a efectos de solicitar la ***Solicitud de Autorización Administrativa y Aprobación del Proyecto de Ejecución, así como la solicitud de todas las autorizaciones y permisos que sean necesarios para la correcta aprobación del mismo, ante todos los organismos o entidades que corresponda.***

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

Las actuaciones contempladas en el presente proyecto se situarán sobre varias parcelas de naturaleza rústica situadas a aproximadamente a 8 km al Nordeste del municipio de Alfajarín, en la provincia de Zaragoza.

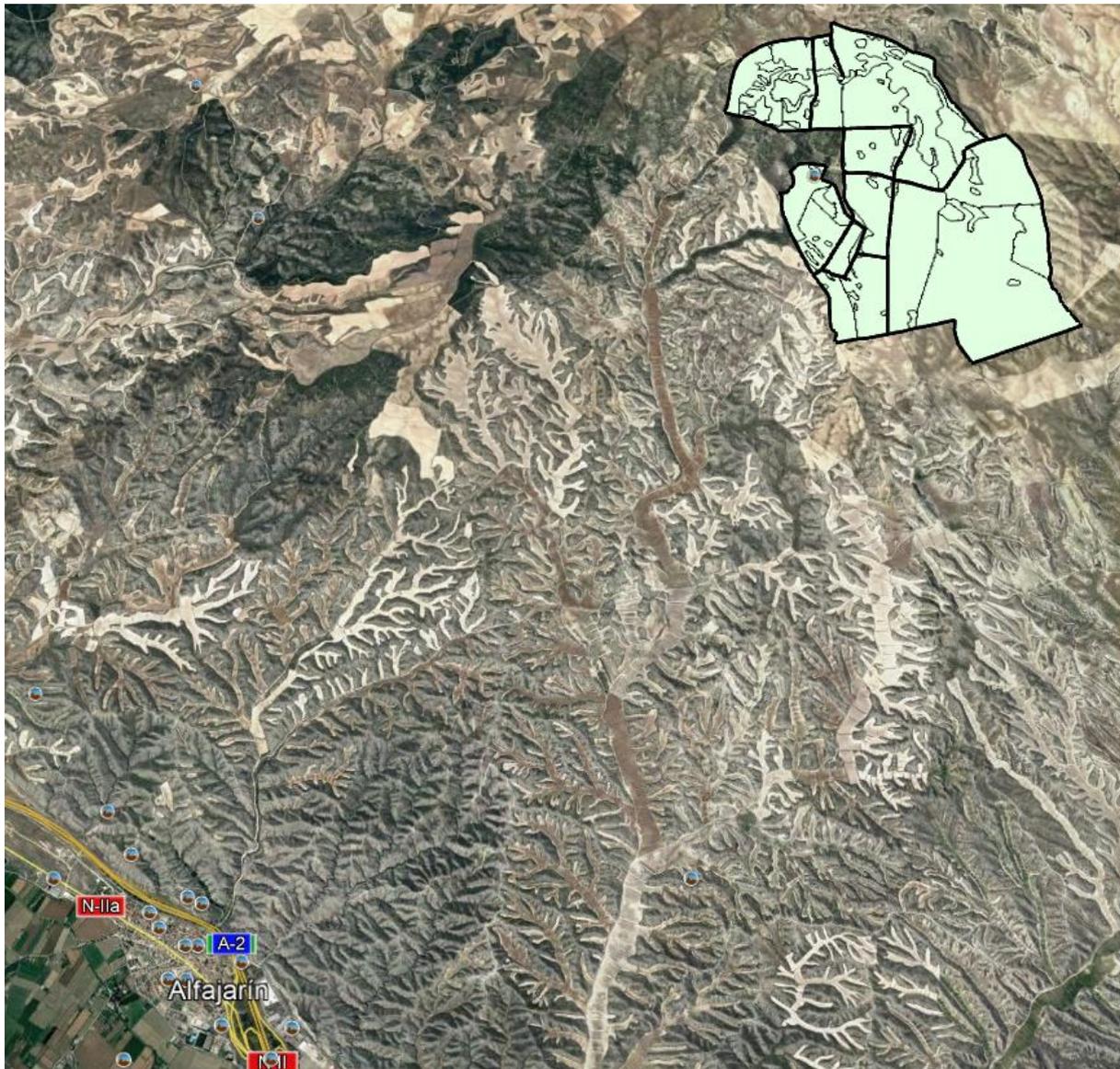
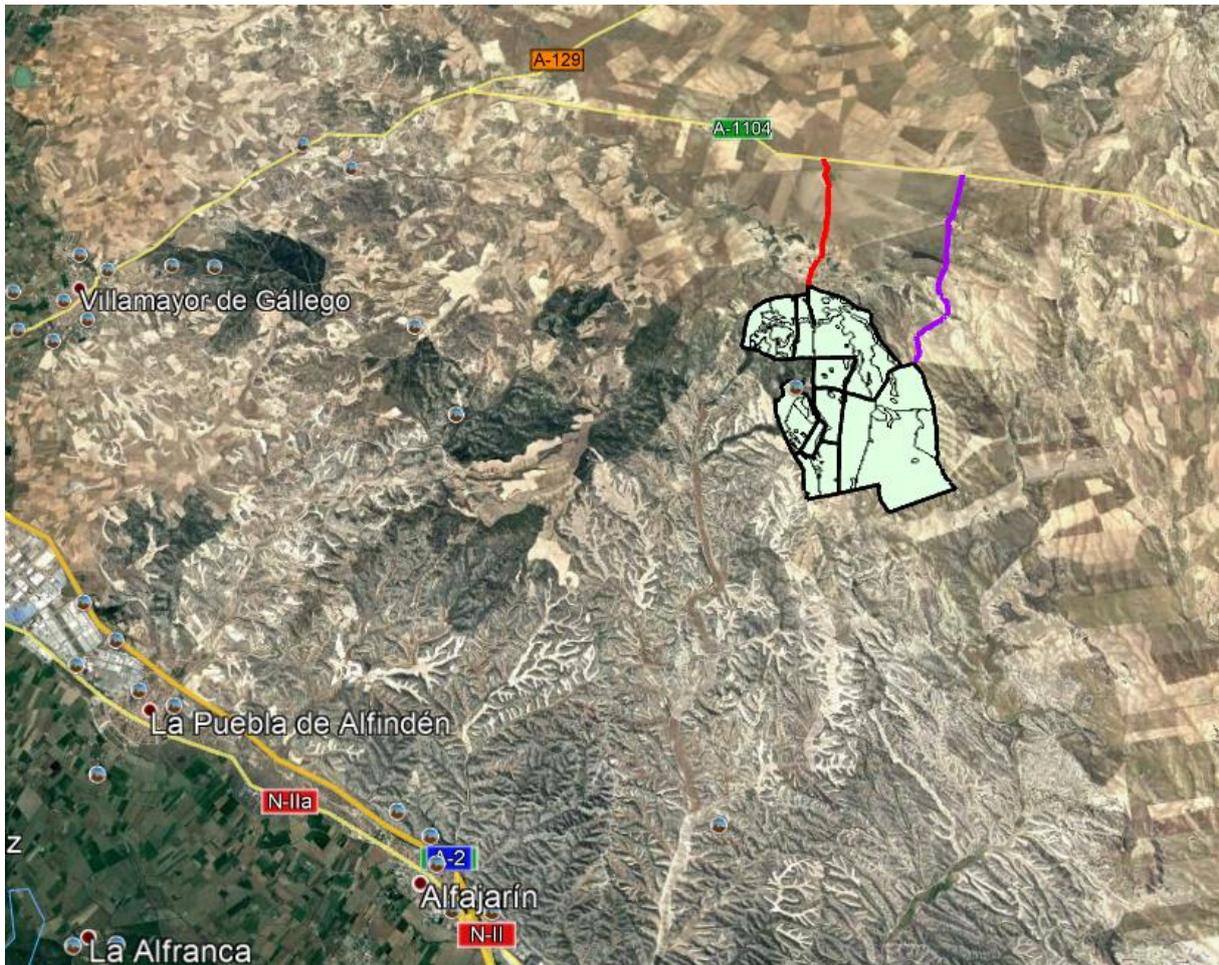


Ilustración 1. Emplazamiento de las parcelas

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Se han planificado dos accesos principales a la planta, al Norte, por dos caminos existentes desde la carretera comarcal A-1104, localizados en el tramo desde la autonómica A-129 hasta Farlete. Ambas carreteras de competencia de la Diputación General de Aragón.



Las coordenadas geográficas del proyecto son:

- Latitud: 41° 41' 14.01' N
- Longitud: 0° 38' 32.57'' O
- Elevación: 408 m.s.n.m.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Las parcelas de propiedad privada, que conforma la instalación, se sitúan en el término municipal de Alfajarín y constan con las siguientes referencias catastrales:

Polígono	Parcela	Superficie m2	Ref. Catastral
3	6	606.901	50017A003000060000MU
5	1	1.388.651	50017A005000010000MG
5	2	2.289.862	50017A005000020000MQ
3	25	364.480	50017A003000250000MO
3	26	89.508	50017A003000890000MK
3	4	396.262	50017A003000040000MS
3	1	261.090	50017A003000010000MI
3	2	244.747	50017A003000020000MJ

4. TITULAR Y GESTOR AUTORIZADO.

El titular de la instalación proyectada es:

Titular:	Iberdrola Renovables Aragón S.A.U.
Dirección:	Plza. Antonio Beltrán Martínez-Centro Empresarial El Trovador 1, 7ºD.
Población:	50002 ZARAGOZA
CIF:	A50950492
Contacto:	Miguel Tesón Palacios mteson@iberdrola.es Telf. 606619539

El gestor autorizado de la instalación es:

Gestor:	Ingeniería Revisiones y Control de Cartagena S.L.
Dirección:	Camino a los Gutierrez (el Albuñón.), S/N,
Población:	30330, Cartagena, Murcia
CIF:	B30747620
Contacto:	Juan J. Garcia Garcia jgarcia@renconcar.es Teléf. 615817985

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

5. REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES

5.1. Directivas Comunitarias

- Reglamento (UE) 2016/631 De la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red. Publicado por el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el 27 de Abril de 2016, y de aplicación a partir del 27 de abril de 2019.
- Corrección de errores del Reglamento (UE) 2016/631 De la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red. (Diario oficial de la UE L 112 de 27 de abril de 2016)
- Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE
- Directiva 2014/35/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de febrero de 2014 sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización de material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

5.2. Reglamentación eléctrica y fotovoltaica

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- 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.
- Ley 1/2007, de 15 de febrero, de fomento de las Energías Renovables e Incentivación del Ahorro y Eficiencia Energética en Castilla-La Mancha
- Decreto 34/2017, de 2 de mayo, por el que se modifica el Decreto 80/2007, de 19 de junio, por el que se regulan los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica a tramitar por la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha y su régimen de revisión e inspección
- Real Decreto 842/2002, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- 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 ITC-LAT 01 a 09.
- 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 ITCRAT 01 a 23.
- 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 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.
- Resolución de 11 de febrero de 2005 de la Secretaria General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrica. Se destaca los procedimientos de operación del sistema PO 12.1 para solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte, y el PO 12.2 para instalaciones conectadas a la red de transporte; requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.
- Resolución de 4 octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas (de obligado cumplimiento para las instalaciones fotovoltaicas según el apartado d) del artículo 7, del RD 413/2014.
- Propuesta de revisión P.O. 12.1 y 12.2 de 2018, de Instalaciones de Generación y de Demanda: Requisitos mínimos de diseño y equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad. (Pendiente de aprobación en la actualidad).
- IEC 61215. Módulos fotovoltaicos (PV) para uso terrestre.
- IEC 61730. Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos.
- IEC 62116:2014. Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimientos de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.
- IEC 62109. Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaica.
- IEC 61000. Compatibilidad electromagnética.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- EN 55011. Equipos industriales, científicos y médicos. Características de las perturbaciones radioeléctricas. Límites y métodos de medición.
- IEC 61683 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 60060-1:2012. Técnicas de ensayo de alta tensión. Parte 1: Definiciones generales y requisitos de ensayo.
- UNE-EN 60060-2. Técnicas de ensayos de alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.
- UNE-EN 60071. Coordinación de aislamiento.
- UNE-EN 60270. Técnicas de ensayo en Alta Tensión. Medidas de las descargas parciales.
- UNE-EN 60865-1:2013. Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo.
- UNE-EN 60909-0. Corrientes de Cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Calculo de corrientes.
- UNE-EN 60909-3. Corrientes de Cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 3: Corrientes durante dos cortocircuitos monofásicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra.
- UNE 21144. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible.
- UNE 21192. Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.
- UNE 211003-3. Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada superior a 30 kV ($U_m=36$ kV).
- UNE-EN 60228. Conductores de cables aislados.
- UNE 211632-1:2017. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensiones asignadas superiores a 36 kV ($U_m = 42$ kV) hasta 150 kV ($U_m = 170$ kV). Parte 1: Requisitos y métodos de ensayo.
- UNE 21021:1983. Piezas de conexión para líneas eléctricas hasta 72,5 kV.

5.3. Legislación Medio Ambiente y Ordenación del territorio

- Ley 21/2013. Evaluación Ambiental.
- RD 105/2008. Producción y gestión de residuos de construcción y demolición.
- Ley 4/2007, de 08/03/2007, de evaluación ambiental en Castilla-La Mancha.
- Código de Urbanismo de Castilla-La Mancha.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

5.4. Legislación Obra Civil

- Código Técnico de la Edificación, DB SE-AE, Seguridad Estructural: Acciones en la Edificación. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Código Técnico de la Edificación, DB SE-C, Seguridad estructural: Cimientos. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Se aplicarán la Normativa urbanística vigente aplicable a este tipo de instalaciones en el Término Municipal de Ocaña.

5.5. Legislación Seguridad e Higiene Aplicable

- ITC-33 REBT. Instalaciones provisionales y temporales de obras.
- Real Decreto 1627/97, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras en construcción y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 487/1997, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 1215/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 2177/2004 modifica el RD 1215/1997, en materia de trabajos temporales en altura.
- Real Decreto 614/2001, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico y todas las actualizaciones que le afectan.
- Ley 54/2003, de reforma del marco normativo de la Prevención de riesgos laborales y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 171/2004, por el que se desarrolla el Art. 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 1311/2005, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 614/2001, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- R.D. 286/2006 Sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

6. JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA DE LA INSTALACIÓN

De acuerdo a la Normativa urbanística del municipio de Alfajarín, los terrenos correspondientes a la parcela donde se pretende construir la Planta Solar Fotovoltaica se clasifican como Suelo No Urbanizable Neto, que viene regulado en el artículo 7.2.1 y 7.5.1. de las Normas Urbanísticas de Alfajarín. Si bien en dicho suelo no viene expresamente el uso de parques fotovoltaicos, la clasificación del suelo es asimilable a la actual de Suelo No Urbanizable Genérico, existiendo varias consultas al a Comisión de Ordenación del Territorio de urbanismo de Zaragoza, la cual ha indicado dicho uso como compatible.

No obstante, actualmente la revisión del PGOU de Alfajarín se encuentra en tramitación, y en esta revisión se han clasificado como Suelo No Urbanizable de Especial Protección tres zonas, vinculadas a tres yacimientos arqueológicos. En este sentido, aunque las áreas de implantación de la planta no parece que se encuentren afectadas, para la construcción de la planta se tendrán en cuenta todas las recomendaciones y requisitos que las administraciones competentes puedan establecer.

Cabe destacar que las plantas fotovoltaicas requieren de una gran cantidad de terreno disponible, libre de obstáculos para evitar sombras, por lo que debe estar alejadas de zonas residenciales y además deben estar a una distancia cercana a una subestación eléctrica; por lo que esta tipología de ordenación de suelos no urbanizables las hace idóneas para su implantación.

Así mismo, una de las características que presenta este tipo de suelo, como tal, es que están sin urbanizar, por lo que no cuentan con los servicios e infraestructuras urbanos municipales (agua, luz, basuras...), y las actividades que pudiesen implantarse no deben requerir de tales servicios, es por ello que las plantas renovables al ser autónomas no necesitan disponer de servicios municipales.

6.1.- DESCRIPCIÓN URBANÍSTICA DE LA ACTIVIDAD

La actividad de generación de energía eléctrica de origen fotovoltaico requiere de una gran superficie para su implantación, para la instalación de los módulos solares, sin embargo, no requieren de grandes edificaciones, tan solo un pequeño edificio de O&M para el control de la planta que se ubicará fuera del área de actuación, concretamente en la Subestación y se recoge en un proyecto independiente, así como los edificios prefabricados para los inversores (en el caso de que lo lleven).

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- **Superficie de ocupación del área de actuación.**

La parcela tiene un área catastral de 564,15 Ha, de la cual se utilizará una parte para la construcción de la planta fotovoltaica. El área de actuación constituida por los recintos que forman la totalidad de las instalaciones (recinto vallado) constituyen una superficie de 314,39 Ha.

La naturaleza de las instalaciones que se van a ejecutar, son instalaciones de producción de energía eléctrica que presentan una construcción abierta, es decir, no consisten en edificios, sino que son estructuras tipo mesa que soportan a los captadores fotovoltaicos. Los transformadores e inversores que constituyen los bloques de potencia se implantarán principalmente a intemperie, sobre una losa o skid metálico.

El edificio de O&M, para una pequeña oficina se contempla en la Subestación, la cual se localiza fuera de esta área de actuación, y se considera en un proyecto aparte. Las superficies de los principales elementos se detallan en el siguiente cuadro.

Instalación	Superficie (m ²)
Proyección de la estructura de los módulos solares sobre el suelo	804.468
Bloques de potencia	2.130
Total	806.598

Teniendo en cuenta el anterior desglose, la superficie ocupada por el conjunto de infraestructura y equipos de la instalación solar representa un 14,3% de ocupación directa sobre el suelo total de las parcelas.

Respecto a los viales, se realizarán de tierra y tendrán un ancho de 4m.

Viales interiores	
Longitud total (m)	12.020
Superficie (m ²)	48.080

El perímetro lineal de valla resultante de sumar todos los recintos vallados es de 23.082m.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- **Infraestructuras**

La planta solar fotovoltaica no requiere de infraestructuras urbanísticas municipales para su funcionamiento.

- Para el acceso a las instalaciones se utilizarán caminos existentes.
- Los caminos interiores serán de tierra/grava siempre que sea posible, por lo que no alterarán la naturaleza actual del suelo, y son fácilmente eliminables una vez que transcurra el uso excepcional del suelo para este fin.
- No se requieren infraestructuras eléctricas, dado que la instalación en si es una infraestructura eléctrica. Los requerimientos de energía para suministro eléctrico auxiliar serán suministrados por la propia central, desde los transformadores de servicios auxiliares que se ubicarán en los propios bloques de potencia.
- No se requiere conexión a la red municipal para suministro de agua permanente para el personal, sin embargo, si fuese requerida alguna dotación podrán ser suministradas a través de un depósito y un camión cisterna.

Si se requiere agua para limpieza en tareas de O&M, esté será agua tratada especialmente y se suministrará de forma aparte en camión cisterna en el momento de realizar la tarea.

- Los residuos generados serán evacuados, de acuerdo al plan de gestión de residuos que se establezca.

En cualquiera de los casos, las infraestructuras precisas para su funcionamiento serán a costa del promotor.

6.2.- JUSTIFICACIÓN DE LA UBICACIÓN PROPUESTA.

Este tipo de actuaciones requieren de una gran cantidad de superficie para que los paneles solares puedan captar la energía solar suficiente y generar electricidad, de forma renovable. Esta superficie, además, debe ser lo más plana posible o que las pendientes no sean excesivas y orientadas al sur. Adicionalmente deberán estar en zonas libres de obstáculos para minimizar el efecto de sombras sobre ellas.

Otro requisito adicional es que la distancia al punto de conexión asignado para la evacuación de la energía generada, normalmente una Subestación Eléctrica, no esté excesivamente alejado de la instalación para evitar pérdidas y que la distancia no las haga económicamente viables, así que la cercanía a la subestación es un punto a favor para estas instalaciones.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Además, estas instalaciones, no requieren de servicios municipales tales como suministro de agua potable, recogida de residuales ni infraestructuras eléctricas, y además no generan ruido ni molestias para las viviendas o usos residenciales o agrarios cercanos.

Es por ello, que con todo lo anteriormente expuesto resulta necesaria la implantación de estas instalaciones en suelo no urbanizable, no encontrándose en la zona otras parcelas que reúnan los requisitos anteriores.

6.3.- CUANTIFICACIÓN DE LOS PUESTOS DE TRABAJO.

Una de las ventajas que ofrece la implantación de La actividad propuesta, es que contribuye a la mejora de los niveles de ocupación laboral de la zona sin crear núcleos de población o nuevos asentamientos en el área.

Para la cuantificación de los puestos de trabajo directos e indirectos que supone la implantación de la actividad se distinguen dos fases; los generados durante la fase de ejecución y los generados durante la fase de operación una vez que la actividad entre en funcionamiento.

a) Durante la fase de construcción.

Teniendo en cuenta el plazo de ejecución y el cronograma de trabajos como puestos de trabajo directos generados por la construcción, se estima un promedio anual de cerca de 365 puestos de trabajos directos, con picos mensuales de más de 800 trabajadores, de acuerdo a la planificación de construcción mostrado en el siguiente cuadro.

De forma indirecta se estiman en más de 400 puestos de trabajo generados, teniendo en cuenta el transporte y la fabricación de todos los equipos y maquinaria que constituyen la instalación, así como los generados por la manutención y hospedaje en las cercanías de los propios trabajadores necesarios de la construcción de la planta.

b) Durante la fase de operación.

La planta una vez entre en operación generará al menos de forma directa 6 puestos de trabajo de forma permanente (seguridad, operarios de operación y mantenimiento, administración y servicios generales de O&M, administración & gestión de la propiedad de la planta, etc.), además de más de 40 personas de puestos adicionales relacionados por las campañas temporales de los servicios preventivos de operación y mantenimiento (limpieza de módulos, desbroce de terreno, reaprietes de estructura, revisión de instalaciones, reparaciones).

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

	MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
DIRECCION DE PROYECTO / TRABAJOS PREVIOS		16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
OBRA CIVIL													
MOVIMIENTO TIERRAS/CAMINOS/VALLADO			16	16	16								
ZANJAS/DRENAJES					30	30	30	30					
CIMENTACIONES						16	16	16					
MONTAJE ESTRUCTURA													
PILARES ESTRUCTURA SEGUIDOR				18	18	18	18	18	18				
MONTAJE MECÁNICO ESTRUCTURA, MODULOS Y EQUIPOS					330	330	330	330	330	330	110	10	10
MONTAJE ELECTRICO													
INSTALACION CC Y CA								440	440	440	176	9	9
INSTALACION MT							22	22	22	22	9	3	3
COMMISSIONING Y PUESTA EN MARCHA										40	40	40	20
TOTAL		16	32	50	410	410	432	872	826	848	351	78	58

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

6.4.- CONCLUSIONES

La elección de dicho terreno se basa en que en él se reúnen los requisitos necesarios para poder llevar a cabo el proyecto, siendo:

- Necesidad de ocupar una gran superficie de terreno, sin sombras, y con infraestructuras eléctricas (subestación o tendido eléctrico) cercano con capacidad de evacuación suficiente.
- Los terrenos disponibles se localizan lo suficientemente cercanos a la Subestación para que la evacuación de energía sea viable técnica y económicamente.
- La energía generada es una energía limpia y no genera residuos.
- La Planta Solar Fotovoltaica en operación, una vez finalizada la construcción, no produce afectación a la zona de actuación, por lo que no transformará la ordenación territorial actual de la zona. La actividad de generación eléctrica mediante fuentes renovables es compatible con la protección existente.
- La planta proyectada no requiere de infraestructuras precisas para su funcionamiento; dado que son instalaciones totalmente autónomas.

7. PRINCIPIOS Y DEFINICIONES BÁSICAS

Las *células fotovoltaicas*, por lo general un área cuadrada de aproximadamente 100 a 250cm², transforman la radiación solar incidente directamente en electricidad aprovechando el llamado "efecto fotovoltaico": Una célula fotovoltaica expuesta a la radiación solar actúa como un generador de corriente continua con una curva característica tensión-corriente que depende principalmente de la propia radiación solar, la temperatura y la superficie.

A partir de la agrupación e interconexión de un determinado número de células fotovoltaicas, se obtienen los módulos fotovoltaicos obteniéndose áreas de captación con mayor potencia de generación y mayor facilidad de instalación.

A su vez a partir de los módulos fotovoltaicos, y su interconexión serie-paralelo se conforman los actuales generadores fotovoltaicos, con un rango de potencias totalmente flexible y adaptado a cada circunstancia.

Los módulos fotovoltaicos convierten la energía luminosa en electricidad, en forma de corriente continua (DC) en "tiempo real", es decir, la producción de electricidad es contemporánea con la captación de energía solar.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Esta potencia eléctrica generada en corriente continua es necesario convertirla en corriente alterna por medio de uno o varios inversores y elevar la tensión mediante transformadores de potencia para poder transportarla sin unas pérdidas excesivas.

Definiciones

- **Célula fotovoltaica:** Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- **Módulo fotovoltaico:** Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- **String (cadena):** Agrupación de módulos conectados eléctricamente en serie formando una string (cadena).
- **Inversor:** Convertidor estático de electricidad, que convierte la corriente continua en corriente alterna.
- **Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal:** Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.
- **Potencia pico del módulo:** Potencia máxima del panel fotovoltaico en condiciones estándar de medida (STC).
- **Potencia pico del generador:** Suma de las potencias pico de los módulos fotovoltaicos.
- **Condiciones Estándar de Medida (STC Standard Test Condition):** Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
 - Irradiancia solar: 1000 W/m²
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Temperatura de célula: 25 °C

8. CONDICIONES DE DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Para el diseño de la instalación solar se requiere evaluar las condiciones ambientales de la ubicación propuesta, dado que la radiación, la temperatura del aire y la altitud son los principales factores que determinan el tamaño de la instalación.

La Radiación Global afecta a la cantidad de energía que recibirán los módulos fotovoltaicos y la cantidad de energía eléctrica que producirán los mismos. La Temperatura ambiente afectará también a los valores de producción y a la potencia máxima que alcanzarán los equipos principales. La altitud de los terrenos sobre el nivel del mar también tiene que ser

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

considerada a efectos de la potencia de los equipos principales, dado que existen equipos que tienen una degradación de su potencia máxima alcanzable debido a esta altitud.

Los datos de radiación y temperatura utilizados para el estudio de producción y rentabilidad de la planta, han sido proporcionados por la base de datos de SOLARGIS, dado que es de las bases más confiables y aceptadas por las principales entidades bancarias y fondos de inversión a efectos de tasación de la energía producida.

Los datos de producción han sido obtenidos mediante el software PVSYST, por ser el potente y ampliamente aceptado para este tipo de tecnologías. En la memoria de cálculo se ofrece una descripción más detallada sobre el cálculo de la producción obtenida para la presente Planta Solar Fotovoltaica, en el presente documento solo se muestran los resultados.

Para la siguiente simulación, se ha considerado como condiciones de operación en el punto de conexión un factor de potencia de 0,95 capacitivo, por ser el más restrictivo para esta tecnología.

La temperatura ambiente afecta a la potencia y a la producción solar, por lo que para estimar la producción eléctrica prevista es necesario designar la temperatura de diseño. Para el presente proyecto, se elige de entre las temperaturas máximas alcanzables a lo largo del día, como aquella más representativa de las máximas superiores sin ser el máximo absoluto por su baja probabilidad de recurrencia, de acuerdo con la base de datos proporcionada, se determina que la Temperatura de diseño del proyecto es de 30°C.

Los datos obtenidos para el periodo de aceptación provisional de la planta son:

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

	Radiación Global Horizontal (kWh / m2)	Radiación Global Incidente módulo (kWh / m2)	Tª ambiente (°C)	Producción prevista (MWh/mes)	PR
Enero	64	88	6,95	10.243	85,16%
Febrero	90	124	6,56	14.573	86,29%
Marzo	140	188	11,69	21.557	83,91%
Abril	174	228	13,83	24.920	80,24%
Mayo	207	263	18,23	28.001	77,89%
Junio	219	282	22,91	29.842	77,40%
Julio	235	306	26,57	32.382	77,60%
Agosto	202	265	24,99	28.691	79,29%
Sep.	149	199	20,12	22.142	81,42%
Octubre	108	145	15,98	16.515	83,22%
Nov.	69	94	9,29	10.867	84,76%
Dic.	53	73	7,99	8.397	84,10%
Anual	1.710	2.256	15,49	248.129	80,58%

Se estima una producción prevista de 248.129 MWh al año, una producción específica de 1.818 kWh/kWp instalado, con un “Performance Ratio” de 80,6%. El informe de evaluación resultante se encuentra recogido en el anexo de esta memoria descriptiva.

Partiendo de la anterior, para obtener la producción esperada para el año 1 y 2 de operación de la planta, se requiere tener en cuenta una disponibilidad del 99% y la degradación del módulo del 0,6%. Los resultados a obtenidos se resumen a continuación:

Year	Availability	Degradation	E_Grid (MWh)	Specific prod. (kWh/kWp)	PR
PAC	100,00%	0,00%	248.129	1.818	80,58%
1	99,00%	0,60%	244.925	1.794	79,54%
2	99,00%	0,60%	243.448	1.784	79,06%

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

9. PUNTO DE CONEXIÓN

Para la conexión de la planta fotovoltaica al punto de la red de transporte proporcionado por REE en la actual SE de Peñaflores 400 kV, será necesaria la construcción de una nueva línea de evacuación de 400kV y una nueva Subestación 400/30 kV, en un acceso coordinado con la participación de otros promotores, Esta infraestructura común de evacuación se realiza en proyecto separado.

El punto frontera quedará establecido en la salida de 400 kV del transformador propio de la Planta Fotovoltaica, que se instalará en la futura Subestación común a otros promotores, La ubicación de esta Subestación se localiza fuera de las parcelas que constituyen la Planta Fotovoltaica.

10. CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Las obligaciones de los productores de energía eléctrica vienen establecidas en el artículo 26,3, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, En el que podrán conectarse y evacuar su energía a través de la red de transporte o distribución de acuerdo a las condiciones que pueda establecer el operador del sistema, en su caso el gestor de la red de distribución, por razones de seguridad y aquellas otras que reglamentariamente se establezcan.

De conformidad con lo establecido en el anterior artículo, **los productores de energías renovables**, además de estas obligaciones anteriores deberán cumplir con las que se establezcan en el Artículo 7 del RD 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

De acuerdo a estas obligaciones, las plantas superiores a 5 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico, Las condiciones de funcionamiento de los centros de control junto con las obligaciones de los generadores en relación con estos centros de control, serán las establecidas en los correspondientes procedimientos de operación (apartado C, artículo 7).

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Así mismo, las plantas fotovoltaicas con potencia instalada superior a 2 MW, estarán obligadas al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión establecido mediante el procedimiento de operación correspondiente, (apartado d, artículo 7).

En lo relativo al servicio de ajuste de control del factor de potencia (apartado e) del artículo 7), las instalaciones deberán mantenerse de forma horaria, dentro del rango de factor de potencia que 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo, Dicho rango podrá ser modificado, con carácter anual, por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, a propuesta del operador del sistema debiendo encontrarse, en todo caso, entre los valores extremos de factor de potencia antes indicado, El citado rango podrá ser diferente en función de las zonas geográficas, de acuerdo con las necesidades del sistema, Dicha resolución será objeto de publicación en el “Boletín Oficial del Estado”.

Alternativamente a lo anterior, las instalaciones mayores de 5 MW podrán participar voluntariamente en el servicio de ajuste de control de tensión aplicable a los productores de fuentes de energía renovables.

Concretamente los requisitos técnicos de operación de las instalaciones de producción vienen establecidos en el procedimiento de operación 12,2, aprobado por la resolución de 11 de febrero de 2005, de la Secretaría de Estado de Energía, “Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.

Con la entrada en vigor, el 14 de abril de 2016, del Reglamento Europeo (UE 2016/631), en el que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, los procedimientos de operación actuales se encuentran en revisión, La última propuesta presentada del PO 12,2, consta de 2018, está aún pendiente de aprobación, Por lo que a continuación se resumen las condiciones de operación actuales que serían aplicables, mientras no sea aprobada la actual propuesta del PO12,2, o se modificase el vigente RD 413/2014.

10.1.- Tensión

Para la estabilidad de tensión la planta deberá permanecer conectada a la red y funcionar dentro de los rangos indicados en la siguiente tabla:

Rangos de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
-------------------	-------------------------------------

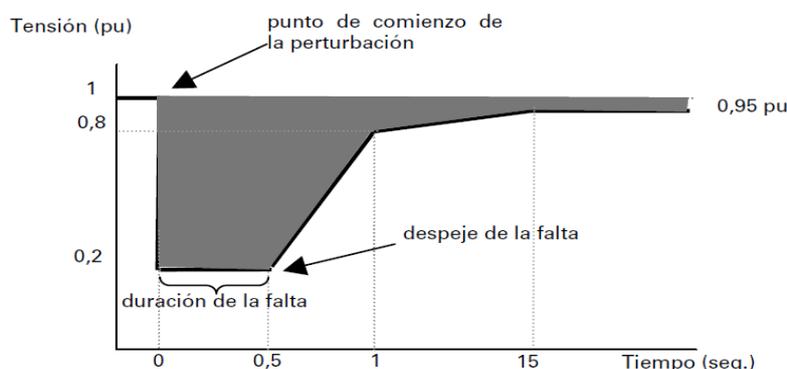
INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

0,85 pu – 0,90 pu	60 minutos
0,90 pu – 1,118 pu	Ilimitado
1,118 pu – 1,15 pu	60 minutos

La instalación no producirá y, a su vez, será capaz de soportar sin daño ni desconexión incrementos de tensión en régimen permanente durante la realización de cualquier maniobra de hasta el 4%, Por otro lado, todas las unidades de generación deberán soportar en régimen permanente una componente de corriente inversa del 5% de la corriente nominal.

10.2.- Huecos de Tensión

Huecos de tensión: Un hueco de tensión es una disminución brusca de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 90 % y el 1 % de la tensión nominal de la red, seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo, Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 ms a 1 minuto, La profundidad es definida como la diferencia entre la tensión eficaz mínima durante el hueco de tensión y la tensión nominal, En lo relativo a huecos de tensión las instalaciones deberán ser capaces de soportar sin daño los valores definidos, según el PO 12,3.



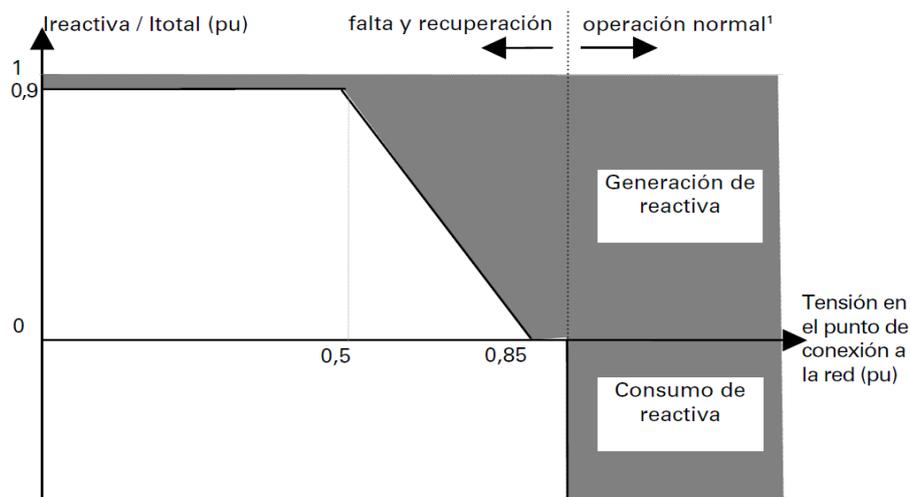
Ante faltas equilibradas (trifásicas), tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación, No obstante, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 150ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

De forma paralela, tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

existir en el punto de conexión a la red, consumos de potencia activa por parte de la instalación; salvo los consumos puntuales permitidos.

Tanto durante el periodo de falta como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, la instalación deberá aportar al sistema eléctrico la máxima intensidad posible, Esta aportación se efectuará de forma que el punto de funcionamiento de la instalación se localice dentro del área sombreada de la siguiente figura, ante de transcurridos 150 ms desde el inicio de la falta o desde el instante de despeje de la falta, Así para tensiones inferiores a 0,85 pu en el punto de conexión a la red, la instalación deberá generar potencia reactiva, mientras que para tensiones comprendidas entre 0,85 pu y el valor de la tensión mínima admisible para la operación normal del sistema eléctrico, la instalación no deberá consumir potencia reactiva, Para valores de tensión superiores a la tensión nominal admisible en operación normal aplicará lo establecido en los procedimientos de operación para dicha operación normal.



Para el caso de faltas desequilibradas (monofásicas y bifásicas), tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumos de potencia reactiva por parte de la instalación, salvo los consumos puntuales permitidos, De igual modo tampoco se permite el consumo de potencia activa.

En el anexo se encuentra recogido el certificado del inversor con el cumplimiento de este requisito y el PO 12.3.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

10.3.- Frecuencia

La frecuencia nominal del sistema se establece en 50 Hz.

Las protecciones de mínima frecuencia de los generadores deberán estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas de frecuencia del sistema eléctrico peninsular español, por lo que los generadores sólo se podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, con una temporización de 3 segundos como mínimo, Por otra parte, las protecciones de máxima frecuencia sólo podrán provocar el desacoplamiento de los generadores si la frecuencia se eleva por encima de 51 Hz con la temporización que se establezca en los procedimientos de operación.

Rangos de frecuencia	Periodos de tiempo de funcionamiento
47,0 Hz – 47,5 Hz	3 segundos
47,5 Hz – 48,0 Hz	1 hora
48,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
51,0 Hz – 52,0 Hz	1 hora

En relación con la capacidad de soportar derivadas de frecuencia, la instalación deberá ser capaz de permanecer conectado a la red con derivadas de frecuencia de hasta 2 Hz/s medidas en una ventana temporal de 750ms.

10.4.- Factor de Potencia

Respecto al factor de potencia, las instalaciones deben mantenerse, de forma horaria, dentro del rango de factor de potencia entre los valores extremos 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo, mientras que el operador del sistema no lo modifique por medio de resolución de Secretaría del Estado de Energía.

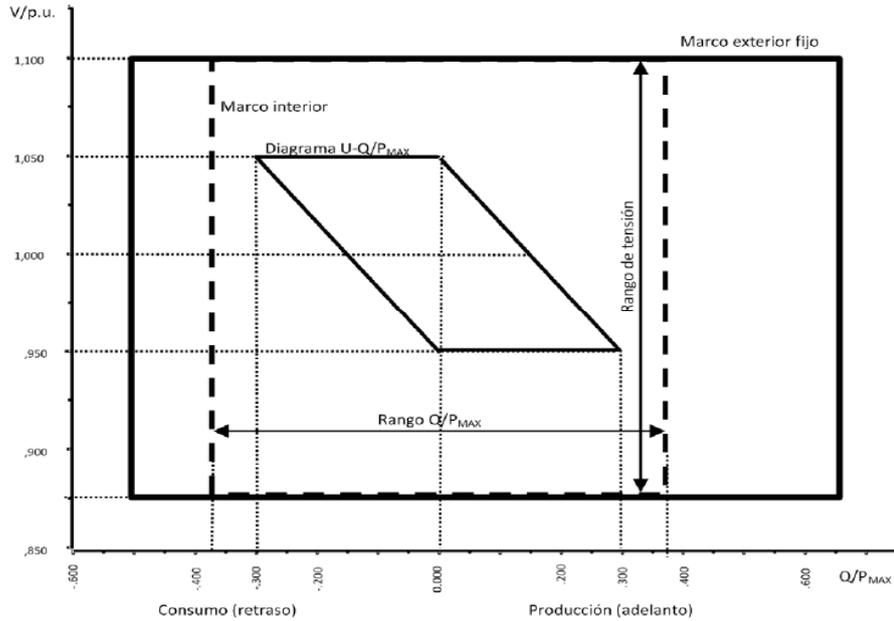
No obstante a lo anterior, en la planta PF Peñaflor se ha considerado la capacidad de cumplir con un factor de potencia 0,95 capacitivo e inductivo, si fuese requerido.

10.5.- Control de Tensión y/o factor de potencia

Respecto al control de tensión, las plantas deberán cumplir con los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de tensión:

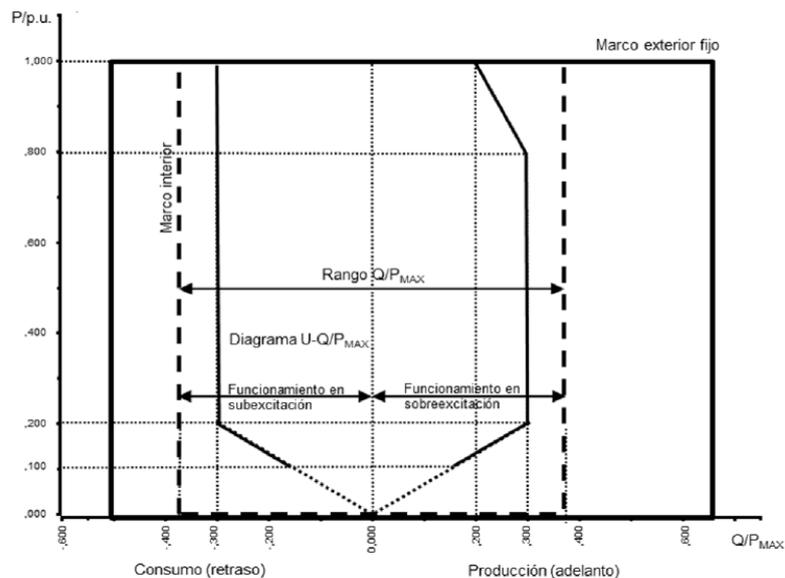
U-Q/Pmax establece los límites dentro de los cuales la planta será capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima, según los valores de tensión anteriormente descritos, Que para un factor de potencia de 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo, corresponde con un valor de $Q/P_{max} = 0,203$

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING



De igual modo a lo indicado en el apartado 10,4, se ha considerado la posibilidad de cumplir con un factor de potencia 0,95 capacitivo e inductivo que corresponde con un valor de $Q/P_{max} = 0,33$ (entendiendo el P_{max} como la limitación de 100MW en el punto de conexión).

En cuanto a la capacidad de suministro de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima, se especifica en el siguiente diagrama P-Q/ P_{max} ,



INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Cuando la potencia activa sea inferior a la capacidad máxima, la planta deberá ser capaz de suministrar potencia reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro de su diagrama siempre y cuando todas las unidades del parque estén técnicamente disponibles, es decir, no estén fuera de servicio debido a mantenimiento o avería, de lo contrario, puede haber una menor capacidad de potencia reactiva, teniendo en cuenta las disponibilidades técnicas.

Fuera del rango de tensiones $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu durante el funcionamiento en régimen permanente, la planta podrá inyectar/absorber potencia reactiva según la respuesta del control de tensión que le sea requerida con las limitaciones que por encontrarse fuera de dicho rango de tensiones imponga la producción de potencia activa, es decir, primará la producción de potencia activa sobre la de reactiva.

Para regímenes de funcionamiento por debajo del 10% de capacidad máxima, la planta queda exenta de cumplir una capacidad mínima a este respecto.

La planta deberá ser capaz de proporcionar potencia reactiva automáticamente ya sea mediante un modo de control de la tensión como mediante un modo de control de factor de potencia.

11. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA PLANTA

- **Denominación:** PF PEÑAFLORES
- **Potencia instalada (STC)** 136,5 MWp

Los equipos principales de la instalación podrían variar debido a la disponibilidad de equipos y los plazos de suministro, en el momento de llevar a cabo la construcción, es por ello que los equipos finales serán los indicados a continuación o equipos similares o equivalentes, siempre y cuando no suponga una modificación sustancial o un incremento de potencia total de la instalación:

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- **Módulo FV:**

Marca:	TRINA SOLAR
Modelo:	Tallmax TSM-PE15H
Nº módulos en serie:	30
Potencia Pico (W_p):	345
Nº de strings:	13.188
Nº módulos:	395.640

- **Inversor:**

Marca:	INGETEAM
Modelo:	INGECON 1640 TL
Potencia Nominal (@50°C):	1473 kVA
Potencia Nominal (@30°C):	1637 kVA
Tensión máxima dc:	1,500 V
Nº inversores	71

- **Transformador:**

Potencia Nominal:	5,000 kVA	3,500 kVA
Tensión primaria:	630 V	630 V
Tensión secundaria:	30,000 V	30,000 V
Nº transformadores:	23	1

- **Estructura:**

Marca:	PV Hardware
Modelo:	Axone Duo
Tipo de estructura:	Seguidor de un eje (1 o 2 filas)
Ángulo de rotación:	-60°/+60°
Nº de seguidores	3065 (2 filas) ; 464 (1 fila)

La planta está formada por 2 bloques de potencia, Uno de ellos dispone de dos inversores y un transformador, mientras que el otro bloque está compuesto por un inversor y un transformador, Ambos estarán situados los más centrados posibles y lo más próximo a un camino interior, Alrededor de esta agrupación se instalarán los módulos fotovoltaicos sobre los seguidores solares de un eje.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Los módulos fotovoltaicos se conectan en serie y en paralelo hasta alcanzar los valores de tensión e intensidad requeridos para el funcionamiento del inversor, La configuración del campo solar se determina por los módulos conectados en serie/paralelo, En cada fila del seguidor (tracker) se instalarán un total de 60 módulos y se conectarán 30 módulos en serie para formar un string (cadena), por lo que en cada fila del seguidor habrá 2 strings, El número total de strings conectados a cada inversor de cada bloque, se resume en la siguiente tabla:

Nº Bloque	Tipo	Nº Inversores	Nº strings		Potencia Pico (MWp)	Potencia nominal (MVA)
			Por inversor	Total		
1	A	3	184	552	5,71	4,91
2	C	2	180	360	3,73	3,27
3	D	3	240	720	7,45	4,91
4	D	3	240	720	7,45	4,91
5	B	3	180	540	5,59	4,91
6	B	3	180	540	5,59	4,91
7	B	3	180	540	5,59	4,91
8	A	3	184	552	5,71	4,91
9	A	3	184	552	5,71	4,91
10	B	3	180	540	5,59	4,91
11	B	3	180	540	5,59	4,91
12	B	3	180	540	5,59	4,91
13	B	3	180	540	5,59	4,91
14	A	3	184	552	5,71	4,91
15	B	3	180	540	5,59	4,91
16	B	3	180	540	5,59	4,91
17	B	3	180	540	5,59	4,91
18	B	3	180	540	5,59	4,91
19	B	3	180	540	5,59	4,91
20	B	3	180	540	5,59	4,91
21	B	3	180	540	5,59	4,91

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

22	B	3	180	540	5,59	4,91
23	B	3	180	540	5,59	4,91
24	B	3	180	540	5,59	4,91
TOTAL		71		13.188	136,5	116,2

En la planta se han definido 4 tipologías de bloque según el número de inversores que conforma el bloque y según el número de strings conectadas en el inversor. Los Bloques tipo A, B y D son bloques de 3 inversores cada uno en el que tienen 184 strings, 180 strings y 240 strings por inversor, respectivamente. El bloque C es un bloque de 2 inversores en el que tiene 180 strings conectadas en cada inversor.

12. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

La planta fotovoltaica se compone básicamente de un generador solar de corriente continua, inversores que convierten esta corriente en alterna, transformadores elevadores de tensión, así como todo el cableado, protecciones, cuadros eléctricos, etc., que interconectarán todos los equipos.

La planta además contará con otros sistemas auxiliares que garantizarán la operatividad de la misma: suministro eléctrico propio, sistemas de vigilancia y seguridad y sistemas de monitorización.

De este modo, podemos distinguir en la planta tres partes funcionales diferenciadas:

- El sistema productor fotovoltaico o generador solar,
- Los sistemas de acondicionamiento de la energía eléctrica, compuesto por inversores CC/CA y transformadores BT/MT,
- Los sistemas auxiliares.

A continuación, se describen cada uno ellos:

12.1. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico está formado por un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo, El número de módulos conectados en serie viene determinado por el rango de tensiones de trabajo del inversor, 1500 V en este caso, El número de módulos en paralelo se establece en función de la potencia de la planta.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

En nuestro caso, las características del generador fotovoltaico son:

- Potencia Pico:	136,50 MWp
- Número total de módulos:	395.640
- Número de módulos en serie:	30
- Número total de strings:	13.188

12.2. Módulo fotovoltaico

El módulo FV es el elemento clave de la instalación fotovoltaica, La elección del módulo se realiza teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Módulo de última generación y tecnología,
- Mejores características y rendimiento en función de las condiciones ambientales,
- Performance Ratio obtenido,
- Mantenimiento de las características nominales a lo largo de la vida de la instalación,
- Facilidad de mantenimiento,
- Disponibilidad en el mercado,
- Garantía del fabricante y servicio postventa,

Los módulos previstos para este proyecto son módulos multicristalinos de tecnología célula partida (“half cut”), están diseñados según norma IEC61215 y fabricados con materiales probados para asegurar el servicio durante toda su vida útil. Disponen de diodos de by-pass para evitar el efecto “hot-spot” (punto caliente). El diodo “by-pass” permite un camino alternativo para la corriente, en una asociación en serie de células, cuando alguna de ellas está bajo sombras o no conduce corriente.

Los módulos de célula partida, cuentan con dos series de strings conectadas internamente (en dos cajas de conexión) que dividen la producción en dos mitades, de forma que las sombras o pérdidas puntuales por factores medioambientales que afecten únicamente parte del panel se ven mitigadas evitando la pérdida total de su producción.

El módulo fotovoltaico se suministra con 2 latiguillos de cable solar, especialmente diseñado para instalación en intemperie en las más duras condiciones atmosféricas de 1,40 m de cobre de 4 mm², para permitir la interconexión a tresbolillo de los módulos. En los planos adjuntos a este documento, se encuentra un detalle de esta interconexión.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Las características del módulo fotovoltaico son las siguientes:

Especificaciones eléctricas (STC)

Marca y modelo	TRINA Tallmax TSM-PE15H
Potencia mpp	345 W
Tolerancia de potencia	0 ~ +5 W
Tensión circuito abierto (Uoc)	46,4 V
Tensión en punto de máxima potencia (Umpp)	37,7 V
Corriente en punto de máxima potencia (Impp)	9,15 A
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,62 A
Temperatura de operación nominal de célula	41°C ± 3°C
Coeficiente de Temperatura de Potencia máxima	-0,38%/°C
Coeficiente de Temperatura de voltaje Uoc	-0,31 %/°C
Coeficiente de Temperatura de corriente Isc	+0,05 %/°C
Eficiencia	17,0 %

Características físicas

Dimensiones (L x A x P)	2024 x 1004 x 35 mm
Peso	22,8 kg

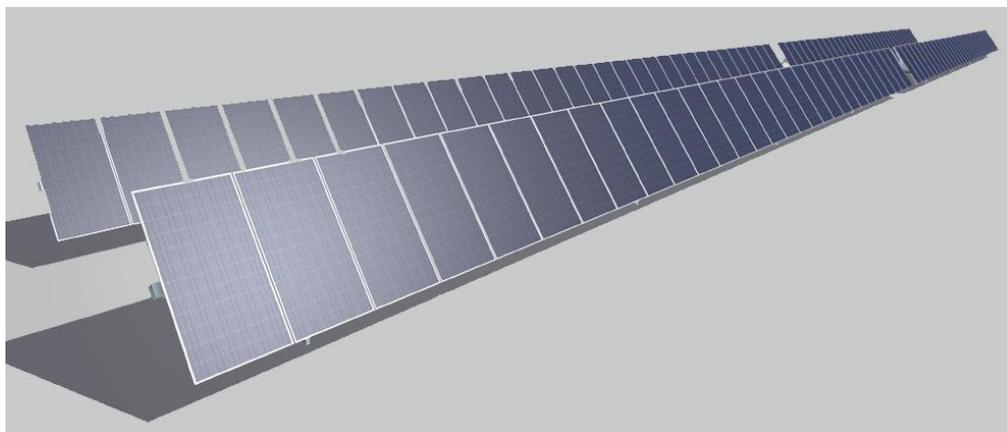
Las características eléctricas están medidas en condiciones normalizadas STC (Standard Test Conditions): de 1000 W/m² de irradiancia, temperatura de célula a 25 °C y una masa de aire espectral AM de 1,5.

Adicionalmente a la homologación IEC 61215 este rango de módulos ha sido aprobado por el Grupo TÜV SÜD Product Service GmbH, para su uso como equipos Clase II, aprobando su idoneidad para plantas fotovoltaicas con un voltaje de operación de hasta 1500 Vcc.

12.3. Estructura soporte, Seguidor Solar

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura capaz de resistir su propio peso y los esfuerzos de viento y nieve recogidos en la normativa vigente. Para este proyecto se ha elegido una estructura de seguidor solar, Axone Duo de PVHardware, que se compone de una o dos filas de módulos de unos 60 metros de longitud.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING



La separación entre estructuras en el sentido Este - Oeste será tal que se minimicen los efectos de sombreado entre ellas, en particular se asegurará para el día del equinoccio de invierno un mínimo de cuatro horas de sol para todos los paneles. Para este proyecto la distancia entre filas E-O corresponde a **5 m**.

La estructura será de acero galvanizado en caliente con el fin de conseguir una protección adecuada contra la corrosión.

El seguimiento a un eje se realiza mediante programación astronómica, consiguiendo de esta forma la inclinación óptima respecto al sol durante todo el día.

El ángulo máximo alcanzable es de +/- 60º consiguiendo de esta forma mejorar la producción considerablemente respecto a un sistema de estructura fija.

El sistema está programado mediante la función de “backtracking” el cual permite mejorar la producción a primera hora de la mañana y a última de la tarde, ya que cuando detecta que una fila provoca sombra sobre la inmediata posterior el sistema corrige su ángulo de inclinación para evitar dicho sombreado.

Las características principales del seguidor solar se resumen a continuación:

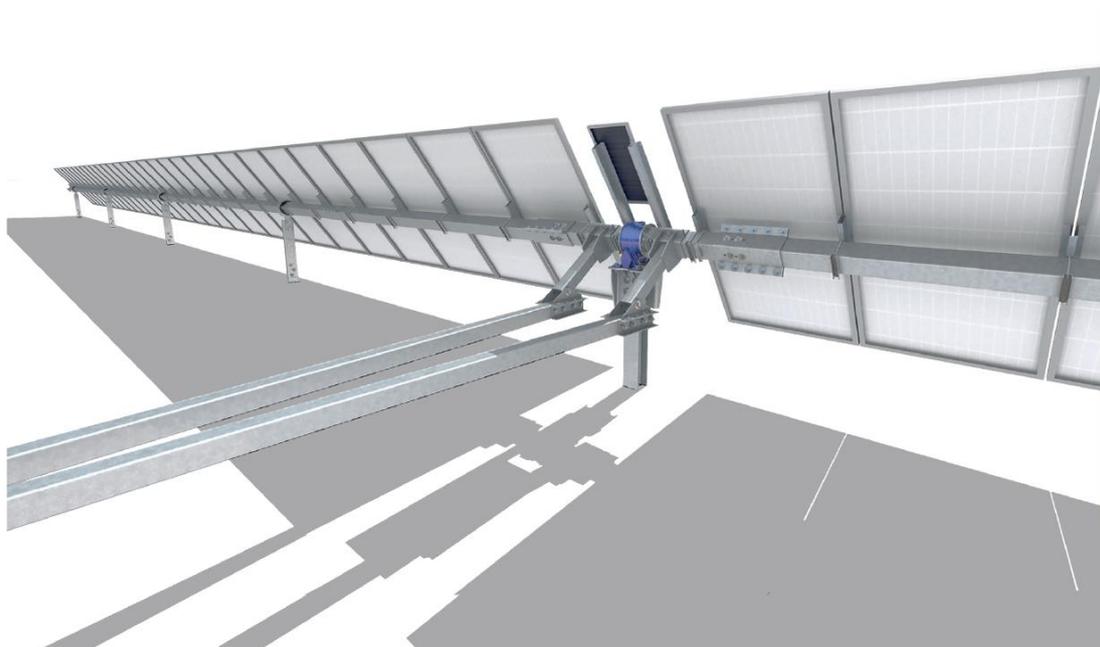
PVH – Axone Duo	
Tipo de seguidor	Horizontal 1 eje – 1 o 2 filas
Ángulo de rotación	-60º/+60º
Material	Acero galvanizado /magnelis
Método seguimiento solar	Programación astronómica con GPS
Nº de módulos por fila	60 módulos

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Se trata de un seguidor solar a un eje con doble fila y con una sola fila motorizada. La estructura consiste en dos tubos de torsión, sobre los cuales se montan los perfiles guía sobre los que van anclados los módulos, unidos por un actuador lineal que transfiere la inclinación de la fila de seguimiento a la otra fila, sincronizando el movimiento de los módulos solares de ambas filas. El motor que hace girar al tubo y por tanto a los módulos está situado en el centro del eje.

En los casos de los seguidores más expuestos al viento o exteriores, el seguidor se compone de una sola fila.

El motor de la estructura es autoalimentado; es decir incorpora una pequeña célula solar y una batería para obtener la energía requerida para su funcionamiento, por ello no se necesita instalar un cable de alimentación desde el bloque de potencia, reduciendo las necesidades de zanjas y el cableado de la instalación.



La instalación de esta estructura sobre el suelo se realiza a través de la instalación de los perfiles HEA, IPE o CP (picas) que son las “patas” de la estructura. Las mismas se instalarán o bien directamente hincadas sobre el terreno o bien mediante una perforación en el suelo de 300mm y su posterior hormigonado (drilling) o relleno con tierra (pre-drilling), de forma general la profundidad suele ser de entre 1-3 metros.

En cualquier caso, la cantidad de picas (perfiles) que se instalarán hincadas o se instalarán hormigonadas, así como la profundidad de hincado o de hormigón que deberán alcanzar para una correcta sujeción de las cargas, dependerá del Estudio Geotécnico y de los

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

“Pull Out Test” que se llevarán a cabo previamente al inicio de la construcción. Estos trabajos se realizan al inicio de la fase de construcción del proyecto.

Se estiman que se van a instalar un total de 59.346 picas para el total de seguidores, de igual modo a lo anterior, el número total de picas, así como el tipo de perfil podría variar tras los resultados de realización de los “Pull Out Test” y los estudios geotécnicos que sean realizados, por lo que deberán ser verificados y replanteados previamente antes del inicio de la fase de construcción.

La estructura cumple con la cualificación de diseño IEC 62187 para seguidores solares fotovoltaicos, y ha superado los ensayos requeridos para validar las especificaciones técnicas de la hoja de datos, así como su rendimiento.

La hoja de datos y los certificados correspondientes se encuentran como anexo al presente documento.

12.4. Inversor

Los inversores son los componentes que transforman la corriente continua generada por los campos fotovoltaicos a corriente alterna senoidal. Estos inversores son de tipo y características específicas para un sistema de conexión a red, tanto en tensión como en frecuencia y que la creación de armónicos este dentro de las franjas permitidas por las normas de la compañía, para no alterar el buen funcionamiento de la red pública.

En este proyecto se han previsto inversores de la marca INGETEAM modelo 1640TL B630, de 1637 kVA de potencia a 30°C. Son inversores modulares que ofrecen ventajas sobre los inversores de string o centrales, dado que permiten mayor densidad de potencia y los hace más versátiles y adaptables a diferentes situaciones.

Las características técnicas del inversor son:

INGETEAM-1640TL-B630		
Entrada (DC)		
Rango Voltaje DC, MPPT	V	910-1.300
Voltaje DC Máximo	V	1.500
Intensidad DC Máxima	A	1850
Número Entradas DC	-	Hasta 15 (+/-)
Salida (AC)		

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Potencia Nominal (@50°C)	kVA	1473
Potencia Nominal (@30°C)	kVA	1637
Intensidad Máxima 30°C/50°C	A	1500 A / 1350 A
Voltaje Salida Nominal	V	630
Frecuencia	Hz	50
Factor de Potencia		Ajustable, 0-1 (capacitivo / inductivo)
Eficiencia		
Eficiencia Máxima	%	98,9
Eficiencia Europea	%	98,5
Consumo stand-by	W	90
Otras características		
Tipo de refrigeración		aire forzado por control de temperatura
Grado de protección IP		IP54



INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

El funcionamiento del inversor será totalmente automático, A partir de que los módulos solares generen potencia suficiente, la electrónica implementada en el inversor regulará la tensión, la frecuencia y la producción de energía. Al alcanzar cierto nivel mínimo de potencia, el aparato comenzará a inyectar a la red.

El inversor funciona de manera que convierta la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares. Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar.

El inversor se desconectará en caso de:

- **Fallo de red eléctrica:** en caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en cortocircuito y por tanto se desconectará, no funcionando en ningún caso en modo isla, y volviéndose a conectar cuando se haya restablecido la tensión en la red.
- **Tensión fuera de rango:** si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento. Salvo por lo descrito en el PO en cuanto a los rangos para la estabilidad de tensión.
- **Frecuencia fuera de rango:** en el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable. Salvo por las migraciones de frecuencia y los tiempos de desconexión indicados en los procedimientos de operación de REE (PO).
- **Temperatura elevada:** el inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. En el caso de que la temperatura interior del equipo aumente, el equipo está diseñado para dar menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura límite, si bien, llegado el caso, se desconectará automáticamente.

Los inversores se localizarán lo más próximo posible al centro de gravedad del campo fotovoltaico, con el fin de reducir las pérdidas de energía en el cableado de baja tensión.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Los inversores disponibles en el mercado pueden funcionar respecto al entrada de continua de forma flotante o con el negativo puesto a tierra, en este caso se ha elegido operar con el modo flotante, por lo que se requerirán protecciones en ambos polos n del campo DC.

Las protecciones que vienen incorporadas en el inversor son:

En la parte de corriente continua (entrada):

- Fusibles en el polo positivo y negativo de la entrada.
- Protección de fallo de asilamiento.
- DC polaridad inversa.
- Interruptor seccionador de corte en carga motorizado.
- Protección por sobretensión tipo II

En la parte de corriente alterna (salida):

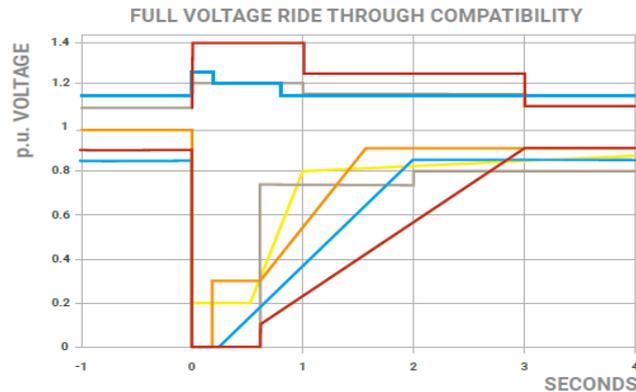
- Interruptor automático de 4 polos a la salida del inversor,
- Protección por sobretensión tipo II
- Protecciones de sub/sobre frecuencia y tensión,

En cuanto a las funciones de respaldo de red, incluye las siguientes:

- **Perturbaciones y Huecos de tensión de tensión**

El inversor soporta los huecos de tensión según el perfil que sea requerido. Pueden compensar el hueco inyectando corriente reactiva requerida alimentando la falla tanto tiempo como sea necesario, mientras no se excedan los límites de las protecciones.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

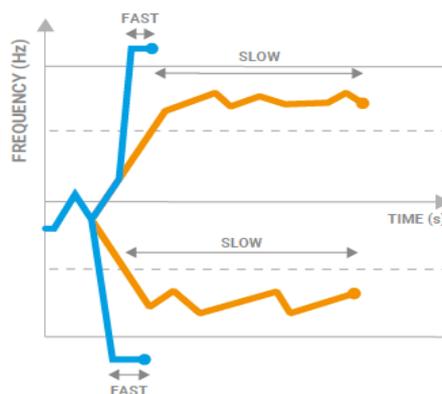


- **Sistema de regulación de Frecuencia (FRS)**

El inversor incluye un algoritmo de reducción de potencia activa según la caída de frecuencia para proporcionar estabilidad a la red.

- **Migraciones de frecuencia**

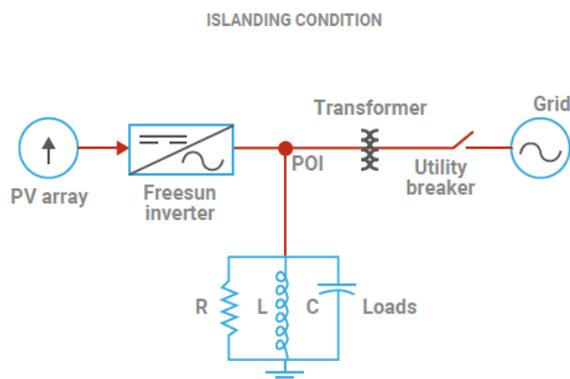
Los inversores pueden ajustar el rango y los tiempos de las protecciones de frecuencia proporcionándoles una gran flexibilidad y que puedan cumplir con futuros requerimientos.



- **“Protección Anti-islanding”**

Los inversores combinan métodos activos y pasivos que eliminan los disparos intempestivos y reduce la distorsión de la red de acuerdo con la IEC 62116 y la IEEE1547.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING



- **Limitación de Potencia.**

Los inversores incorporarán funcionalidad de limitación de potencia, incorporada en el sistema SCADA de control de planta, de forma que reducirá la potencia de salida disponible del inversor en corriente alterna en caso de ser exigida por el operador, o por condiciones de red se requiera no sobrepasar un valor de potencia determinada en el punto de conexión.

12.5. Transformador BT/MT

Los transformadores elevadores BT/MT se encargan de elevar la tensión hasta la de la red en la que se va a inyectar la energía y, además, sirven como separación galvánica entre los inversores y la red de corriente alterna. Las características principales de los transformadores BT/MT son las siguientes:

Nº de transformadores:	23	1	ud
Potencia nominal:	5.000	3.500	kVA
Nº de devanados secundarios:	2	2	ud
Alta tensión:	30	30	kV
Baja tensión:	630	630	V
Grupo de conexión	Dy11y11	Dy11y11	-

Los transformadores llevarán un depósito de recogida de aceite situado debajo de los mismos, o bien deberán incorporar un sistema de deflectores alrededor de la plataforma del transformador para contener el aceite de posibles roturas o derrames.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

12.6. Celdas MT

Se distinguen dos tipos de celdas utilizadas en nuestra instalación según su función:

- *Función de línea:* celda de línea, equipada con un seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesta a tierra.
- *Función de protección con interruptor:* celda de protección con interruptor automático, equipada con un interruptor de corte en vacío en serie con un seccionador de tres posiciones.

Los elementos que componen las celdas de MT son:

- **Cuba**

La cuba, sellada y aislada con gas SF₆, alberga el embarrado, así como los elementos de maniobra y los elementos de corte. El dieléctrico utilizado actúa como medio de aislamiento y de extinción. Está equipada con una membrana para dirigir de forma segura la salida de gases en caso de arco interno, así como con un manómetro para controlar la presión del gas aislante.

El embarrado conecta los pasatapas monofásicos del exterior de la celda con los elementos de corte de su interior.

- **Mecanismo de maniobra**

El mecanismo de maniobra permite realizar las operaciones de apertura y cierre de los circuitos de MT. El interruptor-seccionador integra en un solo elemento de tres posiciones las funciones de interruptor, seccionador y seccionador de puesta a tierra.

- **Base**

La base soporta todos los elementos que componen la celda. Esta base será de chapa galvanizada, garantizando su indeformabilidad y resistencia a la corrosión.

El compartimento de cables, ubicado en la parte inferior delantera de la celda, dispone de tapa enclavada con el seccionador de puesta a tierra, la cual permite acceso frontal a los cables de Media Tensión.

La conexión de los cables aislados de Media Tensión procedentes del exterior se realiza mediante pasatapas que admiten conectores enchufables o atornillables aislados con o sin

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

pantallas equipotenciales.

12.7. Cable MT

De acuerdo a la distribución en el campo de los bloques del presente proyecto se han planificado 7 líneas de MT (“circuitos”) para transportar la energía generada, una vez transformada en cada bloque en alterna a 30 kV, hasta la Subestación de la planta.

Esta línea agrupa los bloques de potencia de la siguiente forma:

- Línea 1 → Bloque 1, 2, 3 y 4 con un total de 18,5 MVA
- Línea 2 → Bloque 5, 6 y 7 con un total de 15,00 MVA
- Línea 3 → Bloque 15, 8, 9 y 10 con un total de 20,00 MVA
- Línea 4 → Bloque 11, 12, 13 y 14 con un total de 20,00 MVA
- Línea 5 → Bloque 17, 18, 16 con un total de 15,00 MVA
- Línea 6 → Bloque 21, 20 y 19 con un total de 15,00 MVA
- Línea 7 → Bloque 24, 23 y 22 con un total de 15,00 MVA

En cada bloque se instalará una celda de protección para conectar el transformador a la línea de Media tensión correspondiente. Para los bloques de principio de línea se instalará una celda de línea y en los bloques intermedios se instalarán dos celdas de línea.

El esquema de celdas empleado se detalla en los planos de media tensión adjuntos al proyecto.

El método de instalación utilizado será directamente enterrado en zanja formado por conductores unipolares de Aluminio instalados al tresbolillo. El cable será HEPRZ1 con conductor de aluminio trenzado, triple extrusión, de alta rigidez dieléctrica y 36kV de aislamiento o tensión máxima. Serán válidos para instalarlos directamente enterrados para temperaturas de operación a 105°C y 250°C en cortocircuito. La sección del cable de MT estará calculada para una caída de tensión máxima permitida del 1%, para cada circuito.

Los terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán ser, asimismo,

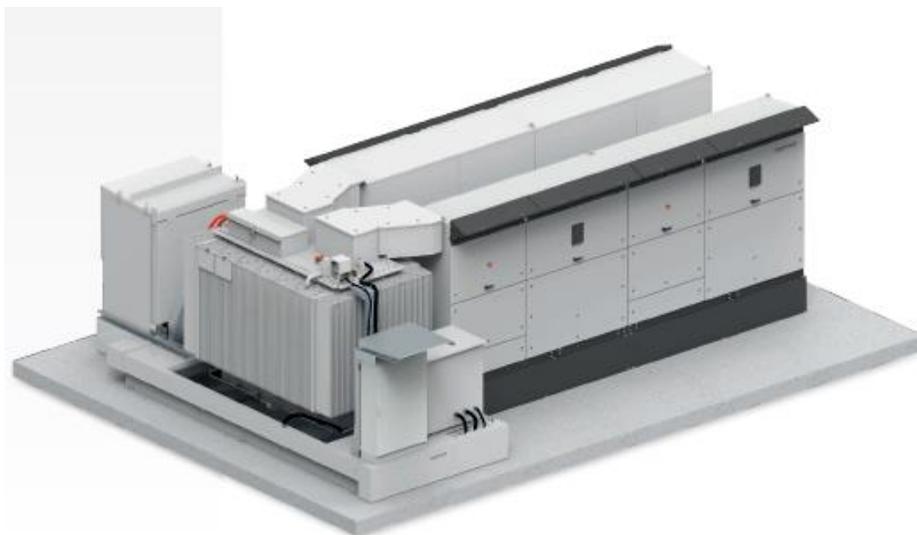
INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc,) Los terminales se instalarán siguiendo las instrucciones del fabricante.

La sección de los cables resultantes de MT será de 185 mm² con conductor de Aluminio para el tramo entre bloques de potencia y de 300 mm² para el último tramo hasta la Subestación, salvo en las tiradas más largas que este tramo será de 500 mm².

12.8. Centro Inversor-Transformador

Para este proyecto existen dos tipos de bloques Inversor-Transformador: el compuesto por 3 inversores y un transformador y el de 2 inversores más 1 transformador, todos serán de exterior (Outdoor) por lo que se montarán sobre un skid metálico, o directamente sobre una cimentación de hormigón.



Cada centro inversor-transformador estará compuesto por los inversores, las celdas de MT (línea y protección del transformador), los cuadros eléctricos, transformadores BT/BT para los servicios auxiliares, cajas de monitorización y el resto de equipos auxiliares y elementos de seguridad.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

El skid consiste en una plataforma metálica de acero galvanizado en caliente, sobre la cual se ensamblan los elementos desde fábrica y se suministra directamente con todos los equipos posibles integrados, a falta de realizar las conexiones eléctricas en campo. Esta plataforma hace a su vez de suelo técnico y de canalización inferior para pasar los cables. Dado que los equipos principales se ensamblan sobre la misma, la plataforma viene diseñada con las aberturas y huecos necesarios para interconectar los diferentes elementos.

Los centros irán cimentados, de forma general, sobre losa de hormigón armado.

Los Centros Inversor-Transformador estarán situados, en la medida de lo posible, cerca del centro de gravedad del campo de módulos fotovoltaicos para reducir las pérdidas en BT.

12.9. Transformadores auxiliares

Los transformadores auxiliares BT/BT suministran energía para la alimentación de los consumos propios del bloque inversor-transformador, cuadros de monitorización y resto de servicios auxiliares, La potencia del transformador se dimensionará en función de las demandas de potencia de los elementos a ser alimentados. Estos transformadores auxiliares se alimentarán a partir de la propia producción de la planta fotovoltaica.

Las características principales serán las siguientes:

Potencia nominal:	30*	kVA
Nº de devanados secundarios:	1	ud
Alta tensión:	630	V
Baja tensión:	400	V
Grupo de conexión	Dyn11	-

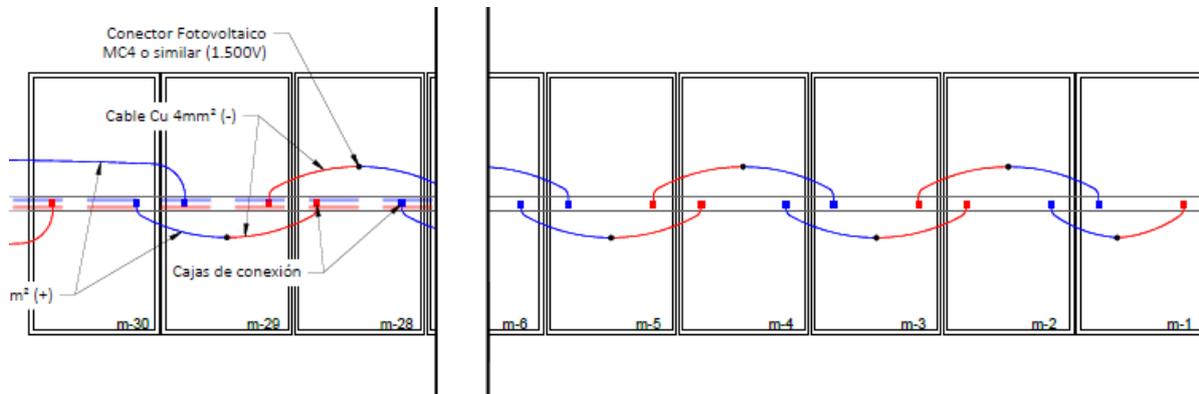
* A revisar en función de los consumos finales de la instalación

12.10. Cableado eléctrico de corriente continua

La asociación de los 30 módulos en serie formando una string se realiza mediante el propio cable solar suministrado con el módulo. Los módulos disponen de 2 latiguillos de 1,4m cada uno (rojo y negro, para positivo y negativo, respectivamente) de cable solar tipo H1Z2Z2-K de 4mm² de sección, con conectores tipo MC4 o similar en sus extremos.

La conexión de la serie se realizará a “tresbolillo” siguiendo el siguiente esquema:

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING



Los detalles de la interconexión, se recogen en los planos adjuntos del proyecto,

En cada fila de la estructura tendremos 2 strings, que uniremos (los conductores positivos por un lado y los conductores negativos por otro lado) mediante un “harness”. Este “harness” se conectará al cable BUS CC mediante un conector a perforación. Estos primeros buses CC desde las series hasta las cajas seccionadoras recogerán entre 2 y 8 strings.

Los conductores (positivo y negativo) de estos buses CC se conducen por el interior del tubo torsor de la estructura y directamente enterrados hasta, primero, una caja seccionadora y, posteriormente, hasta el Inversor.

Se proyectan entre 10 a 16 Cajas Seccionadoras por inversor según el número de strings de cada bloque.

El dimensionado de los cables se realiza considerando los criterios de intensidad de cortocircuito admisible, intensidad máxima admisible por calentamiento del cable y la caída de tensión máxima fijada por diseño (1,5%).

Las secciones de las líneas son:

Interconexión módulos	4 mm ² Cobre estañado flexible clase 5
Conexión Series-Bus CC	10, 50 y 75 mm ² Aluminio
Bus CC hasta el Inversor	300 y 400 mm ² Aluminio

Los cables solares utilizados en la instalación serán reticulados, cumplirán con la normativa vigente en cuanto aislamiento y grado de protección, concretamente serán fabricados con la UNE-EN 50618, por lo que serán de baja emisión de humos y sin halógenos.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

En particular han de poseer un aislamiento igual o mayor de 1500 V en CC y serán de doble aislamiento (clase II), Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV estarán protegidos contra la degradación, por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura ambiente, tendrán la denominación armonizada H1Z2Z2-K, para los cables de cobre estañado, Los cables de aluminio serán con aislamiento XLPE y designación RV.

Adicionalmente, el revestimiento de los cables será válido para cables directamente enterrados, en aquellos tramos en los que sean aplicables. Los cables se etiquetarán e identificarán adecuadamente y se adoptará un código de colores, para los conductores positivo y negativo, facilitando las labores de mantenimiento.

12.11. Cableado eléctrico de corriente alterna

La interconexión entre los inversores y el transformador será suministrada por el fabricante del inversor, puesto que se instalará un conjunto completo compuesto por: inversores, transformadores, celdas y cuadros eléctricos, con toda la interconexión eléctrica necesaria entre los diferentes equipos.

Para las alimentaciones auxiliares se utilizará cable de cobre de 0,6/1kV y se calculará según el REBT.

12.12. Cajas seccionadoras (CC)

Las cajas seccionadoras de corriente continua estarán dotadas de seccionador y descargador de sobretensiones por cada Bus CC, además de la protección por fusible en el polo positivo y en el negativo.

El actuador del interruptor de corte estará situado fuera de la cubierta de metacrilato de la caja, de forma que ésta tenga que ser abierta, dejando sin tensión el cuadro, para poder acceder a las partes activas de la caja.

El dispositivo de protección contra sobretensiones se conectará a tierra diseñada para soportar la posible descarga proveniente del descargador.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Los dispositivos de corte en carga para la parte DC de la instalación estarán debidamente homologados para esta función, en función de la tensión de operación y del poder de corte de intensidad necesario.

Los dispositivos de protección y elementos de conexión estarán debidamente homologados para su uso en DC y para tensión mínima de 1500 V.

Los cuadros tendrán una protección mínima IP 65. La envolvente será de poliéster reforzado con fibra de vidrio, con protección a los rayos UVA y soportarán temperaturas de -30°C a 120°C. La puerta vendrá con una placa identificativa de riesgo de descarga eléctrica.

Se proyectan un total de 848 Cajas Seccionadoras de 4, 5 y 6 entradas para el conjunto de todas las instalaciones.

13. SEGURIDAD Y PROTECCIÓN

La incorporación de la instalación fotovoltaica conectada a red no debe suponer ningún riesgo añadido para las personas, los equipos, la red eléctrica y otros usuarios. La instalación eléctrica cumplirá las siguientes indicaciones:

- La planta dispondrá de separación galvánica entre las partes de AC y DC de la instalación por medio de un transformador de aislamiento, evitando en cualquier caso la inyección de componente continua en la corriente transferida a la red eléctrica.
- Se utilizarán dispositivos limitadores de sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas en inversores y cajas.
- Los dispositivos de corte en carga para la parte DC de la instalación estarán debidamente homologados para esta función, en función de la tensión de operación y del poder de corte de intensidad necesario.
- Los fusibles, bases portafusibles y elementos de conexión estarán debidamente homologados para su uso en CC y para tensión mínima de 1500 V.
- Para minimizar la posibilidad de cortocircuitos, se separará la conducción de terminales positivos y negativos provenientes del generador FV en las cajas de conexiones.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- La instalación fotovoltaica nunca operará en modo isla. Se dispondrá de un dispositivo de corte que, en ausencia de tensión de la red, desconectará la planta de la red externa.
- Además, el generador fotovoltaico deberá estar protegido contra la formación de puntos calientes por sombreado con los diodos de bypass, incorporados en el propio módulo.

Las medidas de protección contra los contactos directos e indirectos están destinadas a asegurar la protección de las personas y animales domésticos contra choques eléctricos, y vienen recogidas en la ITC-BT-24.

13.1.- CONTACTOS DIRECTOS:

Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que puedan derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Los medios a utilizar vienen expuestos y definidos en la UNE 20460-4-41. Los medios empleados son:

Protección por aislamiento de partes activas

Tanto en el lado de alterna como en el de continua, no hay acceso directo a las conexiones:

- En los módulos fotovoltaicos las bornas de conexión están dentro de las cajas de conexión en la parte trasera de cada módulo, con la tapa fijada y el interior relleno de resina. Las conexiones entre módulos se realizan mediante enchufes rápidos macho-hembra marca Multicontact o similar equivalente.
- El cable utilizado es el especial para instalaciones de energía solar para exterior, con aislamiento de 1500 V y protección contra los rayos UV.

Protección por medio de barreras o envolventes

- Los dispositivos de protección (interruptor en continua y magnetotérmicos y diferencial en alterna) se ubican dentro de cuadros eléctricos (CS, CSSAA) que sólo se pueden abrir con la ayuda de llave específica. Estas envolventes tienen un grado de protección IP65.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- El embarrado del inversor se encuentra protegido por una barrera de material plástico atornillada a la carcasa. Además, sólo es posible la apertura de la carcasa mediante llave.

13.2.- CONTACTOS INDIRECTOS

Las medidas preventivas para instalaciones de baja tensión contra contactos eléctricos indirectos están concebidas para proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un defecto de aislamiento entre las partes activas y masas y otras partes conductoras accesibles.

- Protección por corte automático de la alimentación.
- Protección por empleo de equipos de la clase II o por aislamiento equivalente, (descrito anteriormente).
- Protección mediante conexiones equipotenciales locales no conectadas a tierra, (este punto se describe en la puesta a tierra).

Protección por corte automático de la alimentación,

El corte automático de la alimentación después de la aparición de un fallo está destinado a impedir que una tensión de contacto de valor suficiente, se mantenga durante un tiempo tal que puede dar como resultado un riesgo.

a) En corriente continua

El corte automático de la alimentación en corriente continua se llevará a cabo por medio de fusibles seccionadores, que son elementos de corte cuya función principal es aislar grupos concretos de la instalación, pudiendo así separar cada una de las strings (ramas) del resto del generador.

En el tramo de corriente continua entre los módulos y la caja seccionadora, se instalará un fusible en cada polo (positivo, y negativo) de cada string, de 15 A, Este fusible se localiza en el cable de entrada del “harness”.

De igual modo en la caja seccionadora, además de la instalación del seccionador de corte en carga, cuyo objeto es aislar el circuito de forma manual, se instalará un fusible en el polo

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

positivo, tal y como se muestra en el unifilar adjunto, En el polo negativo no se requiere fusible, porque en este tramo el polo negativo está puesto a tierra en el inversor.

De igual modo en el embarrado de entrada en el inversor, se instalan fusibles de cuchilla en el polo positivo de cada una de los circuitos de entrada.

El número y tamaño de cada uno de los fusibles instalados se encuentra descrito en el esquema unifilar aportado en el documento de planos.

El inversor incorpora además un seccionador de corte en carga para la corriente total de toda la CC de entrada en el inversor.

b) En corriente alterna

La salida del inversor se conecta a un transformador para elevar la tensión hasta 30 kV, La protección de sobrecorriente y cortocircuito se incorpora en el inversor en la cabina de salida de AC un interruptor automático industrial.

Para los servicios auxiliares en el propio bloque, de las fases de salida del inversor se toma una derivación para alimentar a un transformador 630v/400v, cuya salida se conectará a un cuadro de servicios auxiliares para suministrar la energía requerida del propio bloque, la requerida para las cajas de monitorización y sus sondas, así como cualquier alimentación que sea necesaria.

En los cuadros eléctricos de baja tensión para servicios auxiliares se emplearán de interruptores diferencial de 300 mA de sensibilidad, así como los interruptores magnetotérmicos para sobrecargas y cortocircuitos.

Dado que el esquema en esta parte de la instalación es TT, todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por el interruptor diferencial deben estar interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra, En este caso, el inversor, las celdas de MT, y el cuadro de servicios auxiliares se encuentran conectados a la toma de tierra del bloque de potencia realizado mediante un anillo de tierra y sus correspondientes electrodos.

Una vez que se realice la medición de la resistencia de tierra se verificará la tensión de contacto que se pueda generar para la sensibilidad del diferencial instalado sea inferior al valor máximo permitido.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

13.3.- SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra se proyectará de forma que cumpla los siguientes requisitos:

- Garantizar la seguridad de las personas.
- Presentar una resistencia mecánica suficiente y resistencia a la corrosión.
- Ser capaz de soportar, desde un punto de vista térmico, la mayor falla de corriente.
- Evitar daños a componentes y equipos eléctricos.

La red de tierra de la instalación fotovoltaica será única y equipotencial, estará formada por un cable de cobre desnudo enterrado reforzado con picas metálicas de 35 mm², que discurrirá por toda la planta, formando una malla a la que irán conectados todas las estructuras y partes metálicas de la instalación, así como los anillos de puesta a tierra de los bloques de potencia, del edificio de O&M, las cajas seccionadoras y cuadros eléctricos.

Las partes metálicas de la estructura se conectarán entre sí mediante conexiones con cable desnudo de cobre estañado, aluminio o acero, o bien con cable de cobre aislado, proporcionando continuidad eléctrica a toda la estructura, formando una masa única, de acuerdo con la IEC 60364-5-54. Las picas (“patas”) de la estructura del seguidor están enterradas a más de 1 metro de profundidad siendo electrodos de puesta a tierra, y formarán parte del sistema de puesta a tierra.

Los siguientes elementos se deben conectar al sistema de tierras:

- Estructura y partes metálicas,
- Los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos, si los llevan, pese a que sean clase de protección II y se consideren aislados de tierra, estarán puestos a tierra por contacto de los perfiles metálicos de la estructura a través de la tornillería específica,
- Dispositivos de protección contra sobretensiones,
- Cuadros eléctricos de baja tensión de SSAA de los bloques de potencia.
- Envoltentes metálicas (inversores, celdas, cabinas y cualquier caja que sea metálica).

Para los bloques de potencia (conjuntos inversores/transformador), la configuración de la puesta a tierra se compone de un anillo de cobre desnudo 95mm² directamente

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

enterrado alrededor de todo el conjunto, con varias picas de cobre adicionales; entre 4 a 8 picas por cada anillo.

De forma general, las envolventes metálicas de todos los equipos (inversor, transformador, celdas MT) se ponen a tierra mediante un latiguillo de puesta a tierra que se conecta a una pletina de cobre común. Las alimentaciones de los cuadros de servicios auxiliares, así como las protecciones diferenciales se ponen a tierra mediante el empleo del latiguillo de cobre aislado específico y se conectan a la pletina común de puesta a tierra. Esta pletina se conecta directamente al anillo de puesta a tierra mediante una unión electrosoldada.

13.4.- PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

- **Fuentes de daños**

La planta fotovoltaica está expuesta a sobretensiones derivadas de las descargas atmosféricas. Se deben considerar como fuente de daños los rayos directos en las instalaciones y los rayos caídos en las inmediaciones de las mismas (inducción electromagnética).

No se consideran efectos directos o indirectos sobre las líneas eléctricas de entrada a la planta, ya que estas son subterráneas y con pantalla de puesta a tierra.

- **Tipos de daños y riesgos**

- La planta está vallada para impedir el paso a terceros, por lo que no es de esperar presencia de personas.
- Los daños materiales se limitan a posible daño en algún panel en caso de descarga directa en la estructura metálica de la mesa.
- El riesgo de incendio está limitado a la posible presencia de pasto seco. Para evitar la transmisión de este fuego, la zona interna a la valla perimetral se compactará y tratará adecuadamente para evitar la presencia de plantas.
- El riesgo en aparatos eléctricos puede presentarse en cables, cajas e inversores.
- No se considera riesgo para la vida humana.
- No existen riesgos para el servicio público o bienes culturales.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- El riego económico se reduce a la posible rotura de paneles.
- El riesgo de incidente importante se considera bajo.

- **Descargas directas**

La protección contra descargas directas se logra con la propia estructura metálica como elemento colector y la red de tierra general (cable de cobre y picas de puesta a tierra).

Por construcción, la parte de la estructura metálica de la mesa y los marcos de los paneles actúan como elemento colector de las descargas, que son derivadas a la red de tierra a través de la estructura de las mesas y la red de tierra.

Los cables eléctricos irán por el interior del tubo torsor (torque tube) de la estructura metálica, o directamente enterrados, por lo que no están expuestos a descargas directas.

Las cajas seccionadoras estarán conectadas directamente a la malla de tierra mediante cable de cobre.

Para proteger los elementos conductores de descargas directas se instalan en la parte de corriente continua dispositivos de descarga de sobretensión en las cajas seccionadoras, Estos dispositivos estarán dotados de fusibles coordinados, y conectados a la red de tierras.

Los inversores se colocarán sobre plataformas de hormigón y, alrededor de su perímetro, se instalará un anillo de puesta a tierra formado por cable desnudo de cobre y varias picas.

- **Descargas indirectas**

La caída de rayos cerca de las estructuras crea sobretensiones en los circuitos eléctricos por acoplamiento inductivo. La disposición de los paneles y su conexión se ha proyectado de manera que se minimicen las disposiciones en anillo que favorezcan la magnitud de la inducción, No obstante, los descargadores de sobretensiones descritos anteriormente eliminarán las posibles sobretensiones.

14. OBRA CIVIL

La obra civil para la construcción de la planta solar fotovoltaica consistirá en:

- Preparación del terreno,

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- Ejecución de los accesos a la instalación y de caminos interiores aptos para el tránsito de vehículos,
- Excavación de zanjas,
- Realización de las cimentaciones para la estructura, bloques de potencia y cajas/cuadros eléctricos,
- Construcción del vallado perimetral,
- Construcción del sistema de drenaje.

14.1.- Levantamiento Topográfico y Estudio Geotécnico

Una vez que el proyecto sea autorizado y antes de la construcción del mismo, se llevará a cabo un levantamiento topográfico “in situ” de mayor precisión, así como un estudio geotécnico para determinar cuáles son las características exactas del terreno, revisar los volúmenes de movimientos de tierra, así como el sistema de drenaje y de esta manera conseguir una óptima determinación de cada uno de los trabajos de anclado o cimentación que se van a llevar a cabo en la zona.

14.2.- Preparación del terreno y movimiento de tierras

El trabajo incluirá la preparación y limpieza del terreno: desbroce, eliminación de la capa superficial, excavaciones, movimiento de tierras (desmonte o terraplenado) y eliminación del material excedente.

En las zonas que se permita se eliminará la vegetación existente y se acondicionará el terreno para las estructuras soporte donde sea necesario.

Será necesaria una actuación sobre la orografía del terreno, pese a que la estructura se pueda adaptar a las pequeñas variaciones del terreno, dicha actuación se llevará cabo mediante la realización de un movimiento de tierras.

El movimiento de tierras se diseña al objeto de adaptar la orografía a las necesidades que tiene el seguidor solar (tracker). Debe considerarse las pendientes del terreno y adaptarlas a las máximas admisibles por el tracker. Para ello se hace un estudio de pendientes y se actúa solo en las zonas donde se superan las pendientes admisibles.

Según los criterios considerados, este admite una pendiente máxima del 14% en la dirección Norte Sur y del 8% en la dirección Este Oeste. Respecto a los caminos se admitirá una pendiente máxima longitudinal del 7% y del 5% para el caso de la Subestación.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

De acuerdo a los criterios anteriores, el volumen de movimiento de tierras aproximad evaluado es de:

	Desmonte, m3	Terraplén, m3
Balance Movimiento Tierras	392.000	392.000

No obstante a lo anterior, previamente al inicio de los trabajos de construcción se reevaluarán estos resultados una vez se disponga del movimiento de tierras, el estudio geotécnico y el replanteo de la instalación.

14.3.- Caminos

Para permitir el acceso a la instalación fotovoltaica se requería el acondicionamiento de los viales externos existentes a las medidas adecuadas de cuatro metros de capa de rodadura mas un metro de cuneta a cada lado, en los tramos del mismo donde no cumpla estas condiciones minimas de uso, necesarias para la explotacion y construccion, siendo su estado actual de buenas condiciones de uso, no obstante, a lo anterior previamente al inicio de los trabajos de construcción se deberá valorar su estado.

En el interior del recinto se ejecutarán viales para permitir el acceso de vehículos a los diferentes edificios de la planta y a los inversores, Se estiman 12.020m lineales de caminos internos.

El ancho de los caminos internos y externos será de 4,0m de capa de rodadura y 1 mts de cuneta a cada lado.

14.4.- Canalizaciones

Las dimensiones y características de las zanjas serán variables en función del número y del tipo de cables que discurran por ellas. La construcción de las diferentes zanjas se realizará de acuerdo a los planos de detalle.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una capa de arena de aproximadamente 0,05 m de espesor, sobre la que se depositarán los tubos o los cables directamente, Esta capa estará libre de elementos cortantes, piedras, etc, A continuación, se colocará otra capa de arena por encima de los cables o tubos, envolviéndolos completamente, Ambas capas cubrirán todo el ancho de la zanja, manteniendo al menos 3 cm entre los cables y las paredes laterales.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Y, por último, se hace el relleno de la zanja utilizando tierra procedente de la excavación. Este material debe estar libre de elementos cortantes, piedras o cualquier otro elemento que pueda ser un riesgo potencial para la integridad de los cables.

En las zonas de cruce de viales se sustituirá la capa de arena por una capa de hormigón de unos 10 cm por encima del tubo o cable como protección.

En la zona de relleno y la superficie del terreno se colocará una cinta de señalización de cables.

Los tubos serán de polietileno de doble pared, ondulada en el exterior y lisa en el interior, con las características mecánicas adecuadas para instalación subterránea y de una sección adecuada al número de cables y a su sección.

Las dimensiones y características de cada uno de los tipos de zanjas se especifican en los planos de detalle de canalizaciones.

14.5.- Arquetas

En el caso de canalizaciones con tubos (zanja perimetral) se instalarán arquetas registrables aproximadamente cada 50 m en los tramos rectos para facilitar el tendido de los cables. Esta distancia podrá variarse de forma razonable, en función de derivaciones y cambios de dirección.

Se podrá disponer también de una arqueta de registro en cada derivación y cambio de dirección. Las dimensiones de estas arquetas dependerán del número de tubos de la canalización, Estarán diseñadas para garantizar un correcto acoplamiento con el marco y tapa.

Se instalarán directamente sobre las zanjas de canalización. El fondo de la arqueta estará formado por el propio terreno, exento de suciedad, para facilitar el drenaje. Todas las arquetas irán dotadas de marco y tapa de fundición dúctil. Además, se elevarán sobre el terreno para dificultar la entrada de agua.

14.6.- Cimentaciones

a cimentación de la estructura se realizará mediante hincado al terreno hasta una profundidad suficiente para lograr la estabilidad y resistencia adecuadas, incluyendo perforación y relleno con tierra (pre-drilling) o hormigonado (drilling) en los casos que se

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

consideren necesarios. El estudio geotécnico del terreno y los ensayos de tracción y empujes laterales determinarán la profundidad necesaria. Estas pruebas se realizarán a lo largo de todo el terreno ocupado por el campo fotovoltaico para tener en cuenta la variabilidad en las características del terreno.

Los inversores y transformadores irán apoyados sobre una solera de hormigón armado con malla de acero.

La cimentación de las cajas seccionadoras se realizará sobre zapata de hormigón.

Los cuadros de servicios auxiliares serán instalados sobre perfiles en la plataforma metálica por lo que no requerirán cimentación.

14.7.- Vallado Perimetral

Todo el recinto de la instalación estará protegido por un cerramiento cinético realizado con malla anudada de alambre galvanizado y postes de tubo de acero galvanizado, La altura mínima del vallado será de 2,0 m.

Los postes serán de acero galvanizado en caliente y estarán colocados a una distancia máxima de 3 metros uno de otro.

Las puertas de acceso, como parte del cerramiento perimetral, cumplirán las mismas características de altura, Se instalará una puerta principal motorizada que incluirá una puerta de acceso para peatones.

Actualmente el perímetro total de vallado es de 23.082 metros lineales.

14.7.- Sistema de Drenaje y Escorrentia Superficial

El sistema de drenaje es la parte del proyecto que se destina a coleccionar y conducir las aguas pluviales y otros caudales de agua. Consistirá en varias cunetas, rebajes de caminos y pasos por vallado localizados a lo largo de toda la planta.

Las cunetas estarán constituidas por canales con forma triangular, rectangular o trapezoidal y construidas a través de la excavación del terreno, preferentemente mediante medios mecánicos. La pendiente de las cunetas será tal que ayude a fluir a la corriente de agua, En general, las cunetas se construirán paralelas a los caminos internos.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

El diseño del sistema de drenaje se abordará estrechamente ligado con el movimiento de tierras y explanaciones, en caso de tener que llevarlas a cabo. Se tratará de aprovechar al máximo las líneas de flujo principal existentes, modificándolas o reordenándolas, diseñando y dimensionando cada uno de los elementos de drenaje que garanticen una correcta y óptima evacuación de aguas. En cualquier caso, no se realizarán movimientos de tierra que produzcan alteraciones topográficas que puedan afectar a los cauces existentes, y se mantendrá un retranqueo mínimo de 10m a cada lado.

La escorrentía superficial no se modifica, de la situación original de los terrenos actuales. Manteniendo el sentido natural y superficial, actual de las escorrentías superficiales, tanto en el terreno a desmontar y terraplenar, como el original.

15. SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA

15.1.- Introducción

La instalación dispondrá de una serie de sistemas que complementan la operatividad de la misma. La energía necesaria para la alimentación de los sistemas complementarios será aportada por la propia energía producida en la planta.

15.2.- Servicios auxiliares

La función de los Servicios Auxiliares de corriente alterna de la instalación fotovoltaica es la de garantizar el suministro de energía eléctrica en baja tensión necesario para la explotación, seguridad y mantenimiento de la instalación.

Cada bloque de potencia (conjunto Inversor-Transformador) contará con un cuadro eléctrico para servicios auxiliares. En este cuadro general se instalarán las salidas y protecciones para los diferentes circuitos: circuitos de iluminación, tomas de fuerza, cuadros de monitorización, cuadros auxiliares, etc. Estará dimensionado, además, con salidas de reserva para posibles ampliaciones. Todos los circuitos se protegerán adecuadamente con un interruptor automático y un interruptor diferencial, si es necesario.

Para las líneas de alimentación de corriente alterna en baja tensión se utilizará cable de cobre de 0,6/1kV. La sección del conductor se elige teniendo en cuenta el RBT y los siguientes criterios: intensidad de corto circuito, intensidad máxima admisible y caída de tensión.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

15.3.- Monitorización

Se utilizará un sistema de adquisición de datos que permita controlar todas las diferentes variables de la instalación, que facilitará al usuario información completa sobre el comportamiento general del sistema.

El sistema permitirá igualmente recibir datos de los inversores y podrá también conectarse a una estación meteorológica para recoger datos de temperatura, irradiación, viento, etc.

Estos datos se enviarán y almacenarán en un ordenador situado en el Centro de Control en el que se podrán consultar y descargar. Se instalará un sistema de comunicación para consulta remota de los datos.

La comunicación entre los inversores, el Centro de Control y el Centro de Seccionamiento se realizará mediante un anillo de fibra óptica.

15.4.- Estación meteorológica

Para realizar las medidas de las prestaciones reales de la instalación se utilizará una estación meteorológica completa que será instalada cerca de uno de los bloques de potencia, con lo siguiente:

- Datalogger o sistema de adquisición de datos,
- Un piranómetro estándar secundario en horizontal,
- Un piranómetro estándar secundario en Seguimiento,
- Temperatura ambiental y humedad relativa
- Velocidad y dirección del viento
- Pluviómetro
- 2 sensores de temperatura de módulos,
- Sistema de alimentación secundaria con panel solar y batería.

15.5.- Seguridad y vigilancia

El sistema de videovigilancia consiste en instalar cámaras térmicas, para detectar la intrusión, y cámaras DOMO, para identificar la intrusión. Serán colocadas en lugares estratégicos sobre columnas elevadas, que filman y transmiten imágenes a los monitores de

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

la oficina central de vigilancia. El sistema de CCTV debe garantizar la detección de la intrusión a través de un sistema de video análisis y proporcionar imágenes de calidad suficiente tanto de día como en la oscuridad, para identificar dicha intrusión. Se instalará un videograbador digital que se encargarán de recibir las señales de vídeo y almacenarlas en formato digital.

La central de intrusión, ubicada en el Centro de Control, edificio auxiliar en el que se instalará también el control de la monitorización, será el elemento encargado de gestionar las señales de alarma provenientes de los sistemas de detección, En caso de intrusión, el sistema enviará una señal de aviso al centro integral de seguridad además de activar los proyectores sorpresivos y una alarma acústica en el propio recinto, como medida disuasoria para el intruso, El centro procederá a la verificación por los medios existentes, avisando en su caso a las fuerzas de seguridad, bomberos, etc, además de al responsable de la instalación.

Para garantizar que el sistema funcione en caso de corte de suministro eléctrico se instalará una fuente de alimentación ininterrumpida (SAI-UPS).

16. PROGRAMA DE EJECUCIÓN DE LA OBRA

El plazo de construcción y puesta en marcha de Planta Solar Fotovoltaica “PF PEÑAFLOR” será de aproximadamente 12 meses.

Para la estimación de la duración prevista se debe tener en cuenta los plazos de suministro de los equipos principales, y el orden compatible y lógico de ejecución de las distintas actividades. En la tabla adjunta se presenta el cronograma de los trabajos principales:

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

17. CONCLUSIONES

El emplazamiento considerado presenta unas características muy favorables para la implantación de una instalación solar fotovoltaica de alto rendimiento.

Con todo lo anterior, creemos tener suficientemente definida la planta fotovoltaica denominada “**PF PEÑAFLORES**” y esperamos de los organismos competentes las autorizaciones pertinentes para su instalación y puesta en servicio.

Con todo lo anteriormente expuesto, el Ingeniero Industrial que suscribe da por finalizada el presente anteproyecto, elaborándola para su estudio y comparación por los Organismos que corresponda y quedando a disposición de los mismos para cuantas aclaraciones estimen oportunas.

En Murcia, a 30 de Abril de 2020.

El Ingeniero Técnico Industrial

D. Juan García García

Colegiado Nº 4396, COPITIRM

Colegio Oficial de Ingenieros técnicos de la Región de Murcia.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

ANEXO I: GESTIÓN DE RESIDUOS

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

INDICE

- 1.- INTRODUCCIÓN.
- 2.- DEFINICIÓN DE RESIDUOS.
- 3.- RESIDUOS GENERADOS POR LA OBRA CODIFICADOS DE ACUERDO A LA LISTA EUROPEA DE RESIDUOS.
- 4.- MEDIDAS PARA LA PREVENCIÓN DE LA RESIDUOS DE LA OBRA
- 5.- ESTIMACIÓN DE LAS CANTIDADES DE RESIDUOS A GENERAR.
- 6.- GESTIÓN DE RESIDUOS.
- 7.- PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

1.- INTRODUCCIÓN

De acuerdo con el RD 105/2008 por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción, se realiza el presente estudio donde se realiza una estimación de los residuos que se prevé generar durante la construcción de la instalación que servirán como base del correspondiente Plan de Gestión de Residuos por parte del Constructor. En dicho plan se desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento en función de los proveedores y subcontratistas concretos.

2.- DEFINICION DE RESIDUOS

Se entenderán como residuos las definiciones contenidas en el artículo 3 de la Ley 10/1998, y las contenidas en el RD 105/2008, las cuales se indican a continuación:

- «Residuo de construcción y demolición»: cualquier sustancia u objeto del cual su poseedor se desprenda o del que tenga la intención u obligación de desprenderse que se genere en una obra de construcción o demolición. En todo caso, tendrán esta consideración los que figuren en el Catálogo Europeo de Residuos (CER), aprobado por las Instituciones Comunitarias.
- «Residuos urbanos o municipales»: los generados en los domicilios particulares, comercios, oficinas y servicios, así como todos aquellos que no tengan la calificación de peligrosos y que por su naturaleza o composición puedan asimilarse a los producidos en los anteriores lugares o actividades.
- «Residuos peligrosos»: aquellos que figuren en la lista de residuos peligrosos, aprobada en el Real Decreto 952/1997, así como los recipientes y envases que los hayan contenido, Los que hayan sido calificados como peligrosos por la normativa comunitaria y los que pueda aprobar el Gobierno de conformidad con lo establecido en la normativa europea o en convenios internacionales de los que España sea parte.
- << Residuo inerte>>: aquel residuo no peligroso que no experimenta transformaciones físicas, químicas o biológicas significativas, no es soluble ni combustible, ni reacciona física ni químicamente ni de ninguna otra manera, no es biodegradable, no afecta negativamente a otras materias con las cuales entra en contacto de forma que pueda dar lugar a contaminación del medio ambiente o perjudicar a la salud humana. La lixiviabilidad total, el contenido de contaminantes del residuo y la ecotoxicidad del lixiviado deberán ser insignificantes, y en particular no deberán suponer un riesgo para la calidad de las aguas superficiales o subterráneas.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

3.- RESIDUOS generados por la obra CODIFICADOS DE ACUERDO A LA LISTA EUROPEA DE RESIDUOS.

Según la Lista Europea de Residuos (LER) (Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por el que se publican las operaciones de valoración y eliminación de residuos y la lista europea de residuos), los residuos se clasifican mediante códigos de seis cifras denominados códigos LER.

Los residuos generados por obra civil en este tipo de proyectos son principalmente la capa tierra vegetal retirada, limpieza de cubetas de hormigón, restos de ferralla y tierra caballero.

Los residuos generados por el montaje e instalaciones son principalmente reciclables en su mayoría y consisten en cartones, plásticos de embalaje y palés generados por el suministro de equipos, remanentes y mermas de cableados y estructura metálica.

A continuación, se enumeran los residuos con su código LER que se pueden generar en una obra de estas características:

- ***Tierras limpias y materiales pétreos, 17.05.04***

Procedentes del movimiento de tierras necesario para realizar las zanjas, las cimentaciones, nivelaciones de terreno, etc.

- ***RCD: (residuos de construcción y demolición).***

- RCD de naturaleza pétreo:
 - * 17.01.01, Hormigón.
 - * 17.01.02, Ladrillos.
 - * 17.09.04, Residuos mezclados de construcción que no contengan sustancias peligrosas.
- RCD de naturaleza no pétreo:
 - * 17.02.01 Madera. Incluye los restos de corte, de encofrado, pallets de suministro de equipos.
 - * 17.02.03 Plásticos.
 - * 17.04.05. Hierro y acero, Incluye las armaduras de acero o restos de estructuras metálicas, restos de paneles de encofrado, etc.
 - * 17.04.11, Cables que no contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla u otras sustancias peligrosas.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- **Otros residuos:**

- Residuos peligrosos
 - * 15.02.02 Absorbentes contaminados, Principalmente serán trapos de limpieza contaminados.
 - * 15.01.10, Envases vacíos de metal o plástico contaminados.
- Residuos no peligrosos
 - * 20.01.01, Papel y cartón, Incluye restos de embalajes, etc.
 - * 20.01.39, Plásticos, Material plástico procedente de envases y embalajes de equipos.
 - * 20.03.01, Residuos sólidos urbanos (RSU) o asimilables a urbanos, Principalmente son los generados por la actividad en vestuarios, casetas de obra, etc.
 - * 20.03.04, Lodos procedentes de baños químicos y de fosa séptica estanca.

4.- MEDIDAS PARA LA PREVENCIÓN DE RESIDUOS EN LA OBRA,

Las medidas de prevención de residuos en la obra están basadas en fomentar, en ese orden, su prevención, reutilización, reciclado y otras formas de valorización, asegurando que los destinados a operaciones de eliminación reciban un tratamiento adecuado, y contribuir a un desarrollo sostenible de la actividad de construcción, Las medidas van a ser aplicadas en las siguientes actividades de la obra:

- 1) Adquisición de materiales
- 2) Comienzo de la obra
- 3) Puesta en obra
- 4) Almacenamiento en obra

Se describen a continuación cada una de estas medidas.

1) Medidas de minimización en la compra de materiales.

- La compra de materiales se realizará, ajustando al máximo las cantidades pedidas a las mediciones reales de obra, para evitar la aparición de excedentes de material al final de la obra.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- Se requerirá a las empresas suministradoras a que reduzcan la máxima la cantidad y volumen de embalajes. Se solicitará a los proveedores que el suministro en obra se realice con la menor cantidad de embalaje posible, renunciando a los aspectos decorativos superfluos.
- Se primará la compra de materiales reciclables frente a otros de las mismas prestaciones siempre que sea posible.
- El suministro de los elementos metálicos y sus aleaciones, se realizará con las cantidades mínimas y estrictamente necesarias para la ejecución de la fase de la obra correspondiente.
- Los suministros se adquirirán en el momento que la obra los requiera, atendiendo a los plazos de suministro de los mismos, de este modo, y con unas buenas condiciones de almacenamiento, se evitará que se estropeen y se conviertan en residuos.

2) Medidas de minimización en el comienzo de las obras.

- Se realizará una planificación previa a las excavaciones y movimiento de tierras para minimizar la cantidad de sobrantes por excavación y posibilitar la reutilización de la tierra en la propia obra o emplazamientos cercanos.
- Se destinará unas zonas determinadas al almacenamiento de tierras y de movimiento de maquinaria para evitar compactaciones excesivas del terreno.
- El personal tendrá una formación adecuada respecto al modo de identificar, reducir y manejar correctamente los residuos que se generen según el tipo.

3) Medidas de minimización en la puesta en obra.

- En caso de ser necesario excavaciones, éstas se ajustarán a las dimensiones específicas del proyecto, atendiendo a las cotas marcadas en los planos constructivos.
- En el caso de que existan sobrantes de hormigón se utilizarán en las partes de la obra que se prevea para estos casos como hormigón de limpieza, bases, rellenos, etc.
- Se vaciarán por completo los recipientes que contengan los productos antes de su limpieza o eliminación, especialmente si se trata de residuos peligrosos.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- En la medida de lo posible, se favorecerá la elaboración de productos en taller frente a los realizados en la propia obra, que habitualmente generan mayor cantidad de residuos.
- Se evitará el deterioro de aquellos envases o soportes de materiales que puedan ser reutilizados como los palés, para poder ser devueltos al proveedor.
- Se evitará la producción de residuos de naturaleza pétreo (grava, hormigón, arena, etc.) ajustando previamente lo máximo posible los volúmenes de materiales necesarios.
- Los medios auxiliares y embalajes de madera procederán de madera recuperada y se utilizarán tantas veces como sea posible, hasta que estén deteriorados. En ese momento se separarán para su reciclaje o tratamiento posterior. Se mantendrán separados del resto de residuos para que no sean contaminados.
- Los encofrados se reutilizarán tantas veces como sea posible.
- Los perfiles y barras de las armaduras deben de llegar a la obra con las medidas necesarias, listas para ser colocadas, y a ser posible, dobladas y montadas. De esta manera no se generarán residuos de obra. Para reutilizarlos, se preverán las etapas de obras en las que se originará más demanda y en consecuencia se almacenarán.
- En el caso de piezas o materiales que vengan dentro de embalajes, se abrirán los embalajes justos para que los sobrantes queden dentro de sus embalajes.
- Además respecto a los embalajes y los plásticos la opción preferible es la recogida por parte del proveedor del material. En cualquier caso, no se ha de quitar el embalaje de los productos hasta que no sean utilizados, y después de usarlos, se guardarán inmediatamente.

4) Medidas de minimización del almacenamiento en obra

- Se almacenarán los materiales correctamente para evitar su deterioro y transformación en residuo.
- Se ubicará un espacio como zona de corte para evitar dispersión de residuos y aprovechar, siempre que sea viable, los restos de ladrillos, bloques de cemento, etc.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- Se designarán las zonas de almacenamiento de los residuos, y se mantendrán señalizadas correctamente.
- Se realizará una clasificación correcta de los residuos según se haya establecido en el estudio y plan previo de gestión de residuos.
- Se realizará una vigilancia y seguimiento del correcto almacenamiento y gestión de los residuos.

5.- ESTIMACIÓN DE LAS CANTIDADES DE RESIDUOS A GENERAR,

Todos los residuos generados serán de obra nueva, no existiendo residuos de demolición de obras o instalaciones preexistentes.

5.1.- Estimación de residuos vegetales

Estos residuos proceden del desbroce y/o acondicionamiento del terreno, donde será necesario la eliminación de la capa vegetal.

Si bien, no todo podrá ser valorizable y ni tampoco pueda reincorporarse al terreno, por ello se estima que se aprovechará el 80%, reincorporando y extendiendo la capa vegetal en los taludes generados por la excavación, en los bordes de los caminos y en el perímetro vallado. El 20% restante será residuo generado y se retirará a vertedero.

- **02 01 07 Residuos de silvicultura**

Se estiman 20cm de eliminación de capa vegetal y un esponjamiento de 1,2 veces el volumen y una densidad de 0,02 t/m³.

$$\text{RCD Volumen total} = 20\% \ 628.780\text{m}^2 \times 0,2\text{m} \times 1,2 = 30.181 \text{ m}^3$$

$$\text{RCD Peso Total} = 30.181 \text{ m}^3 \times 0,02 \text{ t/m}^3 = 604 \text{ t}$$

5.2.- Estimación de residuos tierras y pétreos procedentes de excavación.

Son residuos generados en el transcurso de las obras, siendo resultado de los excedentes de excavación de los movimientos de tierra generados en las mismas. Así, se trata de las tierras y materiales pétreos, no contaminados, procedentes de obras de excavación.

El movimiento de tierras a considerar se ha proyectado con una elección adecuada de la rasante para efectuar un desmonte y terraplenado, de forma que la tierra a eliminar de una

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

zona se utiliza en el relleno de la correspondiente para equilibrar el nivel, de esta forma la generación de residuos es mínima.

Los excedentes se emplearán en los caminos interiores. La tierra extraída de las zanjas se empleará en la medida de lo posible para rellenar las mismas tras instalar los cables. Del mismo modo la tierra extraída procedente de las excavaciones se reutilizará en nivelar el terreno de la propia finca.

Lo que no sea posible reutilizar se enviará a graveras de la zona o a vertederos.

- **17 05 04 Tierras limpias y materiales pétreos,**

- * Cimentaciones bloques potencia: 639 m³
- * Cimentación Cajas Seccionadoras: 848*0,15 m³ = 127,2 m³
- * Zanjas para cableado: 30% 41.460m³ = 12.438 m³
- * Cimentaciones estructura del seguidor: 0,42412 m³ x 36.035= 15.283 m³

El volumen de excavación total es de 28.487 m³, de los cuales, se reutiliza en la propia obra el 99%, por lo que el residuo generado es de 285 m³,

Estimando un esponjamiento de 1,3 veces el volumen y una densidad de 1,8 t/m³

RDC Volumen Total = 285 x 1,3 = 370 m³

RDC Peso Total = 370 m³ x 1,8 t/m³ = 667 t

5.3.- Estimación de residuos inertes de naturaleza pétreo resultantes de la ejecución de la obra (ni tierras, ni pétreos de la excavación).

Se consideran residuos generados principalmente en las actividades propias del sector de la construcción relativos a la obra civil, tales como gravas, arenas, restos de hormigones y bloques de hormigón, ladrillos y mezclas de los mismos, entre otros.

En esta obra no será necesario el uso de ladrillos.

Los postes de la estructura se estiman que irán hincados el 50% aproximadamente, siendo solo necesario su hormigonado en caso de que se produzca rechazo o se prevean zonas de extrema dureza del terreno, cuyos resultados dependerán del estudio geotécnico del mismo. Se estiman que podrían ir hormigonadas unas 36.035 picas, con una profundidad de al menos 1,5m y un radio de perforación de 300mm.

Los bloques de potencia van cimentados sobre losa de hormigón de 30cm de profundidad, Las cajas seccionadoras también van cimentadas sobre zapata de hormigón de unos 30 cm de profundidad.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

Este tipo de residuos se almacenan de forma separada al resto y se gestiona como residuo no peligroso por gestor autorizado, siempre y cuando no puedan ser retirados por el contratista y reutilizados en otra obra.

- 17 01 01 Hormigón.

El hormigón que se genera como residuo será el sobrante del hormigonado de las cimentaciones,

- * Cimentaciones bloques potencia: 639 m³
- * Cimentación Cajas Seccionadoras: 127,2 m³
- * Cimentaciones estructura del seguidor: 0,07012 x 36.035 = 2.527 m³

Se empleará un volumen estimado de 3.293,2 m³, de los cuales se estima un residuo del 1%, es decir, 33 m³.

Teniendo en cuenta un esponjamiento del hormigón de 1,75 veces el volumen y una densidad de 2,5 t/m³,

$$\text{RCD Volumen total} = 33 \text{ m}^3 \times 1,75 = 57,75 \text{ m}^3$$

$$\text{RCD peso total} = 57,75 \times 2,5 = 144,4 \text{ t.}$$

5.4.- Estimación de residuos de naturaleza no pétreo resultantes de la ejecución de la obra.

La mayoría de estos residuos son de naturaleza inerte y reciclable, tales como la madera, metales, vidrio, papel, También se consideran otros que son enviados a vertedero o planta de tratamiento.

En función de la cantidad generada, se podrá optar por la reutilización (maderas para encofrado, etc.) o reciclado (metales, vidrio, etc.), siendo el resto gestionados como residuo no peligroso.

- 17 02 01 Madera

Puede generarse por su presencia en palés de entrega de equipos, si bien son reciclables y será retirado por gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo cual no genera ningún residuo.

- 17 02 03 Plásticos, Tubos de PVC.

Puede generarse si bien será retirado por gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo cual no genera ningún residuo.

- 17 04 05 Hierro y acero.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

En el caso de generarse este material metálico, procedente de daños en la estructura durante el montaje que deban ser sustituidos, así como resto de ferrallas, etc., será retirado por gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo cual no genera ningún residuo.

- **17 04 11 Cables sin sustancias peligrosas.**

Puede generarse si bien será retirado por gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo cual no genera ningún residuo.

- **16 02 14 Módulos fotovoltaicos.**

Los módulos se consideran residuos no peligrosos y se tratan como componentes eléctricos, Durante su almacenaje e instalación pueden producirse roturas dando lugar a la sustitución y retirada de los mismos. En este caso será retirado por gestor autorizado para su posterior reciclaje, por lo cual no genera ningún residuo.

- **20 01 01 Papel y cartón.**

Generado por los embalajes de materiales y equipos. En este caso será retirado por gestor autorizado para su posterior reciclaje, por lo cual no genera ningún residuo.

- **20 01 39 Plásticos.**

Generado por los embalajes de materiales y equipos. En este caso será retirado por gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo cual no genera ningún residuo.

- **20 03 04 Lodos procedentes de baños químicos y de fosa séptica estanca.**

Generado por los embalajes de materiales y equipos. En este caso será retirado por gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo cual no genera ningún residuo.

5.5.- Residuos Peligrosos.

En este punto se han agrupado los residuos asimilables a urbanos y los potencialmente peligrosos, tales como:

- 15.02.02 Absorbentes contaminados.

Principalmente serán trapos de limpieza contaminados.

- 12.01.12 Ceras y grasas.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

6.- GESTIÓN DE RESIDUOS

A continuación, se resume y se indican las cantidades de materiales desechados generados, así como los residuos que se pueden generar y los destinos de cada uno de ellos.

Código LER	Grupo	Residuo	Cantidad (estimada)	Destino
12 01 12	RnoP	Silvicultura	604 t	Vertedero
17 05 04	RnoP	Tierras limpias y materiales pétreos	667 t	Restauración / Vertedero
17 01 01	RnoP	Hormigón	144,4 t	Planta reciclaje RCD / vertedero RCD
17 04 05	RnoP	Metales: hierros y acero	5 t	Valoración en planta de reciclaje.
17 02 01	RnoP	Madera	60 t	Valoración en planta de reciclaje
17 02 03	RnoP	Plásticos, Tubos PVC	1 t	Valoración en planta de reciclaje
16 02 14	RnoP	Módulos fotovoltaicos	0,8 t	Valoración en planta reciclaje / Gestor autorizado.
15 02 02	RP	Absorbentes y trapos contaminados valorizables	0,09 t	Gestor Autorizado
12 01 12	RP	Ceras y Grasas	0,09 t	Gestor Autorizado
20 03 01	RnoP	Residuos urbanos	117 t	Planta de tratamiento / vertedero
20 01 39	RnoP	Resto de plástico y envases no contaminados valorizables	80 t	Valorización en planta de reciclaje
20 01 01	RnoP	Restos de papel y cartón valorizables	260 t	Valorización en planta de reciclaje
20 03 04	RnoP	Lodos procedentes de baños químicos y de fosa séptica estanca,	9,0 t	Gestor autorizado.

Cada residuo será almacenado en la obra según su naturaleza, y se depositarán en el lugar destinado a tal fin, según se vayan generando.

Los residuos no peligrosos se almacenarán temporalmente en contenedores metálicos sacos industriales según el volumen generado previsto, en la ubicación previamente designada.

También se depositarán en contenedores o en sacos independientes los residuos valorizables como metales o maderas para facilitar su posterior gestión.

Todos los contenedores o sacos industriales que se utilicen en las obras tendrán que estar identificados según el tipo de residuo o residuos que van a contener. Estos contenedores tendrán que estar marcados además con el titular del contenedor, su razón social y su código de identificación fiscal, además del número de inscripción en el registro de transportistas de

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

residuos, El responsable de la obra adoptará medidas para evitar que se depositen residuos ajenos a la propia obra.

Los residuos sólidos urbanos (RSU) se recogerán en contenedores específicos para ello, se ubicarán donde determine la normativa municipal. Se puede solicitar permiso para el uso de contenedores cercanos o contratar el servicio de recogida con una empresa autorizada por el ayuntamiento.

Los residuos cuyo destino sea el depósito en vertedero autorizado deberán ser trasladados y gestionados según marca la legislación.

Los residuos peligrosos que se generen en la obra se almacenarán en recipientes cerrados y señalizados, bajo cubierto, El almacenamiento se realizará siguiendo la normativa específica de residuos peligrosos, es decir, se almacenarán en envases convenientemente identificados especificando en su etiquetado el nombre del residuo, código LER, nombre y dirección del productor y pictograma de peligro. Serán gestionados posteriormente mediante gestor autorizado de residuos peligrosos.

Se deberá tener constancia de las autorizaciones de los gestores de los residuos, de los transportistas y de los vertederos.

7.- PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS

Respecto a las condiciones del poseedor de los residuos

- Además de las obligaciones previstas en la normativa aplicable, la persona física o jurídica que ejecute la obra estará obligada a presentar a la propiedad de la misma un Plan de Gestión de Residuos. Este Plan reflejará cómo se va a llevar a cabo las obligaciones que le apliquen en relación con los residuos de construcción demolición que se vayan a producir en la obra. El Plan, una vez aprobado por la dirección facultativa y aceptado por la propiedad, pasará a formar parte de los documentos contractuales de la obra.
- El poseedor de los residuos de construcción y demolición, cuando no proceda a gestionarlos por sí mismo, y sin perjuicio de los requerimientos del proyecto aprobado, estará obligado a entregarlos a un gestor de residuos.
- Los residuos de construcción y demolición se destinarán preferentemente y por este orden, a operación de reutilización, reciclado o a otras formas de valorización y en última instancia a depósito en vertedero.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- Según exige el Real Decreto 105/2008, que regula la producción y gestión de los residuos de construcción y de demolición, el poseedor de los residuos estará obligado sufragar los correspondientes costes de gestión de los residuos.
- El poseedor de los residuos (contratista) facilitará al productor de los mismos (promotor) toda la documentación acreditativa de que los residuos de construcción y demolición producidos en la obra han sido gestionados en la misma o entregados a instalación de valorización o de eliminación para su tratamiento por gestor de residuos autorizado, en los términos regulados en la normativa y especialmente, en el plan o sus modificaciones, Es decir, acreditación fehaciente y documental que deje constancia del destino final de los residuos reutilizados.
- El poseedor de residuos dispondrá de documentos de aceptación por parte de un gestor autorizado para cada tipo de residuo que se vaya a generar en la obra.
- El gestor de residuos deberá emitir un certificado acreditativo de la gestión de los residuos generados, especificando la identificación del poseedor y del productor, la obra de procedencia, la cantidad y tipo de residuo gestionado codificado con el código LER.
- Cuando dicho gestor únicamente realice operaciones de recogida, almacenamiento, transferencia o transporte, en el documento de entrega al poseedor (contratista) deberá también figurar el gestor de valorización o eliminación posterior al que se destinan los residuos.
- Para el transporte de los residuos peligrosos se completará el Documento de Control y Seguimiento.
- Para el traslado de residuos peligrosos se deberá remitir notificación al órgano competente de la comunidad autónoma en materia medioambiental con al menos diez días de antelación a la fecha del traslado. Si el traslado de los residuos afecta a más de una comunidad autónoma, dicha notificación se realizará al Ministerio de Medio Ambiente.

Respecto a la segregación de los residuos:

- La segregación de los residuos es obligatoria en ciertos casos.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- En el caso de Residuos Peligrosos (RP), siempre es obligatorio la separación en origen, No mezclar ni diluir residuos peligrosos con otras categorías de residuos peligrosos ni con otros residuos, sustancias o materiales.
- En el caso de Residuos de Construcción y Demolición (RCD), y según el RD 105/2008, de 1 de febrero, la segregación ha de realizarse siempre que las siguientes fracciones, de forma individualizada para cada fracción, supere las siguientes cantidades:
 - Hormigón: 80 t
 - Ladrillos, tejas, cerámico: 40 t
 - Metal: 2 t
 - Madera: 1 t
 - Vidrio: 1 t
 - Plástico: 0,5 t
 - Papel y cartón: 0,5 t

- Cuando por falta de espacio físico en la obra, no sea posible realizar la segregación en origen, se podrá realizar por un gestor autorizado en una instalación externa a la obra, siempre que el gestor obtenga la Documentación Acreditativa de haber cumplido en nombre del productor con su obligación de segregación.

- Los residuos valorizables siempre se van a segregar, y se realizará en contenedores o en acopios que estarán correctamente señalizados para que se puedan almacenar de un modo adecuado,

- El responsable de la obra adoptará las medidas necesarias para evitar el depósito de residuos ajenos a la propia obra, igualmente deberá impedir la mezcla de residuos valorizables con aquellos que no lo son.

- Los contenedores o los sacos industriales para almacenamiento de residuos han de estar en buenas condiciones. En los mismos deberá figurar, de forma visible y legible, la razón social, CIF, teléfono y número de inscripción en el registro de transportistas de residuos.

- Los residuos generados en las casetas de obra producidos en tareas de oficina, vestuarios, comedores, etc., tendrán la consideración de Residuos Sólidos Urbanos y se gestionarán como tal según estipule la normativa reguladora de dichos residuos en el área de obra.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

En cuanto a la gestión concreta de los residuos no peligrosos:

- Según requiere la normativa, se prohíbe el depósito en vertedero de residuos de construcción y demolición que no hayan sido sometidos a alguna operación de tratamiento previo.
- El poseedor de los residuos estará obligado, mientras se encuentre en su poder, a mantenerlos en las condiciones adecuadas de higiene y seguridad, así como a evitar la mezcla de fracciones ya seleccionadas que impida o dificulte su posterior valorización o eliminación.
- Se debe asegurar que los transportistas o gestores autorizados que se contraten estén autorizados correctamente dentro de la/s comunidad/es autónoma/s de actuación. Se realizará un estricto control documental de modo que los transportistas y los gestores deberán aportar la documentación de cada retirada y entrega en destino final, Toda esta documentación será recopilada por el poseedor del residuo (contratista) y entregada al productor (promotor) al final de la obra.
- Las tierras que puedan tener un uso posterior para jardinería o recuperación de suelos degradados, serán retiradas y almacenadas durante el menor tiempo posible, en condiciones de altura no superior a 2 metros.
- El depósito temporal de residuos se realizará en contenedores, sacos o bidones adecuados a la naturaleza y al riesgo de los residuos generados.
- La duración del almacenamiento de los residuos no peligrosos en el lugar de producción será inferior a 2 años cuando se destinen a valorización y a 1 año cuando se destinen a eliminación.

Respecto a la correcta gestión de los residuos peligrosos:

- Cualquier persona física o jurídica cuya industria o actividad produzca residuos peligrosos ha de presentar una Comunicación previa al inicio de la actividad según el art 29 de la Ley 22/2011, de 28 de julio. Si la comunicación reúne los requisitos establecidos, la comunidad autónoma procederá a su inscripción en el registro, no emitiendo resolución alguna. Se les asignará un NIMA (Número de Identificación Medioambiental).
- Los residuos peligrosos siempre separar en origen.
- Los residuos peligrosos se almacenarán temporalmente siguiendo las siguientes condiciones: (art, 15 del RD 833/1988 y Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos (RD 379/2001):

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- Definir una zona específica.
- No superar los 6 meses de almacenamiento (En supuestos excepcionales, el órgano competente de las Comunidades Autónomas donde se lleve a cabo dicho almacenamiento, por causas debidamente justificadas y siempre que se garantice la protección de la salud humana y el medio ambiente, podrá modificar este plazo).
- Se situarán:
 - * En el exterior bajo cubierta.
 - * Dentro de la nave.
 - * en intemperie en envases herméticamente cerrados.
- Condicionantes de la zona de almacenamiento temporal:
 - * Suelo impermeabilizado: cemento u hormigón.
 - * Cubierto (que evite la entrada de agua de la lluvia).
 - * Sobre un cubeto o bordillo en caso de residuos líquidos o fluidos.
 - * Alejado de la red de saneamiento.
- No está permitido transportar los residuos peligrosos fuera de la obra para almacenarlos en otra instalación, aunque sea propia.
- Los residuos peligrosos se envasarán con las siguientes condiciones:
 - 1 recipiente/cada tipo de residuo.
 - Cada recipiente identificado con etiquetas y adecuado para cada residuo.
 - Recomendación en caso de duda: utilizar recipiente proporcionados por el gestor de cada tipo de residuo.
- En las etiquetas identificativas de los residuos peligrosos aparecerá la siguiente información (art. 14.2 de RD 833/88, que ha sido modificado: El código y la descripción del residuos de acuerdo con la lista establecida en la Decisión 2014/955/UE y el código y la descripción de la característica de peligrosidad de acuerdo con el anexo III de la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados modificado por el Reglamento 1357/2914, de 18 de diciembre por el que se modifica el anexo III de la Directiva 2008/98/CE:
 - o Nombre, dirección y teléfono de productor o poseedor de los residuos.
 - o Fechas de envasado.
 - o La naturaleza de los riesgos que presentan los residuos, se indicara mediante los pictogramas descritos en el Reglamento (CE) No 1272/2008 del Parlamento y del Consejo de 16 de diciembre de 2008 sobre clasificación, etiquetado y envasado de sustancias y mezclas, y por el que se modifican y derogan las Directivas 67/548/CEE y 1999/45/CE y se modifica el Reglamento (CE) no 1907/2006/.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- o Cuando se asigne a un residuo envasado más de un indicador de un pictograma se tendrán en cuenta los criterios establecidos en el artículo 26 del Reglamento (CE) nº1272/2008.
- o La etiqueta debe ser firmemente fijada sobre el envase, debiendo ser anuladas, si fuera necesario, indicaciones o etiquetas anteriores de forma que no induzcan a error o desconocimiento del origen y contenido del envase en ninguna operación posterior del residuo.
- o El tamaño de la etiqueta debe tener como mínimo las dimensiones de 10×10 cm.
- o No será necesaria una etiqueta cuando sobre el envase aparezcan marcadas de forma clara las inscripciones indicadas, siempre y cuando estén conformes con los requisitos exigidos.

Se rellenará la fecha de inicio del almacenamiento en la etiqueta.

- Se dispondrán de un archivo físico o telemático donde se recoja por orden cronológico la cantidad, naturaleza, origen, destino y método de tratamiento de los residuos; cuando proceda se inscribirá también, el medio de transporte y la frecuencia de recogida. En el Archivo cronológico se incorporará la información contenida en la acreditación documental de las operaciones de producción y gestión de residuos. Se guardará la información archivada durante, al menos, tres años, (Artículo 40; Ley 22/2011 de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados).

Requisitos generales de traslado (RD 180/2015):

- Disponer con carácter previo al inicio de un traslado de un contrato de tratamiento. Este, deberá establecer al menos las especificaciones de los residuos, las condiciones del traslado y las obligaciones de las partes cuando se presenten incidencias. El contrato de tratamiento contendrá, al menos, los siguientes aspectos:
 - Cantidad estimada de residuos que se va a trasladar.
 - Identificación de los residuos mediante su codificación LER.
 - Periodicidad estimada de los traslados,
 - Cualquier otra información que sea relevante para el adecuado tratamiento de los residuos.
 - Tratamiento al que se van a someter los residuos, de conformidad con los anexos I y II de la Ley 22/2011, de 28 de julio.
 - Obligaciones de las partes en relación con la posibilidad de rechazo de los residuos por parte del destinatario.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- Los residuos deberán ir acompañados del documento de identificación desde el origen hasta su recepción en la instalación de destino. El documento de identificación deberá incluir el contenido establecido en el ANEXO I del RD 180/2015.

- 1, Número de documento de identificación.
- 2, Número de notificación previa.
- 3, Fecha de inicio del traslado.
- 4, Información relativa al operador del traslado.
- 5, Información relativa al origen del traslado.
- 6, Información relativa al destino del traslado.
- 7, Características del residuo que se traslada.
- 8, Información relativa a los transportistas que intervienen en el traslado.
- 9, Otras informaciones.

- Además de ello, se establecen los siguientes condicionantes:

- 1, Antes de iniciar un traslado de residuos el operador cumplimentará el documento de identificación, con el contenido del anexo I, que entregará al transportista.
- 2, Una vez efectuado el traslado, el transportista entregará el documento de identificación al destinatario de los residuos. Tanto el transportista como el destinatario incorporarán la información a su archivo cronológico y conservarán una copia del documento de identificación firmada por el destinatario en el que conste la entrega de los residuos.
- 3, El destinatario dispondrá de un plazo de treinta días desde la recepción de los residuos para efectuar las comprobaciones necesarias y para remitir al operador el documento de identificación, indicando la aceptación o rechazo de los residuos, de conformidad con lo previsto en el contrato de tratamiento.
- 4, En el caso de residuos sometidos a notificación previa, el destinatario del traslado de residuos remitirá, en el plazo de treinta días desde la entrega de los residuos, el documento de identificación al órgano competente de la comunidad autónoma de origen y de destino.
- 5, En el caso de traslados de residuos no sometidos al procedimiento de notificación previa podrá hacer la función de documento de identificación un albarán, una factura u otra documentación prevista en la legislación aplicable.

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A2
PROYECTO BÁSICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

- Notificación de traslado. Además de los requisitos generales de traslado, quedan sometidos al requisito de Notificación Previa los traslados de residuos destinados a eliminación, residuos destinados a instalaciones de incineración clasificadas como valorización cuando superen los 20kg y los residuos destinados a valorización identificados con el código LER 20 03 01.

- Antes de realizar un envío se deberá notificar con 10 días de antelación a las Autoridades Competentes (Consejería si el transporte se realiza dentro del territorio de esta Comunidad, y también al Ministerio de Medio Ambiente si el transporte afecta a más de una Comunidad Autónoma).

Según el RD 833/1988 se deberán cumplir las siguientes condiciones:

- art. 15. No superar los 6 meses de almacenamiento (En supuestos excepcionales, el órgano competente de las Comunidades Autónomas donde se lleve a cabo dicho almacenamiento, por causas debidamente justificadas y siempre que se garantice la protección de la salud humana y el medio ambiente, podrá modificar este plazo).

El siguiente cuadro resume la documentación que se generará en la gestión de residuos peligrosos:

	Documentación	Legislación
Inicio de obra	Plan de Gestión de Residuos	
	Comunicación previa al inicio de la actividad (NIMA)	Ley 22/2011 art.29
Fase de obra	Datos del gestor de Residuos Peligrosos	
	Datos transportista del Residuos Peligrosos	
	Registro de control interno de la gestión y almacenamiento de residuos peligrosos.	RD 833/1988 art.7
	Documentos de Aceptación*	
	Documentos de Control y Seguimiento*	RD 833/1988 art.6
	Comunicación traslado de RP de una comunidad a otra	Ley 22/2011 art.25

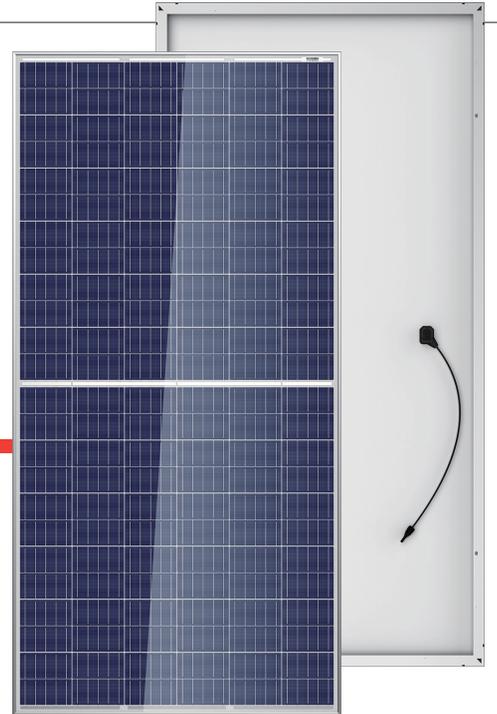
* Se debe guardar durante 5 años.

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A1
PROYECTO BASICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS Y CERTIFICADOS DE EQUIPOS PRINCIPALES

THE TALLMAX

FRAMED 72 LAYOUT MODULE



72 LAYOUT
MULTICRYSTALLINE MODULE

340-355W
POWER OUTPUT RANGE

17.5%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS
TSM-PE15H

POWER RANGE
340-355W

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



High power

- Up to 355W front power and 17.5% module efficiency with half-cut technology bringing more BOS savings
- Lower resistance of half-cut ensure high power



High reliability

- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, acid and ammonia
- Certified to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

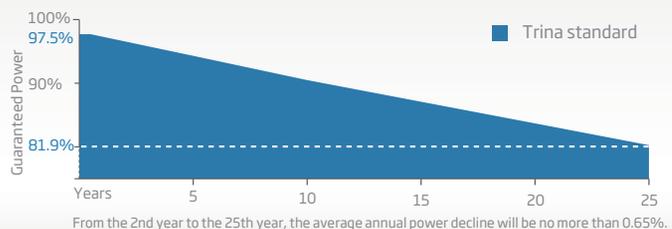


High energy generation

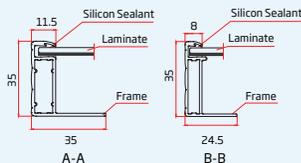
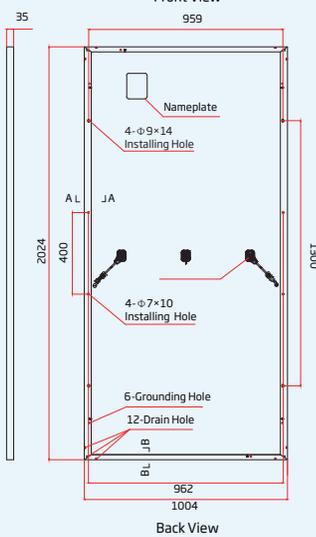
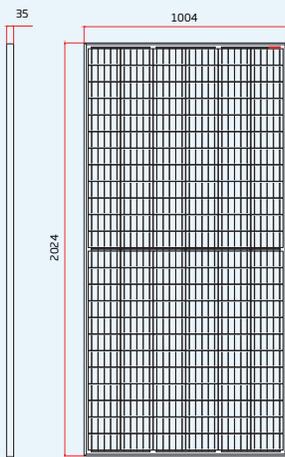
- Excellent IAM and low light performance validated by 3rd party with cell process and module material optimization
- Lower NMOT bring more energy leading to lower LCOE
- Better anti-shading performance and lower operating temperature

PERFORMANCE WARRANTY

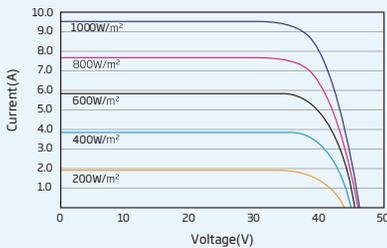
10 Year Product Warranty · 25 Year Power Warranty



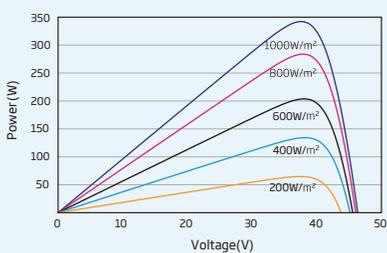
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(345W)



P-V CURVES OF PV MODULE(345W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	340	345	350	355
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5			
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.5	37.7	37.9	38.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.06	9.15	9.23	9.32
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.2	46.4	46.7	47.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.53	9.62	9.71	9.81
Module Efficiency η_m (%)	16.7	17.0	17.2	17.5

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	257	261	265	269
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	35.5	35.7	35.9	36.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	7.24	7.31	7.37	7.45
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	43.5	43.7	44.0	44.2
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	7.69	7.76	7.83	7.91

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2024 × 1004 × 35 mm (79.69 × 39.53 × 1.38 inches)
Weight	22.8kg (50.3lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 140mm/P 285mm(5.51/11.22inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.38%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.31%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 660 pieces

Trina Solar Co., Ltd.
Ge Jingjing

Date : 06.09.2019
Our ref. : CLI 01
Your ref.: G.J.J.

No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Ref : PV Photovoltaic Modules

Type of Equipment : PV Module
Model Designation : See Certificate
Certificate No. : PV 50397214 0033
Report No. : 50087483 013

Dear Ge Jingjing,

Thank you very much for your interest in our services.

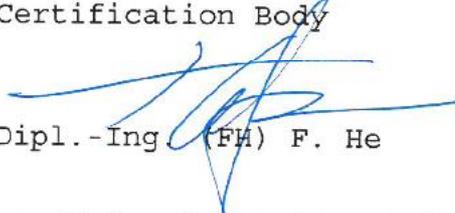
Please find enclosed your certification documents.

We appreciate your support and would like to offer our assistance in the approval of your future products through our extensive range of technical services.

Please feel free to contact us whatever your requirements may be.

With kind regards,

Certification Body


Dipl.-Ing. (FH) F. He

cc: Trina Solar Co., Ltd.

Enclosure

证书的详细资料请登陆www.tuvdotcom.com查阅,或拨打我司客服热线800 999 3668 / 400 883 1300咨询

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*
PV 50397214

Blatt *Sheet*
0033

Ihr Zeichen *Client Reference*
G.J.J.

Unser Zeichen *Our Reference*
01-CLI-50087483 013

Ausstellungsdatum *Date of Issue*
06.09.2019
(day/mo/yr)

Genehmigungsinhaber *License Holder*

Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Fertigungsstätte *Manufacturing Plant*

Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Prüfzeichen *Test Mark*



IEC 61215
IEC 61730
Regular Production
Surveillance
www.tuv.com
ID 1419054267

Geprüft nach *Tested acc. to*

IEC 61215-1:2016
IEC 61215-1-1:2016
IEC 61215-2:2016
IEC 61730-1:2016
IEC 61730-2:2016
EN 61215-1:2016
EN 61215-1-1:2016
EN 61215-2:2017
EN IEC 61730-1:2018
EN IEC 61730-2:2018

**Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
*Certified Product (Product Identification)***

**Lizenzentgelte - Einheit
*License Fee - Unit***

PV Module

Same as Page 1-8 & 10-13 & 16-32

4

In addition:

Type Designation:

With 6" poly c-Si cells:

TSM-xxxPE14A.T0, TSM-xxxPE14A.T8,
TSM-xxxPE14A.T9, TSM-xxxPE14A.T0 (II),
TSM-xxxPE14A.T8 (II), TSM-xxxPE14A.T9 (II)
(xxx=305-360, in steps of 5, 72 cells)
TSM-xxxPE05A.T0, TSM-xxxPE05A.T8,
TSM-xxxPE05A.T9, TSM-xxxPE05A.T0 (II),
TSM-xxxPE05A.T8 (II), TSM-xxxPE05A.T9 (II)
(xxx=255-300, in steps of 5, 60 cells)
TSM-xxxPE14B.T0, TSM-xxxPE14B.T8,
TSM-xxxPE14B.T9, TSM-xxxPE14B.T0 (II),
TSM-xxxPE14B.T8 (II), TSM-xxxPE14B.T9 (II)
(xxx=305-360, in steps of 5, 72 cells)

Continued on Page 34

4

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde.
Das Produkt entspricht den o.g. Anforderungen, die Herstellung wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation. The product
fulfills above mentioned requirements, the production is subject to surveillance.

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg
Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 <http://www.tuv.com/safety>

Zertifizierungsstelle



Dipl.-Ing. (FH) F. He

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*
PV 50397214

Blatt *Sheet*
0034

Ihr Zeichen *Client Reference*
G.J.J.

Unser Zeichen *Our Reference*
01-CLI-50087483 013

Ausstellungsdatum *Date of Issue*
06.09.2019
(day/mo/yr)

Genehmigungsinhaber *License Holder*

Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Fertigungsstätte *Manufacturing Plant*

Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Prüfzeichen *Test Mark*



Geprüft nach *Tested acc. to*

IEC 61215-1:2016
IEC 61215-1-1:2016
IEC 61215-2:2016
IEC 61730-1:2016
IEC 61730-2:2016
EN 61215-1:2016
EN 61215-1-1:2016
EN 61215-2:2017
EN IEC 61730-1:2018
EN IEC 61730-2:2018

**Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
*Certified Product (Product Identification)***

PV Module

Continuation of Page 33

TSM-xxxPE15B.T0, TSM-xxxPE15B.T8,
TSM-xxxPE15B.T9, TSM-xxxPE15B.T0 (II),
TSM-xxxPE15B.T8 (II), TSM-xxxPE15B.T9 (II)
(xxx=305-360, in steps of 5, 72 cells)
TSM-xxxPE15A.T0, TSM-xxxPE15A.T8,
TSM-xxxPE15A.T9, TSM-xxxPE15A.T0 (II),
TSM-xxxPE15A.T8 (II), TSM-xxxPE15A.T9 (II)
(xxx=305-360, in steps of 5, 72 cells)
TSM-xxxPE06A.T0, TSM-xxxPE06A.T8,
TSM-xxxPE06A.T9, TSM-xxxPE06A.T0 (II),
TSM-xxxPE06A.T8 (II), TSM-xxxPE06A.T9 (II)
(xxx=255-300, in steps of 5, 60 cells)

Continued on Page 35

**Lizenzentgelte - Einheit
*License Fee - Unit***

4

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde.
Das Produkt entspricht den o.g. Anforderungen, die Herstellung wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation. The product
fulfills above mentioned requirements, the production is subject to surveillance.

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg
Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 <http://www.tuv.com/safety>

Zertifizierungsstelle



Dipl.-Ing. (FH) F. He

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*
PV 50397214

Blatt *Sheet*
0035

Ihr Zeichen <i>Client Reference</i>	Unser Zeichen <i>Our Reference</i>	Ausstellungsdatum	<i>Date of Issue</i>
G.J.J.	01-CLI-50087483 013	06.09.2019	(day/mo/yr)

Genehmigungsinhaber *License Holder*
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Fertigungsstätte *Manufacturing Plant*
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Prüfzeichen *Test Mark*



Geprüft nach *Tested acc. to*

IEC 61215
IEC 61730
Regular Production
Surveillance
www.tuv.com
ID 1419054267

IEC 61215-1:2016
IEC 61215-1-1:2016
IEC 61215-2:2016
IEC 61730-1:2016
IEC 61730-2:2016
EN 61215-1:2016
EN 61215-1-1:2016
EN 61215-2:2017
EN IEC 61730-1:2018
EN IEC 61730-2:2018

Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
Certified Product (Product Identification)

Lizenzentgelte - Einheit
License Fee - Unit

PV Module

Continuation of Page 34

4

With 6" mono c-Si cells:

TSM-xxxDE14A.T0 (II), TSM-xxxDE14A.T8 (II),
TSM-xxxDE14A.T9 (II), TSM-xxxDE14B.T0 (II),
TSM-xxxDE14B.T8 (II), TSM-xxxDE14B.T9 (II),
TSM-xxxDE15B.T0 (II), TSM-xxxDE15B.T8 (II),
TSM-xxxDE15B.T9 (II), TSM-xxxDE15A.T0 (II),
TSM-xxxDE15A.T8 (II), TSM-xxxDE15A.T9 (II)
(xxx=330-385, in steps of 5, 72 cells)
TSM-xxxDE05A.T0 (II), TSM-xxxDE05A.T8 (II),
TSM-xxxDE05A.T9 (II)
(xxx=255-325, in steps of 5, 60 cells)
TSM-xxxDE06A.T0 (II), TSM-xxxDE06A.T8 (II),
TSM-xxxDE06A.T9 (II)
(xxx=275-325, in steps of 5, 60 cells)

Continued on Page 36

4

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde.
Das Produkt entspricht den o.g. Anforderungen, die Herstellung wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation. The product
fulfills above mentioned requirements, the production is subject to surveillance.

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg
Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 http://www.tuv.com/safety

Zertifizierungsstelle



Dipl.-Ing. (FH) F. He

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*
PV 50397214

Blatt *Sheet*
0036

Ihr Zeichen <i>Client Reference</i>	Unser Zeichen <i>Our Reference</i>	Ausstellungsdatum	<i>Date of Issue</i>
G.J.J.	01-CLI-50087483 013	06.09.2019	(day/mo/yr)

Genehmigungsinhaber *License Holder*
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Fertigungsstätte *Manufacturing Plant*
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Prüfzeichen *Test Mark*



Geprüft nach *Tested acc. to*

IEC 61215-1:2016
IEC 61215-1-1:2016
IEC 61215-2:2016
IEC 61730-1:2016
IEC 61730-2:2016
EN 61215-1:2016
EN 61215-1-1:2016
EN 61215-2:2017
EN IEC 61730-1:2018
EN IEC 61730-2:2018

Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
Certified Product (Product Identification)

Lizenzentgelte - Einheit
License Fee - Unit

PV Module

Continuation of Page 35

4

With 6" half cut poly c-Si cell:
TSM-xxxPE15HB.T0, TSM-xxxPE15HB.T8,
TSM-xxxPE15HB.T9, TSM-xxxPE15HB.T0(II),
TSM-xxxPE15HB.T8(II), TSM-xxxPE15HB.T9(II)
(xxx=320-390, in steps of 5, 144 cells)
TSM-xxxPE14H.T0, TSM-xxxPE14H.T8,
TSM-xxxPE14H.T9, TSM-xxxPE14H.T0(II),
TSM-xxxPE14H.T8(II), TSM-xxxPE14H.T9(II),
TSM-xxxPE14HB.T0, TSM-xxxPE14HB.T8,
TSM-xxxPE14HB.T9, TSM-xxxPE14HB.T0(II),
TSM-xxxPE14HB.T8(II), TSM-xxxPE14HB.T9(II)
(xxx=320-360, in steps of 5, 144 cells)

Continued on Page 37

4

*Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde.
Das Produkt entspricht den o.g. Anforderungen, die Herstellung wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation. The product
fulfills above mentioned requirements, the production is subject to surveillance.*

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg

Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 <http://www.tuv.com/safety>

Zertifizierungsstelle



Dipl.-Ing. (FH) F. He

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. Certificate No.
PV 50397214

Blatt Sheet
0037

Ihr Zeichen Client Reference	Unser Zeichen Our Reference	Ausstellungsdatum Date of Issue
G.J.J.	01-CLI-50087483 013	06.09.2019 (day/mo/yr)

Genehmigungsinhaber License Holder
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Fertigungsstätte Manufacturing Plant
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Prüfzeichen Test Mark



Geprüft nach Tested acc. to

IEC 61215-1:2016
IEC 61215-1-1:2016
IEC 61215-2:2016
IEC 61730-1:2016
IEC 61730-2:2016
EN 61215-1:2016
EN 61215-1-1:2016
EN 61215-2:2017
EN IEC 61730-1:2018
EN IEC 61730-2:2018

Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
Certified Product (Product Identification)

Lizenzentgelte - Einheit
License Fee - Unit

PV Module

Continuation of Page 36

4

TSM-xxxPE05H.T0, TSM-xxxPE05H.T8,
TSM-xxxPE05H.T9, TSM-xxxPE05H.T0 (II),
TSM-xxxPE05H.T8 (II), TSM-xxxPE05H.T9 (II)
(xxx=270-300, in steps of 5, 120 cells)
TSM-xxxPE15H.T0, TSM-xxxPE15H.T8,
TSM-xxxPE15H.T9, TSM-xxxPE15H.T0 (II),
TSM-xxxPE15H.T8 (II), TSM-xxxPE15H.T9 (II),
TSM-xxxPE15M.T0, TSM-xxxPE15M.T8,
TSM-xxxPE15M.T9, TSM-xxxPE15M.T0 (II),
TSM-xxxPE15M.T8 (II), TSM-xxxPE15M.T9 (II)
(xxx=320-405, in steps of 5, 144 cells)
TSM-xxxPE06H.T0, TSM-xxxPE06H.T8,
TSM-xxxPE06H.T9, TSM-xxxPE06H.T0 (II),
TSM-xxxPE06H.T8 (II), TSM-xxxPE06H.T9 (II),

Continued on Page 38

4

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde.
Das Produkt entspricht den o.g. Anforderungen, die Herstellung wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation. The product
fulfills above mentioned requirements, the production is subject to surveillance.

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg

Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: ccert-validity@de.tuv.com

Fax: +49 221 806-3935 <http://www.tuv.com/safety>

Zertifizierungsstelle



Dipl.-Ing. (FH) F. He

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*
PV 50397214

Blatt *Sheet*
0038

<i>Ihr Zeichen Client Reference</i>	<i>Unser Zeichen Our Reference</i>	<i>Ausstellungsdatum Date of Issue</i>
G.J.J.	01-CLI-50087483 013	06.09.2019 (day/mo/yr)

Genehmigungsinhaber *License Holder*
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Fertigungsstätte *Manufacturing Plant*
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Prüfzeichen *Test Mark*



Geprüft nach *Tested acc. to*

IEC 61215-1:2016
IEC 61215-1-1:2016
IEC 61215-2:2016
IEC 61730-1:2016
IEC 61730-2:2016
EN 61215-1:2016
EN 61215-1-1:2016
EN 61215-2:2017
EN IEC 61730-1:2018
EN IEC 61730-2:2018

Zertifiziertes Produkt *(Geräteidentifikation)*
Certified Product (Product Identification)

Lizenzentgelte - Einheit
License Fee - Unit

PV Module

Continuation of Page 37

4

TSM-xxxPE06M.T0, TSM-xxxPE06M.T8,
TSM-xxxPE06M.T9, TSM-xxxPE06M.T0 (II)
TSM-xxxPE06M.T8 (II), TSM-xxxPE06M.T9 (II)
(xxx=270-335, in steps of 5, 120 cells)
With 6" half cut mono c-Si cell:
TSM-xxxDE15HB.T0 (II), TSM-xxxDE15HB.T8 (II),
TSM-xxxDE15HB.T9 (II)
(xxx=330-410, in steps of 5, 144 cells)
TSM-xxxDE14H.T0 (II), TSM-xxxDE14H.T8 (II),
TSM-xxxDE14H.T9 (II), TSM-xxxDE14HB.T0 (II),
TSM-xxxDE14HB.T8 (II), TSM-xxxDE14HB.T9 (II)
(xxx=330-395, in steps of 5, 144 cells)
TSM-xxxDE05H.T0 (II), TSM-xxxDE05H.T8 (II),
TSM-xxxDE05H.T9 (II)
(xxx=275-335, in steps of 5, 120 cells)
Continued on Page 39

4

*Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde.
Das Produkt entspricht den o.g. Anforderungen, die Herstellung wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation. The product
fulfills above mentioned requirements, the production is subject to surveillance.*

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg
Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@dc.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 http://www.tuv.com/safety

Zertifizierungsstelle



Dipl.-Ing. (FH) F. He

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*
PV 50397214

Blatt *Sheet*
0039

Ihr Zeichen <i>Client Reference</i>	Unser Zeichen <i>Our Reference</i>	Ausstellungsdatum	<i>Date of Issue</i>
G.J.J.	01-CLI-50087483 013	06.09.2019	(day/mo/yr)

Genehmigungsinhaber *License Holder*
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Fertigungsstätte *Manufacturing Plant*
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Prüfzeichen *Test Mark*



Geprüft nach *Tested acc. to*

IEC 61215
IEC 61730
Regular Production
Surveillance
www.tuv.com
ID 1419054267

IEC 61215-1:2016
IEC 61215-1-1:2016
IEC 61215-2:2016
IEC 61730-1:2016
IEC 61730-2:2016
EN 61215-1:2016
EN 61215-1-1:2016
EN 61215-2:2017
EN IEC 61730-1:2018
EN IEC 61730-2:2018

Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation) *Certified Product (Product Identification)*

Lizenzentgelte - Einheit *License Fee - Unit*

PV Module

Continuation of Page 38

TSM-xxxDE15H.T0 (II), TSM-xxxDE15H.T8 (II),
TSM-xxxDE15H.T9 (II), TSM-xxxDE15M.T0 (II),
TSM-xxxDE15M.T8 (II), TSM-xxxDE15M.T9 (II)
(xxx=330-410, in steps of 5, 144 cells)

TSM-xxxDE06H.T0 (II), TSM-xxxDE06H.T8 (II),
TSM-xxxDE06H.T9 (II), TSM-xxxDE06M.T0 (II),
TSM-xxxDE06M.T8 (II), TSM-xxxDE06M.T9 (II)
(xxx=275-340, in steps of 5, 120 cells)

TSM-xxxNE06M.T0 (II), TSM-xxxNE06M.T8 (II),
TSM-xxxNE06M.T9 (II), TSM-xxxNE07M.T0 (II),
TSM-xxxNE07M.T8 (II), TSM-xxxNE07M.T9 (II)
(xxx=315-335, in steps of 5, 120 cells)

TSM-xxxNE15M.T0 (II), TSM-xxxNE15M.T8 (II),
TSM-xxxNE15M.T9 (II), TSM-xxxNE16M.T0 (II),
TSM-xxxNE16M.T8 (II), TSM-xxxNE16M.T9 (II)
(xxx=375-405, in steps of 5, 144 cells)

Continued on Page 40

4

4

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde.
Das Produkt entspricht den o.g. Anforderungen, die Herstellung wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation. The product
fulfills above mentioned requirements, the production is subject to surveillance.

Zertifizierungsstelle



Dipl.-Ing. (FH) F. He

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg

Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com

Fax: +49 221 806-3935 http://www.tuv.com/safety

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*
PV 50397214

Blatt *Sheet*
0040

Ihr Zeichen <i>Client Reference</i>	Unser Zeichen <i>Our Reference</i>	Ausstellungsdatum <i>Date of Issue</i>	<i>(day/mo/yr)</i>
G.J.J.	01-CLI-50087483 013	06.09.2019	

Genehmigungsinhaber *License Holder*
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Fertigungsstätte *Manufacturing Plant*
DAS SOLAR CO., LTD.
No.43 Bailing South Road,
Green Industry Clustering Zone,
Qu zhou City, Zhejiang Province 324022
P. R. China

Prüfzeichen *Test Mark*



Geprüft nach *Tested acc. to*

IEC 61215-1:2016
IEC 61215-1-1:2016
IEC 61215-2:2016
IEC 61730-1:2016
IEC 61730-2:2016
EN 61215-1:2016
EN 61215-1-1:2016
EN 61215-2:2017
EN IEC 61730-1:2018
EN IEC 61730-2:2018

Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
Certified Product (Product Identification)

Lizenzentgelte - Einheit
License Fee - Unit

PV Module

Continuation of Page 39

4

Remarks:

- Additional new manufacturing plant see above

Continued on Page 41

4

*Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde.
Das Produkt entspricht den o.g. Anforderungen, die Herstellung wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation. The product
fulfills above mentioned requirements, the production is subject to surveillance.*

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg

Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 http://www.tuv.com/safety

Zertifizierungsstelle



Dipl.-Ing. (FH) F. He

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*
PV 50397214

Blatt *Sheet*
0041

<i>Ihr Zeichen Client Reference</i>	<i>Unser Zeichen Our Reference</i>	<i>Ausstellungsdatum Date of Issue</i>	<i>(day/mo/yr)</i>
G.J.J.	01-CLI-50087483 013	06.09.2019	

Genehmigungsinhaber *License Holder*
Trina Solar Co., Ltd.
No. 2 TianHe Road, Trina PV
Industrial Park, New District
Changzhou City,
Jiangsu Province 213031
P. R. China

Fertigungsstätte *Manufacturing Plant*
Runrong Jiangsu Energy Technology
Co., Ltd.
No.127.Yabaodadao.Lingang
Street. Jiangyin City,
Jiangsu Province 214443
P. R. China

Prüfzeichen *Test Mark*



Geprüft nach *Tested acc. to*

IEC 61215-1:2016
IEC 61215-1-1:2016
IEC 61215-2:2016
IEC 61730-1:2016
IEC 61730-2:2016
EN 61215-1:2016
EN 61215-1-1:2016
EN 61215-2:2017
EN IEC 61730-1:2018
EN IEC 61730-2:2018

Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
Certified Product (Product Identification)

Lizenzentgelte - Einheit
License Fee - Unit

PV Module

Continuation of Page 40

4

Remarks:

- Additional new manufacturing plant see above

4

*Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde.
Das Produkt entspricht den o.g. Anforderungen, die Herstellung wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation. The product
fulfills above mentioned requirements, the production is subject to surveillance.*

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg
Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 <http://www.tuv.com/safety>

Zertifizierungsstelle



Dipl.-Ing. (FH) F. He

CERTIFICATE OF CONFORMITY

Holder of Certificate: Trina Solar Co., Ltd.

No.2 TianHe Road, Trina PV Industrial Park, New District, Changzhou City, Jiangsu Province 213031, P. R. China.

Co-Holder of Certificate: Trina Solar (Schweiz) AG

Birkenweg 4, 8304 Wallisellen, Switzerland

Acting as EU representative of the Holder of Certificate

Product: Mono/Poly Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules

1) Standard Products:

TSM-***DC05(***=210~250W), TSM-***DC14(***=250~290W);

TSM-***DC03A(***=200~215W), TSM-***DC03A.05(***=200~215W), TSM-***DC03A.08(***=200~215W);

TSM-***DC05A(***=230~280W), TSM-***DC05A.05(***=230~280W), TSM-***DC05A.08(***=230~280W);

TSM-***DC14A(***=280~335W);

TSM-***DC03A(II)(***=210~250W), TSM-***DC03A.05(II)(***=210~250W);

TSM-***DC03A.08(II)(***=210~250W), TSM-***DC05A(II)(***=260~315W);

TSM-***DC05A.05(II)(***=260~315W), TSM-***DC05A.08(II)(***=260~315W);

TSM-***PC03(***=160~190W), TSM-***PC05(***=200~290W), TSM-***PC05.05(***=200~290W), TSM-***PC05.08(***=200~290W);

Honey M Plus: TSM-***DD05A(II) , TSM-***DD05A.08(II) , TSM-***DD05A.05(II) (***=260~325W);

TSM-***DE05A(II) (***=255~325W);

TSM-***DD06M.05(II), TSM-***DD06M(II), TSM-***DD06M.08(II) (***=275~340W);

TSM-***DD06H.05(II), TSM-***DD06H(II), TSM-***DD06H.08(II) (***=275~340W);

TSM-***DD08M(II), TSM-***DD08M.05(II), TSM-***DD08M.08(II), TSM-***DD08M.09(II),

TSM-***DD08M.T0(II), TSM-***DD08M.T8(II) , TSM-***DD08M.T9(II) (***=335~375W);

Trina Solar Co. Ltd.

No 2 . Tianhe Road, Trina PV Industrial Park, New District,
Changzhou, Jiangsu, 213031, P.R. China

T: +86 519 8548 2008

F: +86 519 8517 6021

E: sales@trinasolar.com

Trina Solar (Schweiz) AG

Birkenweg 4
8304 Wallisellen, Switzerland

T: + 41 43 299 6800

F: + 41 43 299 6810

E: europa@trinasolar.com

Tallmax M Plus: TSM-***DD14A(II) (***=325~385W);
TSM-*** DD15M.05(II), TSM-*** DD15M(II), TSM-*** DD15M.08(II) (***=330~410W);
TSM-*** DD15H.05(II), TSM-*** DD15H(II), TSM-*** DD15H.08(II) (***=330~410W);
TSM_***DD17M(II), TSM-***DD17M.05(II), TSM-***DD17M.08(II), TSM-***DD17M.09(II),
TSM_***DD17M.T0(II), TSM-***DD17M.T8(II) , TSM-***DD17M.T9(II) (***=390~450W);

Honey: TSM-***PC05A(***=200~290W), TSM-***PC05A.05(***=200~290W);
TSM-***PC05A.08(***=200~290W),TSM-***PC14A(***=275~320W);
TSM-***PC05A(II)(***=260~300W); TSM-***PC05A.05(II)(***=260~300W),
TSM-***PC05A.08(II)(***=260~300W);
TSM-***PD05, TSM-***PD05.05, TSM-***PD05.08(***=215~300W);
TSM-***PD06H, TSM-***PD06H.08, (***=270~300W);
TSM-***PD06M, TSM-***PD06M.08, (***=270~300W);

Tallmax: TSM-***PC14(***=250~345W), TSM-***PD14(***=300~360W), TSM-***PC14A(***=275~320W);
TSM-***PD15H, TSM-***PD15H.08, (***=320~360W);
TSM-***PD15M, TSM-***PD15M.08, (***=320~360W);

Airmax: TSM-***PC05B(***=200~290W)

Trinamount: TSM-***PC05.10(***=200~290W), TSM-***PC05.15(***=200~290W);
TSM-***PC05.18(***=200~290W),TSM-***PD05.10(***=215~290W);
TSM-***PD05.15(***=215~290W), TSM-***PD05.18(***=215~290W);
TSM-***PC14.50(***=250~345W);
TSM-***PC05A.10(***=200~290W), TSM-***PC05A.15(***=200~290W);
TSM-***PC05A.18(***=200~290W), TSM-***PC05A.50(***=230~290W) ;

Trinasmart: TSM-***DC05A.50(***=230~280W);
TSM-***DC05A.002(***=230~280W), TSM-***DC05A.052(***=230~280W);
TSM-***DC05A.082(***=230~280W);
TSM-***PD05.082 (***=215~300W);
TSM-***PD05.052(***=215~300W), TSM-***PD05.152(***=215~300W);
TSM-***PC14.002(***=270~320W), TSM-***PC14.052(***=270~320W);
TSM-***PD14.002(***=260~325W);
TSM-***PC05A.002(***=215~275W);

Trina Solar Co. Ltd.

No 2 . Tianhe Road, Trina PV Industrial Park, New District,
Changzhou, Jiangsu, 213031, P.R. China

T: +86 519 8548 2008
F: +86 519 8517 6021
E: sales@trinasolar.com

Trina Solar (Schweiz) AG

Birkenweg 4
8304 Wallisellen, Switzerland

T: + 41 43 299 6800
F: + 41 43 299 6810
E: europa@trinasolar.com

TSM-***PC05A.052(***=215~275W), TSM-***PC05A.082(***=215~275W);

Off Grid: TSM-***PC20(***=120~160W), TSM-***PC22(***=95~100W), TSM-***PC26(***=80~90W);

Trinamount+Trinasmart DC: TSM-***PC05A.102(***=215~275W), TSM-***PC05A.152(***=215~275W);
TSM-***PC05A.182(***=215~275W);

Standards: IEC 61730, Class A, Photovoltaic (PV) module safety qualification

- **Application Class:** Class A
- **Max. System voltage:** 1000V DC
- **Construction:** Framed, with Junction box, cable and connectors

Directive 2014/30/EU, Electromagnetic Compatibility

Directive 2014/35/EU, CE marking

IEC 61215-1:2016

IEC 61215-1-1:2016

IEC 61215-2:2016

IEC 61215:2005

IEC 61730-1:2004

IEC 61730-1:2004/AMD1:2011

IEC 61730-1:2004/AMD2:2013

IEC 61730-1:2016

IEC 61730-2:2004

IEC 61730-2:2004/AMD1:2011

IEC 61730-2:2016

IEC 61215 Ed. 2, crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval

EN 50380, Datasheet and nameplate information for photovoltaic modules

2) 1500V Duomax Products:

DUOMAX: TSM-***PEG5(***=230~300W); TSM-***PEG14(***=280~360W), TSM-***PEG40(***=160~175W);

TSM-***DEG5(II) (***=260~315W); TSM-***DEG14(II) (***=325~380W)

TSM-***PEG5H, TSM-***PEG5H.07, TSM-***PEG5H.20, TSM-***PEG5H.27, TSM-***PEG5H.28, TSM-***PEG5H.29,

TSM-***PEG5H.40, TSM-***PEG5H.47, (***=255~310W);

TSM-***PEG5H(II), TSM-***PEG5H.07(II), TSM-***PEG5H.20(II), TSM-***PEG5H.27(II), TSM-***PEG5H.28(II),

TSM-***PEG5H.29(II), TSM-***PEG5H.40(II), TSM-***PEG5H.47(II), (***=255~310W);

TSM-***PEG14H, TSM-***PEG14H.07, TSM-***PEG14H.20, TSM-***PEG14H.27, TSM-***PEG14H.28, TSM-

PEG14H.29, TSM-PEG14H.40, TSM-***PEG14H.47 (***=305~370W)

TSM-***PEG14H(II), TSM-***PEG14H.07(II), TSM-***PEG14H.20(II), TSM-***PEG14H.27(II), TSM-***PEG14H.28(II),

Trina Solar Co. Ltd.

No 2 . Tianhe Road, Trina PV Industrial Park, New District,
Changzhou, Jiangsu, 213031, P.R. China

T: +86 519 8548 2008

F: +86 519 8517 6021

E: sales@trinasolar.com

Trina Solar (Schweiz) AG

Birkenweg 4
8304 Wallisellen, Switzerland

T: + 41 43 299 6800

F: + 41 43 299 6810

E: europa@trinasolar.com

TSM-***PEG14H.29(II), TSM-***PEG14H.40(II), TSM-***PEG14H.47(II) (***=305~370W)
TSM-***DEG5H(II), TSM-***DEG5H.07(II), TSM-***DEG5H.20(II), TSM-***DEG5H.27(II), TSM-***DEG5H.28(II),
TSM-***DEG5H.29(II), TSM-***DEG5H.40(II), TSM-***DEG5H.47(II) (***=285~345W);
TSM-***DEG14H(II), TSM-***DEG14H.07, TSM-***DEG14H.20(II) TSM-***DEG14H.27(II), TSM-***DEG14H.28(II),
TSM-***DEG14H.29(II), TSM-***DEG14H.40(II), TSM-***DEG14H.47(II) (***=345~415W)
TSM-***PEG6, TSM-***PEG6.20(***=265~300W);
TSM-***PEG15, TSM-***PEG15.20(***=315~360W);
TSM-***PEG6H, TSM-***PEG6H.20(***=280~300W);
TSM-***PEG15H, TSM-***PEG15H.20(***=330~360W);
TSM-***PEG6M.20(***=280~300W);TSM-***PEG15M.20(***=340~360W);
TSM-***DEG6(II), TSM-***DEG6.20(II) (***=275~315W);
TSM-***DEG15(II), TSM-***DEG15.20(II) (***=330~380W);
TSM-***DEG6H(II), TSM-***DEG6H.20(II) (***=310~340W);
TSM-***DEG15H(II), TSM-***DEG15H.20(II) (***=380~410W);
TSM-***DEG6M(II),TSM-***DEG6M.20(II) (***=295~340W);
TSM-***DEG15M(II),TSM-***DEG15M.20(II) (***=350~410W);
TSM-***DEG8M(II), TSM-***DEG8M.07(II), TSM-***DEG8M.20(II), TSM-***DEG8M.27(II), TSM-***DEG8M.28(II),
TSM-***DEG8M.29(II) (***=355~375W);
TSM-***DEG17M(II), TSM-***DEG17M.07(II), TSM-***DEG17M.20(II), TSM-***DEG17M.27(II), TSM-
DEG17M.28(II), TSM-DEG17M.29(II) (***=425~450W);

DUOMAX TWIN:

TSM-***DEG5C (II), TSM-***DEG5C.07(II), TSM-***DEG5C.20(II), TSM-***DEG5C.27(II),
TSM-***DEG5C.28 (II), TSM-***DEG5C.29 (II) (***=275~310W);
TSM-***DEG14C (II), TSM-***DEG14C.07(II) , TSM-***DEG14C.20 (II), TSM-***DEG14C.27 (II),
TSM-***DEG14C.28 (II), TSM-***DEG14C.29 (II) (***=335~370W);
TSM-***DEG6C (II), TSM-***DEG6C.20 (II) (***=285~295W);
TSM-***DEG15C (II), TSM-***DEG15C.20 (II) (***=335~350W);
TSM-***DEG6HC (II), TSM-***DEG6HC.20 (II) (***=295~315W);
TSM-***DEG15HC (II), TSM-***DEG15HC.20 (II) (***=350~380W);
TSM-***DEG6MC (II), TSM-***DEG6MC.20 (II) (***=295~330W);
TSM-***DEG15MC (II), TSM-***DEG15MC.20 (II) (***=350~400W);
TSM-***NEG15MC (II), TSM-***NEG15MC.20 (II) (***=380~420W);
TSM-***NEG16MC (II), TSM-***NEG16MC.20 (II) (***=390~435W);
TSM-***DEG8MC(II), TSM-***DEG8MC.07(II), TSM-***DEG8MC.20(II), TSM-***DEG8MC.27(II), TSM-

Trina Solar Co. Ltd.

No 2 . Tianhe Road, Trina PV Industrial Park, New District,
Changzhou, Jiangsu, 213031, P.R. China

T: +86 519 8548 2008
F: +86 519 8517 6021
E: sales@trinasolar.com

Trina Solar (Schweiz) AG

Birkenweg 4
8304 Wallisellen, Switzerland

T: + 41 43 299 6800
F: + 41 43 299 6810
E: europa@trinasolar.com

DEG8MC.28(II), TSM-DEG8MC.29(II) (***=355~375W);

TSM-***DEG17MC(II), TSM-***DEG17MC.07(II), TSM-***DEG17MC.20(II), TSM-***DEG17MC.27(II), TSM-***DEG17MC.28(II), TSM-***DEG17MC.29(II) (***=425~450W);

Standards: IEC 61730, Class A, Photovoltaic (PV) module safety qualification

- **Application Class:** Class A
- **Max. System voltage:** 1500V DC
- **Construction:** Framed, with Junction box, cable and connectors

Directive 2014/30/EU, Electromagnetic Compatibility

Directive 2014/35/EU, CE marking

IEC 61215-1:2016

IEC 61215-1-1:2016

IEC 61215-2:2016

IEC 61215:2005

IEC 61730-1:2004

IEC 61730-1:2004/AMD1:2011

IEC 61730-1:2004/AMD2:2013

IEC 61730-1:2016

IEC 61730-2:2004

IEC 61730-2:2004/AMD1:2011

IEC 61730-2:2016

EN 50380, Datasheet and nameplate information for photovoltaic modules

3) 1500V Framed Products:

TSM-***PE05A, TSM-***PE05A.08, TSM-***PE05A.T0, TSM-***PE05A.T8 (***=240~300W);

TSM-***DE05A.T0, TSM-***DE05A.T8 (***=240~325W)

TSM-***PE14A, TSM-***PE14A.T0, TSM-***PE14A.T8 (***=290~360W);

TSM-***DE14A(II), TSM-***DE14A.T0(II) , TSM-***DE14A.T8(II) (***=330~385W);

TSM-***PE05H, TSM-***PE05H.08 (***=250~335W)

TSM-***PE14H(II) (***=305~365W)

TSM_***DE05H(II), TSM-***DE05H.08(II) (***=275~325W)

TSM-***DE14H(II) (***=330~395W)

TSM_***PE06H, TSM-***PE06H.08, TSM_***PE06H.T0, TSM-***PE06H.T8 (***=270~335W)

TSM_***PE06M, TSM-***PE06M.08, TSM_***PE06M.T0, TSM-***PE06M.T8 (***=275~335W)

Trina Solar Co. Ltd.

No 2 . Tianhe Road, Trina PV Industrial Park, New District,
Changzhou, Jiangsu, 213031, P.R. China

T: +86 519 8548 2008

F: +86 519 8517 6021

E: sales@trinasolar.com

Trina Solar (Schweiz) AG

Birkenweg 4
8304 Wallisellen, Switzerland

T: + 41 43 299 6800

F: + 41 43 299 6810

E: europa@trinasolar.com

TSM_***PE06A, TSM-***PE06A.08, TSM_***PE06A.T0, TSM-***PE06A.T8 (***=255~300W)
 TSM_***PE15H, TSM-***PE15H.08, TSM_***PE15H.T0, TSM-***PE15H.T8 (***=320~405W)
 TSM_***PE15M, TSM-***PE15M.08, TSM_***PE15M.T0, TSM-***PE15M.T8 (***=320~405W)
 TSM_***PE15A, TSM-***PE15A.08, TSM_***PE15A.T0, TSM-***PE15A.T8 (***=305~360W)
 TSM_***DE06H(II), TSM-***DE06H.08(II), TSM_***DE06H(II).T0, TSM-***DE06H.T8(II) (***=275~340W)
 TSM_***DE06M(II), TSM-***DE06M.08(II), TSM_***DE06M(II).T0, TSM-***DE06M.T8(II) (***=275~340W)
 TSM_***DE06A(II), TSM-***DE06A.08(II), TSM_***DE06A.T0(II), TSM-***DE06A.T8(II) (***=275~325W)
 TSM_***DE15H(II), TSM-***DE15H.08(II), TSM_***DE15H.T0(II), TSM-***DE15H.T8(II) (***=330~410W)
 TSM_***DE15M(II), TSM-***DE15M.08(II), TSM_***DE15M.T0(II), TSM-***DE15M.T8(II) (***=330~410W)
 TSM_***DE15A(II), TSM-***DE15A.08(II), TSM_***DE15A.T0(II), TSM-***DE15A.T8(II) (***=330~385W)
 TSM_***DE08M(II), TSM-***DE08M.08(II) , TSM-***DE08M.09(II), TSM_***DE08M.T0(II), TSM-
 DE08M.T8(II) , TSM-DE08M.T9(II) (***=335~375W);
 TSM_***DE17M(II), TSM-***DE17M.08(II) , TSM-***DE17M.09(II), TSM_***DE17M.T0(II), TSM-
 DE17M.T8(II) , TSM-DE17M.T9(II) (***=390~450W);

Standards: Standards: IEC 61730, Class A, Photovoltaic (PV) module safety qualification

- **Application Class:** Class A
- **Max. System voltage:** 1500V DC
- **Construction:** Framed, with Junction box, cable and connectors

Directive 2014/30/EU, Electromagnetic Compatibility

Directive 2014/35/EU, CE marking

IEC 61215-1:2016

IEC 61215-1-1:2016

IEC 61215-2:2016

IEC 61215:2005

IEC 61730-1:2004

IEC 61730-1:2004/AMD1:2011

IEC 61730-1:2004/AMD2:2013

IEC 61730-1:2016

IEC 61730-2:2004

IEC 61730-2:2004/AMD1:2011

IEC 61730-2:2016

EN 50380, Datasheet and nameplate information for photovoltaic modules

Trina Solar Co. Ltd.

No 2 . Tianhe Road, Trina PV Industrial Park, New District,
Changzhou, Jiangsu, 213031, P.R. China

T: +86 519 8548 2008
F: +86 519 8517 6021
E: sales@trinasolar.com

Trina Solar (Schweiz) AG

Birkenweg 4
8304 Wallisellen, Switzerland

T: + 41 43 299 6800
F: + 41 43 299 6810
E: europa@trinasolar.com

This Certificate of Conformity is issued on a voluntary basis for the listed above. With reference to the Low Voltage Directive 2014/35/EU relating to the electrical equipment designed for use within certain voltage limits. It confirms that the list equipment complies with the principal protection requirements of the directive. It refers only to the particular samples submitted for testing and certification.

Signature:



Date:

Vice President of Quality Department

Trina Solar Co. Ltd.

No 2 . Tianhe Road, Trina PV Industrial Park, New District,
Changzhou, Jiangsu, 213031, P.R. China

T: +86 519 8548 2008
F: +86 519 8517 6021
E: sales@trinasolar.com

Trina Solar (Schweiz) AG

Birkenweg 4
8304 Wallisellen, Switzerland

T: + 41 43 299 6800
F: + 41 43 299 6810
E: europa@trinasolar.com

**TRANSFORMERLESS
CENTRAL
INVERTERS
WITH A SINGLE
POWER BLOCK****Up to 1800 kVA 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.

Improved AC connection

The output connection has been designed in order to facilitate a direct close-coupled connection with the MV transformer.

Maximum protection

These three phase inverters are equipped with a 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, smart 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. Thanks to a sophisticated control algorithm, this equipment can guarantee maximum efficiency depending on the PV power available.

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.



Up to 1800 kVA at 1500 V

Long-lasting design

The inverters have been designed to guarantee a long life expectancy, as demonstrated by the stress tests they are subjected to. 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 in different countries, 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 short-circuit ratio (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 (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.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Motorized AC circuit breaker.
- Low-voltage ride-through capability.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power electronics, as it is air-cooled by a closed loop.

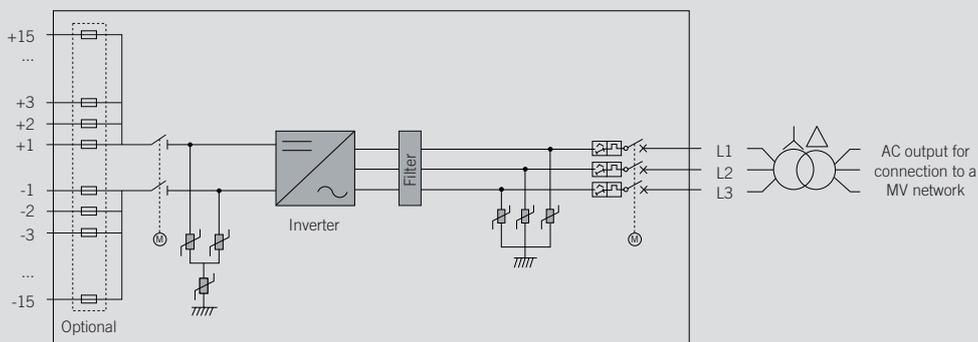
OPTIONAL ACCESSORIES

- Auxiliary services feeder.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- Lightning induced DC surge arresters, type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the DC currents.
- Sand trap kit.
- Wattmeter on the AC side.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).
- Nighttime reactive power injection.
- Integrated DC combiner box.

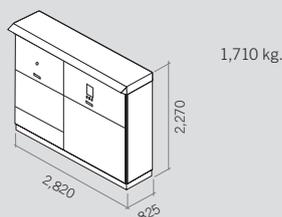
ADVANTAGES OF THE B SERIES

- 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.

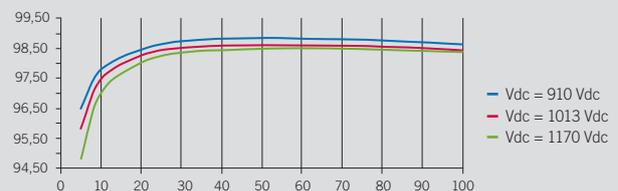
PowerMax B Series



Size and weight (mm)



Efficiency INGECON® SUN 1640TL B630



	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,157 - 1,520 kWp	1,389 - 1,824 kWp	1,487 - 1,952 kWp	1,543 - 2,027 kWp	1,582 - 2,077 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				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (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	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
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) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,169 kVA / 1,052 kVA	1,403 kVA / 1,263 kVA	1,502 kVA / 1,352 kVA	1,559 kVA / 1,403 kVA	1,598 kVA / 1,438 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,169 kVA / 1,035 kVA	1,403 kVA / 1,242 kVA	1,502 kVA / 1,330 kVA	1,559 kVA / 1,380 kVA	1,598 kVA / 1,415 kVA
Current IP56 @ 27°C / @ 50°C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 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, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption ⁽⁸⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Ambient temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
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				
Average air flow	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.0.12.3, 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 'V_{oc}' 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.

	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 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				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (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	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
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) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 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, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption ⁽⁸⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Operating temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
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				
Average air flow	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 'V_{oc}' 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.

**MEDIUM VOLTAGE
INVERTER STATION,
CUSTOMIZED
UP TO 6.55 MVA**

From 1.17 to 7.2 MVA

This brand new medium voltage solution integrates all the devices required for a multi-megawatt system.

Maximize your investment with a minimal effort

Ingeteam's Inverter Station is a compact, customizable and flexible solution that can be configured to suit each customer's requirements. It is supplied together with up to four photovoltaic inverters. All the equipment is suitable for outdoor installation, so there is no need of any kind of housing.

Higher adaptability and power density

This PowerStation is now more versatile, as it presents the MV transformer integrated into a steel base frame together with the MV switchgear. Moreover, it features the greatest power density on the market: 317 kW/m³.

Plug & Play technology

This MV solution integrates power conversion equipment –up to 7.2 MVA-, liquid-filled hermetically sealed transformer up to 36 kV and provision for low voltage equipment.

The MV Skid is delivered pre-assembled for a fast on-site connection with up to four PV inverters from Ingeteam's B Series central inverter family.

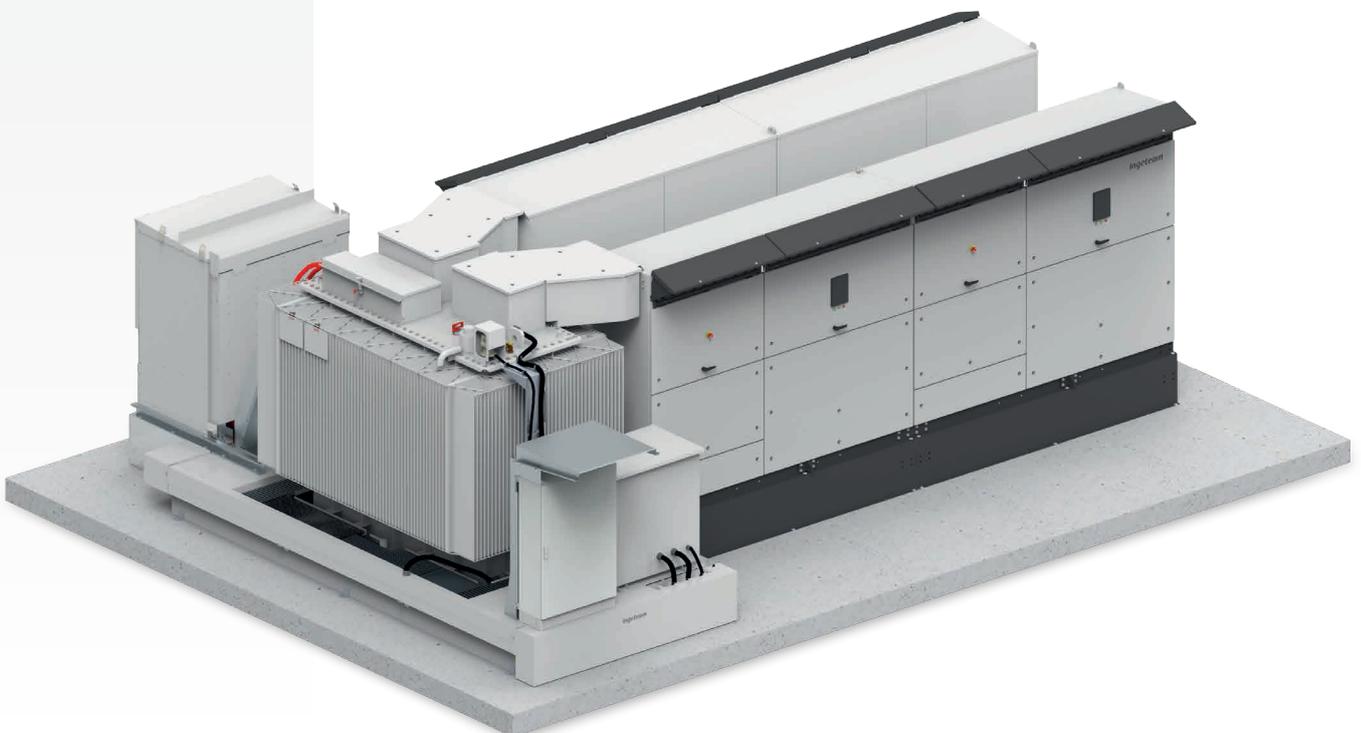
Complete accessibility

Thanks to the lack of housing, the inverters, the switchgear and the transformer can have immediate access. Furthermore, the design of the B Series central inverters has been conceived to facilitate maintenance and repair works.

Maximum protection

Ingeteam's B Series central inverters integrate the latest generation electronics and a much more efficient electronic protection. Apart from that, they feature the main electrical protections and they deploy grid support functionalities, such as low voltage ride-through capability, reactive power deliverance and active power injection control.

Furthermore, the electrical connection between the inverters and the transformer is fully protected from direct contact.



Medium voltage inverter station, customized up to 7.2 MVA

CONSTRUCTION

- Steel base frame.
- Suitable for slab or piers mounting.
- Compact design, minimizing freight costs.

STANDARD EQUIPMENT

- Up to four inverters with an output power of 7.2 MVA.
- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 36 kV.
- Oil-retention tank.
- Frame for installation of LV equipment.
- Minimum installation at project site.

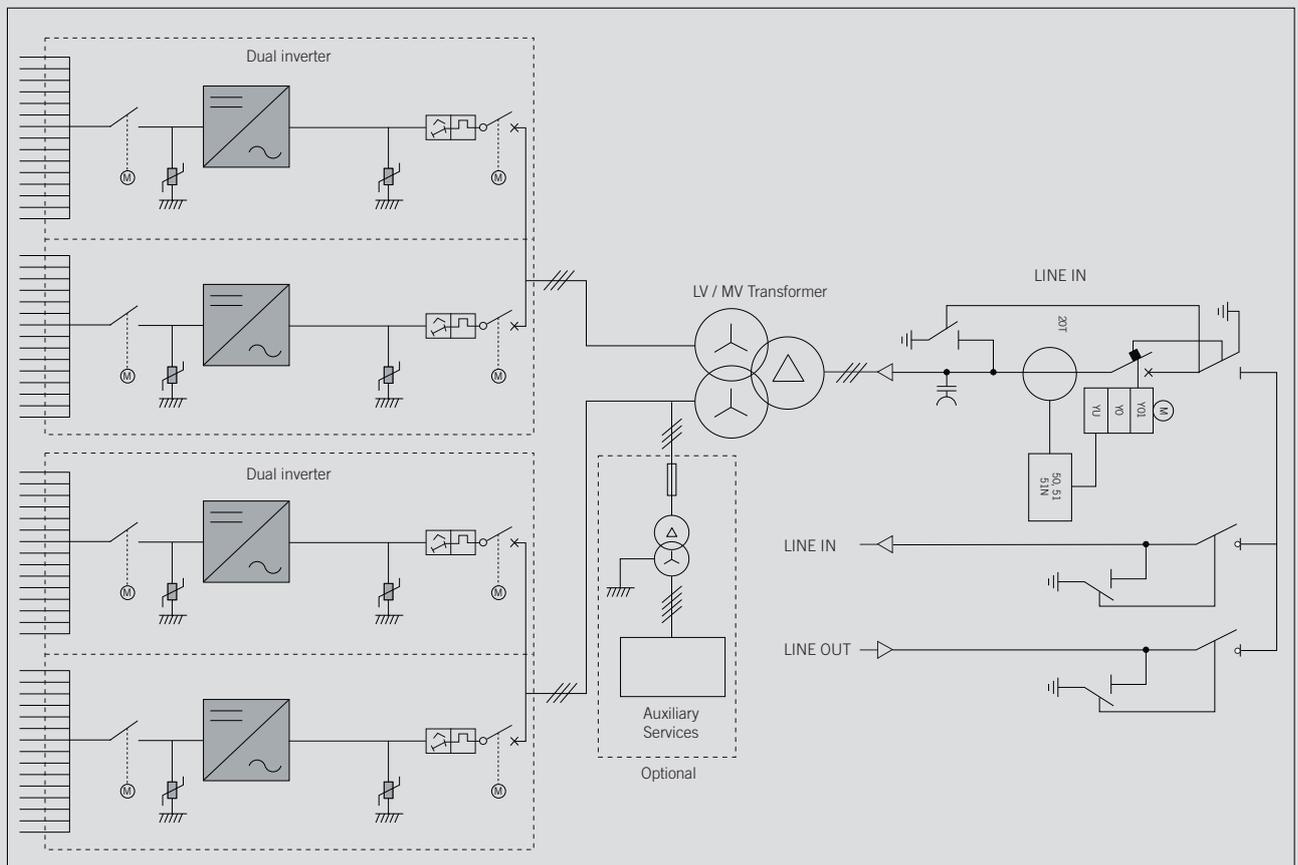
OPTIONS UPON REQUEST

- Low voltage distribution panel.
- Power plant commissioning.
- High-speed Ethernet / fibre optic communication infrastructure for Plug & Play connection to the Power Plant Controller and/ or SCADA systems.
- INGECON® SUN StringBox with 16 / 24 / 32 input channels. Intelligent or passive string combiner box.
- Sand trap kit.
- Meteo station.
- Energy meter for auxiliary services and/or energy production.
- Insulation monitoring relay for continuous monitoring of IS systems insulation.
- Reactive power regulation when there is no PV power available.
- Ground connection of the PV array.

	MSK - Single Inverter	MSK - Dual Inverter	MSK - Single + Dual Inverter	MSK - Double Dual Inverter
Number of inverters	1	2	3	4
Max. power @30 °C / 86 °F	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Skid Size	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft	5,880 x 2,100 mm / 19 x 7 ft
Max. estimated skid weight (without inverters)	10 tons	16 tons	21 tons	26 tons
Voltage class	24 - 36 kV			
Installation altitude ⁽¹⁾	Up to 4,500 m (14,765 ft)			
Operating temperature range	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F

Notes: ⁽¹⁾ For installations beyond 1,000 m (3,280 ft), please contact Ingeteam's solar sales department.

Configuration with four B Series PV inverters



Product Certificate Number	11251-30-E6-CER	
Applicant	Ingeteam Power Technology S.A. - Energy Avenida Ciudad De La Innovación, 13. 31621. Sarriguren. Navarra. SPAIN	
Series/	INGECON SUN Power Max B Series 1500 Vdc INGECON SUN Power Max B Series INGECON SUN STORAGE Power Max B Series INGECON SUN STORAGE Power Max B Series 1500 Vdc	
Model/	<u>INGECON SUN Power Max B Series</u> INGECON SUN 720TL B260 INGECON SUN 748TL B270 INGECON SUN 830TL B300 INGECON SUN 860TL B310 INGECON SUN 890TL B320 INGECON SUN 915TL B330 INGECON SUN 940TL B340 INGECON SUN 970TL B350 INGECON SUN 1000TL B360 INGECON SUN 1025TL B370 INGECON SUN 1050TL B380 INGECON SUN 1070TL B385 INGECON SUN 1080TL B390 INGECON SUN 1110TL B400 INGECON SUN 1140TL B410 INGECON SUN 1165TL B420 INGECON SUN 1190TL B430 INGECON SUN 1220TL B440 INGECON SUN 1250TL B450 INGECON SUN 1250TL B450 INGECON SUN 1275TL B460 INGECON SUN 1303TL B470 INGECON SUN XXXXTL BYYY (*)	<u>INGECON SUN STORAGE Power Max B Series</u> INGECON SUN STORAGE 720TL B260 INGECON SUN STORAGE 748TL B270 INGECON SUN STORAGE 830TL B300 INGECON SUN STORAGE 860TL B310 INGECON SUN STORAGE 890TL B320 INGECON SUN STORAGE 915TL B330 INGECON SUN STORAGE 940TL B340 INGECON SUN STORAGE 970TL B350 INGECON SUN STORAGE 1000TL B360 INGECON SUN STORAGE 1025TL B370 INGECON SUN STORAGE 1050TL B380 INGECON SUN STORAGE 1070TL B385 INGECON SUN STORAGE 1080TL B390 INGECON SUN STORAGE 1110TL B400 INGECON SUN STORAGE 1140TL B410 INGECON SUN STORAGE 1165TL B420 INGECON SUN STORAGE 1190TL B430 INGECON SUN STORAGE 1220TL B440 INGECON SUN STORAGE 1250TL B450 INGECON SUN STORAGE 1275TL B460 INGECON SUN STORAGE 1303TL B470 INGECON SUN STORAGE XXXXTL BYYY (**) <u>INGECON SUN STORAGE Power Max B Series 1500 Vdc</u> INGECON SUN STORAGE 1170TL B450 INGECON SUN STORAGE 1195TL B460 INGECON SUN STORAGE 1220TL B470 INGECON SUN STORAGE 1247TL B480 INGECON SUN STORAGE 1273TL B490 INGECON SUN STORAGE 1300TL B500 INGECON SUN STORAGE 1325TL B510 INGECON SUN STORAGE 1350TL B520 INGECON SUN STORAGE 1376TL B530 INGECON SUN STORAGE 1400TL B540 INGECON SUN STORAGE 1430TL B550 INGECON SUN STORAGE 1455TL B560 INGECON SUN STORAGE 1480TL B570 INGECON SUN STORAGE 1500TL B578 INGECON SUN STORAGE 1532TL B590 INGECON SUN STORAGE 1560TL B600 INGECON SUN STORAGE 1600TL B615 INGECON SUN STORAGE 1640TL B630 INGECON SUN STORAGE 1665TL B640 INGECON SUN STORAGE 1690TL B650

	INGECON SUN 1690TL B650 INGECON SUN 1715TL B660 INGECON SUN 1740TL B670 INGECON SUN 1767TL B680 INGECON SUN 1800TL B690 INGECON SUN 1820TL B700 INGECON SUN XXXXTL BYYY (***)	INGECON SUN STORAGE 1715TL B660 INGECON SUN STORAGE 1740TL B670 INGECON SUN STORAGE 1767TL B680 INGECON SUN STORAGE 1800TL B690 INGECON SUN STORAGE 1820TL B700 INGECON SUN STORAGE XXXXTL BYYY (***)
	(*) This reference indicates the equipment between 220 V and 470 V of AC voltage (YYY) and between 610 kW and 1303 kW of AC power at 35°C (XXXX). (**) This reference indicates the equipment between 220 V and 470 V of AC voltage (YYY) and between 610 kW and 1303 kW of AC power at 35°C (XXXX). (***) This reference indicates the equipment between 333 V and 700 V of AC voltage (YYY) and between 865 kW and 1820 kW of AC power at 30°C (XXXX).	
Type of generating unit	Photovoltaic Inverter	
Technical Data	See page 3, 4, 5 and 6	
Standards	<p>IEC 61000-3-12: 2011. EMC - Part 3-12: Limits - Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and <= 75 A per phase. Chapter 5.</p> <p>IEC 61000-3-4: 1998. EMC -- Part 3-4: Limits - Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A. Chapter 5.</p>	
<p>Having assessed the test report numbers B28-15-AJ-02v2 performed by Fundación Tecnalia Research and Innovation and 11251-1-TR performed by Astrom Technical Advisors (CERE) based on the requirements of the EN ISO/IEC 17025:2005</p> <p>The above-mentioned generating unit complies with the requirements of the:</p> <p>IEC 61000-3-12: 2011. EMC - Part 3-12: Limits - Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and <= 75 A per phase. Chapter 5.</p> <p>IEC 61000-3-4: 1998. EMC -- Part 3-4: Limits - Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A. Chapter 5</p> <p>This certification is according the CERE internal process PET-CERE-09 Rev 10 based on the requirements of the EN ISO/IEC 17065:2012. For this certification process the conformity assesment activities were based on:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Testing of production samples selected by CERE. • Audit of quality system according ISO 9001 with certificate number: 0.04.12231 issued by a certification body accredited according EN ISO/IEC 17021. • Inspection of the manufacturing process. <p>This certificate cancels and supersedes the certificate number 11251-30-E5-CER</p>		
<p>Madrid, December 01, 2017. This certificate is valid until February 13, 2020</p> <p style="text-align: right;">Miguel Martínez Lavin Certification Manager</p>		

INGECON SUN Power Max B Series 1500 Vdc

PV inverters with AC voltage ranging from 333 V to 700 V	
Input (DC)	
Recommended PV array power range	$P_{dc.min}=1,1 \cdot P_{ac}$ (50°C) $P_{ac.max}= 1,3 \cdot P_{ac}$ (30 °C)
Voltage MPP min	$V_{mpp.min} = \frac{1,732 \sqrt{\frac{2}{3}V^2 + (0,04 * I_{max})^2}}{0,985}$
Voltage MPP max	1300 V
Maximum Voltage	1500 V
Maximum Current	1850 A
Output (AC)	
Power @30°C/@50°C	$P_{ac} = (\sqrt{3}) * V_{ac} * I_{ac}$
Current @30°C/@50°C	1500 A/1350 A
Rated Voltage	$V_{ac} = 333 \text{ V ... } 700 \text{ V}$
Frequency	50/60 Hz
Software version	ABK1000_B

INGECON SUN STORAGE PowerMax B series 1500 Vdc

PV inverters with AC voltage ranging from 333 V to 700 V	
Input (DC)	
Min battery Voltage	$V_{mpp.min} = \frac{1,732 \sqrt{\frac{2}{3}(1,1V)^2 + (0,04 * I_{max})^2}}{0,985}$
Max. Battery voltage	1300 V
Maximum Current	1850 A
Output (AC)	
Power @30°C/@50°C	$P_{ac} = (\sqrt{3}) * V_{ac} * I_{ac}$
Current @30°C/@50°C	1500 A/1350 A
Rated Voltage	$V_{ac} = 333 \text{ V ... } 700 \text{ V}$
Frequency	50/60 Hz
Software version	ABK1000_B

INGECON SUN Power Max B Series 1000 Vdc

PV inverters with AC voltage ranging from 220 V to 470 V	
Input (DC)	
Recommended PV array power range	Pdc.min = 1,1*Pac (50°C) Pdc.max = 1,3*Pac (35°C)
Voltage MPP min.	$V_{mpp.min} = \frac{1,732 \sqrt{\frac{2}{3} V^2 + (0,0311 * I_{max})^2}}{0,985}$
Voltage MPP max.	820 V
Maximum Voltage	1050 V
Maximum Current	2000 A
Output (AC)	
Power 35°C/50°C	Pac = ($\sqrt{3}$) * Vac * Iac
Current 35°C/50°C	1600 A/ 1472 A
Rated Voltage	Vac = 220 V ... 470 V
Frequency	50 Hz/60 Hz
Software version	ABK1000_A

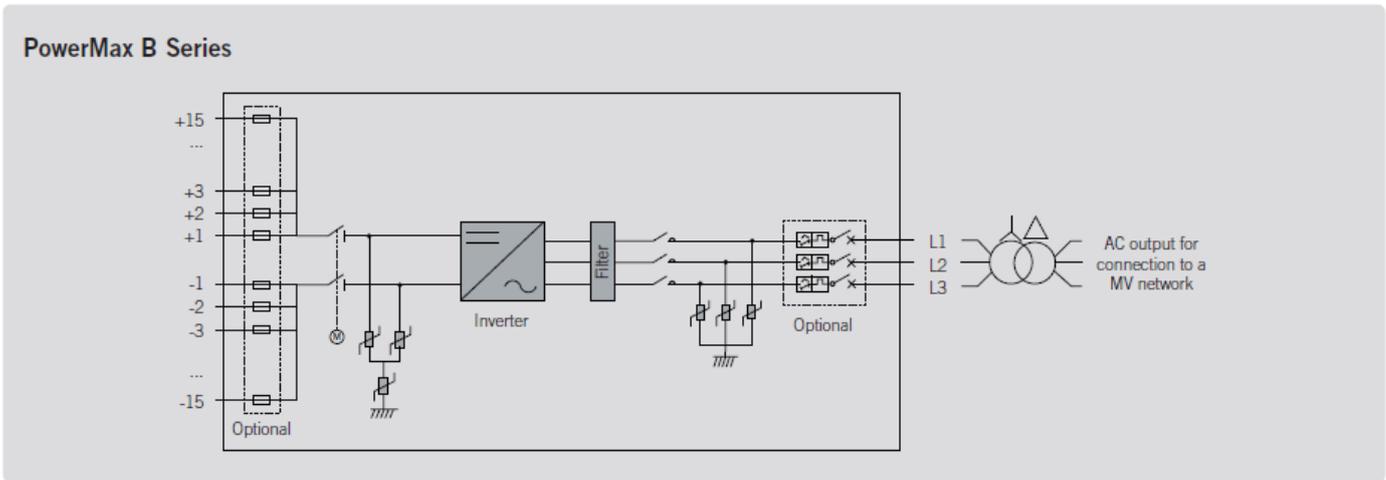
INGECON SUN STORAGE Power Max B Series 1000 Vdc

PV inverters with AC voltage ranging from 220 V to 470 V	
Input (DC)	
Min. Battery Voltage	$V_{mpp.min} = \frac{1,732 \sqrt{\frac{2}{3} (1,1V)^2 + (0,0311 * I_{max})^2}}{0,985}$
Max. Battery Voltage	820 V
Maximum Current	2000 A
Output (AC)	
Power 35°C/50°C	Pac = ($\sqrt{3}$) * Vac * Iac
Current 35°C/50°C	1600 A/ 1472 A
Rated Voltage	Vac = 220 V ... 470 V
Frequency	50 Hz/60 Hz
Software version	ABK1000_A

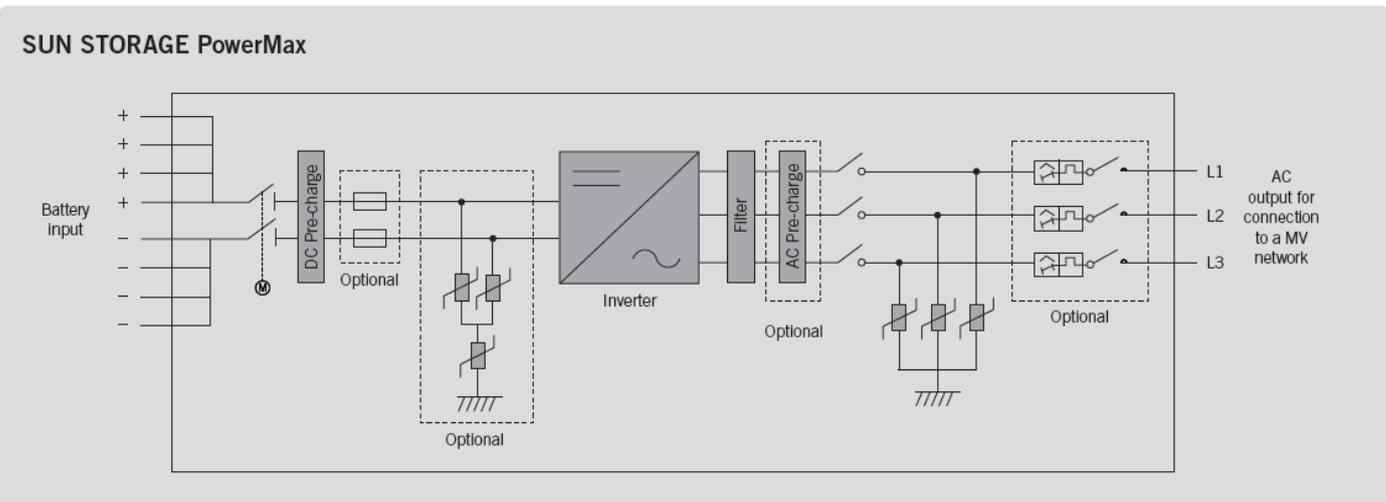
INGECON SUN Power Max B Series 1000 Vdc: 1250 TL B450

1250 TL B450	
Input (DC)	
Recommended PV array power range	1262-1621 kWp
Voltage MPP min.	653-820 V
Voltage MPP max.	820 V
Maximum Voltage	1050 A
Maximum Current	2000 A
Output (AC)	
Power 35°C/46°C/52°C	1247 kVA / 1208 kVA / 1169 kVA
Current 35°C/46°C/52°C	1600 A / 1550 A / 1500 A
Rated Voltage	450 V IT System
Frequency	50/60 Hz
Software version	ABK1000_B

Electrical Diagram of INGECON SUN Power Max B Series (1000 Vdc and 1500 Vdc):



Electrical Diagram of INGECON SUN STORAGE Power Max B Series (1000 Vdc and 1500 Vdc):



Manufacturer:

Ingeteam Power Technology S.A. - Paneles
Pol. Ind. El Juncarillo, Nave 1
31293 Sesma (Navarra) - SPAIN

The sample selected to test was representative of the production.
The sample was selected in manufacture facilities.

May 31, 2016

Sample Report Number:

11251-1-TM

The inspection of manufacturing process was performed in
manufacture facilities:

February 9, 2016

Inspection Report Number:

CERE-C/Ingeteam Paneles

Product Certificate Number	11251-31-E6-CER	
Applicant	Ingeteam Power Technology S.A. - Energy Avenida Ciudad De La Innovación, 13. 31621. Sarriguren. Navarra. SPAIN	
Series/	INGECON SUN Power Max B Series 1500 Vdc INGECON SUN Power Max B Series INGECON SUN STORAGE Power Max B Series INGECON SUN STORAGE Power Max B Series 1500 Vdc	
Model/	<u>INGECON SUN Power Max B Series</u> INGECON SUN 720TL B260 INGECON SUN 748TL B270 INGECON SUN 830TL B300 INGECON SUN 860TL B310 INGECON SUN 890TL B320 INGECON SUN 915TL B330 INGECON SUN 940TL B340 INGECON SUN 970TL B350 INGECON SUN 1000TL B360 INGECON SUN 1025TL B370 INGECON SUN 1050TL B380 INGECON SUN 1070TL B385 INGECON SUN 1080TL B390 INGECON SUN 1110TL B400 INGECON SUN 1140TL B410 INGECON SUN 1165TL B420 INGECON SUN 1190TL B430 INGECON SUN 1220TL B440 INGECON SUN 1250TL B450 INGECON SUN 1250TL B450 INGECON SUN 1275TL B460 INGECON SUN 1303TL B470 INGECON SUN XXXXTL BYYY (*)	<u>INGECON SUN STORAGE Power Max B Series</u> INGECON SUN STORAGE 720TL B260 INGECON SUN STORAGE 748TL B270 INGECON SUN STORAGE 830TL B300 INGECON SUN STORAGE 860TL B310 INGECON SUN STORAGE 890TL B320 INGECON SUN STORAGE 915TL B330 INGECON SUN STORAGE 940TL B340 INGECON SUN STORAGE 970TL B350 INGECON SUN STORAGE 1000TL B360 INGECON SUN STORAGE 1025TL B370 INGECON SUN STORAGE 1050TL B380 INGECON SUN STORAGE 1070TL B385 INGECON SUN STORAGE 1080TL B390 INGECON SUN STORAGE 1110TL B400 INGECON SUN STORAGE 1140TL B410 INGECON SUN STORAGE 1165TL B420 INGECON SUN STORAGE 1190TL B430 INGECON SUN STORAGE 1220TL B440 INGECON SUN STORAGE 1250TL B450 INGECON SUN STORAGE 1275TL B460 INGECON SUN STORAGE 1303TL B470 INGECON SUN STORAGE XXXXTL BYYY (**) <u>INGECON SUN STORAGE Power Max B Series 1500 Vdc</u> INGECON SUN STORAGE 1170TL B450 INGECON SUN STORAGE 1195TL B460 INGECON SUN STORAGE 1220TL B470 INGECON SUN STORAGE 1247TL B480 INGECON SUN STORAGE 1273TL B490 INGECON SUN STORAGE 1300TL B500 INGECON SUN STORAGE 1325TL B510 INGECON SUN STORAGE 1350TL B520 INGECON SUN STORAGE 1376TL B530 INGECON SUN STORAGE 1400TL B540 INGECON SUN STORAGE 1430TL B550 INGECON SUN STORAGE 1455TL B560 INGECON SUN STORAGE 1480TL B570 INGECON SUN STORAGE 1500TL B578 INGECON SUN STORAGE 1532TL B590 INGECON SUN STORAGE 1560TL B600 INGECON SUN STORAGE 1580TL B630 INGECON SUN STORAGE 1600TL B615 INGECON SUN STORAGE 1640TL B630 INGECON SUN STORAGE 1665TL B640 INGECON SUN STORAGE 1690TL B650

	<p>INGECON SUN 1690TL B650 INGECON SUN 1715TL B660 INGECON SUN 1740TL B670 INGECON SUN 1767TL B680 INGECON SUN 1800TL B690 INGECON SUN 1820TL B700 INGECON SUN XXXXTL BYYY (***)</p>	<p>INGECON SUN STORAGE 1715TL B660 INGECON SUN STORAGE 1740TL B670 INGECON SUN STORAGE 1767TL B680 INGECON SUN STORAGE 1800TL B690 INGECON SUN STORAGE 1820TL B700 INGECON SUN STORAGE XXXXTL BYYY (***)</p>
	<p>(*) This reference indicates the equipment between 220 V and 470 V of AC voltage (YYY) and between 610 kW and 1303 kW of AC power at 35°C (XXXX). (**) This reference indicates the equipment between 220 V and 470 V of AC voltage (YYY) and between 610 kW and 1303 kW of AC power at 35°C (XXXX). (***) This reference indicates the equipment between 333 V and 700 V of AC voltage (YYY) and between 865 kW and 1820 kW of AC power at 30°C (XXXX).</p>	
Type of generating unit	Photovoltaic Inverter	
Technical Data	See page 3, 4, 5 and 6	
Standard	IEC 61000-3-11: 2000. EMC -- Part 3-11: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems - Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection. Chapter 5.	
<p>Having assessed the test report numbers B28-15-AJ-02v2 performed by Fundación Tecnalia Research and Innovation and 11251-1-TR performed by Astrom Technical Advisors (CERE) based on the requirements of the EN ISO/IEC 17025:2005.</p> <p>The above-mentioned generating unit complies with the requirements of the:</p> <p>IEC 61000-3-11: 2000. EMC -- Part 3-11: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems - Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection. Chapter 5.</p> <p>This certification is according the CERE internal process PET-CERE-09 Rev 10 based on the requirements of the EN ISO/IEC 17065:2012. For this certification process the conformity assesment activities were based on:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Testing of production samples selected by CERE. • Audit of quality system according ISO 9001 with certificate number: 0.04.12231 issued by a certification body accredited according EN ISO/IEC 17021. • Inspection of the manufacturing process. <p>This certificate cancels and supersedes the certificate number 11251-31-E5-CER</p>		
<p>Madrid, December 01, 2017. This certificate is valid until February 13, 2020</p> <p style="text-align: right;">Miguel Martínez Lavín Certification Manager</p>		

INGECON SUN Power Max B Series 1500 Vdc

PV inverters with AC voltage ranging from 333 V to 700 V	
Input (DC)	
Recommended PV array power range	$P_{dc.min}=1,1*P_{ac}$ (50°C) $P_{ac.max}= 1,3*P_{ac}$ (30 °C)
Voltage MPP min	$V_{mpp.min} = \frac{1,732 \sqrt{\frac{2}{3}V^2 + (0,04 * I_{max})^2}}{0,985}$
Voltage MPP max	1300 V
Maximum Voltage	1500 V
Maximum Current	1850 A
Output (AC)	
Power @30°C/@50°C	$P_{ac} = (\sqrt{3}) * V_{ac} * I_{ac}$
Current @30°C/@50°C	1500 A/1350 A
Rated Voltage	$V_{ac} = 333 \text{ V ... } 700 \text{ V}$
Frequency	50/60 Hz
Software version	ABK1000_B

INGECON SUN STORAGE PowerMax B series 1500 Vdc

PV inverters with AC voltage ranging from 333 V to 700 V	
Input (DC)	
Min battery Voltage	$V_{mpp.min} = \frac{1,732 \sqrt{\frac{2}{3}(1,1V)^2 + (0,04 * I_{max})^2}}{0,985}$
Max. Battery voltage	1300 V
Maximum Current	1850 A
Output (AC)	
Power @30°C/@50°C	$P_{ac} = (\sqrt{3}) * V_{ac} * I_{ac}$
Current @30°C/@50°C	1500 A/1350 A
Rated Voltage	$V_{ac} = 333 \text{ V ... } 700 \text{ V}$
Frequency	50/60 Hz
Software version	ABK1000_B

INGECON SUN Power Max B Series 1000 Vdc

PV inverters with AC voltage ranging from 220 V to 470 V	
Input (DC)	
Recommended PV array power range	Pdc.min = 1,1*Pac (50°C) Pdc.max = 1,3*Pac (35°C)
Voltage MPP min.	$V_{mpp.min} = \frac{1,732 \sqrt{\frac{2}{3} V^2 + (0,0311 * I_{max})^2}}{0,985}$
Voltage MPP max.	820 V
Maximum Voltage	1050 V
Maximum Current	2000 A
Output (AC)	
Power 35°C/50°C	Pac = ($\sqrt{3}$) * Vac * Iac
Current 35°C/50°C	1600 A/ 1472 A
Rated Voltage	Vac = 220 V ... 470 V
Frequency	50 Hz/60 Hz
Software version	ABK1000_A

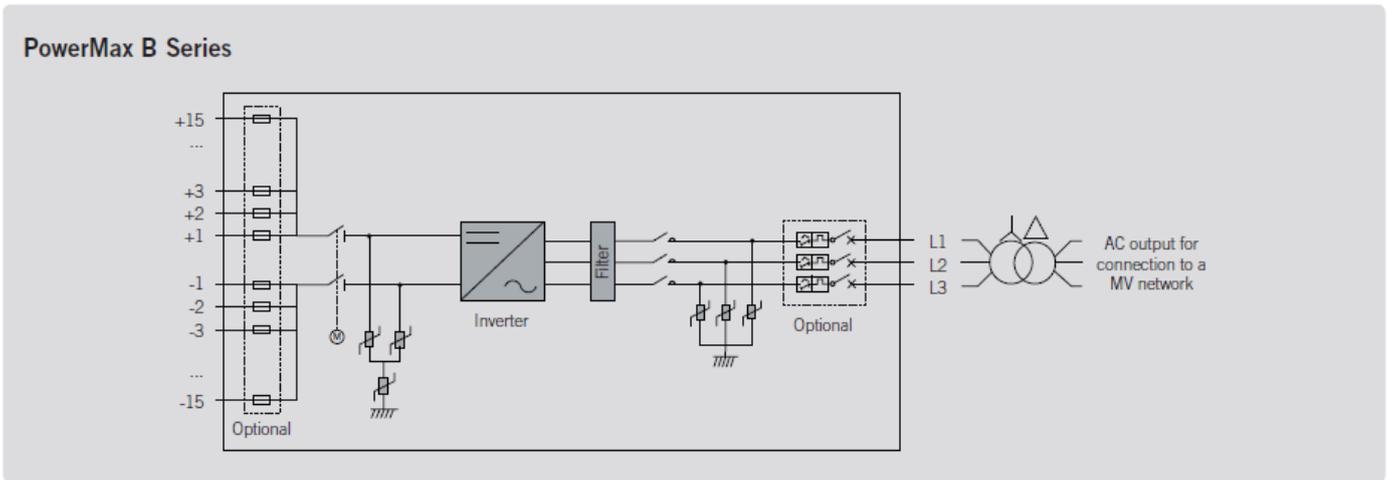
INGECON SUN STORAGE Power Max B Series 1000 Vdc

PV inverters with AC voltage ranging from 220 V to 470 V	
Input (DC)	
Min. Battery Voltage	$V_{mpp.min} = \frac{1,732 \sqrt{\frac{2}{3} (1,1V)^2 + (0,0311 * I_{max})^2}}{0,985}$
Max. Battery Voltage	820 V
Maximum Current	2000 A
Output (AC)	
Power 35°C/50°C	Pac = ($\sqrt{3}$) * Vac * Iac
Current 35°C/50°C	1600 A/ 1472 A
Rated Voltage	Vac = 220 V ... 470 V
Frequency	50 Hz/60 Hz
Software version	ABK1000_A

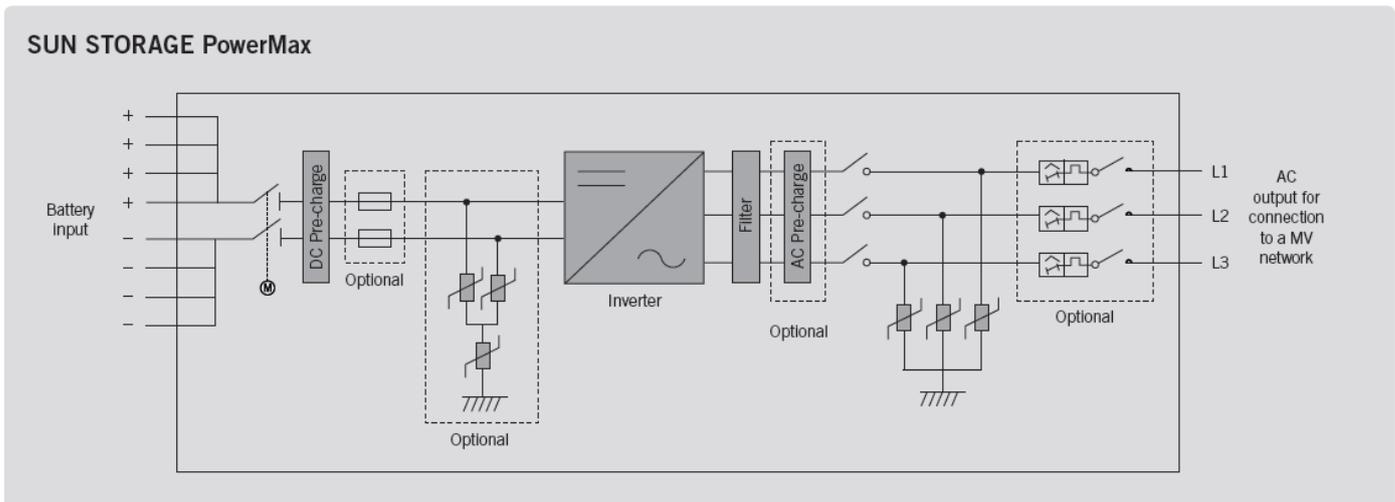
INGECON SUN Power Max B Series 1000 Vdc: 1250 TL B450

1250 TL B450	
Input (DC)	
Recommended PV array power range	1262-1621 kWp
Voltage MPP min.	653-820 V
Voltage MPP max.	820 V
Maximum Voltage	1050 A
Maximum Current	2000 A
Output (AC)	
Power 35°C/46°C/52°C	1247 kVA / 1208 kVA / 1169 kVA
Current 35°C/46°C/52°C	1600 A / 1550 A / 1500 A
Rated Voltage	450 V IT System
Frequency	50/60 Hz
Software version	ABK1000_B

Electrical Diagram of INGECON SUN Power Max B Series (1000 Vdc and 1500 Vdc):



Electrical Diagram of INGECON SUN STORAGE Power Max B Series (1000 Vdc and 1500 Vdc):



Manufacturer:

Ingeteam Power Technology S.A. - Paneles
Pol. Ind. El Juncarillo, Nave 1
31293 Sesma (Navarra) - SPAIN

The sample selected to test was representative of the production.
The sample was selected in manufacture facilities.

May 31, 2016

Sample Report Number:

11251-1-TM

The inspection of manufacturing process was performed in
manufacture facilities:

February 9, 2016

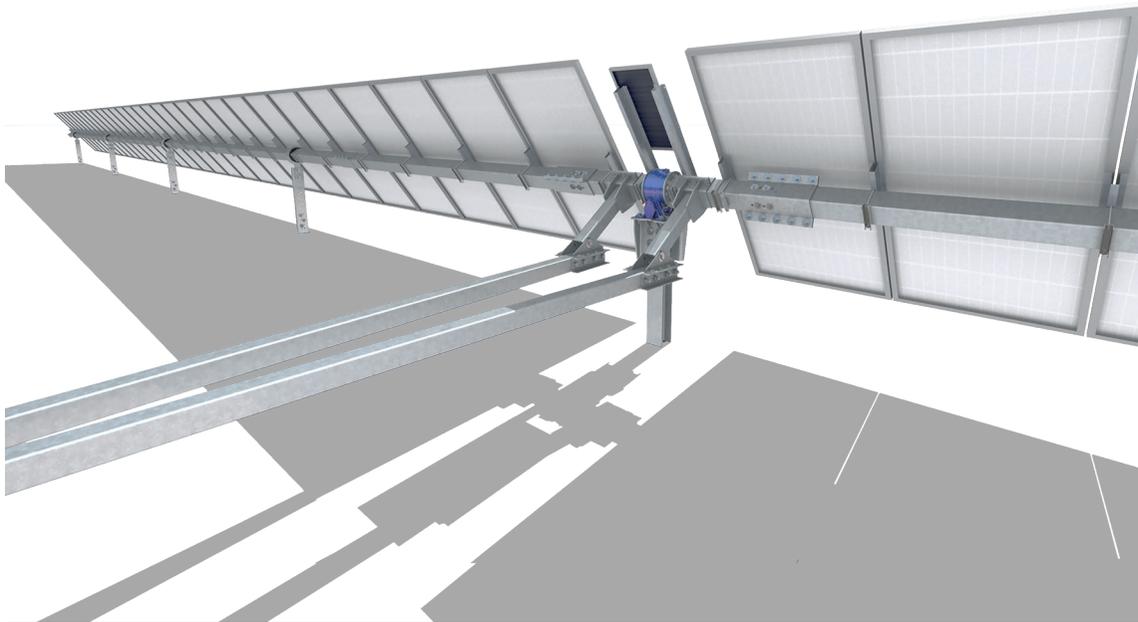
Inspection Report Number:

CERE-C/Ingeteam Paneles



PVH has grown to become the **third supplier worldwide** of solar trackers, surpassing **1 GW of annual shipments**. To meet our global demand, we have expanded our manufacturing facilities to a yearly **production capacity of 3.5 GW**, producing **10 MW per day**.

Our growth has been steady in recent years, being the supplier so far of **30 PV plants in the five continents**. PVH is the leader tracker manufacturer in the Middle East with a market share that increased from 32 to 47 percent this year.



AXone | AXone DUO

Efficiency synchronized

MADRID

Parque Omega, Edificio A
Avda. Barajas 32, Alcobendas
28108 Madrid (Spain)
0034 918 310 013

USA

1516 East Franklin Street
Suite 203
Chapel Hill · NC 27514
001 919 914 6815

DUBAI

Office 201, Code Business Tower
Al Barsha 1, Dubai, UAE
P.O. Box 337045
00971 4262 1103

BRAZIL

Rua Haddock Lobo, 131
Sala 405
01414-001 São Paulo
0055 11987383896

SOUTH AFRICA

1st Floor, Hyde Gate, Hyde Park Lane
Corner Jan Smuts Ave & William Nicol Drive
Hyde Park, 2196 Johannesburg
0027 11 492 0558

MEXICO

Pº de la Reforma, 483, Piso 14
Colonia Juarez
06500 CDMX
0052 5541235149

VALENCIA

Poligono Castilla Vial 14, 7
46380 Ceste
Valencia (Spain)
0034 962 310 013

contact@pvhardware.es



pvhardware.com



AXone

Axone is a multi-row motor tracker with the capacity to move up to 18 rows and 62 modules with total safety, reducing the use of electronic components, actuators and motors by a factor between 15 and 20 when compared to most single-row solar tracker solutions on the market. This reduces the maintenance cost and the unavailability due to breakdowns, particularly important in areas with extreme temperatures. In addition, **Axone** is designed to last in extreme conditions with minimal maintenance, helping you recover your investment from day one.

AXone DUO

Axone Duo is a dual row horizontal single-axis tracker with only one motorized row. It comprises two torque tubes linked by a transversal linear actuator that transfers the tilt from the tracking row to the free row, synchronizing the movement of the PV solar modules on both rows. **Axone Duo** improves slope and contour adaptability compared to the linked-row SATs while using half of the motors needed for a single-row motor tracker system.

EFFICIENCY

Sertao PV plant features **Axone** and has been chosen as Brazil's most efficient in electricity generation by ePowerBay

MAGNELIS®

Magnelis® treatment speeds up manufacturing and adds to the structure more resistance against corrosion than galvanized steel

MARKET STANDARD

Our trackers are installed using market standard tools and bolts making maintenance and potential replacement easy

SCADA-READY

Compatible with any industry SCADA system to optimize and simplify O&M tasks and obtain performance data via NFC quickly and reliably

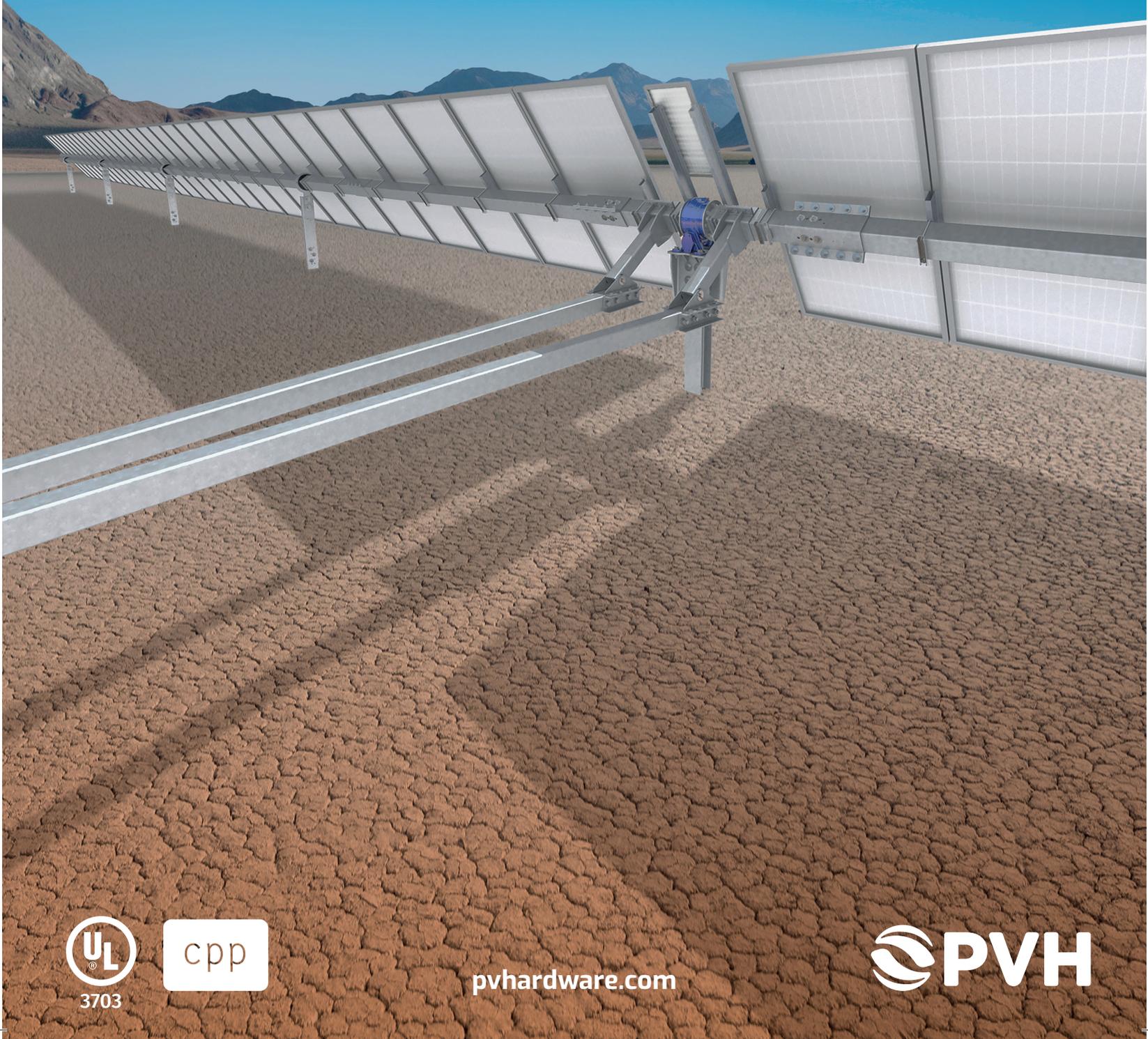


PV CLEANER 1V

- PI-Berlin certified
- Enhances production up to 5 percent
- Tested under real conditions in desert areas
- Approved by module manufacturers
- Battery autonomy up to 4 hours
- Jumping distance up to 60 cm
- Only 45 kg of weight

AXone DUO

Efficiency synchronized

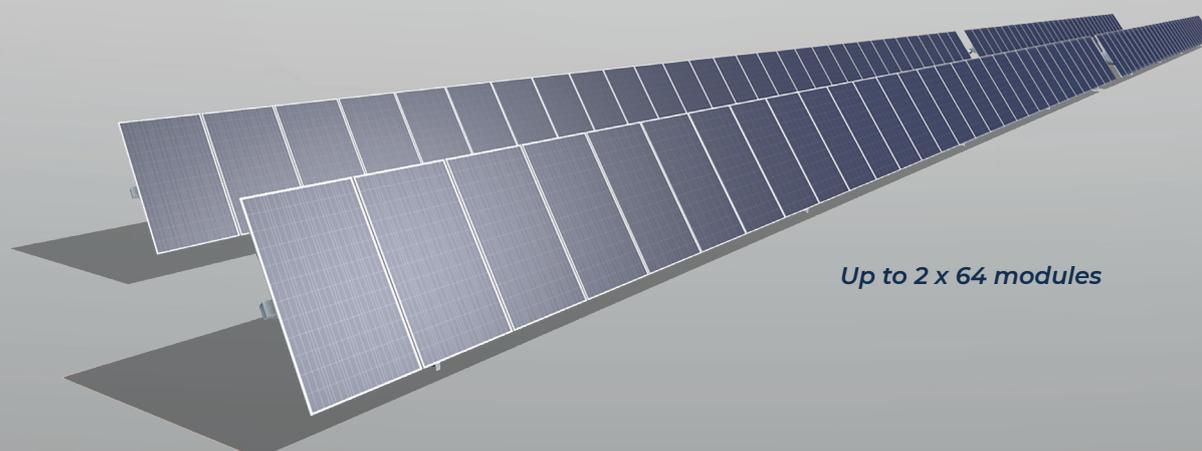


pvhardware.com



STRUCTURAL & MECHANICAL SPECIFICATIONS

Tracker	<i>Horizontal single-axis with central driveline architecture in dual row</i>
Rotational range	<i>+/-60°</i>
Drive	<i>Gear Drive Arm Screw</i>
Motor	<i>DC Motor</i>
Motors per MWp (390 Wp modules)	<i>Approx. 14.25</i>
Ground coverage ratio	<i>30-50%, depending on configuration</i>
Modules supported	<i>All market available modules, including thin film</i>
Slope tolerances	<i>N-S: up to 14%, E-W: unlimited</i>
Module configuration	<i>1 module in portrait / 2 modules in landscape</i>
Module attachment	<i>Direct mount to panel rail (configurable for clamps)</i>
Structural materials	<i>Magnelis / Hot-dipped galvanized steel per ASTM A123 or ISO 1461</i>
Allowable wind load	<i>Tailored to site specific conditions up to 120 mph/193 kph</i>
Grounding system	<i>Self-grounded via serrated fixation hardware</i>
Storm alarm for high winds	<i>Yes, stow position in up to 5 minutes</i>
Wind speed sensors	<i>Ultrasonic anemometer</i>
Solar tracking method	<i>Astronomical algorithm with GPS input</i>
Controller Electronics	<i>Central control unit manages up to 200 trackers through serial (rs485) or wireless communication</i>
SCADA interface	<i>Modbus TCP</i>
Nighttime stow	<i>Yes, configurable</i>
Backtracking	<i>Yes</i>
In-field manufacturing	<i>No</i>
On-site training and commissioning	<i>Yes, included in tracker supply</i>
Standard warranties	<i>Structure: 10 years. Electromechanical components: 5 years</i>
Certifications	<i>UL3703, IEC 62817</i>
Structural adaptation to local codes	<i>Yes, verified by third-party structural engineers if required</i>



Up to 2 x 64 modules

INGENIERÍA: 	PROMOTOR: 	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A1
PROYECTO BASICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

ANEXO IV: PUNTO DE ACCESO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Recibido IUN 20/09/2019

Madrid, 2 de agosto de 2019

D. Ignacio San Roque Sarroca
CENTAURUS ENVIRONMENT, S.L.
C/ San Adrián de Sasabe, nº 10-12
50002 Zaragoza

Asunto: Contestación de acceso coordinado a la Red de Transporte en la actual subestación PEÑAFLO 400 kV para 11 nuevas plantas fotovoltaicas en la provincia de Zaragoza.

Ref: DDS.DAR.19_4539

CÓDIGO DE PROCESO: RCR_815_19
(a referenciar en próximas comunicaciones con REE)

Estimados Srs.,

Hemos recibido su solicitud de acceso coordinada a la red de transporte en la actual subestación Peñaflo 400 kV como consecuencia de la propuesta de incorporación de 11 nuevas instalaciones de generación renovable (IGRES) por un contingente total de 859,25 MWins/730 MWnom.

Dicha solicitud se recibe en su calidad de Interlocutor Único (IUN) para dicho nudo, en la que con objeto de ajustarse a la capacidad máxima de conexión calculada en dicho nudo, han aportado la aceptación de los promotores que han reducido la potencia instalada/nominal de sus instalaciones respecto a la potencia instalada reflejada en la garantía económica constituida (detalle en Tabla 1), e incluso excluido de la solicitud de acceso coordinada alguno de sus proyectos (detalle en Tabla 2).

A estos efectos, como conclusión de los estudios técnicos que se exponen a continuación, resulta un contingente total de 796,75 MWins/516 MWnom de generación renovable (IGRE) con permiso de acceso según detalle de la Tabla 1, con conexión prevista a través de una nueva posición de la red de transporte para evacuación de generación renovable en la actual SE PEÑAFLO 400 kV. Por otro lado, resulta un contingente total de 25 MWins/20 MWnom de generación renovable sin permiso de acceso según detalle de la Tabla 2.

Procede indicar que se ha considerado la identificación de CENTAURUS ENVIRONMENT, S.L., como IUN para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión según acuerdo¹ entre los primeros promotores de fecha 1 de abril de 2019. En todo caso, se remite la presente comunicación o Informe de Viabilidad de Acceso al Ministerio para la Transición Ecológica y a la CNMC para su conocimiento y efectos.

Con respecto a la solicitud de acceso para la generación de la Tabla 1, les emitimos el presente Informe de Viabilidad de Acceso informándoles como Operador del Sistema Eléctrico y Gestor de la Red de Transporte, en

¹ IUN identificado de conformidad con los criterios establecidos por el Gobierno de Aragón en comunicación de 25 de febrero de 2019 (S/Ref: 20190065623), considerando como referencia para el acuerdo los primeros generadores concurrentes con solicitudes de acceso individuales adecuadamente cumplimentadas a fecha 26 de marzo de 2019.

el contexto normativo vigente², de la viabilidad de las instalaciones solicitadas desde la perspectiva de la red de transporte y el funcionamiento del sistema, exponiendo las limitaciones y condicionantes para la aceptabilidad técnica de su solicitud.

IGRES	P.INST/ P.NOM [MW]	MUNICIPIO/S	PROVINCIA	PRODUCTOR	CÓDIGO DE PROCESO
NUEVAS IGRES CON ACCESO SOLICITADO EN UNA NUEVA POSICIÓN PLANIFICADA CON PERMISO DE ACCESO POR LA PRESENTE					
FV CENTAURUS IV (i)	119,75/74,22	Villamayor, Perdiguera	Zaragoza	CENTAURUS ENVIRONMENT, S.L.	RCR_815_19
FV CENTAURUS V (i)	119,75/74,22	Villamayor, Perdiguera	Zaragoza	CENTAURUS ENVIRONMENT, S.L.	RCR_815_19
FV CENTAURUS VI (i)	119,75/74,22	Villamayor, Perdiguera	Zaragoza	CENTAURUS ENVIRONMENT, S.L.	RCR_815_19
FV LA CARBONERA (i)	50/34,34	Perdiguera, Alfajarín	Zaragoza	PLANTA SOLAR OPDE 16, S.L.	RCR_815_19
FV LA HOYA (i)	50/34,34	Perdiguera, Leciñena	Zaragoza	PLANTA SOLAR OPDE 16, S.L.	RCR_815_19
FV PSF GÁLLEGO (i)	50/42	Villamayor, Perdiguera	Zaragoza	DESARROLLO PROYECTO FOTO-VOLTAICO IV, S.L.	RCR_815_19
FV PF PEÑAFLOR (i)	175/100	Alfajarín	Zaragoza	IBERDROLA RENOVABLES ARAGÓN, S.L.	RCR_815_19
FV GÁLLEGO 1 (i)	37,5/27,55	Villamayor, Perdiguera	Zaragoza	CENTAURO POWER, S.L.	RCR_815_19
FV GÁLLEGO 2 (i)	37,5/27,55	Villamayor, Perdiguera	Zaragoza	CENTAURO POWER, S.L.	RCR_815_19
FV GÁLLEGO 3 (i)	37,5/27,55	Villamayor, Perdiguera	Zaragoza	CENTAURO POWER, S.L.	RCR_815_19
TOTAL PREVISTO EN PEÑAFLOR 400 kV CON PERMISO	796,75/516				

(FV): Planta fotovoltaica

(i) IGRES que han reducido su potencia instalada/nominal prevista para ajustarse al margen de capacidad disponible.

Tabla 1. Instalaciones de generación con previsión de conexión en una nueva posición de la red de transporte considerada como instalación planificada (según RDL 15/2018) en la subestación PEÑAFLOR 400 kV con permiso de acceso por la presente.

IGRES	P.INST/P.NOM [MW]	MUNICIPIO/S	PROVINCIA	PRODUCTOR	CÓDIGO DE PROCESO
NUEVA IGRE CON ACCESO SOLICITADO EN UNA NUEVA POSICIÓN SEGÚN RD-L 15/2018 SIN PERMISO DE ACCESO					
FV LA YESERA	25/20	Perdiguera, Leciñena	Zaragoza	PLANTA SOLAR OPDE 16, S.L.	RCR_815_19
TOTAL PREVISTO EN PEÑAFLOR 400 kV SIN PERMISO	25/20				

Tabla 2. Instalaciones de generación con previsión de conexión en PEÑAFLOR 400 kV que se excluyen de la solicitud para ajustarse a la capacidad de conexión, a las que la presente contestación no otorga permiso de acceso.

Según su propuesta, la conexión a la red de transporte de la generación prevista, incluida en la Tabla 1, se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte PEÑAFLOR 400 kV y se materializaría a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018 en dicha subestación. Se trata de una nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación PEÑAFLOR - CENTAURUS 400 kV, perteneciendo dicha línea a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas -posición y línea de evacuación- que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según P012.2) que compartirán las instalaciones de generación, bajo su interlocución.

² Marco establecido por la Ley 24/2013 de 26 de diciembre (Ley del Sector Eléctrico -LSE-), el Real Decreto-ley 15/2018 de 5 de octubre, el Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, el Real Decreto 1047/2013 de 27 de diciembre, el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, y su normativa de desarrollo (en particular, los Procedimientos de Operación).



En cualquier caso, la definición de la solución concreta de conexión y las actuaciones requeridas en la red de transporte serán establecidas por el transportista titular del punto de conexión, quedando pendiente del análisis de la viabilidad física y técnica a desarrollar durante el procedimiento de conexión.

Para la valoración –y maximización en lo posible– de las posibilidades de generación renovable, Red Eléctrica ha llevado a cabo estudios de capacidad de red de ámbito zonal y nodal, realizados según los escenarios de demanda y generación establecidos en el PO12.1, que permiten valorar las capacidades de producción, y conexión³, cumpliendo con los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho PO.

Con objeto de considerar las posibilidades de conexión, no sólo actuales sino las previsibles a medio plazo, los estudios realizados contemplan el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente⁴, denominado horizonte 2020 (H2020).

Con las consideraciones anteriores, para el escenario energético y de red establecido en H2020, los estudios técnicos concluyen⁵ en el ámbito nodal, para el actual nudo de PEÑAFLORES 400 kV, que la **conexión del contingente de generación de la Tabla 1 resulta técnicamente viable**, coincidiendo con el límite normativo asociado a la potencia de cortocircuito (516 MWprod), aplicable en el procedimiento de acceso a la generación no gestionable (según establece el Real Decreto 413/2014); a tal efecto, se ha considerado el criterio de simultaneidad entre generación eólica y no eólica indicado en nota 3. En consecuencia, se alcanzaría la capacidad máxima admisible (796,75 MWins/516 MWnom) en la SE PEÑAFLORES 400 kV para la conexión de nuevas instalaciones de generación no gestionables adicionales a las incluidas en la Tabla 1.

Adicionalmente, aunque otras condiciones de funcionamiento del sistema (capacidad por flujo de cargas o por condicionantes de estabilidad transitoria) no resultan de aplicación a efectos de denegación en el procedimiento de acceso (no limitante desde el punto de vista reglamentario), resultan decisivas por cuanto constituye una limitación técnica fundamental de aplicación a todas las instalaciones de generación en la operación en tiempo real.

Considerando el elevado contingente de generación con expectativas de acceso y conexión en los nudos de la red de transporte ubicados en la Comunidad de Aragón y en las Comunidades adyacentes, se configuran escenarios futuros con muy elevada incertidumbre pero que en todo caso podrían suponer restricciones de producción que podrán ser relevantes a determinar en función de las condiciones de operación.

Las consideraciones anteriores contemplan en todo caso el cumplimiento por las plantas fotovoltaicas y eólicas que solicitan el acceso del Reglamento (UE) 2016/631 en materia de requisitos de conexión de generadores a la red, y la normativa nacional que lo desarrolle en detalle⁶, ésta última pendiente de aprobación por parte de la autoridad competente. En particular, al ser las instalaciones de generación conectadas a la red de 400 kV, deberán cumplir con las capacidades técnicas de conexión requeridas para los módulos de parque eléctrico tipo D.

Red Eléctrica está abordando dichos análisis cuyos resultados se harán públicos contribuyendo a estimar la magnitud y riesgo de dichas restricciones o condicionantes de carácter técnico.

En relación con el sistema de protección asociado a cada uno de los elementos de la instalación de generación y de conexión asociadas se deberá cumplir con el equipamiento mínimo fijado en los criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español (CGPs), que es función del tiempo crítico de cada parque.

³ Capacidad de conexión (Potencia instalable, MWins) en función de producción simultánea máxima (MWprod) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de red (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):

$$MWins_{eólica} \leq 1,25 * MWprod$$

$$MWins_{no\ eólica} + (0,8/1,25) * MWins_{eólica} \leq MWprod$$

[MWins: Potencia instalada de generación según RD413/2014, excepto Potencia nominal -MWnom- para generación fotovoltaica]

⁴ El Horizonte 2020 es el reflejado en la "Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020", elaborada por el MINEUR, aprobada en Acuerdo de Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015), y en la "Modificación de Aspectos Puntuales de la Planificación Energética" elaborada por el MITECO, aprobada en Acuerdo de Consejo de Ministros publicado en Resolución de la Secretaría de Estado (BOE 3/08/2018).

⁵ Procede indicar que, con la red de transporte actual y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la planificación, las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores que las presentadas, pudiendo encontrarse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

⁶ Propuesta de modificación del procedimiento de operación 12.2, disponible en <https://www.esios.ree.es/es/pagina/propuestas-de-procedimientos-de-operacion>



Dicho tiempo crítico es a su vez muy dependiente del desarrollo de generación y de red, no solo en dicho nudo en concreto sino también por los desarrollos en la zona de influencia. Considerando los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en dicha zona, sería recomendable equipar las instalaciones indicadas con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGPs, con objeto de minimizar futuros cambios en el equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

Deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones de carácter general, así como los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el actual nudo de PEÑAFLORES 400 kV:

- Esta comunicación se realiza según lo establecido en el artículo 55.b del RD 1955/2000 sin que ello implique reserva de capacidad, conforme el artículo 52.3. de dicho R.D. Las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por Red Eléctrica debido a que el estudio se limita a una evaluación indicativa. Asimismo, se debe indicar que la evacuación de la generación podría estar sometida a limitaciones zonales, que podrían ser severas, en escenarios de alta producción renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo en este ámbito.
- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, lo que será función del escenario global de generación y de las condiciones reales de operación existentes en cada instante, y de las que podrían derivarse instrucciones concretas del Centro de Control Eléctrico de RED ELÉCTRICA para la reducción de producción. Por otra parte, el funcionamiento efectivo de los Centros de Control de Generación incluye la acreditación ante RED ELÉCTRICA de su adecuada infraestructura técnica y de recursos humanos para garantizar su funcionamiento permanente y disponer de una comunicación fiable con RED ELÉCTRICA, que permita recibir de sus Centros de Control las consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes. La integración de los grupos generadores en un Centro de Control en las condiciones descritas será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

Una vez finalizado el proceso precedente, y con objeto de conseguir el permiso de conexión para la generación de la Tabla 1, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 57 del RD 1955/2000, les indicamos que para iniciar el procedimiento de conexión deberán dirigirse a Red Eléctrica, como empresa transportista propietaria del punto de conexión anteriormente referido.



Para realizar la solicitud de conexión coordinada, indicando el código de proceso expuesto en la Tabla 1, deberán dirigirse a:

Luis Velasco Bodega
Director de Servicios para el Transporte
Red Eléctrica de España
Edificio Albatros
Anabel Segura nº11 Bloque B
28108 Alcobendas. Madrid

En dicha solicitud de conexión, deberán remitir el Proyecto Básico y Programa de Ejecución, junto con el formulario actualizado "Protocolo de Verificación de las Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red de Transporte", para el conjunto de generadores e instalaciones de conexión cuyo acceso se contesta, para lo que rogamos utilicen el formulario T243 y archivo de referencia que pueden encontrar en www.ree.es.

En este contexto, procede señalar que el presente Informe de Viabilidad de Acceso no constituye cumplimiento de los requisitos establecidos para el otorgamiento de la autorización administrativa, según lo establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013, para las instalaciones de generación de la Tabla 1, lo que estaría supeditado a la obtención del permiso de conexión a la red de transporte, sujeto a la cumplimentación del procedimiento de conexión anteriormente indicado.

En la culminación del procedimiento de conexión, el Contrato Técnico de Acceso (CTA), a celebrar entre los productores, el Interlocutor Único de Nudo y RED ELÉCTRICA como titular del punto de conexión a la red de transporte, habrá de reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente. A este respecto, tras la obtención de la autorización administrativa en la que se reflejen las características de las instalaciones de generación y evacuación, coincidentes con la información remitida a Red Eléctrica, las instalaciones de generación de la Tabla 1 deberán proceder a la firma del CTA según lo establecido en el Real Decreto 1955/2000.

Por otra parte, ponemos en su conocimiento que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte deberán observarse los requerimientos normativos vigentes, y en particular lo establecido en el P.O.12.2 -especialmente, apartado 7- (publicado en BOE de 1 de marzo de 2005). Ello requiere la coordinación con RED ELÉCTRICA por Uds. como Interlocutores Únicos del nudo de PEÑAFLORES 400 kV, que a estos efectos actuará como "Representante" para el conjunto de instalaciones de producción asociadas al citado nudo.

Atentamente,

Santiago Marín Fernández
Director de Desarrollo del Sistema y Soporte Operación

c.c.: *Ministerio para la Transición Ecológica*
Gobierno de Aragón
CNMC

(Subdirección General de Energía Eléctrica)
(Dirección General de Energía y Minas)
(Subdirección de Energía Eléctrica)

INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A1
PROYECTO BASICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

ANEXO III: INFORME DE PRODUCCIÓN PVSYST

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : I19-0103-ING-ALFAJARIN_RENCONCAR-ZA

Geographical Site Alfajarín Country **Spain**
Situation Latitude 41.68° N Longitude -0.64° W
 Time defined as Legal Time Time zone UT Altitude 406 m
 Albedo 0.20

Meteo data: Alfajarín SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic

Simulation variant : AXD_5_136.5_100_TS_IG_ShadLoss

Simulation date 17/04/20 15h36

Simulation parameters System type **Trackers single array, avec backtracking**
Tracking plane, tilted Axis Axis Tilt 0° Axis Azimuth 0°
 Rotation Limitations Minimum Phi -60° Maximum Phi 60°
 Tracking algorithm Astronomic calculation

Backtracking strategy Nb. of trackers 471 Single array
 Tracker Spacing 5.00 m Collector width 2.04 m
 Backtracking limit angle Phi limits +/- 65.7° Ground cov. Ratio (GCR) 40.9 %

Models used Transposition Hay Diffuse Perez, Meteororm
Horizon Free Horizon

Near Shadings According to strings Electrical effect 100 %

User's needs : Unlimited load (grid)

Grid power limitation Active Power 100 MW Pnom ratio 1.365
Power factor Cos(phi) 0.950 lagging Phi -18.2°

PV Arrays Characteristics (4 kinds of array defined)

PV module	Si-poly	Model	TSM-345PE15H		
Custom parameters definition		Manufacturer	Trina Solar		
Sub-array "BI TA"					
Number of PV modules	In series	30 modules	In parallel	2208 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	66240	Unit Nom. Power	345 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	22853 kWp	At operating cond.	20678 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	1023 V	I mpp	20217 A	
Sub-array "BI TB"					
Number of PV modules	In series	30 modules	In parallel	9180 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	275400	Unit Nom. Power	345 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	95013 kWp	At operating cond.	85971 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	1023 V	I mpp	84053 A	
Sub-array "BI TC"					
Number of PV modules	In series	30 modules	In parallel	360 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	10800	Unit Nom. Power	345 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	3726 kWp	At operating cond.	3371 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	1023 V	I mpp	3296 A	
Sub-array "BI TD"					
Number of PV modules	In series	30 modules	In parallel	1440 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	43200	Unit Nom. Power	345 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	14904 kWp	At operating cond.	13486 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	1023 V	I mpp	13185 A	

Grid-Connected System: Simulation parameters

Total	Arrays global power	Nominal (STC)	136496 kWp	Total	395640 modules
		Module area	803978 m²	Cell area	717849 m ²
Inverter		Model	IS 1640TL B630 Outdoor (FA)		
Custom parameters definition		Manufacturer	Ingeteam		
Characteristics		Operating Voltage	897-1300 V	Unit Nom. Power	1637 kWac
Sub-array "BI TA"		Nb. of inverters	12 units	Total Power	19644 kWac
				Pnom ratio	1.16
Sub-array "BI TB"		Nb. of inverters	51 units	Total Power	83487 kWac
				Pnom ratio	1.14
Sub-array "BI TC"		Nb. of inverters	2 units	Total Power	3274 kWac
				Pnom ratio	1.14
Sub-array "BI TD"		Nb. of inverters	6 units	Total Power	9822 kWac
				Pnom ratio	1.52
Total		Nb. of inverters	71	Total Power	116227 kWac

PV Array loss factors

Array Soiling Losses		Loss Fraction	2.3 %	
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	0.73 mOhm	Loss Fraction	1.3 % at STC
	Array#2	0.20 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#3	5.2 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#4	1.3 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction	1.5 % at STC
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction	1.9 %
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.3 %
Module Mismatch Losses	Array#1,		Loss Fraction	1.06 % at MPP
	Array#2,		Loss Fraction	1.20 % at MPP
	Array#3,		Loss Fraction	1.30 % at MPP
	Array#4,		Loss Fraction	1.60 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.04

System loss factors

AC loss, transfo to injection	Grid Voltage	400 kV		
	Wires: 3x240.0 mm ²	152067 m	Loss Fraction	1.0 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	134319 W	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	14294.3 mOhm	Loss Fraction	1.2 % at STC

Auxiliaries loss

constant (fans)	237 kW	... from Power thresh.	0.0 kW
Night auxiliaries consumption	14 kW		

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : I19-0103-ING-ALFAJARIN_RENCONCAR-ZA

Simulation variant : AXD_5_136.5_100_TS_IG_ShadLoss

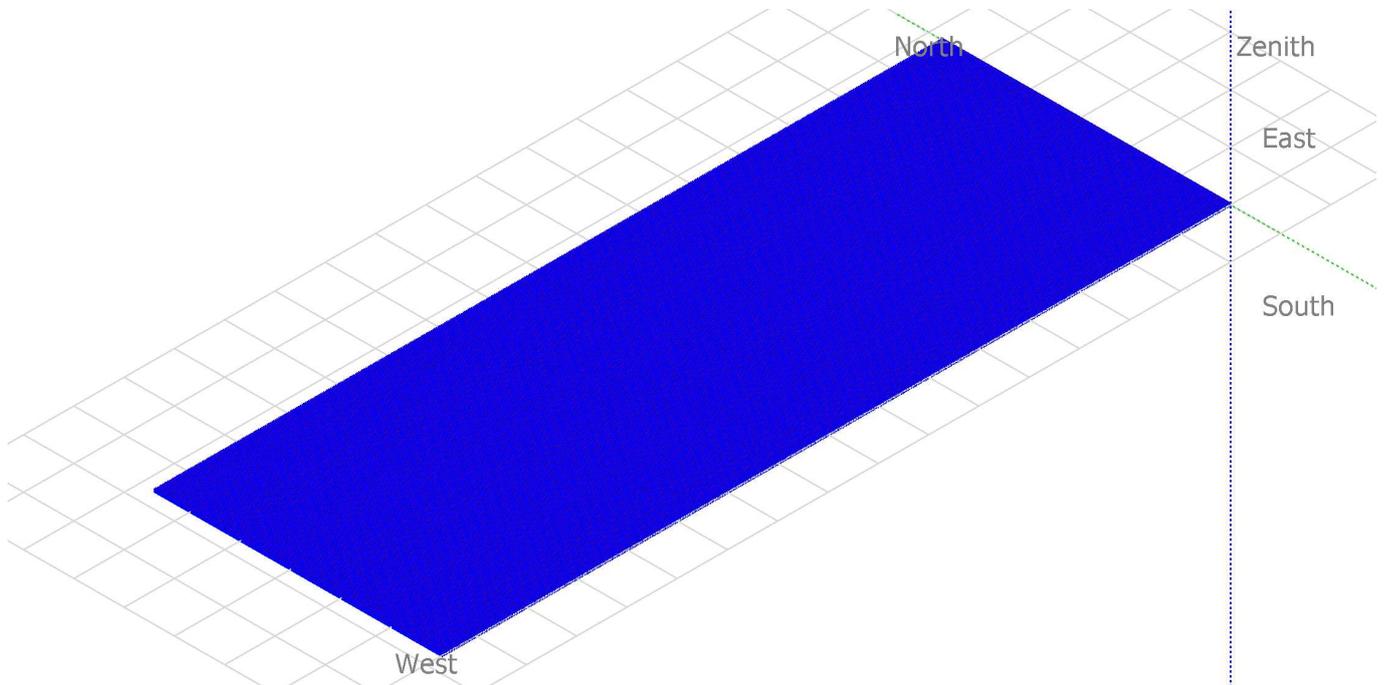
Main system parameters

System type **Trackers single array, avec backtracking**

Near Shadings

	According to strings	Electrical effect	100 %	
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	Axis Azimuth	0°	
PV modules	Model	TSM-345PE15H	Pnom	345 Wp
PV Array	Nb. of modules	395640	Pnom total	136496 kWp
Inverter	Model	IS 1640TL B630 Outdoor (FA)		1637 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	71.0	Pnom total	116227 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		Cos(Phi)	0.950 lagging

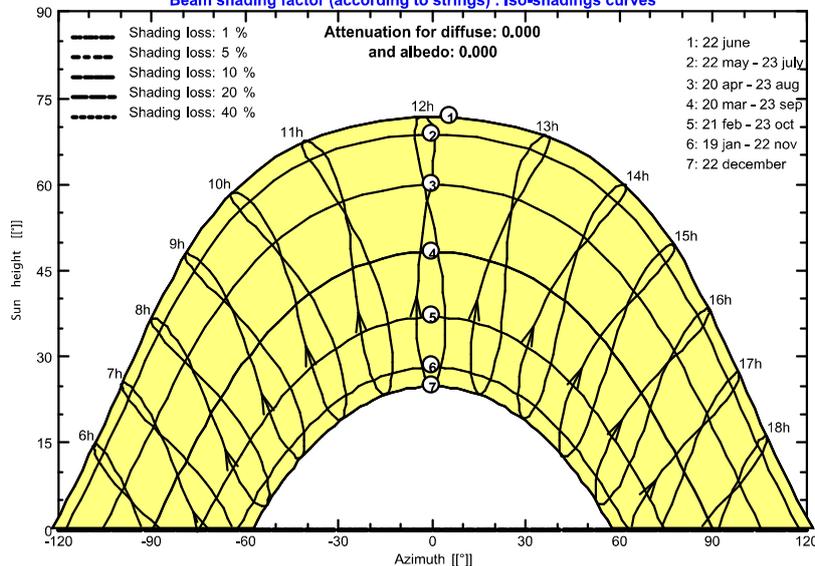
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

I19-0103-ING-ALFAJARIN_RENCONCAR-ZA

Beam shading factor (according to strings) : Iso-shadings curves



Grid-Connected System: Main results

Project : I19-0103-ING-ALFAJARIN_RENCONCAR-ZA

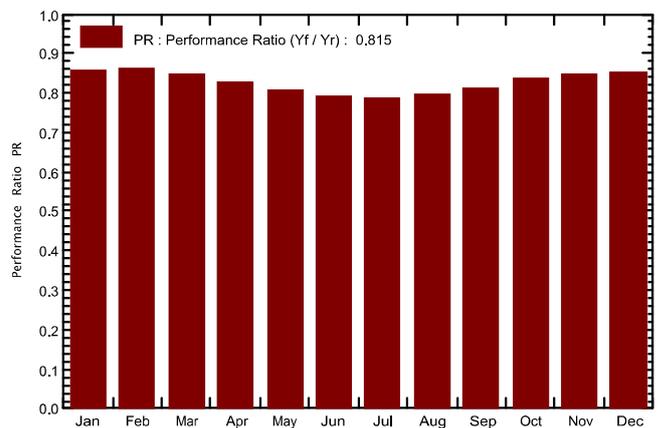
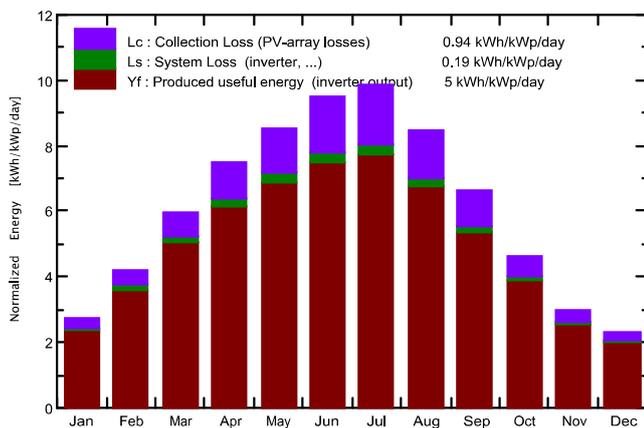
Simulation variant : AXD_5_136.5_100_TS_IG_ShadLoss

Main system parameters	System type	Trackers single array, avec backtracking		
Near Shadings	According to strings	Electrical effect	100 %	
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	Axis Azimuth	0°	
PV modules	Model	TSM-345PE15H	Pnom	345 Wp
PV Array	Nb. of modules	395640	Pnom total	136496 kWp
Inverter	Model	IS 1640TL B630 Outdoor (FA)		1637 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	71.0	Pnom total	116227 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		Cos(Phi)	0.950 lagging

Main simulation results	System Production	Produced Energy	249045 MWh/year	Specific prod.	1825 kWh/kWp/year
		Apparent energy	262177 MVAh	Perf. Ratio PR	81.55 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 136496 kWp

Performance Ratio PR



AXD_5_136.5_100_TS_IG_ShadLoss

Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
January	63.0	25.00	7.10	85.4	78.3	10427	9997	0.857
February	88.0	31.00	8.10	117.4	108.8	14378	13836	0.863
March	141.0	48.00	11.50	185.8	173.7	22241	21410	0.844
April	171.0	59.00	14.10	224.6	210.9	26253	25280	0.825
May	205.0	72.00	18.30	264.5	248.6	30271	29167	0.808
June	221.0	72.00	23.10	285.3	269.0	31902	30756	0.790
July	234.0	68.00	25.50	305.8	288.8	33935	32716	0.784
August	201.0	64.00	25.00	262.0	246.5	29572	28494	0.797
September	151.0	52.00	20.70	198.3	185.8	22814	21971	0.812
October	108.0	41.00	16.30	144.5	134.2	17102	16464	0.835
November	68.0	27.00	10.40	90.6	83.3	10911	10457	0.846
December	54.0	22.00	7.19	73.1	66.6	8882	8497	0.851
Year	1705.0	581.00	15.65	2237.4	2094.4	258688	249045	0.815

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

Grid-Connected System: Special graphs

Project : I19-0103-ING-ALFAJARIN_RENCONCAR-ZA

Simulation variant : AXD_5_136.5_100_TS_IG_ShadLoss

Main system parameters

System type **Trackers single array, avec backtracking**

Near Shadings

According to strings

Electrical effect 100 %

PV Field Orientation

tracking, tilted axis, Axis Tilt 0°

Axis Azimuth 0°

PV modules

Model TSM-345PE15H

Pnom 345 Wp

PV Array

Nb. of modules 395640

Pnom total **136496 kWp**

Inverter

Model IS 1640TL B630 Outdoor (FA)

1637 kW ac

Inverter pack

Nb. of units 71.0

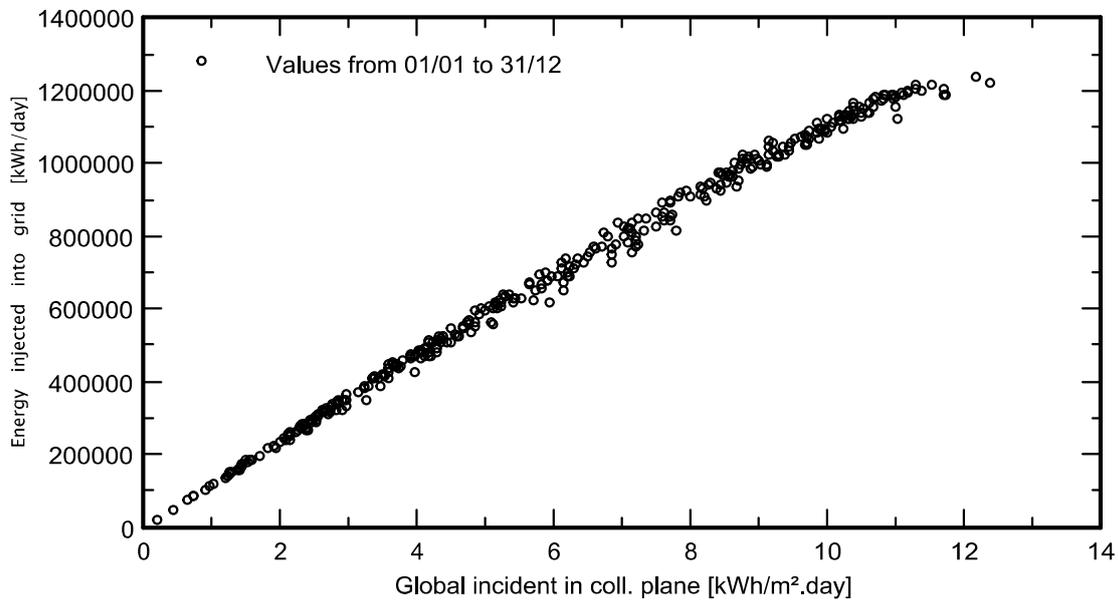
Pnom total **116227 kW ac**

User's needs

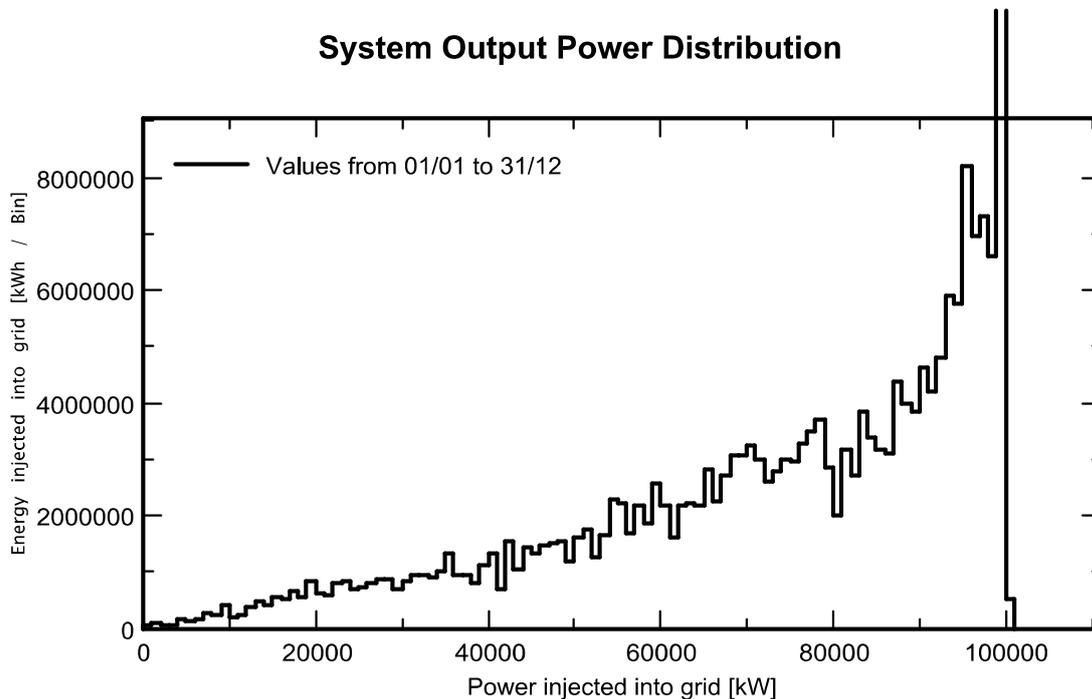
Unlimited load (grid)

Cos(Phi) 0.950 lagging

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

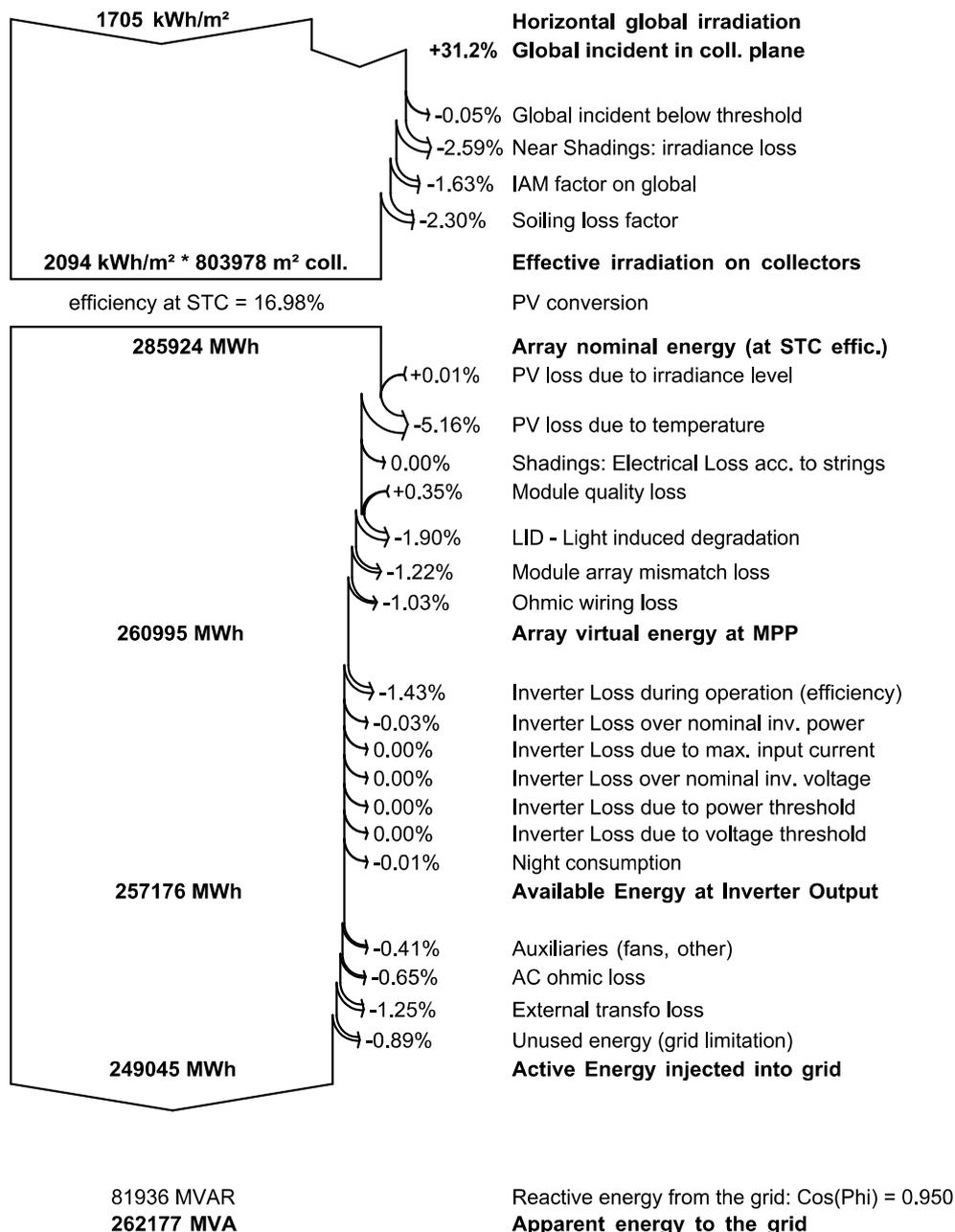


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : I19-0103-ING-ALFAJARIN_RENCONCAR-ZA
Simulation variant : AXD_5_136.5_100_TS_IG_ShadLoss

Main system parameters	System type	Trackers single array, avec backtracking		
Near Shadings	According to strings	Electrical effect	100 %	
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	Axis Azimuth	0°	
PV modules	Model	TSM-345PE15H	Pnom	345 Wp
PV Array	Nb. of modules	395640	Pnom total	136496 kWp
Inverter	Model	IS 1640TL B630 Outdoor (FA)		1637 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	71.0	Pnom total	116227 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		Cos(Phi)	0.950 lagging

Loss diagram over the whole year



INGENIERÍA:  RECONCAR	PROMOTOR:  IBERDROLA	DOCUMENTO: ALF-FV-PB-RPT-001-A1
PROYECTO BASICO: MEMORIA DESCRIPTIVA		REF: I19-0103-ING

ANEXO IV: INFORME DE COMPATIBILIDAD URBANÍSTICA.



AYUNTAMIENTO DE ALFAJARÍN

Tfno: 976 100048 /976 790690
Fax: 976 100537

Ntra.Sra.del Pilar, 2
50172- ALFAJARIN

INFORME

D. Juan Andrés Sáez Navarro, a solicitud del Ayuntamiento de Alfajarin

EXPEDIENTE: ----2020

ASUNTO: **Informe urbanístico**

EMPLAZAMIENTO: **Parcelas 1,2 poligono 5, y parcelas 1,2,4,6,7,25 y26 poligono 3**

PROMOTOR: **Ignacio Vilellas- Varillo Solar S.L.**

1.- Informe

Las fincas antes señaladas están clasificadas como SUELO NO URBANIZABLE NETO



Imagen: Extracto del plano 19 de Calificación del suelo del TR del PGOU de Alfajarin

El suelo NO Urbanizable Neto viene regulado en el artículo 7.2.1 y 7.5.1 de las Normas Urbanísticas de Alfajarín.

7.2.1. SUELO NO URBANIZABLE NETO

Son las áreas exteriores al Suelo Urbano y Urbanizable que no se hallan comprendidas en los tres apartados posteriores. Corresponde al grafiado como tal en el plano de Clasificación de suelo del Término Municipal de la documentación gráfica.

7.5.1. SUELO NO URBANIZABLE NETO

7.5.1.1. CONDICIONES DE USO

Construcciones destinadas a explotaciones agrícolas y pecuarias, que guarden relación con la naturaleza y destino de la finca, y se ajusta a su caso a los planes ó normas del Ministerio de Agricultura y Conserjería correspondiente de la D.G.A.

Construcciones e instalaciones vinculadas a la ejecución, entretenimiento y servicio de las obras públicas.

Edificaciones e instalaciones de utilidad ó interés social que haya de emplazarse en el medio rural.

Edificios aislados destinados a vivienda unifamiliar en lugares que no exista posibilidad de formación de núcleos de población.

7.5.1.2. CONDICIONES DE EDIFICABILIDAD

En naves y construcciones anejas a explotaciones agropecuarias:

Ocupación en planta: 50%

Alturas: 5 mts.

Parcela mínima: 500 m².

Edificabilidad: 0,50 m²/m²

Retranqueos: 5 mts. a linderos y 3 mts. a límite del camino ó vía de acceso.

En viviendas unifamiliares:

Ocupación en planta: 10%

Altura: 7 mts.

Parcela mínima: 25.000 m².

Edificabilidad: 0,02 m²/m².

Retranqueos: 10 mts.

En otros usos: A justificar ante la M.I. Comisión Provincial de Urbanismo y Organismos competentes.

Si bien en dicho suelo no viene expresamente recogido el uso de parques fotovoltaicos, la clasificación del suelo es asimilable a la actual sería de Suelo NO Urbanizable Genérico, existiendo varias consultas a la Comisión de Ordenación del Territorio de urbanismos de Zaragoza, la cual ha indicado dicho uso como compatible.

No obstante lo anterior, actualmente este en tramitación la revisión del PGOU de Alfajarín, y dentro

del ámbito en el que se solicita se han clasificado como suelo No urbanizable de especial protección tres zonas, vinculadas a tres yacimientos arqueológicos que se recogen en las dichas 1, 6 y 7 del catálogo, lo que exigirá que le proyecto obtenga informe de la Dirección General de Patrimonio Cultural.

Se adjunta le catalogo así como los planos de clasificación en lo que se delimitan las zonas clasificadas como de especial protección asi como el catalogo con las fichas señaladas-

Es todo lo que tengo el honor de informar

Alfajarín, 2 de abril de 2.020
EL SERVICIO TECNICO MUNICIPAL

A handwritten signature in blue ink, consisting of a vertical stroke on the left, a large loop in the middle, and a horizontal stroke extending to the right.