



ESCUELA SUPERIOR DE TECNOLOGÍA Y CIENCIAS EXPERIMENTALES
MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**DISEÑO Y DIMENSIONADO DE UN SECTOR
DE 10 MW DE POTENCIA DE LA
MEGAPLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
CON CONEXIÓN A RED DE MULA
(MURCIA)**

TRABAJO FINAL DE MÁSTER

AUTOR: Carlos Cherta Cucala

DIRECTOR: Héctor Beltrán i San Segundo

Per mostrar-me sempre
el camí cap a la superació,
dedique aquest projecte,
a la meua família.

ÍNDICE:

1.-MEMORIA.	9
1.1.- ANTECEDENTES Y ENTORNO DEL PROYECTO	11
1.1.1.- SITUACIÓN MUNDIAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	12
1.1.2.- SITUACIÓN EN ESPAÑA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	15
1.1.3.- MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD (MIBEL)	17
1.2.- NORMATIVA Y REFERENCIAS	22
1.3.- OBJETIVO	24
1.4.- OBJETO DEL PROYECTO.....	25
1.5.- PRINCIPALES EQUIPOS EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	26
1.5.1.- MÓDULO FOTOVOLTAICO	26
1.5.2.- ESTRUCTURA SOPORTE.....	28
1.5.3.- INVERSOR.....	29
1.5.4.- CUADROS DE PROTECCIÓN FOTOVOLTAICA: COMBINER BOXES ..	30
1.5.5.- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	30
1.5.6.- SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO: BATERÍAS	31
1.5.6.1.- BATERÍAS DE LITIO-ION.....	34
1.5.6.2.- BATERÍAS AVANZADAS DE PLOMO-ÁCIDO.....	36
1.5.6.3.- BATERÍAS DE SODIO-SULFURO.....	36
1.5.6.4.- BATERÍAS REDOX DE VANADIO.....	38
1.5.6.5.- BATERÍAS REDOX DE ZINC-BROMO.....	39
1.6.- SOLUCIÓN ADOPTADA	40
1.6.1.- EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	40

1.6.2.- PANELES FOTOVOLTAICOS	44
1.6.3.- ESTRUCTURA SOPORTE	46
1.6.4.- INVERSOR	48
1.6.5.- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	50
1.6.6.-BATERÍAS	51
1.7.-ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	55
1.7.1.-ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA CON INSTALACIÓN DE BATERÍAS.....	56
1.8.-CONCLUSIÓN.....	61
2.-ANEXOS.....	63
2.1.-CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	65
2.1.1.- DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	65
2.1.2.- DIMENSIONADO DE CONDUCTORES.....	72
2.1.3.- CAÍDAS DE TENSIÓN.....	76
2.1.4.- PUESTA A TIERRA.....	77
2.1.5.- CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA	78
2.1.6.- CONDUCTORES ELEGIDOS	80
2.1.7.- PROTECCIONES	80
2.2.- PÉRDIDAS GLOBALES DE LA INSTALACIÓN SOLAR.....	91
2.3.- PRODUCCIÓN DIARIA, MENSUAL Y ANUAL DE ELECTRICIDAD.....	93
2.3.1.- POTENCIA, ENERGÍA DIARIA Y MENSUAL GENERADA	93
2.3.2.- PRODUCCIÓN ANUAL DE ELECTRICIDAD.....	126
2.4.- DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.....	127
2.4.1.- PANEL FOTOVOLTAICO	128
2.4.2.- ESTRUCTURA SOPORTE.....	130
2.4.3.- INVERSOR.....	131

2.4.4.- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	135
2.4.5- TRANSFORMADOR	147
2.4.6- COMBINER BOXES.....	167
3.- PLIEGO DE CONDICIONES	171
3.1.- NORMATIVA APLICABLE	173
3.2.- CONDICIONES TÉCNICAS DE LOS MATERIALES.....	173
3.2.1.- CONDUCTORES ELÉCTRICOS	173
3.2.2.- CONDUCTORES DE NEUTRO.....	173
3.2.3.- CONDUCTORES DE PROTECCIÓN	173
3.2.4.- IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES	174
3.2.5.- TUBOS PROTECTORES.....	174
3.2.6.- CAJAS DE EMPALME Y DERIVACIÓN.....	175
3.2.7.- APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA.....	175
3.2.8.- DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	175
3.2.9.- SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS	178
3.2.10.- ESTRUCTURA SOPORTE.....	178
3.2.11.- INVERSORES	179
3.2.12.- CABLEADO FOTOVOLTAICO	180
3.2.13.- PUESTA A TIERRA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	180
3.2.14.- ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA	180
3.3.- NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	181
3.3.1.- COLOCACIÓN DE TUBOS	181
3.3.2.- INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE BAJA TENSIÓN	181
3.3.3.- FUSIBLES	181
3.3.4.-INTERRUPTORES CON PROTECCIÓN INCORPORADA POR INTENSIDAD DIFERENCIAL RESIDUAL.....	182

3.3.5.- CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	182
3.3.6.- PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO	182
3.3.7.- PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS.....	183
3.3.8.- INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	184
3.4.- PRUEBAS REGLAMENTARIAS	185
3.4.1.- COMPROBACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA.....	185
3.4.2.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	186
3.5.- CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD	187
3.6.- CERTIFICACIÓN Y DOCUMENTACIÓN	187
3.7.- LIBRO DE ÓRDENES	187
4.- ESTUDIO ECONÓMICO	189
4.1.- PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	191
5.- PLANOS	197

ÍNDICE DE FIGURAS:

Figura 1. Evolución sector fotovoltaico en el mundo (Fuente UNEF).	12
Figura 2. Evolución potencia instalada global (Fuente UNEF).	13
Figura 3. Evolución europea anual fotovoltaica (Fuente UNEF).	14
Figura 4. Evolución de la potencia instalada acumulada en España (Fuente UNEF).	16
Figura 5. Potencia instalada actual por comunidades autónomas (Fuente UNEF).	16
Figura 6. Estructura MIBEL.	19
Figura 7. Aplicaciones y tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía.	31
Figura 8. Aplicaciones y tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía.	32
Figura 9. Composición batería Litio-Ion.	35
Figura 10. Composición batería de Sodio-Sulfuro	37
Figura 11. Sistema de baterías Zinc-Bromo.	39
Figura 12. Emplazamiento sector 10 MW.	40
Figura 13. Polígono 69, Parcela 2, Mula (Murcia)	41
Figura 14. Zonas climáticas en España (Fuente INM).	43
Figura 15. I-V a 25 °C.	45
Figura 16. Módulo fotovoltaico Modelo 245P6-30.	45
Figura 17. Estructura solar 36 módulos Extrusun.	47
Figura 18. Inversor SMA 900CP-XT	49
Figura 19. Celda MT Ormazábal modelo PFU-5.	51
Figura 20. Prestaciones baterías ion-litio.	52
Figura 21. Curva de rendimiento inversor.	65
Figura 22. Separación entre paneles.	71
Figura 23. Curva rendimiento inversor.	91
Figura 24. Curva de potencia enero.	94
Figura 25. Energía diaria enero.	94
Figura 26. Energía mensual enero.	95
Figura 27. Curva de potencia febrero.	97
Figura 28. Energía diaria febrero.	97
Figura 29. Energía mensual febrero.	98
Figura 30. Curva de potencia marzo.	99

Figura 31. Energía diaria marzo.....	100
Figura 32. Energía mensual marzo.	100
Figura 33. Curva de potencia abril.....	102
Figura 34. Energía diaria abril.	103
Figura 35. Energía mensual abril.	103
Figura 36. Curva de potencia mayo.	105
Figura 37. Energía diaria mayo.....	106
Figura 38. Energía mensual mayo.....	106
Figura 39. Curva de potencia junio.....	108
Figura 40. Energía diaria junio.	109
Figura 41. Energía mensual junio.	109
Figura 42. Curva de potencia julio.....	111
Figura 43. Energía diaria julio.	112
Figura 44. Energía mensual julio.	112
Figura 45. Curva de potencia agosto.....	114
Figura 46. Energía diaria agosto.	115
Figura 47. Energía mensual agosto.	115
Figura 48. Curva de potencia septiembre.....	117
Figura 49. Energía diaria septiembre.	117
Figura 50. Energía mensual septiembre.....	118
Figura 51. Curva de potencia octubre.	120
Figura 52. Energía diaria octubre.....	120
Figura 53. Energía mensual octubre.	121
Figura 54. Curva de potencia noviembre.....	123
Figura 55. Energía diaria noviembre.....	123
Figura 56. Energía mensual noviembre.	123
Figura 57. Curva de potencia diciembre.	125
Figura 58. Energía diaria diciembre.....	125
Figura 59. Energía mensual diciembre.	125

ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla 1. Irradiación solar en distintos planos, ángulo óptimo y temperatura media.	42
Tabla 2. Principales características panel fotovoltaico.	44
Tabla 3. Características estructura solar.	46
Tabla 4. Características inversor.	49
Tabla 5. Características celdas modoulates MT.	50
Tabla 6. Viabilidad económica y periodo de retorno.	55
Tabla 7. Inversión de la instalación de baterías.	56
Tabla 8. Viabilidad económica con baterías caso 1.	57
Tabla 9. Viabilidad económica con baterías caso 2.	58
Tabla 10. Inversión de la instalación de baterías con reducción de costes de inversión a 4 años vista.	59
Tabla 11. Viabilidad económica con baterías y reducción de costes de inversión caso 1.	59
Tabla 12. Viabilidad económica con baterías y reducción de costes de inversión caso 2.	60
Tabla 13. Características matrices y ramas instalación solar.	70
Tabla 14. Módulos por inversor, módulos totales y potencia pico total.	70
Tabla 15. Características de los conductores.	80
Tabla 16. Características fusibles gG.	88
Tabla 17. Características seccionadores 1000V.	89
Tabla 18. Pérdidas por temperatura y rendimiento.	92
Tabla 19. Rendimiento paneles en función de la radiación (W/m^2)	92
Tabla 20. Datos de producción enero.	93
Tabla 21. Datos de producción febrero.	96
Tabla 22. Datos de producción marzo.	99
Tabla 23. Datos de producción abril.	102
Tabla 24. Datos de producción mayo.	105
Tabla 25. Datos de producción julio.	108
Tabla 26. Datos de producción julio.	111
Tabla 27. Datos de producción agosto.	114
Tabla 28. Datos de producción septiembre.	117
Tabla 29. Datos de producción octubre.	120

Tabla 30. Datos de producción noviembre.	122
Tabla 31. Datos de producción diciembre.	124
Tabla 32. Radiación por m ² , diaria, mensual y anual.	126
Tabla 33. Características tubos instalación.	174

1.-MEMORIA.

1.1.- ANTECEDENTES Y ENTORNO DEL PROYECTO

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica. Al incidir los fotones, que provienen de la radiación solar, sobre una de las caras de las células fotovoltaicas o fotoeléctricas, penetran en ellas siendo absorbidos por materiales semiconductores, como el silicio o el arseniuro de galio. Entonces, estos fotones golpean a los electrones y se liberan de los átomos a los que estaban originalmente confinados. Esto les permite, circular a través del material y producir electricidad.

Este tipo de energía se usa principalmente para producir electricidad a gran escala, por medio de los denominados huertos solares, aunque también permite alimentar innumerables aplicaciones y aparatos autónomos como farolas, viviendas aisladas de la red eléctrica, refugios en montañas, etc.

Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares en instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años. Comenzaron a producirse en masa a partir del año 2000.

Programas de incentivos económicos, primero, y posteriormente sistemas de autoconsumo fotovoltaico y balances netos sin subsidios, han apoyado la instalación de la fotovoltaica en un gran número de países. Gracias a ello, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, después de las energías hidroeléctricas y eólica. A principios de 2017, se estima que hay instalados en todo el mundo cerca de 300 GW de potencia fotovoltaica.

1.1.1.- SITUACIÓN MUNDIAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

El sector fotovoltaico ha experimentado un crecimiento constante en los últimos años. En 2015 creció en torno un 20-25% respecto a los datos registrados de 2014, llegándose a instalar 50 GW de potencia fotovoltaica adicional, y alcanzando una capacidad acumulativa de 230 GW.

La reducción de costes, así como la variedad tecnológica ofrecida, están dotando a la tecnología fotovoltaica de herramientas para ser competitiva en los diferentes estados o regiones. Aun así, se observa actualmente una evolución del mercado, de Europa a los países asiáticos, debida principalmente a la crisis económica de los diferentes estados miembros y en consecuencia su reducción de consumo eléctrico.

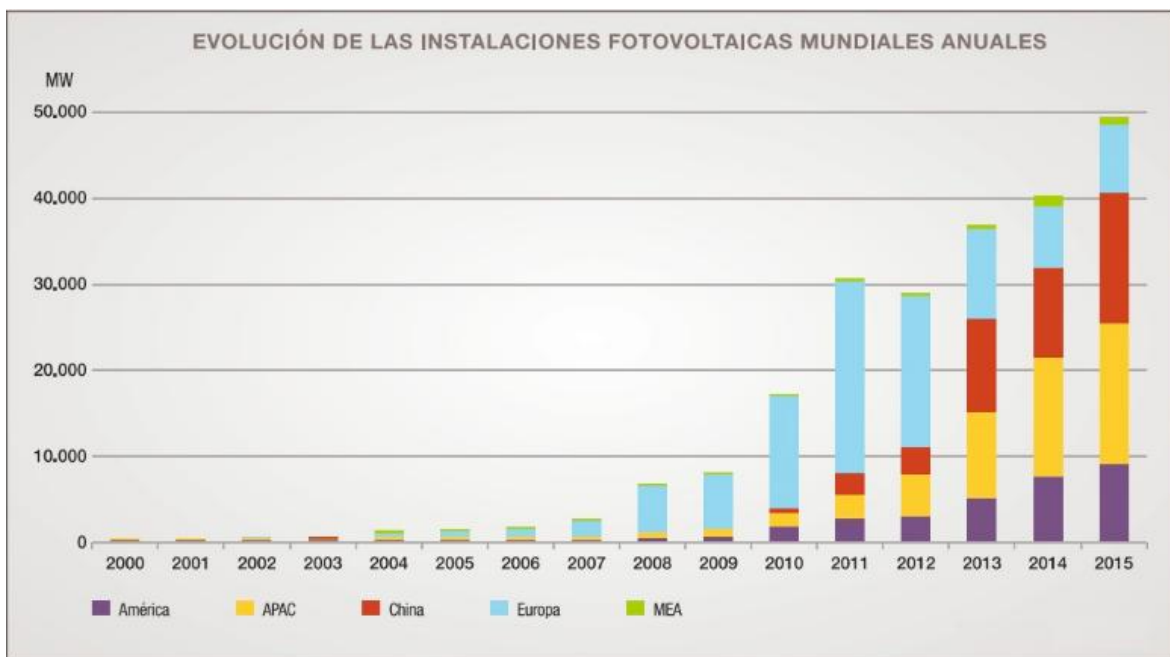


Figura 1. Evolución sector fotovoltaico en el mundo (Fuente UNEF).

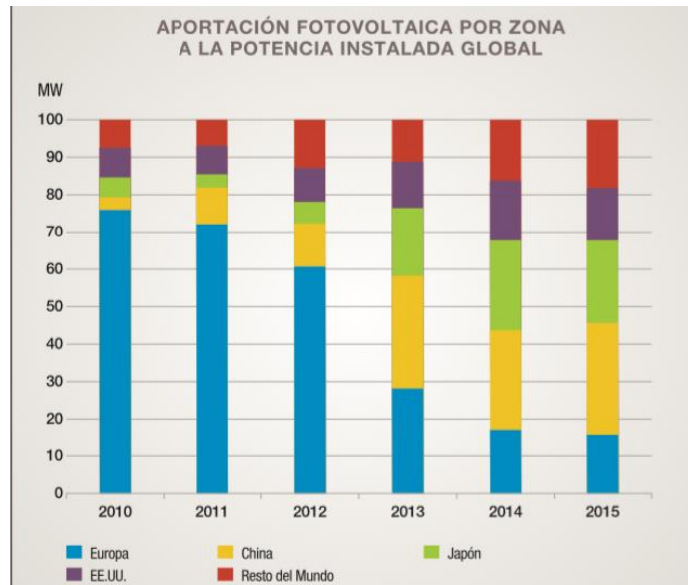


Figura 2. Evolución potencia instalada global (Fuente UNEF).

La aportación fotovoltaica en Europa representó en 2015 un 16%, un 13% menos que el año anterior, mientras que la penetración de todo tipo de tecnologías de generación renovable, y en concreto en tecnología fotovoltaica alcanza los 15,2 GW en China y 11 GW en Japón, sumando más que todo el continente europeo junto.

Los mercados internacionales que destacan en potencia solar instalada el último año son: en primer lugar China, principalmente en las regiones occidentales del país con la meta fijada en alcanzar los 40 GW en el año 2020. Japón, impulsado por el desastre de Fukushima, el cual hizo cambiar las políticas del país centrándolas en energías renovables y colocándolo como uno de los principales desarrolladores de esta tecnología a nivel mundial. También destaca en tercer lugar EE.UU que dedicó en 2015, 8,7 billones de dólares en energía fotovoltaica, instalando 7,3 GW aunque muy por debajo de los 31,7 billones invertidos por los países asiáticos. Destacan en EE.UU los estados de California y Carolina del Norte. En Europa, encabezan la lista Reino Unido, Alemania y Francia.

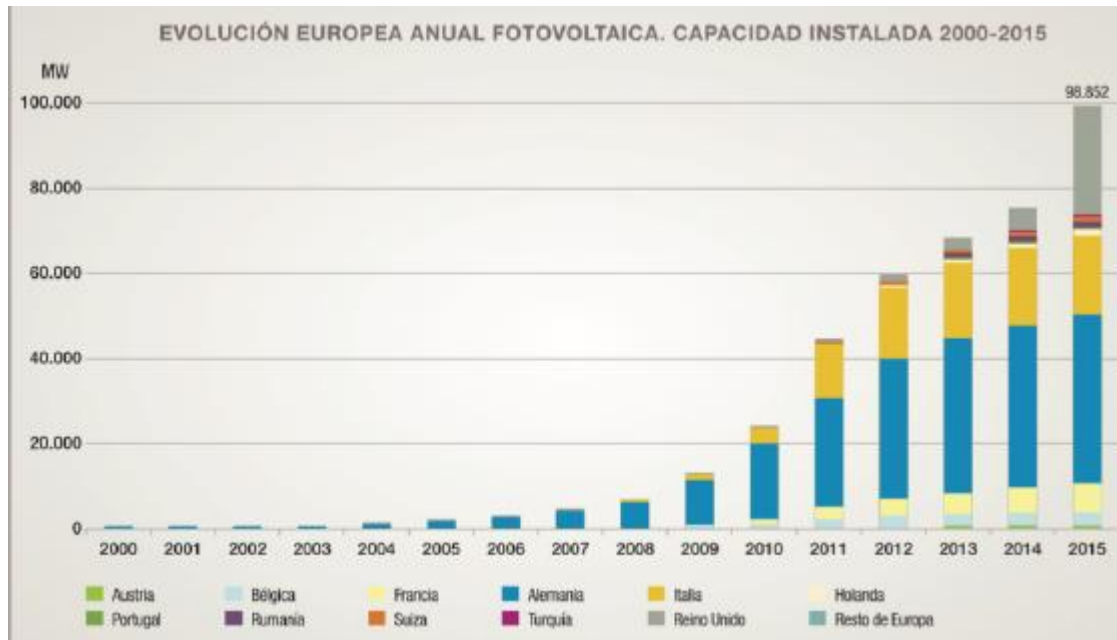


Figura 3. Evolución europea anual fotovoltaica (Fuente UNEF).

En cuanto a términos globales de generación, la energía fotovoltaica representó en 2015 en Europa el 4% de la demanda registrada. Italia (8%), Grecia y Alemania son los que más cubrieron la demanda con energía solar. Los elementos que en un futuro pueden ayudar a mejorar estas cifras son principalmente, la evolución y reducción de costes de los sistemas de almacenamiento mediante baterías, el autoconsumo y la generación distribuida, y si se mantiene la tendencia a la baja de los precios de la energía solar. Pero sobretodo, la clave reside en las políticas y regulación fijadas en materia de energía, tanto a nivel europeo como de cada estado. España es un claro caso en donde las malas políticas han llevado a un país con mucho potencial solar, a desaparecer de los baremos internacionales en generación e instalación de potencia. Por ello será imprescindible un cambio de políticas para revitalizar el sector.

Respecto a la normativa europea que más repercusión ha tenido en la energía fotovoltaica, destaca la 2009/28/CE 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 y el acuerdo de París, COP21, 12 de diciembre de 2015. La primera tiene como objetivo lograr reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 20%, ahorrar un 20% de consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética y que el 20% de la energía total producida sea de origen renovable, estableciendo como año tope el 2020.

Por otro lado, el acuerdo de París se centra en la lucha contra el cambio climático, estableciendo el objetivo de mantener la temperatura media del planeta por debajo de los 2°C respecto a niveles anteriores a la era industrial. Europa se planteó a finales de 2015 un proceso de revisión de las políticas energéticas que se ha llevado a cabo a través de programas concretos, tales como PV implementation plan, el SET-Plan (Strategic Energy Technology Plan), el Horizon 2020, junto con diversas directivas y regulaciones. El objetivo que se persigue es reconquistar el liderazgo de Europa en generación e instalación fotovoltaica entre otras.

1.1.2- SITUACIÓN EN ESPAÑA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La normativa española en materia de energías renovables ha sufrido muchos cambios en las últimas dos décadas. La fotovoltaica en concreto, ha sido sometida a un gran número de cambios legislativos:

- Ley 54/1997, de liberación del sector eléctrico.
- Real Decreto 436/2004 (con fecha 12 marzo 2004).
- Real Decreto 661/2007 (con fecha 25 mayo 2007).
- Real Decreto 1578/2008 (con fecha 26 septiembre 2008).
- Real Decreto 1565/2010, (noviembre) y Real Decreto-Ley 14/2010, (diciembre).
- Ley 2/2011 (con fecha 4 marzo 2011).
- Real Decreto-Ley 1/2012, (con fecha 27 de enero 2012).
- Real Decreto 413/2014, (con fecha 6 de junio de 2014).
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre que regula el autoconsumo.

Las consecuencias de estos cambios legislativos han provocado la congelación del sector energético español, sobretodo del sector solar, con el decreto 900/2015 (impuesto al sol). Dada esta situación, la potencia instalada en España, se frena en el año 2009. La siguiente

imagen muestra la evolución de la potencia instalada en España, junto con un mapa que muestra la potencia instalada de energía solar por comunidades autónomas:

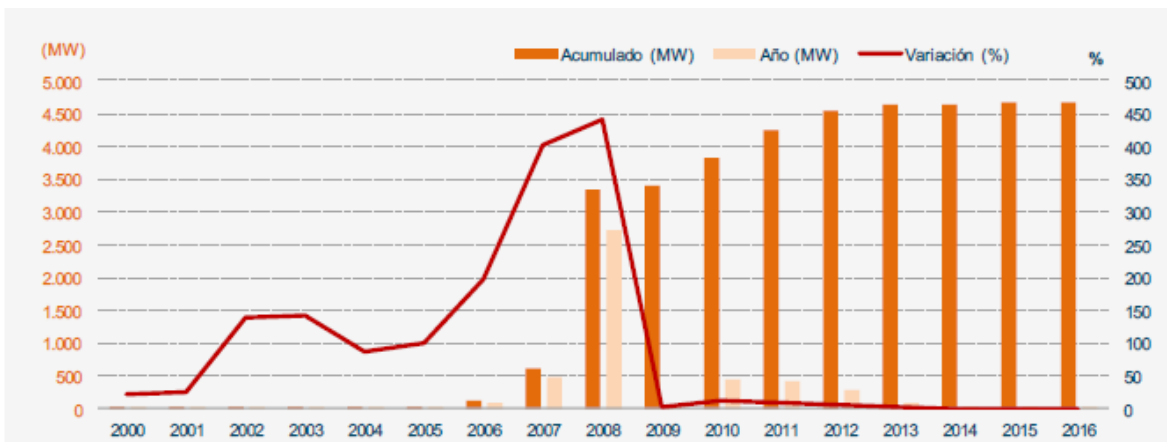


Figura 4. Evolución de la potencia instalada acumulada en España (Fuente UNEF).

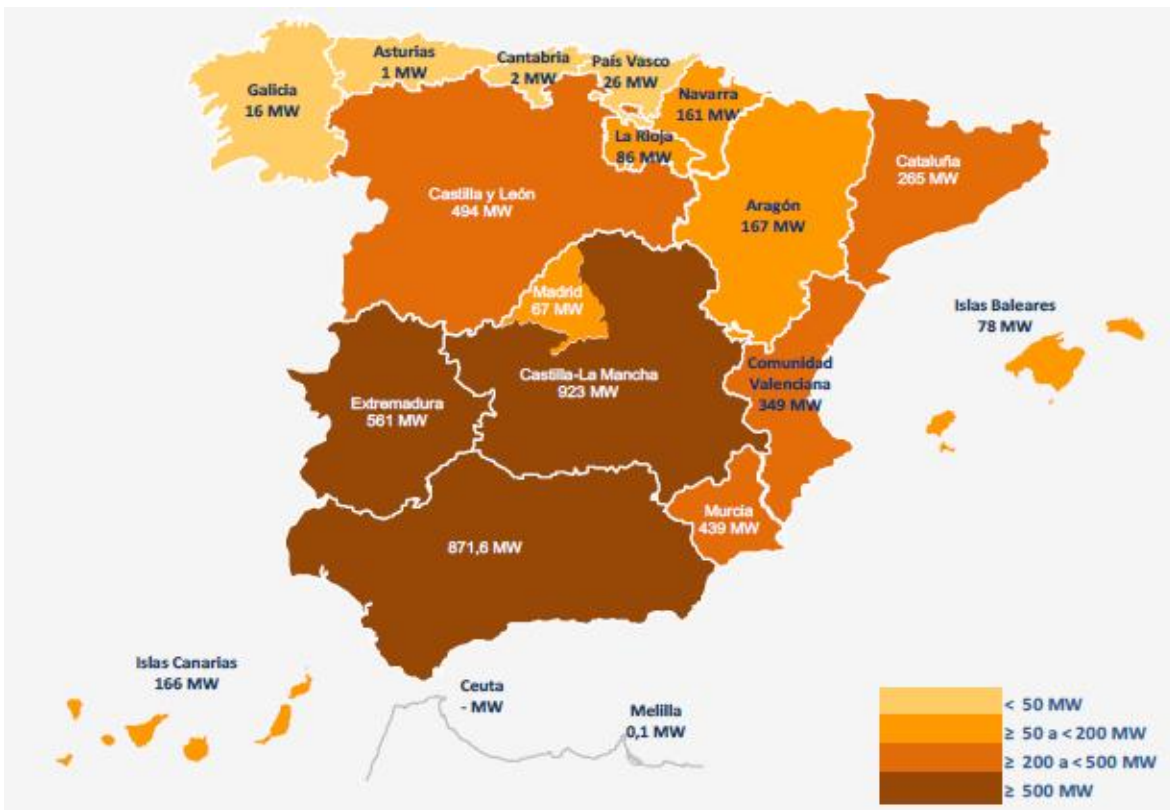


Figura 5. Potencia instalada actual por comunidades autónomas (Fuente UNEF).

La situación en 2016 no es tan desastrosa para la fotovoltaica, ya que según un informe de REE, “el parque generador de energía eléctrica en España en 2016 registró un ascenso del 0,9% respecto al año anterior, motivado por el cierre de varias centrales de carbón que suman conjuntamente 932,2 MW”.

Cabe destacar que, sectores como el agrícola, incipiente en el uso de energía solar, está utilizando las ventajas de este tipo de generación para instalaciones de bombeo, sustituyendo los grupos electrógenos e instalando cerca de 13 MW en el último año. A nivel general y gracias a la potencia instalada sobre todo en los años 2007 a 2008, España ha incrementado, en los últimos años, el uso de las tecnologías renovables existentes para cubrir su demanda energética, dominando en generación renovable la eólica. En concreto, la parte de generación eléctrica mediante energías renovables fue del 34,6%, según datos del 2015.

1.1.3.- MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD (MIBEL)

El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es el resultado de una iniciativa conjunta de los Gobiernos de Portugal y España, representando un importante paso en la construcción del mercado interno de electricidad. Con la creación del MIBEL será posible, para cualquier consumidor dentro de la península ibérica, adquirir energía eléctrica, en un entorno de libre competencia, a cualquier productor o comercializador que actúe en Portugal o España.

Los principales objetivos del MIBEL son:

- Beneficiar a los consumidores de electricidad de los dos países, a través del proceso de integración de los respectivos sistemas eléctricos.
- Estructurar el funcionamiento del mercado de acuerdo con unos principios de transparencia, libre competencia, objetividad, liquidez, auto-financiación y una capacidad autónoma de organización.
- Favorecer el desarrollo del mercado de electricidad de ambos países, con la existencia de un precio de referencia único para toda la península ibérica.
- Permitir a todos los participantes el libre acceso al mercado, en condiciones de igualdad de derechos, obligaciones, transparencia y objetividad.
- Favorecer la eficiencia económica de las empresas del sector eléctrico, promoviendo la libre competencia entre las mismas.

El proceso de convergencia de los sistemas eléctricos portugués y español se inició, formalmente, con la firma del "Protocolo de colaboración entre las Administraciones española y portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad", en Noviembre de 2001. En ese documento, ambos países establecieron las bases necesarias para el inicio de la cooperación entre las diversas entidades con responsabilidades dentro del sector - administraciones, reguladores y operadores - con vistas a la armonización de las condiciones de participación de los agentes económicos en el marco del MIBEL.

Posteriormente, en la XVIII Cumbre Luso-Española, celebrada en Valencia en octubre de 2002, se decidió el modelo de organización del MIBEL, basado en la existencia del Operador del Mercado Ibérico (OMI) y se establecieron las principales directrices para la constitución del MIBEL. Las conclusiones de esa cumbre definieron la construcción del MIBEL como un paso intermedio, a nivel regional, de un proceso de integración de los mercados nacionales en un mercado único europeo, según un modelo de construcción por fases, basado en tres ejes principales:

- Establecimiento de una plataforma física de soporte del mercado regional ibérico, fundamentada en el desarrollo de las infraestructuras de transporte y en la articulación de la planificación energética y de las redes de transporte.
- Armonización de los marcos legales y de regulación de las condiciones económicas de participación en el MIBEL así como de los procedimientos de operación de los sistemas.
- Armonización de las condiciones económicas de participación en el mercado, a través de la convergencia de las metodologías de determinación de las tarifas, de los costes de transición a la competencia, de las condiciones de acceso a las interconexiones, del grado de apertura de los mercados y de la creación de un Operador del Mercado Ibérico (OMI).
- Del mismo modo, los Gobiernos de Portugal y España acordaron que, durante el período transitorio previo a la constitución del OMI, la gestión de los mercados organizados del MIBEL estaría basada en una estructura bipolar interrelacionada.

El mercado de producción de energía eléctrica en la Península Ibérica se estructura en mercado diario, mercado intradiario, mercados a plazo y mercado de servicios de ajuste. También se integran en él los contratos bilaterales. Las reglas de

funcionamiento del mercado contienen los procedimientos y condiciones de carácter general que resultan necesarios para el eficaz desarrollo del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica y, específicamente, para su gestión económica y la participación en los mismos de los sujetos que realizan actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y de los consumidores directos en mercado.

En el mercado diario los precios de la electricidad se fijan el día anterior para las 24h del día siguiente. La fijación del precio se basa en un modelo marginalista, donde el precio horario de la electricidad es fijado por el punto en el que las curvas de demanda y oferta se cortan. Una vez se obtiene la casación, ésta se remite al operador del sistema, que en el caso del sistema eléctrico español, es Red Eléctrica Española, la cual comprueba y verifica si las unidades de generación asignadas o casadas se pueden compatibilizar desde un punto de vista técnico; en ocasiones esto puede conllevar una tarea adicional de reprogramar las unidades de generación casadas. Este proceso anteriormente explicado se denomina análisis de las restricciones técnicas del sistema e implica que en algunas horas los precios de casación puedan sufrir una variación que puede llegar al 5%.

En el mercado diario, las ofertas de venta y compra podrán realizarse considerando de 1 a 25 tramos cada hora, en cada uno de los cuales se oferta energía y precio de la misma, siendo creciente el precio en cada tramo en el caso de las ventas, y decreciente en el caso de las compras.



Figura 6. Estructura MIBEL.

Desde el año 2007, el mercado intradiario está compuesto de 6 sesiones con diferentes horizontes temporales. El objetivo que persigue es conseguir un solapamiento perfecto entre la curva de demanda diaria y la de consumo diario que ha sido precedida por Red Eléctrica Española. El mercado intradiario se estructura actualmente con la siguiente distribución de horarios por sesión: ofertas de venta, ofertas de adquisición, procesos de casación y resultados.

Por otra parte, el 14 de agosto de 2015, entró en vigor la Regulación (EU) 2015/1222 de 24 de julio de 2015, que establece la directriz sobre la Asignación de Capacidades y la Gestión de las Congestionaciones (CACM), definiendo, entre otros puntos relevantes, el modelo de funcionamiento para el mercado intradiario europeo, basado en dos puntos principales:

1-Un mercado continuo intradiario que permite la negociación de energía entre los agentes localizados en los diferentes países/zonas de precio con asignación implícita de la capacidad.

2- El desarrollo de una metodología para fijar el precio de la capacidad que refleje la existencia de congestiones en la interconexión y esté basada en los precios de las ofertas.

Como consecuencia del primer punto, varios operadores de mercado y operadores de sistemas europeos están llevando a cabo el proyecto XBID (Proyecto de Mercado Intradiario Transfronterizo Europeo) que proporciona la infraestructura básica contractual de sistemas y procedimientos sobre la que implantar dicho mercado intradiario continuo europeo. Adicionalmente al desarrollo central del proyecto XBID, las diferentes regiones que deseen incorporarse al mercado intradiario continuo europeo, deben llevar a cabo proyectos regionales de implantación (Local Implementation Projects -LIPs) para desarrollar y probar los procesos particulares que les sean necesarios para integrarse en el mecanismo XBID. Fruto del segundo punto, la asociación de operadores de sistemas europeos (ENTSO-E), está trabajando en una propuesta de mecanismo de negociación intradiaria que permita fijar el precio de la capacidad de intercambio de las interconexiones, habiendo realizado una conferencia con las entidades involucradas (ref. Stakeholder Workshop -ENTSOE) en la que se presentaron diferentes alternativas basadas en un mecanismo híbrido de contratación,

consistente en la celebración de subastas implícitas de forma complementaria y coordinada con el mercado intradiario continuo XBID, y que se estima como el mecanismo más conveniente para cumplir con los diferentes requerimientos del CACM. Las alternativas analizadas varían en la forma de coordinación entre las subastas implícitas y el mercado continuo, principalmente en lo que se refiere al solape que se pueda producir entre ambos tipos de contrataciones y los horizontes de negociación (periodos horarios) negociados. Por otra parte, la propia directriz CACM establece en su Artículo 63 la posibilidad de que las regiones que así lo consideren conveniente, puedan complementar el funcionamiento del mercado intradiario continuo con la celebración de sesiones de subastas regionales. Teniendo en cuenta estos factores y en aplicación del Artículo 63 de la directriz CACM, el operador del mercado OMIE y los operadores del sistema ibéricos, REE y REN, proponen un modelo de funcionamiento híbrido para el mercado intradiario del MIBEL basado en el mantenimiento de las sesiones de subastas de carácter ibérico actualmente existentes, incorporando la interconexión España–Portugal (ES-PT), de forma complementaria y sincronizada con el mercado continuo XBID. Aunque el modelo nace en una primera fase como proyecto ibérico, tiene proyección para su integración con las futuras sesiones de subastas europeas de fijación del precio de la capacidad de intercambio de las interconexiones.

1.2.- NORMATIVA Y REFERENCIAS

La normativa y reglamento en la que se ha basado la realización de este proyecto es la siguiente:

- Ley 54/1997, de liberación del sector eléctrico.
- Real Decreto 1663/2000 (con fecha 29 Septiembre 2000).
- Real Decreto 436/2004 (con fecha 12 marzo 2004).
- Real Decreto 661/2007 (con fecha 25 mayo 2007).
- Real Decreto 1578/2008 (con fecha 26 septiembre 2008).
- Real Decreto 1565/2010, (noviembre) y Real Decreto-Ley 14/2010, (diciembre).
- Ley 2/2011 (con fecha 4 marzo 2011).
- Real Decreto-Ley 1/2012, (con fecha 27 de enero 2012).
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- UNE-EN 50086-2-1 y UNE-EN 50085: Sistemas de canalización (calidad mínima).
- UNE 21.123-4: Características mínimas para los cables. Sistema de designación de cables.
- UNE 60439-3: Conjuntos de aparamenta de baja tensión.
- UNE-EN 61643-11:2013: Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de baja tensión. Parte 11: Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias conectados a sistemas eléctricos de baja tensión.
- UNE-EN 60269: Fusibles de baja tensión. Fusibles con curva de fusión tipo g.
- UNE-EN 61009: Interruptores diferenciales con dispositivo de protección contra sobrecorrientes incorporado.
- UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

- IEC 60269-6: 2012: Fusibles de baja tensión. Parte 6: requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- UNEF. *El Tiempo de la Energía Solar Fotovoltaica*, (informe anual 2016). España.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- Cegasa Portable Energy, baterías litio-ion, almacenamiento energético.

1.3.- OBJETIVO

Murcia es una región puntera en la generación fotovoltaica, y lo demuestran continuamente los esfuerzos del gobierno regional por ayudar a empresas y particulares en el tránsito a las energías renovables, sobre todo a la energía solar. Esta comunidad autónoma alberga el 9% de la potencia solar fotovoltaica instalada en España; se trata de la comunidad autónoma con el porcentaje más elevado de España que dado su reducido tamaño, representa un valor de potencia instalada elevado.

Es por ello que en esta región, más concretamente en Mula, y tras la autorización de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), se va a llevar a cabo la instalación de una megaplanta solar fotovoltaica que se convertirá en la mayor instalación de este tipo en Europa y la séptima del mundo. Con una potencia de 450 MW, superará a la fotovoltaica de Cestas (Francia) con una potencia de 300 MW, e igualará casi la producción de la central nuclear de Santa María de Garoña. Tendrá una extensión de 1.008 hectáreas, un espacio equivalente a cerca de 1.000 campos de fútbol, con una inversión de 450 millones de euros, que permitirá generar más de 750 millones de kilovatios*hora/año suficientes para abastecer a una ciudad como Murcia.

El principal objetivo de este proyecto consiste en diseñar y dimensionar un sector de 10 MW de potencia de la megaplanta solar fotovoltaica con conexión a red de Mula, analizando además la posibilidad de introducir baterías con el objetivo de reducir la cantidad de desvíos en relación a la producción comprometida en el mercado eléctrico (MIBEL).

1.4.- OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del proyecto consistirá en llevar a cabo el diseño y cálculo de la instalación fotovoltaica de 10 MW conectada a la red eléctrica, a ubicar en el polígono 69, parcela 2 de localidad de Mula (Murcia), por ello, se seleccionarán los paneles solares fotovoltaicos adecuados, los correspondientes inversores, se procederá a realizar la correcta distribución serie-paralelo de los paneles atendiendo a las exigencias del inversor. Para albergar las protecciones de la parte de corriente continua, se seleccionarán combiner boxes, cajas de protección o cuadros de nivel que conectan diferentes puntos del huerto solar; también se escogerán las estructuras solares que albergan los paneles, atendiendo a la inclinación óptima anual. Por lo que respecta a la parte de corriente alterna, se elegirán los centros de transformación junto con los transformadores adecuados para elevar la tensión, al igual que todas las protecciones correspondientes. La planta solar fotovoltaica, se utilizará como base para realizar el estudio de viabilidad económica sin y con inclusión de baterías; así pues, se analizará el periodo de retorno con y sin la instalación de baterías. Dicho proyecto incluye un análisis introductorio de los tipos y características principales de las tecnologías de generación fotovoltaica existentes, así como de las principales baterías del mercado.

1.5.- PRINCIPALES EQUIPOS EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1.5.1.- MÓDULO FOTOVOLTAICO

Los paneles fotovoltaicos están formados por numerosas celdas que convierten la luz en electricidad. Las celdas se denominan células fotovoltaicas. Estas celdas dependen del efecto fotovoltaico por el que la energía lumínica produce cargas positivas y negativas en dos semiconductores próximos de diferente tipo, produciendo así un campo eléctrico capaz de generar una corriente.

Los materiales para las celdas solares suelen ser silicio cristalino o arseniuro de galio. Los cristales de arseniuro de galio se fabrican especialmente para uso fotovoltaico, mientras que los cristales de silicio están disponibles en lingotes normalizados, más baratos, producidos principalmente para el consumo de la industria de la microelectrónica. El silicio policristalino tiene una menor eficacia de conversión, pero también menor coste.

Cuando se expone a luz solar directa, una celda de silicio de 6 cm de diámetro puede producir una corriente que en potencia equivaldría a 90 W/ m². El arseniuro de galio es más eficaz que el silicio, pero también menos económico.

Las células de silicio más empleadas en los paneles fotovoltaicos se pueden dividir en tres subcategorías:

- Células de silicio monocristalino: constituidas por un único cristal de silicio. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme.
- Células de silicio policristalino: constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células monocristalinas. Se caracterizan por un color azul más intenso.
- Células de silicio amorfo: son menos eficientes que las células de silicio cristalino pero también más baratas. Este tipo de células se emplean en aplicaciones solares como relojes o calculadoras.

Los lingotes cristalinos se cortan en discos finos como una oblea, pulidos para eliminar posibles daños causados por el corte. Se introducen dopantes —impurezas añadidas para modificar las propiedades conductoras— en las obleas, y se depositan conductores

metálicos en cada superficie: una fina rejilla en la cara donde incide la luz solar y usualmente una hoja plana en el otro lado. Los paneles solares se construyen con estas celdas agrupadas de forma apropiada. Para protegerlos de daños, causados por radiación o por el manejo de éstos, en la superficie frontal se los cubre con una cubierta de vidrio y se pegan sobre un sustrato. Se hacen conexiones eléctricas en serie-paralelo para fijar el voltaje total de salida. El pegamento y el sustrato deben ser conductores térmicos, ya que las celdas se calientan al absorber la energía infrarroja que no se convierte en electricidad. Debido a que el calentamiento de las celdas reduce la eficacia de operación, es deseable minimizarlo. Los ensamblajes resultantes son los paneles solares.

Hay dos características que favorecen a los paneles policristalinos. Con temperaturas elevadas, la pérdida de eficiencia en módulos policristalinos en general es menor que en paneles monocristalinos. Esto provoca que los paneles policristalinos produzcan más energía en condiciones de temperaturas elevadas. Por otro lado, la pérdida por la degradación provocado por la luz “LID - light induced degradation” es menor en paneles policristalinos, por lo que en el transcurso de los años, pierden ligeramente menos eficiencia. Otro aspecto a tener en cuenta es el tiempo de retorno energético. Los paneles de silicio fabricados con procesos modernos y celdas más finas necesitan menos de dos años para producir la energía que se usó para su propia fabricación. Cada celda produce, según tipo y radiación solar, un voltaje de entre 0,35 y 0,65V. Un panel, por ejemplo que contenga 36 celdas conectadas en serie puede lograr un voltaje nominal de aproximadamente 18V, suficiente alta para cargar baterías de 12V también bajo condiciones difíciles. Por la demanda de alimentar la red pública con sistemas con más potencia, la tendencia es producir paneles solares cada vez más grandes para generar un voltaje mayor, mejorar la eficiencia en reducir contactos y cables, y lograr mejores precios por vatio. La mayoría de estos paneles son compuestos por 60 celdas (aprox. 30V) o 72 celdas (aprox. 36V) con una capacidad hasta más de 400W. Los precios de los componentes y módulos básicos de las instalaciones fotovoltaicas han seguido una tendencia descendente desde el año 2010, principalmente impulsada por la fabricación de países como China.

1.5.2.- ESTRUCTURA SOPORTE

Las estructuras soporte son aquellas que albergan los paneles fotovoltaicos y los mantienen firmes en situaciones climatológicas adversas, en la inclinación óptima. Existen diferentes tipos de estructuras, atendiendo a los ejes de seguimiento solar que puedan tener:

-Sin ejes de seguimiento: son las más simples y se trata de una estructura sin ningún mecanismo eléctrico.

-En dos ejes (2x): la superficie se mantiene siempre perpendicular al sol. Existen de dos tipos:

- *Monoposte*: un único apoyo central.
- *Carrousel*: varios apoyos distribuidos a lo largo de una superficie circular.

-En un eje polar (1xp): la superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de giro es de 15° por hora, como la del reloj.

-En un eje azimutal (1xa): la superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de la superficie es constante e igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.

-En un eje horizontal (1xh): la superficie gira en un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.

1.5.3.- INVERSOR

La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada. El inversor se encargará por lo tanto de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 220 V de valor eficaz y una frecuencia de 50 Hz. Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, suele estar compuesto por los siguientes bloques, los cuales se describen brevemente a continuación:

-Filtro de entrada: el proceso de conmutación del convertidor elevador y el puente inversor produce en la entrada un rizado que debe ser filtrado. Para reducir este rizado, los inversores suelen incorporar en su entrada un filtro compuesto por condensadores.

-Convertidor DC/DC: adecúa (eleva o reduce) la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación. Puede realizar las funciones de búsqueda del punto de máxima potencia.

-Puente inversor: realiza el troceado de la señal continua para convertirla en alterna.

-Filtro de salida: elimina o atenúa los armónicos no deseados.

-Transformador: adecua el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.

-Control: realiza la supervisión de la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor y entrega las consignas correspondientes para localizar y seguir el MPP del generador, y para obtener una señal sinusoidal con bajo contenido en armónicos en la salida del inversor.

1.5.4.- CUADROS DE PROTECCIÓN FOTOVOLTAICA: COMBINER BOXES

La función de estos cuadros de protección o cuadros de nivel, consiste en unir varias cadenas solares, con el objetivo de fusionarlas para que vayan al inversor con las correspondientes protecciones. Existen diferentes combiner boxes. Las protecciones que alberga cada combiner boxes, se encuentran en el apartado de cálculos y dependerán del voltaje y amperaje que circule por los conductores.

Las combiner boxes también consolidan la potencia entrante en una alimentación principal que se distribuye a un inversor solar. Esto supone ahorro en costes de mano de obra y materiales a través de reducciones de cable. Estas cajas están diseñadas para proporcionar protección contra sobrecorriente y sobretensión para mejorar la protección y confiabilidad del inversor.

Se encuentran entre los módulos solares y el inversor. Cuando se coloca de manera óptima en la matriz, puede limitar la pérdida de potencia.

1.5.5.- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

La energía que se produce en el campo fotovoltaico se encuentra a baja tensión. Para poder realizar la distribución de esta energía de manera eficiente es necesario transformarla a media tensión. Cuando se produce esta transformación, a igualdad de potencia, la tensión se incrementa hasta 24 kV y a cambio la intensidad se ve reducida. De esta forma las pérdidas que se producen en el transporte se reducen significativamente. Las celdas fundamentales para el funcionamiento del centro de transformación son la celda de medida, que alberga todo lo relacionada con la medida y control, la celda de transformación donde se encuentra alojado el transformador de potencia, con las debidos aislamientos y la celda de protección del transformador, cuya misión es proteger al transformador mediante interruptores, fusibles...

1.5.6.- SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO: BATERÍAS

La energía solar fotovoltaica presenta variaciones en el suministro de la energía que proporciona, es decir, tiene una producción aleatoria que depende principalmente de agentes climatológicos, como por ejemplo la nubosidad. Este hecho hace necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Por ello, se estudiará utilizar baterías o acumuladores, dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica y viceversa.

Las figuras 14 (Fuente: Electricity Storage Association) y 15 (Fuente: Electric Power Research Institute) muestran diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento de energía:

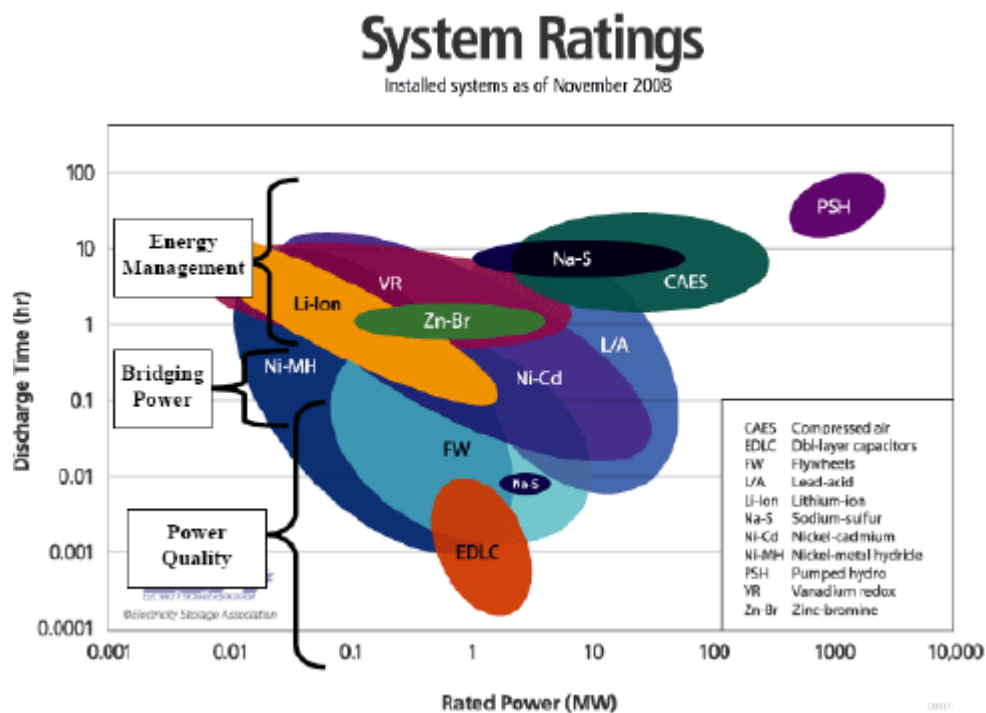


Figura 7. Aplicaciones y tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía.

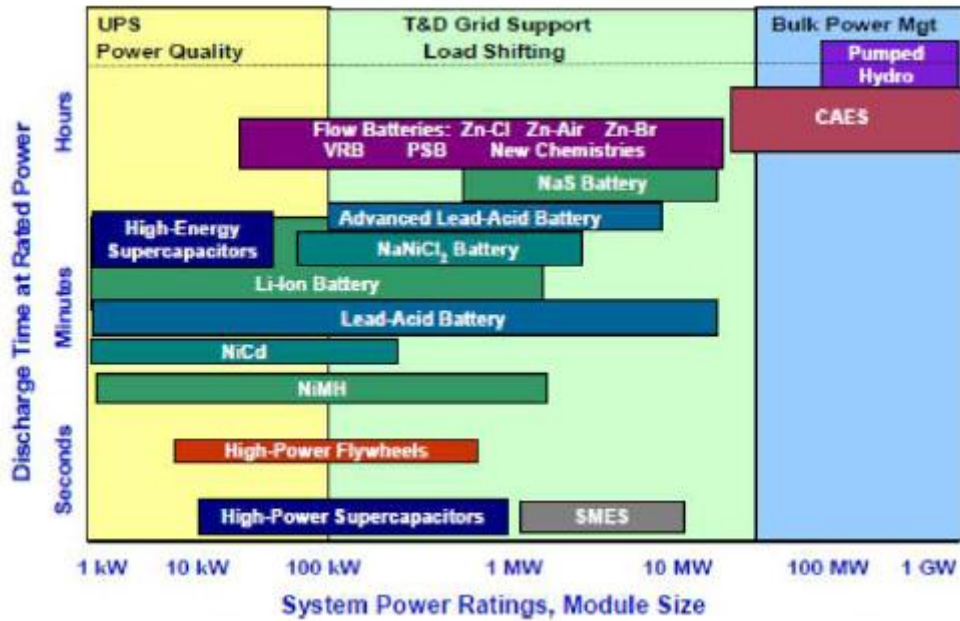


Figura 8. Aplicaciones y tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía.

A continuación se mencionan una serie de aplicaciones prácticas de los sistemas de almacenamiento de energía.

- Incremento en la calidad de la energía entregada a la red:
 - Regulación de la frecuencia.
 - Control de tensión.
 - Disminución de armónicos.
- Incremento en la fiabilidad de la energía entregada a la red.
- Beneficio a las redes de transporte y distribución:
 - Retraso de la necesidad de mejorar subestaciones, transformadores y líneas eléctricas.
 - Reducción de pérdidas.
 - Reducción de la congestión que puede producirse en subestaciones, transformadores y líneas eléctricas.
- Gestión de la demanda.
- Gestión de la producción.

- Mercado.

Los sistemas de almacenamiento de energía aportan continuidad del suministro eléctrico ante posibles cortes momentáneos o alargados en el tiempo. Acoplados con dispositivos avanzados de electrónica de potencia, también pueden reducir distorsiones causadas por armónicos, así como eliminar tanto huecos de tensión como sobretensiones.

La infraestructura de red de transporte y distribución se implementa con la instalación de sistemas de almacenamiento, dado que éstos incrementan su capacidad de carga, permitiendo posponer el desarrollo de la red y al mismo tiempo reduciendo los problemas de congestión.

La aplicación de mercado, también conocida como arbitraje, consiste en comprar energía a bajo precio (en tramos de baja demanda) para venderla posteriormente a un precio superior (en tramos de alta demanda). Normalmente, son los sistemas con gran capacidad de almacenamiento los que actúan de este modo en el Mercado Eléctrico.

Como consecuencia del arbitraje, la curva de demanda es menos apuntada, en la medida en que los sistemas de almacenamiento demandan electricidad durante periodos valles de demanda, mientras que durante periodos de punta de demanda aportan generación.

Por tanto, se puede determinar que los sistemas de almacenamiento de energía aportan diversos beneficios para productores, consumidores, comercializadores de energía, así como para el Operador del Sistema Eléctrico.

Se puede descartar los sistemas de almacenamiento cuyas características principales se basan en aportar calidad de energía. De tal manera que, basándonos en la clasificación que establecen las figuras 7 y 8, quedan descartadas las opciones de implementar los siguientes sistemas de almacenamiento:

- Volantes de inercia.

- Supercondensadores.

Además, atendiendo a la potencia nominal que tiene la planta solar, también se deben descartar aquellos sistemas de almacenamiento cuyas aplicaciones se centran en la gestión masiva de energía, tales como:

- Centrales de bombeo.
- Centrales de aire comprimido.

En consecuencia, los sistemas de almacenamiento de energía que serán tomados en consideración, son los siguientes:

- Baterías de Litio-Ión.
- Baterías avanzadas de Plomo-Ácido.
- Baterías de Sodio-Sulfuro.
- Baterías redox de Vanadio.
- Baterías redox de Zinc-Bromo.

1.5.6.1.- BATERÍAS DE LITIO-ION

Cuando la batería se está cargando, los átomos de litio que hay en el cátodo pasan a ser iones y migran a través del electrolito hasta el ánodo de carbono, donde se combinan con los electrones externos hasta quedar depositados como átomos de litio entre las capas de carbono. Durante la descarga, el proceso es inverso.

Las ventajas que aporta este tipo de batería son:

- Alta densidad de energía: 300-400 kWh/m³.
- Alto rendimiento: 94%.
- Largo ciclo de vida: 4.500 ciclos equivalentes.
- Mínimo estado de carga del 10%.

Debido a estas ventajas, las baterías de litio son las más empleadas en artículos de electrónica de consumo. En la industria del coche eléctrico, estas baterías parten con una posición de ventaja frente al resto de tecnologías, lo cual supone un factor muy destacable

en la medida en que se prevé un importante desarrollo tecnológico a corto y medio plazo en esta industria.

Los inconvenientes que presentan las baterías de litio son:

- Empaquetamiento especial.
- Circuito interno de protección ante sobrecargas.

Estos inconvenientes derivan en un alto coste de inversión de en torno a 350 €/kWh, mientras que sus costes de operación y mantenimiento se encuentran cercanos a los 3 €/kWh. En cualquier caso, es de esperar que se produzca una reducción en el coste de inversión a medida que avance su desarrollo tecnológico.

En la actualidad, hay conectados a la red sistemas basados en baterías de litio con una potencia total equivalente a 18 MW aproximadamente, en fase experimental y también en operación.

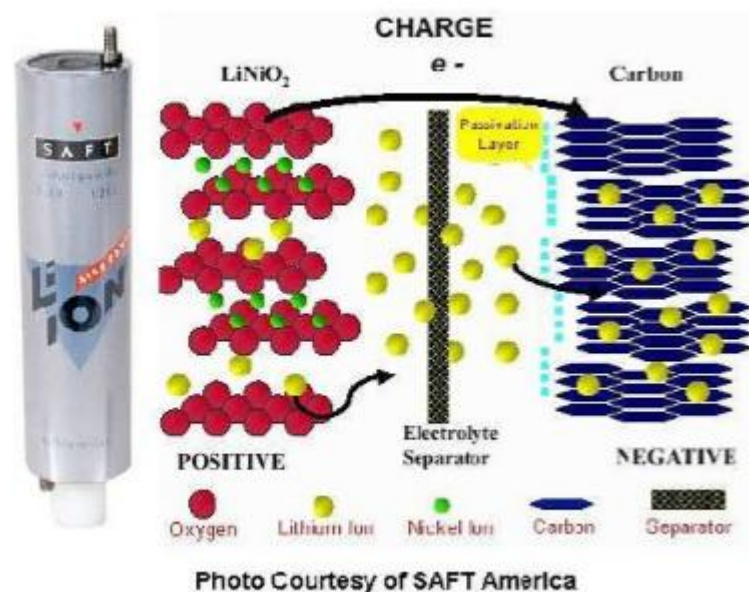


Figura 9. Composición batería Litio-Ion.

1.5.6.2.- BATERÍAS AVANZADAS DE PLOMO-ÁCIDO

Las baterías clásicas de plomo-ácido son las más maduras comercialmente a nivel mundial. En consecuencia, presentan las siguientes ventajas:

- Mayor desarrollo tecnológico.
- Costes de inversión reducidos.

En contraposición, estas baterías tienen una serie de inconvenientes, entre los que destacan:

- Ciclo de vida: 4.500 ciclos equivalentes.
- La energía que pueden descargar no es fija, sino que depende del mínimo estado de carga admisible por cada batería.
- Complejos requisitos de mantenimiento.

Las baterías avanzadas de plomo están consiguiendo paliar los inconvenientes mencionados, con el objetivo de aplicarlas en sistemas que faciliten la integración de energías renovables en el sistema eléctrico. Se encuentran todavía en fase de desarrollo, y por tanto existe incertidumbre acerca de sus costes asociados de operación y mantenimiento. Alcanzan un rendimiento del 90%, con un estado mínimo de carga del 20%. Su costes de adquisición ascienden a 120 €/kWh, mientras que sus costes de operación y mantenimiento están en torno a 2 €/kWh.

1.5.6.3.- BATERÍAS DE SODIO-SULFURO

Los materiales activos en este tipo de baterías son azufre fundido y sodio fundido como electrodos positivo y negativo respectivamente. Dichos electrodos se encuentran separados por un material cerámico en estado sólido, el cual sirve de electrolito. A través de este cerámico pasan únicamente a los iones de sodio con carga positiva. Durante la descarga, los electrones salen del sodio metal, dando lugar a la formación de iones de sodio con carga positiva que pasan a través del cerámico al electrodo positivo. Los electrones que salen del sodio metal se mueven a través del circuito y vuelven de nuevo a la batería a

través del electrodo positivo, donde son absorbidos por el azufre fundido para formar polisulfuro. Los iones de sodio con carga positiva que se desplazaron al electrodo positivo equilibran el flujo de carga de los electrones. Durante la carga, el proceso es a la inversa del descrito.

Estas baterías necesitan un aporte de calor para poder mantenerse a temperaturas superiores a 300 °C, lo cual supone que los sistemas encargados de aportar este calor se consideran parte integrante de la propia batería. Tienen un estado mínimo de carga del 10%, con un rendimiento del 80%, y con un total de 4.500 ciclos equivalentes como vida útil. Sus costes de adquisición por un lado, y de operación y mantenimiento por otro, están en torno a los 285 y 3 €/kWh respectivamente.

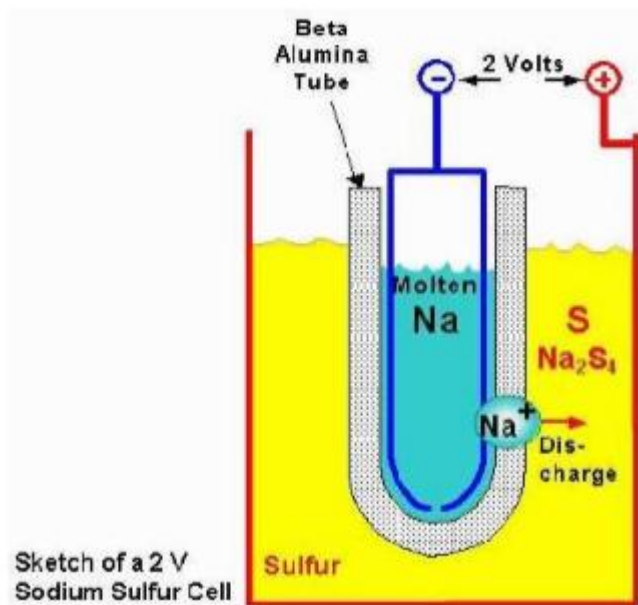


Figura 10. Composición batería de Sodio-Sulfuro

1.5.6.4.- BATERÍAS REDOX DE VANADIO

Las baterías redox de Vanadio son las más desarrolladas tecnológicamente dentro de las baterías de flujo. En las baterías de flujo, la energía se almacena mediante iones cargados que se encuentran en dos tanques de electrolito separados entre sí, de manera que uno de ellos contiene electrolito para reacciones de electrodo positivo, mientras que el otro contiene electrolito para reacciones de electrodo negativo. La peculiaridad que presentan las baterías redox de Vanadio es que emplean un único electrolito común, lo que repercute en un incremento de la vida útil de la batería. Cuando se necesita descargar electricidad de la pila, el electrolito fluye hacia una celda redox con electrodos, y la corriente eléctrica es generada. Esta reacción electroquímica se invierte cuando se aplica una sobretensión, como en las baterías convencionales, permitiendo al sistema efectuar cargas y descargas repetidamente. Como en toda batería de flujo, es posible obtener un amplio rango de potencia y capacidad de almacenamiento, en función del tamaño del tanque de electrolito.

Los sistemas de baterías redox de Vanadio pueden diseñarse para suministrar energía en un rango de tiempo que abarca desde las 2 horas, hasta más de 8 horas. Los fabricantes de este tipo de baterías estiman una vida media del sistema en 15 años, mientras que la vida media de los electrolitos alcanza los 25 años.

Las baterías redox de Vanadio tienen un rendimiento del 90%, y pueden llegar a alcanzar una profundidad de descarga del 100%. Su número de ciclos equivalentes a lo largo de la vida útil de la batería está en torno a los 12.000 ciclos. Como costes de adquisición y de operación y mantenimiento tienen valores cercanos a los 180 y 8 €/kWh respectivamente.

Para proyectos que requieran capacidad de almacenamiento de MWh, hay que tener en cuenta que el tamaño de los tanques de electrolito tiende a ser muy grande. Es necesario mantener los electrolitos a 300 °C.

Diversos sistemas de baterías redox de Vanadio se emplean en la actualidad, de los cuales mencionamos:

- Un sistema de 15kW/120kWh, operando en Dinamarca como parte de un sistema de redes inteligentes.
- Un sistema de 200kW/800kWh en Tasmania.

1.5.6.5.- BATERÍAS REDOX DE ZINC-BROMO

Las baterías redox de Zinc–Bromo son otro tipo de baterías de flujo. La figura 18 muestra cómo funcionan este tipo de sistemas, incluyendo las reacciones redox.

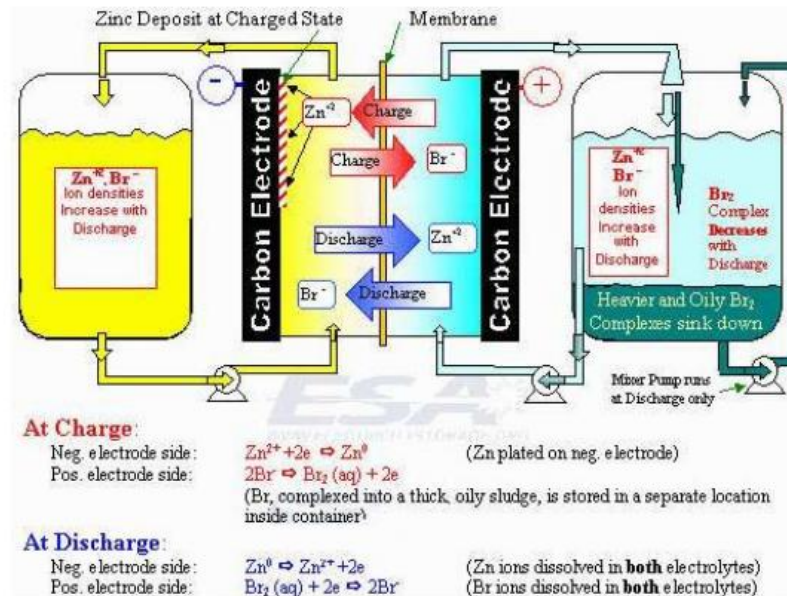


Figura 11. Sistema de baterías Zinc-Bromo.

En cada celda de una batería de Zinc–Bromo, dos electrolitos diferentes fluyen a través de electrodos en dos compartimentos separados por una membrana porosa. Durante la descarga, el zinc se carga positivamente y el bromo pasa a ser bromuro, del cual se obtiene el bromuro de zinc. El proceso químico que se utiliza para generar esta corriente eléctrica incrementa las concentraciones de iones cargados tanto de zinc como de bromuro en ambos tanques de electrolito. Durante la carga, el zinc se deposita en una fina capa al lado del electrodo. Mientras, el bromo se desprende como una solución diluida al otro lado de la membrana, reaccionando con los otros compuestos en solución (aminas) para formar un compuesto denso y viscoso que precipita al fondo del tanque.

Las baterías redox de Zinc–Bromo están menos desarrolladas tecnológicamente que las de Vanadio. Tienen un rendimiento en torno al 75%, y una vida útil de 12 000 ciclos equivalentes al 90% de descarga máxima admisible. Sus costes de operación y mantenimiento se sitúan en torno a los 200 y 13 €/kWh respectivamente.

1.6.- SOLUCIÓN ADOPTADA

1.6.1.- EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La infraestructura proyectada se ubicará en la Región de Murcia, dentro del término municipal de Mula, siendo los terrenos propuestos próximos al municipio de Pliego. Los terrenos planteados para acoger la central solar se sitúan en suelo clasificado como No Urbanizable por el Plan General Municipal vigente en el municipio de Mula, principalmente en parcelas ocupadas con cultivos de almendros, algarrobos, olivos y barbecho. Se ubicará en el polígono 69, parcela 2 de Mula.

Las coordenadas del emplazamiento son: 38°0'18.33" Norte 1°27'26.83" Oeste, con una elevación de 313 m sobre el nivel del mar.



Figura 12. Emplazamiento sector 10 MW.

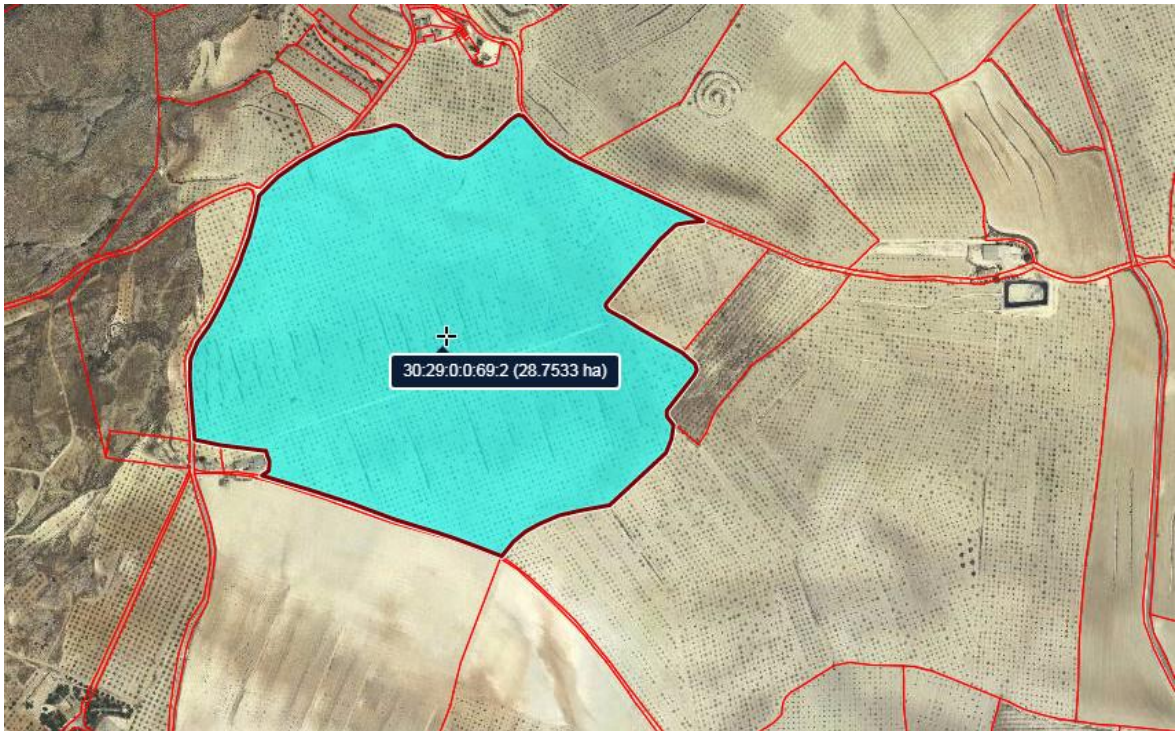


Figura 13. Polígono 69, Parcela 2, Mula (Murcia)

La elección de esta parcela en concreto se debe a la buena comunicación que dispone. Se trata de un factor importante a la hora de elegir la ubicación correcta, ya que una idónea comunicación, reduce los tiempos de transporte que alargan el proceso de construcción, aumentando los costes. Se sitúa junto a las carreteras regionales RM-C2 y la RM-C4 de la Comunidad Autónoma de Murcia. El acceso a la finca está dotado de un camino bien acondicionado, lo que proporciona una facilidad añadida a la hora de realizar la construcción, el transporte de los materiales y la realización de labores de mantenimiento. Al mismo tiempo, la línea de media de tensión para realizar el volcado de la energía se encuentra a la altura de la propia planta. Esto reduce tanto las pérdidas en media tensión como la inversión a realizar para conectar la instalación con la línea.

Otro factor importante para la elección del emplazamiento, son las horas solares pico (hps). Hay que tener en cuenta que para ubicar una planta solar fotovoltaica de estas características y dimensiones, las hps deben ser superiores a 1.600 h. En esta zona, las hps anuales, se sitúan por encima 1600 h. Según los datos recogidos por la base de datos PVGIS, y que se muestran a continuación en la Tabla 1, las hps de esta parcela alcanzan las 2.080 h. Lo cual significa que se trata de una ubicación óptima e idónea para albergar esta planta solar.

Mes	H _h (Irradiación en el plano horizontal Wh/m ² /día)	H _{opt} (Irradiación en el plano óptimo Wh/m ² /día)	H ₉₀ (Irradiación en el plano de 90° Wh/m ² /día)	Promedio temperatura diaria (°C)	Inclinación óptima (°)
Enero	2.490	4.150	4.140	9,1	62
Febrero	3.390	4.990	4.410	9,1	54
Marzo	4.920	6.090	4.370	11,4	41
Abril	5.700	6.090	3.290	14,7	25
Mayo	6.760	6.470	2.640	18,0	13
Junio	7.700	6.980	2.330	22,0	4
Julio	7.830	7.270	2.540	25,1	8
Agosto	6.710	6.890	3.250	25,4	20
Septiembre	5.060	5.940	3.850	21,8	36
Octubre	3.880	5.290	4.320	18,1	50
Noviembre	2.720	4.360	4.190	13,1	60
Diciembre	2.200	3.790	3.910	9,9	64
MEDIA ANUAL	4.960	5.700	3.600	16,5	34

Tabla 1. Irradiación solar en distintos planos, ángulo óptimo y temperatura media.

Considerando la irradiación media anual en el plano óptimo (5.700 Wh/m²/año) y conociendo que la irradiancia solar contemplada es de 1.000 W/m², se obtienen 5,7 hsp/día, lo que equivale a un total de 2.080 hsp/anuales.

Esto supone que esta zona de Murcia, esté ubicada, dentro del mapa de zonas climáticas de España, en la categoría V (Zona climática V) de radiación global horizontal; se trata de la categoría de radiación solar más elevada. El siguiente mapa estatal muestra esta distribución de las 5 categorías:

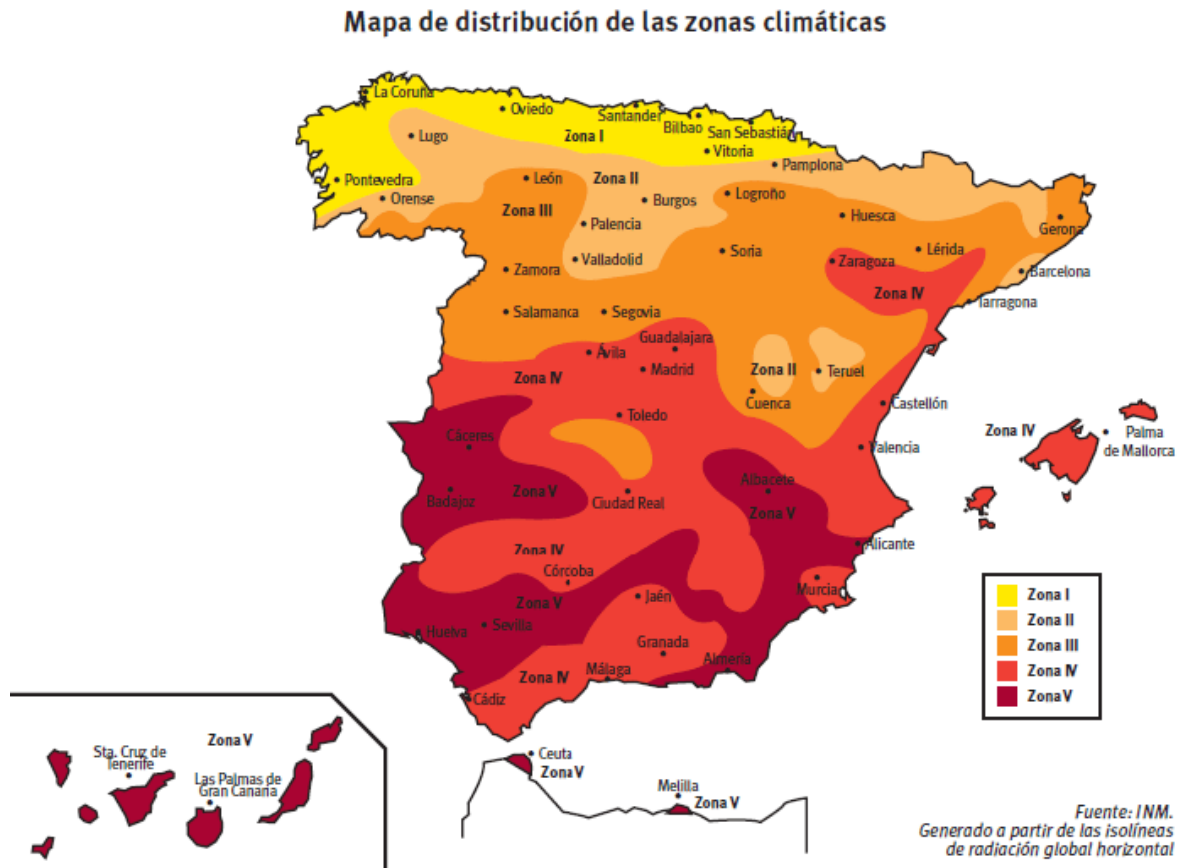


Figura 14. Zonas climáticas en España (Fuente INM).

1.6.2.- PANELES FOTOVOLTAICOS

En este proyecto se han valorado los aspectos favorables y desfavorables de cada tipo de módulo y se ha optado por aquel que presenta una mejor relación entre un coste económico lo más reducido posible y un mayor grado de eficiencia energética; dado que no existe límite de espacio y el aspecto económico es un punto clave, se ha optado por instalar módulos de silicio policristalino de 245 Wp. Las células policristalinas alcanzan una eficiencia modular de entre el 11% y el 15%, alcanzándose hasta el 17% (aunque las células monocristalinas tienen mayor eficiencia, su fabricación consume más energía y tiempo y son menos económicos). Los módulos cuentan con la homologación pertinente asegurándose el correcto funcionamiento de los equipos durante todo el periodo de garantía. Son capaces de producir energía con muy bajo porcentaje de radiación solar (4-5%), hecho que asegura la producción incluso en condiciones de luz difusa y aprovechando los momentos del orto y ocaso solar. Los paneles están protegidos por marcos laterales de aluminio anodizado y un frente de vidrio templado.

Las características técnicas del módulo seleccionado son las siguientes:

MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO 245P6-30		
Potencia nominal máxima (P_{máx})	245	Wp
Tolerancia	±3%	
Tensión del punto de máxima potencia (V_{mp})	30,06	V
Corriente del punto de máxima potencia (I_{mp})	8,15	A
Tensión en circuito abierto (V_{oc})	37,8	V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	8,94	A
Tensión máxima del sistema (ISYS)	1.000	V
Coefficiente de temperatura de P_{máx}	-0,47	%/°C
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0,34	%/°C
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0,045	%/°C
Valor máximo de fusible en serie	15	A

Tabla 2. Principales características panel fotovoltaico.

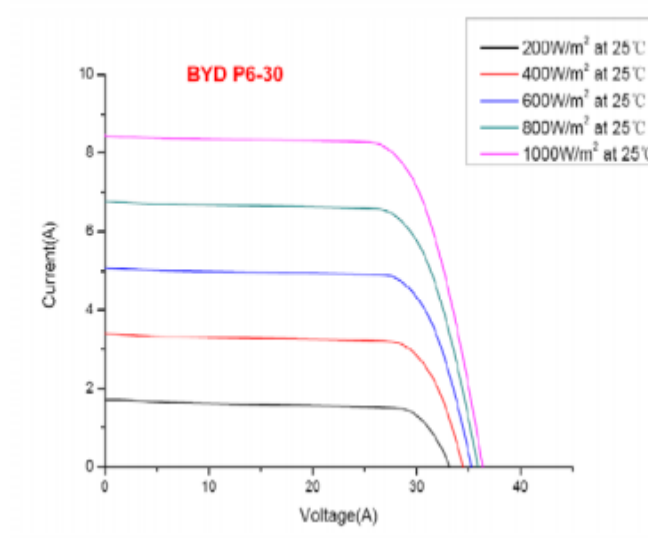


Figura 15. I-V a 25 °C.



Figura 16. Módulo fotovoltaico Modelo 245P6-30.

Todos los datos técnicos de los módulos fotovoltaicos se pueden comprobar en el punto 2.- ANEXOS, 2.4.- DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.

1.6.3.- ESTRUCTURA SOPORTE

Considerando los elevados costes de inversión y mantenimiento de las estructuras para seguimiento solar, así como el hecho de que se precisarían cimentaciones (zapatas) de hormigón para la sustentación de las mismas, se ha optado por seleccionar una estructura fija que puede ser anclada mediante el hincado de fustes metálicos directamente al suelo a aproximadamente 1,20 m de profundidad, lo que reduce significativamente la obra civil y la huella ambiental, ya que se evita la realización de excavaciones así como el vertido de hormigón sobre el terreno. Las estructuras soporte son diseñadas para resistir, con los módulos instalados, sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE). Serán metálicas, de acero galvanizado y aluminio, de tipo fijo, con 30° de inclinación sobre la horizontal y orientación sur, albergando cada estructura 36 módulos. Se instalarán perfiles transversales, que actuarán de canaleta portacable para facilitar el montaje, dejando al descubierto la menor cantidad de cableado posible. Los perfiles y la tornillería serán de acero galvanizado en caliente, resistente a la corrosión; las estructuras irán conectadas a tierra para reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Dado que la ubicación de la planta, se sitúa en el interior y lejos de zonas costeras, se ha optado por la elección de acero galvanizado en lugar de estructuras de aluminio, menos económicas y más resistentes a la corrosión, idóneas para zonas costeras. En lugares de interior, en el que la corrosión por salinidad no está presente, se eligen este tipo de estructuras para abaratar costes.

ESTRUCTURA SOLAR EXTRUSUN	
Material	Acero inoxidable (galvanizado)
Capacidad módulos	36
Normativa acero	EN 10326:2007 del acero
	EN 10143/2006
Anclaje	Hincada al terreno sin zapatas
Resistencia nieve (cumple CTE)	130 kN/m²
Resistencia viento (cumple CTE)	130 km/h

Tabla 3. Características estructura solar.



Figura 17. Estructura solar 36 módulos Extrusun.

Todos los datos técnicos de las estructuras solares se pueden comprobar en el punto 2.- ANEXOS, 2.4.- DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.

1.6.4.- INVERSOR

Dada la elevada potencia de la instalación, se ha optado por emplear equipos centrales con una potencia nominal por inversor de 900 kW, con tensión de salida a 405 V. Se ha descartado el empleo de inversores con transformador incorporado con el fin de minimizar las pérdidas, utilizando en su lugar transformadores externos (centros de transformación propiamente dichos). Se ha optado por utilizar inversores de intemperie, que no precisan edificio de protección (existen tales edificios, prefabricados, pero albergan los trafos, así como la aparamenta y cuadros de MT y BT) con sistema de monitorización autodidacta, para la detección de fallos y remisión de parámetros de operación, y entradas de corriente continua motorizadas. El fabricante de los inversores garantiza la fabricación de estos bajo todas las normativas de seguridad aplicables. Se desconectarán en caso de:

-Fallo de red eléctrica: no funcionarán en ningún caso en isla y se reconectarán cuando se haya restablecido la tensión en la red.

-Tensión fuera de rango: se desconectará automáticamente.

-Frecuencia fuera de rango.

-Temperatura elevada: el inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada; si la temperatura interior del equipo aumenta, el equipo está diseñado para dar menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura límite y, si llegara el caso, desconectarse automáticamente. Por otro lado, dado que estos inversores no están provistos de transformadores convencionales que garanticen el aislamiento galvánico, éste lo proporciona el transformador elevador de tensión de 405 V a 24.000 V.

Por la noche o en periodos diurnos de muy escasa radiación, el inversor sólo consume una pequeña cantidad de energía procedente de la red de distribución de la compañía. No obstante, los inversores se diseñarán para el seguimiento del punto de máxima potencia de los módulos, de forma que si la radiación no fuera suficiente para suministrar corriente a la red, se desconectarán.

Las características técnicas de los inversores seleccionados, SMA Modelo SC900CP XT, son las siguientes:

INVERSOR SMA 900CP XT		
PARÁMETROS DE SALIDA (AC)		
Tensión nominal	405	V
Frecuencia	50	Hz
Corriente máxima	1.411	A
Potencia nominal	900	kW
Rendimiento máximo	98,6	%
PARÁMETROS DE ENTRADA (CC)		
Máxima potencia generador	1.010	kW
Rango tensiones	722-850	V
Máximo voltaje en circuito abierto	1.000	V
Corriente de entrada	1.400	A
PARÁMETROS DE CONSUMO		
Consumo característico en funcionamiento	<1.700	W
Consumo característico en stand-by	<100	W
MEDIDAS		
Ancho / Alto / Fondo	2.562/2.279/956	mm
Peso aproximado	1.800	kg

Tabla 4. Características inversor.



Figura 18. Inversor SMA 900CP-XT

Todos los datos técnicos de los inversores se pueden comprobar en el punto 2.- ANEXOS, 2.4.- DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.

1.6.5.- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La planta solar precisa una instalación de media tensión compuesta por transformadores que elevan la tensión de salida de los inversores de 405 V a 24 kV, y una red subterránea de MT que interconecta los centros de transformación (CT's) con las subestaciones en las que se elevará nuevamente el nivel de tensión hasta los 400 kV con el fin de poder evacuar al nudo de transporte asignado por REE la energía generada. A cada dos inversores se asocia un pequeño edificio prefabricado, una caseta de obra Ormazábal modelo PFU-5, con una puerta peatonal y dos de transformador, de dimensiones exteriores 6.080 x 2.380 mm y altura vista 2.780 mm, dividida interiormente en tres compartimentos separados por rejillas metálicas: dos celdas de transformador en las que se emplazan sendos trafos de 1.000 kVA de potencia nominal, con refrigeración natural en aceite, y una sala para la aparamenta modular de MT y BT, con aislamiento y corte en hexafluoruro de azufre (SF6), para el mando y protección de la instalación de distribución que cumplen con la UNE 21428, EN 50464 y IEC 60076. Los embarrados se conectan mediante una unión apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación,...). En cada centro de transformación se instalará además un conjunto compacto '2L+P' (dos celdas de línea más una de protección).

CELDAS MODULARES MT		
Tensión nominal	24	kV
NIVEL DE AISLAMIENTO		
Frecuencia industrial a tierra y entre fases	70	kV
Frecuencia industrial a la distancia de seccionamiento	80	kV
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases	170	kV
Impulso tipo rayo a la distancia de seccionamiento	195	kV

Tabla 5. Características celdas modoulates MT.

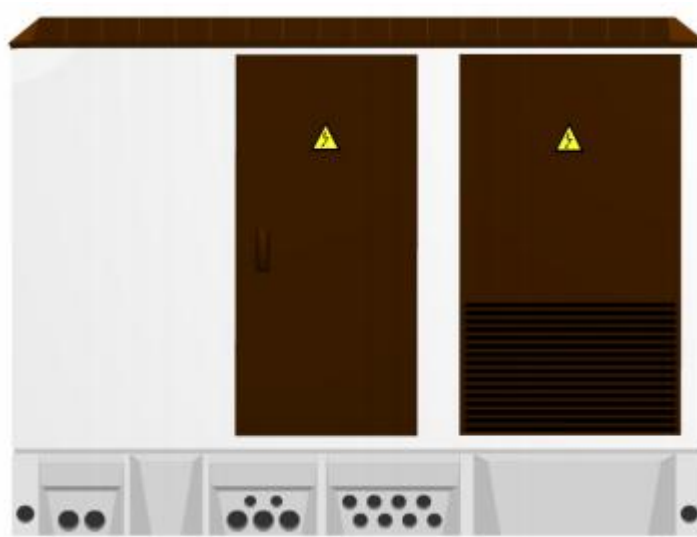


Figura 19. Celda MT Ormazábal modelo PFU-5.

Todos los datos técnicos de las de los centros de transformación y los transformadores, se pueden comprobar en el punto 2.- ANEXOS, 2.4.- DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.

1.6.6.-BATERÍAS

Las baterías de plomo, dada su comerciabilidad (son más económicas), han liderado comercialmente el mercado. Sin embargo, hoy en día surgen nuevas exigencias que estas baterías no son capaces de suplir, como por ejemplo, tiempos de ciclo carga/descarga, vida útil, almacenamiento de gran cantidad de energía, densidad energética, ciclabilidad... Las baterías de plomo, presentan, en estos aspectos, limitaciones que les impiden cumplir estas exigencias durante todo el ciclo de vida útil. La nueva solución a este problema son las baterías de ion-litio, que respecto a las baterías de plomo, presentan una relación coste-calidad óptima y altas prestaciones para hacer frente a las nuevas exigencias energéticas. Tienen una densidad 5 veces superior a las de plomo lo que implica que las baterías de plomo pesan 5 veces más y ocupan hasta 5 veces más que las de ion-litio. Las baterías de ion-litio, a medida que se van descargando, mantienen la tensión, a diferencia de las

baterías de plomo que reducen su tensión de salida, presentando una salida con tensión variable. No presentan efecto memoria, por lo que la no existencia de ciclos de carga y descarga completos no produce una pérdida de almacenamiento energético de las celdas. Así pues, las baterías a elegir para el estudio de viabilidad son las baterías de ion-litio. No precisan de ventilación, son más reducidas, con un menor peso y no hay que tener especial cuidado con los vertidos. Se hacen especialmente importantes para apoyo a las energías renovables que sufren fuertes variaciones de potencia tanto instantáneas como de nivel de producción temporal. Las baterías de ion-litio regulan los picos de producción y cubren tanto las faltas como los excesos en periodos de varios minutos.

Una vez seleccionada la clase de batería, baterías de ion-litio, se procederá a elegir la subclase que mejor se adapte a la situación de la planta solar, esto es, la selección de la química más adecuada. La Figura 20 muestra las diferentes químicas y sus prestaciones en las baterías de ion-litio:

Material	Energy Density	Power Density	Safety	Stability	Cyclability	Cost per Ah
LOO	Yellow	Orange	(-)	Light Green	(-)	Red
NCA	Dark Green	Dark Green	Red	Dark Green	Red	Yellow
NMC	Light Green	Light Green	Orange	Dark Green	Orange	Yellow
LMO	Red	Dark Green	Light Green	Red	Red	Orange
LFP	(-)	(+)	Dark Green	Dark Green	Dark Green	Dark Green
LFMP	Yellow	(+)	Dark Green	Dark Green	Dark Green	Dark Green
LTO	(--)	(++)	Dark Green	Dark Green	(+)	(-)

Figura 20. Prestaciones baterías ion-litio.

Hay que tener en cuenta si se trata de sistemas estacionarios de mediana energía o de gran energía. Este proyecto se engloba dentro de sistemas estacionarios de gran energía, del orden de MW y MWh, por lo que se tienen que elegir la baterías de ion-litio que presenten alta capacidad energética (capacidad de acumular energía) y alta capacidad de potencia, intentando mantener un coste lo más reducido posible. Así pues, observando la Figura 20, la batería de ion-litio que mejor se adapta a estas prestaciones, es la LFMP, que presenta una buena densidad energética, combinada con una muy buena capacidad de potencia,

estabilidad, seguridad, ciclabilidad y coste por Ah óptimos, por lo que para los requisitos de este proyecto es la batería más idónea.

En conclusión, se descartan las baterías de plomo, por no poder suplir las exigencias requeridas y se seleccionan, para el estudio de viabilidad, baterías de ion-litio LFMP, adecuadas para la producción solar.

Para realizar el estudio económico y de viabilidad, se considerará que la capacidad de potencia de las baterías, deberá ser al menos el 75% de la potencia máxima de la instalación, esto es, 8 MW y para la capacidad de acumulación, se van a considerar dos casos hipotéticos:

-Caso 1: capacidad de acumulación 16 MWh, consiguiendo 2 horas de acumulación.

-Caso 2: capacidad de acumulación 28 MWh, consiguiendo 3,5 horas de acumulación.

Las baterías, para este tipo de proyectos, como se puede observar en las figuras 21 y 22, vienen ensambladas en containers. Esto supone un ahorro en tiempo y dinero, ya que los containers vienen cableados y listos para conectar a la instalación solar, sin necesidad de tener que cablear individualmente cada bloque de baterías.



Figura 21. Sistema modular de baterías de ion-litio de 560 kWh.



Figura 22. Interior del container de baterías de ion-litio.

1.7.-ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

El estudio de viabilidad económica se ha calculado considerando una evolución a 25 años vista y una vida útil de los paneles solares también de 25 años con una pérdida de rendimiento cercana al 1% anual. El precio de venta de la energía, junto con la variación de la misma, se ha extraído de datos facilitados por la UNEF. Partiendo del presupuesto total de **10.843.513,15 €** detallado en el apartado 4.1, se han obtenido los siguientes resultados:

Año	Vertido a red (kWh/año)	Rendimiento paneles solares	Tarifa (€/kWh) considerando una variación del 1,5%	Ingresos anuales (€)	Saldo (€)
1	22.515.280,93	100,00%	0,080	1.801.222,47 €	- 9.042.290,68 €
2	22.323.901,04	99,15%	0,081	1.812.700,76 €	- 7.229.589,91 €
3	22.104.377,05	98,18%	0,082	1.821.798,55 €	- 5.407.791,36 €
4	21.884.853,06	97,20%	0,084	1.830.761,41 €	- 3.577.029,96 €
5	21.665.329,07	96,23%	0,085	1.839.583,25 €	- 1.737.446,71 €
6	21.445.805,09	95,25%	0,086	1.848.257,82 €	110.811,11 €
7	21.226.281,10	94,28%	0,087	1.856.778,73 €	1.967.589,84 €
8	21.006.757,11	93,30%	0,089	1.865.139,40 €	3.832.729,24 €
9	20.787.233,12	92,33%	0,090	1.873.333,12 €	5.706.062,36 €
10	20.567.709,13	91,35%	0,091	1.881.352,99 €	7.587.415,36 €
11	20.348.185,14	90,38%	0,093	1.889.191,97 €	9.476.607,32 €
12	20.128.661,15	89,40%	0,094	1.896.842,80 €	11.373.450,12 €
13	19.909.137,16	88,43%	0,096	1.904.298,09 €	13.277.748,22 €
14	19.689.613,17	87,45%	0,097	1.911.550,26 €	15.189.298,47 €
15	19.470.089,18	86,48%	0,099	1.918.591,51 €	17.107.889,99 €
16	19.250.565,20	85,50%	0,100	1.925.413,91 €	19.033.303,90 €
17	19.031.041,21	84,53%	0,102	1.932.009,30 €	20.965.313,20 €
18	18.811.517,22	83,55%	0,103	1.938.369,33 €	22.903.682,53 €
19	18.591.993,23	82,57%	0,105	1.944.485,46 €	24.848.167,99 €
20	18.372.469,24	81,60%	0,106	1.950.348,94 €	26.798.516,93 €
21	18.152.945,25	80,62%	0,108	1.955.950,82 €	28.754.467,74 €
22	17.933.421,26	79,65%	0,109	1.961.281,92 €	30.715.749,66 €
23	17.713.897,27	78,67%	0,111	1.966.332,87 €	32.682.082,53 €
24	17.494.373,28	77,70%	0,113	1.971.094,05 €	34.653.176,58 €
25	17.274.849,29	76,72%	0,114	1.975.555,65 €	36.628.732,23 €

Tabla 6. Viabilidad económica y periodo de retorno.

Analizando la tabla de viabilidad, se observa un periodo de retorno de 6 años, lo que indica que se trata de un proyecto viable económicamente con un periodo de retorno corto.

1.7.1.-ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA CON INSTALACIÓN DE BATERÍAS

Para realizar el estudio económico y de viabilidad económica con inclusión de baterías, se considerará que la capacidad de potencia de las baterías, deberá ser al menos el 75% de la potencia máxima de la instalación, esto es, 8 MW y para la capacidad de acumulación de cara a mercado, se van a considerar dos casos hipotéticos:

-Caso 1: capacidad de acumulación 16 MWh, consiguiendo 2 horas de acumulación.

-Caso 2: capacidad de acumulación 28 MWh, consiguiendo 3,5 horas de acumulación.

Como se ha mencionado en el apartado 1.5.6.1.-Baterías de litio-ion, los costes de inversión para estas baterías se sitúan en torno a 350 €/kWh, mientras que sus costes de operación y mantenimiento están cercanos a los 3 €/kWh.

Resumidos los costes de las baterías y los requerimientos que éstas deben tener, la inversión de baterías que se tendría que realizar, para ambos casos, es la siguiente:

Caso	Potencia baterías (MW)	Horas Acumulación (h)	Capacidad de acumulación (MWh)	Coste operación y mantenimiento (€/kWh)	Costes de inversión (€/kWh)	Inversión total (€)
1	8	2	16	3	350	5.640.000,00
2	8	4	28	3	350	9.884.000,00

Tabla 7. Inversión de la instalación de baterías.

Como se puede observar, la inversión de las baterías es muy elevada si lo comparamos con el presupuesto total de la instalación solar. Para el caso 1 supone el 50% del presupuesto total y para el caso 2, casi el 100%, debido a la alta capacidad de acumulación. Ello influirá en un periodo de retorno mucho mayor y posiblemente derive en la inviabilidad del proyecto.

A continuación, se muestra el periodo de retorno de la instalación con baterías:

-CASO 1: 2 horas de acumulación. Inversión total 16.491.513,15, €

Año	Vertido a red (kWh/año)	Redimiento paneles solares	Tarifa (€/kWh) considerando una variación del 1,5%	Ingresos anuales (€)	Saldo (€)
1	22.515.280,93	100,00%	0,080	1.801.222,47 €	- 14.690.290,68 €
2	22.323.901,04	99,15%	0,081	1.812.700,76 €	- 12.877.589,91 €
3	22.104.377,05	98,18%	0,082	1.821.798,55 €	- 11.055.791,36 €
4	21.884.853,06	97,20%	0,084	1.830.761,41 €	- 9.225.029,96 €
5	21.665.329,07	96,23%	0,085	1.839.583,25 €	- 7.385.446,71 €
6	21.445.805,09	95,25%	0,086	1.848.257,82 €	- 5.537.188,89 €
7	21.226.281,10	94,28%	0,087	1.856.778,73 €	- 3.680.410,16 €
8	21.006.757,11	93,30%	0,089	1.865.139,40 €	- 1.815.270,76 €
9	20.787.233,12	92,33%	0,090	1.873.333,12 €	58.062,36 €
10	20.567.709,13	91,35%	0,091	1.881.352,99 €	1.939.415,36 €
11	20.348.185,14	90,38%	0,093	1.889.191,97 €	3.828.607,32 €
12	20.128.661,15	89,40%	0,094	1.896.842,80 €	5.725.450,12 €
13	19.909.137,16	88,43%	0,096	1.904.298,09 €	7.629.748,22 €
14	19.689.613,17	87,45%	0,097	1.911.550,26 €	9.541.298,47 €
15	19.470.089,18	86,48%	0,099	1.918.591,51 €	11.459.889,99 €
16	19.250.565,20	85,50%	0,100	1.925.413,91 €	13.385.303,90 €
17	19.031.041,21	84,53%	0,102	1.932.009,30 €	15.317.313,20 €
18	18.811.517,22	83,55%	0,103	1.938.369,33 €	17.255.682,53 €
19	18.591.993,23	82,57%	0,105	1.944.485,46 €	19.200.167,99 €
20	18.372.469,24	81,60%	0,106	1.950.348,94 €	21.150.516,93 €
21	18.152.945,25	80,62%	0,108	1.955.950,82 €	23.106.467,74 €
22	17.933.421,26	79,65%	0,109	1.961.281,92 €	25.067.749,66 €
23	17.713.897,27	78,67%	0,111	1.966.332,87 €	27.034.082,53 €
24	17.494.373,28	77,70%	0,113	1.971.094,05 €	29.005.176,58 €
25	17.274.849,29	76,72%	0,114	1.975.555,65 €	30.980.732,23 €

Tabla 8. Viabilidad económica con baterías caso 1.

Analizando la tabla de viabilidad, se observa un periodo de retorno de 9 años, lo que indica que se trata de un proyecto con un periodo de retorno largo.

-CASO 2: 3,5 horas de acumulación. Inversión total 20.727.513,15 €

Año	Vertido a red (kWh/año)	Redimiento paneles solares	Tarifa (€/kWh) considerando una variación del 1,5%	Ingresos anuales (€)	Saldo (€)
1	22.515.280,93	100,00%	0,080	1.801.222,47 €	- 18.926.290,68 €
2	22.323.901,04	99,15%	0,081	1.812.700,76 €	- 17.113.589,91 €
3	22.104.377,05	98,18%	0,082	1.821.798,55 €	- 15.291.791,36 €
4	21.884.853,06	97,20%	0,084	1.830.761,41 €	- 13.461.029,96 €
5	21.665.329,07	96,23%	0,085	1.839.583,25 €	- 11.621.446,71 €
6	21.445.805,09	95,25%	0,086	1.848.257,82 €	- 9.773.188,89 €
7	21.226.281,10	94,28%	0,087	1.856.778,73 €	- 7.916.410,16 €
8	21.006.757,11	93,30%	0,089	1.865.139,40 €	- 6.051.270,76 €
9	20.787.233,12	92,33%	0,090	1.873.333,12 €	- 4.177.937,64 €
10	20.567.709,13	91,35%	0,091	1.881.352,99 €	- 2.296.584,64 €
11	20.348.185,14	90,38%	0,093	1.889.191,97 €	- 407.392,68 €
12	20.128.661,15	89,40%	0,094	1.896.842,80 €	1.489.450,12 €
13	19.909.137,16	88,43%	0,096	1.904.298,09 €	3.393.748,22 €
14	19.689.613,17	87,45%	0,097	1.911.550,26 €	5.305.298,47 €
15	19.470.089,18	86,48%	0,099	1.918.591,51 €	7.223.889,99 €
16	19.250.565,20	85,50%	0,100	1.925.413,91 €	9.149.303,90 €
17	19.031.041,21	84,53%	0,102	1.932.009,30 €	11.081.313,20 €
18	18.811.517,22	83,55%	0,103	1.938.369,33 €	13.019.682,53 €
19	18.591.993,23	82,57%	0,105	1.944.485,46 €	14.964.167,99 €
20	18.372.469,24	81,60%	0,106	1.950.348,94 €	16.914.516,93 €
21	18.152.945,25	80,62%	0,108	1.955.950,82 €	18.870.467,74 €
22	17.933.421,26	79,65%	0,109	1.961.281,92 €	20.831.749,66 €
23	17.713.897,27	78,67%	0,111	1.966.332,87 €	22.798.082,53 €
24	17.494.373,28	77,70%	0,113	1.971.094,05 €	24.769.176,58 €
25	17.274.849,29	76,72%	0,114	1.975.555,65 €	26.744.732,23 €

Tabla 9. Viabilidad económica con baterías caso 2.

Analizando la tabla de viabilidad, se observa un periodo de retorno de 12 años, lo que indica que se trata de un proyecto con un periodo de retorno muy largo para una instalación con una vida útil de 25 años.

A continuación, se va a analizar la repercusión que causará la disminución de los costes de inversión en las baterías de ion-litio y los que se supone que tendrá que alcanzar en un plazo de 4 años, tras el desarrollo tecnológico de las mismas:

Caso	Potencia baterías (MW)	Horas Acumulación (h)	Capacidad de acumulación (MWh)	Coste operación y mantenimiento (€/kWh)	Costes de inversión (€/kWh)	Inversión total (€)
1	8	2	16	3	220	3.568.000,00
2	8	4	28	3	220	6.244.000,00

Tabla 10. Inversión de la instalación de baterías con reducción de costes de inversión a 4 años vista.

-CASO 1: 2 horas de acumulación. Inversión total 14.411.513,15, €

Año	Vertido a red (kWh/año)	Redimiento paneles solares	Tarifa (€/kWh) considerando una variación del 1,5%	Ingresos anuales (€)	Saldo (€)
1	22.515.280,93	100,00%	0,080	1.801.222,47 €	- 12.610.290,68 €
2	22.323.901,04	99,15%	0,081	1.812.700,76 €	- 10.797.589,91 €
3	22.104.377,05	98,18%	0,082	1.821.798,55 €	- 8.975.791,36 €
4	21.884.853,06	97,20%	0,084	1.830.761,41 €	- 7.145.029,96 €
5	21.665.329,07	96,23%	0,085	1.839.583,25 €	- 5.305.446,71 €
6	21.445.805,09	95,25%	0,086	1.848.257,82 €	- 3.457.188,89 €
7	21.226.281,10	94,28%	0,087	1.856.778,73 €	- 1.600.410,16 €
8	21.006.757,11	93,30%	0,089	1.865.139,40 €	264.729,24 €
9	20.787.233,12	92,33%	0,090	1.873.333,12 €	2.138.062,36 €
10	20.567.709,13	91,35%	0,091	1.881.352,99 €	4.019.415,36 €
11	20.348.185,14	90,38%	0,093	1.889.191,97 €	5.908.607,32 €
12	20.128.661,15	89,40%	0,094	1.896.842,80 €	7.805.450,12 €
13	19.909.137,16	88,43%	0,096	1.904.298,09 €	9.709.748,22 €
14	19.689.613,17	87,45%	0,097	1.911.550,26 €	11.621.298,47 €
15	19.470.089,18	86,48%	0,099	1.918.591,51 €	13.539.889,99 €
16	19.250.565,20	85,50%	0,100	1.925.413,91 €	15.465.303,90 €
17	19.031.041,21	84,53%	0,102	1.932.009,30 €	17.397.313,20 €
18	18.811.517,22	83,55%	0,103	1.938.369,33 €	19.335.682,53 €
19	18.591.993,23	82,57%	0,105	1.944.485,46 €	21.280.167,99 €
20	18.372.469,24	81,60%	0,106	1.950.348,94 €	23.230.516,93 €
21	18.152.945,25	80,62%	0,108	1.955.950,82 €	25.186.467,74 €
22	17.933.421,26	79,65%	0,109	1.961.281,92 €	27.147.749,66 €
23	17.713.897,27	78,67%	0,111	1.966.332,87 €	29.114.082,53 €
24	17.494.373,28	77,70%	0,113	1.971.094,05 €	31.085.176,58 €
25	17.274.849,29	76,72%	0,114	1.975.555,65 €	33.060.732,23 €

Tabla 11. Viabilidad económica con baterías y reducción de costes de inversión caso 1.

El periodo de retorno se reduce en 1 año, consiguiéndose la rentabilidad económica a los 8 años y convirtiendo el proyecto en un proyecto viable económicamente.

-CASO 2: 3,5 horas de acumulación. Inversión total 17.087.513,15 €

Año	Vertido a red (kWh/año)	Redimiento paneles solares	Tarifa (€/kWh) considerando una variación del 1,5%	Ingresos anuales (€)	Saldo (€)
1	22.515.280,93	100,00%	0,080	1.801.222,47 €	- 15.286.290,68 €
2	22.323.901,04	99,15%	0,081	1.812.700,76 €	- 13.473.589,91 €
3	22.104.377,05	98,18%	0,082	1.821.798,55 €	- 11.651.791,36 €
4	21.884.853,06	97,20%	0,084	1.830.761,41 €	- 9.821.029,96 €
5	21.665.329,07	96,23%	0,085	1.839.583,25 €	- 7.981.446,71 €
6	21.445.805,09	95,25%	0,086	1.848.257,82 €	- 6.133.188,89 €
7	21.226.281,10	94,28%	0,087	1.856.778,73 €	- 4.276.410,16 €
8	21.006.757,11	93,30%	0,089	1.865.139,40 €	- 2.411.270,76 €
9	20.787.233,12	92,33%	0,090	1.873.333,12 €	- 537.937,64 €
10	20.567.709,13	91,35%	0,091	1.881.352,99 €	1.343.415,36 €
11	20.348.185,14	90,38%	0,093	1.889.191,97 €	3.232.607,32 €
12	20.128.661,15	89,40%	0,094	1.896.842,80 €	5.129.450,12 €
13	19.909.137,16	88,43%	0,096	1.904.298,09 €	7.033.748,22 €
14	19.689.613,17	87,45%	0,097	1.911.550,26 €	8.945.298,47 €
15	19.470.089,18	86,48%	0,099	1.918.591,51 €	10.863.889,99 €
16	19.250.565,20	85,50%	0,100	1.925.413,91 €	12.789.303,90 €
17	19.031.041,21	84,53%	0,102	1.932.009,30 €	14.721.313,20 €
18	18.811.517,22	83,55%	0,103	1.938.369,33 €	16.659.682,53 €
19	18.591.993,23	82,57%	0,105	1.944.485,46 €	18.604.167,99 €
20	18.372.469,24	81,60%	0,106	1.950.348,94 €	20.554.516,93 €
21	18.152.945,25	80,62%	0,108	1.955.950,82 €	22.510.467,74 €
22	17.933.421,26	79,65%	0,109	1.961.281,92 €	24.471.749,66 €
23	17.713.897,27	78,67%	0,111	1.966.332,87 €	26.438.082,53 €
24	17.494.373,28	77,70%	0,113	1.971.094,05 €	28.409.176,58 €
25	17.274.849,29	76,72%	0,114	1.975.555,65 €	30.384.732,23 €

Tabla 12. Viabilidad económica con baterías y reducción de costes de inversión caso 2.

En este caso, la diferencia es más notable, consiguiendo reducir el periodo de retorno a los 10 años, periodo que hace plantearse el desarrollo del proyecto.

1.8.-CONCLUSIÓN

Dada la creciente demanda energética y la necesidad de conservación del medio ambiente, se precisan de nuevas centrales eléctricas renovables que sustituyan a las que utilizan combustibles fósiles. Las plantas de energía fotovoltaica, dada su relativa sencillez de generación eléctrica, constituyen un elemento importante para cubrir el consumo de energía de determinados países. Por este motivo, es necesario considerar otros elementos que permitan mejorar la eficiencia y el rendimiento de las plantas solares fotovoltaicas. Esto es posible desarrollando algoritmos de seguimiento precisos y otros que puedan predecir el clima. Las baterías son otro aspecto fundamental a considerar en este campo. Las baterías actuales de litio-ion son caras y tiene una capacidad limitada, por lo que se tendrá que desarrollar una nueva tecnología con alta capacidad y vida útil a ciclados elevados antes del establecimiento masivo de la compensación por baterías.

El periodo de retorno de la instalación solar fotovoltaica sin incluir baterías, está en torno a los 6-8 años; periodo que hace viable económicamente dicho proyecto, mientras que considerando baterías, este periodo aumenta. El alto coste de inversión de las baterías es el principal motivo por el que se hace presente la inviabilidad de proyectos solares con acumulación, pasándose a periodos de retorno mayores de 10 años e incluso llegando a los 12 ó 13 años, en proyectos con una vida útil de 25-30 años.

Es de esperar que se produzca una reducción en el coste de inversión de las baterías a medida que avance su desarrollo tecnológico y que propicie el desarrollo de sistemas solares fotovoltaicos con acumulación.

Tal y como se ha estudiado en el apartado anterior, esta reducción de costes de inversión de las baterías, a cuatro años vista, propiciará el desarrollo de proyectos solares con acumulación, optimizando la eficiencia de los huertos solares, reduciendo los periodos de retorno y aumentando la viabilidad económica, facilitando a las empresas a desarrollar este tipo de proyectos con acumulación.

2.-ANEXOS.

2.1.-CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1.1.- DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Descrito ya en el apartado 1.6.1 de este proyecto, la infraestructura proyectada se ubicará en la Región de Murcia, dentro del término municipal de Mula, siendo los terrenos propuestos próximos al municipio de Pliego. Los terrenos planteados para acoger la central solar se sitúan en suelo clasificado como No Urbanizable por el Plan General Municipal vigente en el municipio de Mula principalmente en parcelas ocupadas con cultivos de almendros, algarrobos, olivos y barbecho. Se ubicará en el polígono 69, parcela 2 de Mula.

Por lo que respecta a la agrupación de los módulos en serie/paralelo, éstos se van a distribuir de la manera más adecuada posible atendiendo a sus características y a las del inversor.

-Principales características del inversor:

-Rango de tensiones de continua a la entrada del inversor: $V_{cc} = 722-850$ V.

-Intensidad máxima de salida del inversor: $I_{m\acute{a}x} = 1.411$ A.

-Curva de eficiencia máxima.

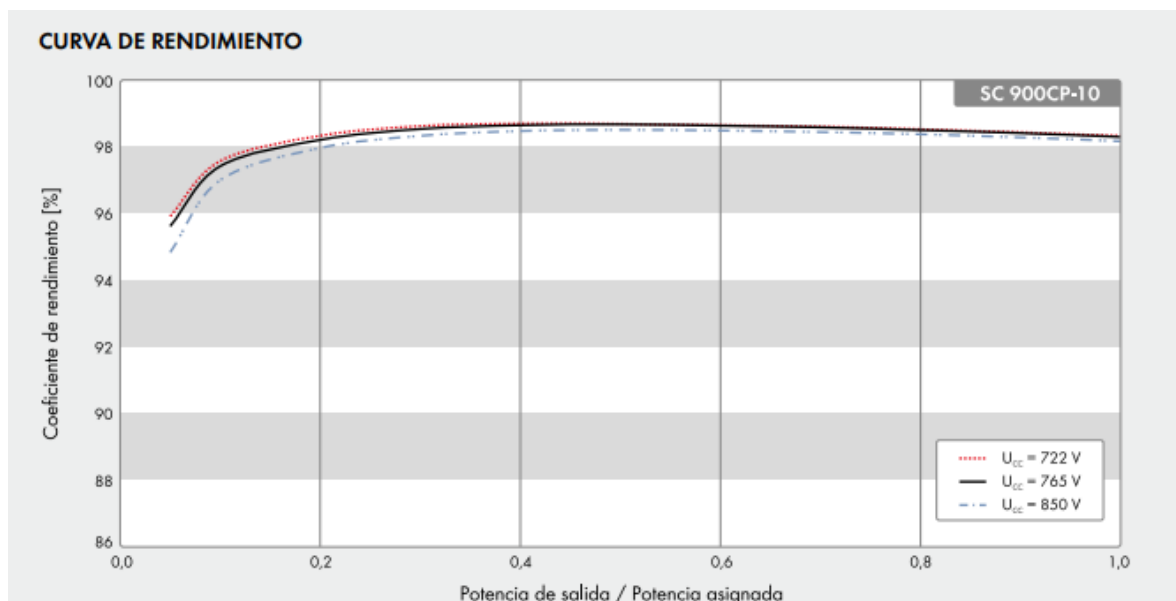


Figura 23. Curva de rendimiento inversor.

·Principales características de los módulos:

-Tensión de circuito abierto: $V_{oc} (T = 25^\circ C) = 37,8 V$.

-Intensidad de cortocircuito: $I_{sc} = 8,94 A$.

-Potencia pico módulos: $P_{p_panel} = 245 Wp$.

Una vez conocidas las principales características tanto del inversor como de los paneles solares, la solución propuesta que mejor se adapta para que el rango de tensiones e intensidades esté dentro de los límites del inversor es la que sigue:

-6 matrices iguales independientes, cada una de ellas conectada a una entrada diferente del inversor. Cada matriz formada por 32 ramas en paralelo con 21 módulos por rama, con un total de 672 módulos por matriz. De esta forma se garantiza que la tensión mínima y máxima del punto de máxima potencia de cada rama esté dentro del rango de tensiones de entrada al inversor.

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde al valor de tensión a circuito abierto del panel cuando la temperatura del módulo es mínima:

$$V_{ocm\acute{a}x} = k_u \times U_{ocSTC}$$

$$k_u = 1 + \frac{\alpha U_{oc}}{100} \times (T_{m\acute{i}n} - 25) = 1 + \frac{-0,37}{100} \times (18 - 25) = 1,0259$$

$$\alpha U_{oc} = -0,37\%/^\circ C$$

$$T_{m\acute{i}n} = 18^\circ C, \text{ en verano}$$

$$U_{ocm\acute{a}x} = k_u \times U_{ocSTC} = 1,0259 \times 37,8 = 46,6 V \rightarrow U_{ocm\acute{a}x} = 38,78 V$$

Los cálculos para determinar la intensidad máxima se detallan a continuación:

$$I_{scm\acute{a}x} = k_i \times I_{scSTC}$$

$$I_{scSTC} = 8,94 A$$

$$K_i \geq 1,25$$

$$I_{scm\acute{a}x} = k_i \times I_{scSTC} = 1,25 \times 8,94 = 11,175 A \rightarrow I_{scm\acute{a}x} = 11,175 A$$

Se observa cómo los niveles de tensión que se pueden alcanzar por rama están dentro de los límites del inversor:

-INVERSOR 1:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 2:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 3:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 4:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 5:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 6:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 7:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 8:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 9:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 10:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 11:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

-INVERSOR 12:

$$V_{oc} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{oc} = 21 \times 37,8 = 793,8 \text{ V}$$

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{sc} = 32 \times 8,94 = 286,08 \text{ A}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times V_{ocm\acute{a}x} = 21 \times 38,78 = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ ramas paralelo} \times I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 = 357,6 \text{ A}$$

De esta forma, la potencia pico de cada rama sería:

$$P_{p\text{rama}} = N^{\circ} \frac{\text{módulos}}{\text{rama}} \times P_{p\text{panel}} = \frac{21}{1} \times 245 = 5.145 \text{ Wp}$$

Como hay 32 ramas por matriz:

$$P_{p\text{matriz}} = 32 \times P_{p\text{rama}} = 32 \times 5.145 = 164,64 \text{ kWp}$$

La potencia pico total/inversor, $P_{p\text{total}}$, dado que la instalación consta de 6 matrices iguales por inversor:

$$P_{p\text{total}} = 6 \times P_{p\text{matriz}} = 6 \times 164,64 = 987,84 \text{ Wp} = P_{p\text{pico del inversor}}$$

Resumen por inversor:

Matrices	Módulos/Matriz	Ramas/Matriz	Módulos/Rama	Total paneles	$P_{p\text{total}}$
6	672	32	21	4032	987,84 kW _p

Tabla 13. Características matrices y ramas instalación solar.

Resumen planta solar fotovoltaica:

Inversores	Módulos/Inversor	Módulos totales	Potencia/Módulo	$P_{p\text{total}}$
12	4.032	48.384	245	11,85 MW _p

Tabla 14. Módulos por inversor, módulos totales y potencia pico total

La distancia entre placas para que éstas cumplan con su función sin que las ramas de módulos se hagan sombras entre sí, debe cumplir la siguiente ecuación:

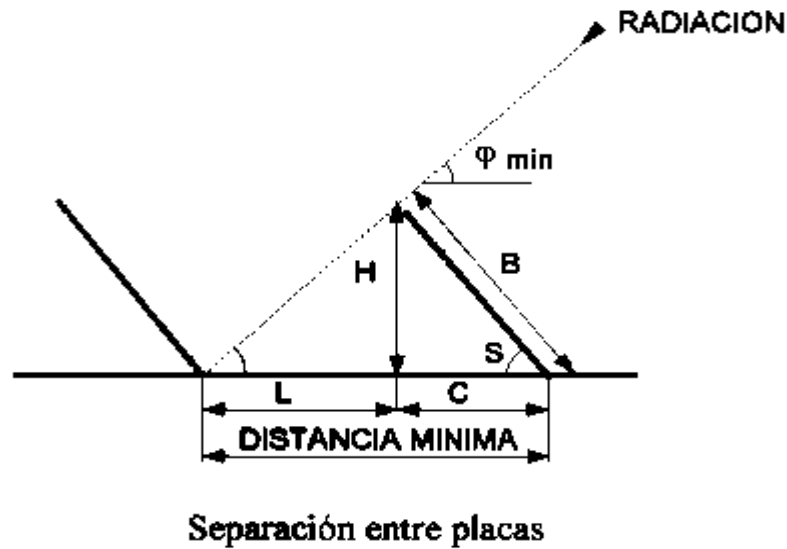


Figura 24. Separación entre paneles.

$$D_{\text{mín}} = B \times \text{Cos}(S) + \frac{B \times \text{Sen}(S)}{\text{Tg}(\varphi_{\text{mín}})}$$

$\varphi_{\text{mín}}$ = Altura solar mínima al mediodía solar. $\varphi_{\text{mín}} = 34^\circ$.

$\varphi_{\text{mín}} = (90^\circ - \varphi)$, donde φ es la latitud del emplazamiento en $^\circ \rightarrow \varphi = 38^\circ$.

S = inclinación máxima de los orientadores = 34° .

B = Longitud en metros de las placas solares = 1,64 m.

Aplicando la expresión:

$$D_{\text{mín}} = B \times \text{Cos}(S) + \frac{B \times \text{Sen}(S)}{\text{Tg}(\varphi_{\text{mín}})} = 1,64 \times \text{Cos}(34) + \frac{1,64 \times \text{Sen}(34)}{\text{Tg}(90 - 38)} = 2,08 \text{ m}$$

2.1.2.- DIMENSIONADO DE CONDUCTORES.

El Reglamento Eléctrico de Baja Tensión establece las condiciones para el dimensionado del cableado eléctrico. En éste se indica el tipo de conductor a emplear, su sección, aislamiento y tipo de instalación. El material empleado para los conductores será cobre.

La instalación dispone de diferentes franjas de cableado que son las siguientes:

-Franja 1: cableado que conecta los módulos en serie. Estos cableados serán no enterrados sobre bandejas de rejilla.

-Franja 2 a 6: cableado que conecta las diferentes ramas en paralelo. Estos cableados unen los diferentes cuadros de nivel o combiner boxes. Estos cableados serán no enterrados sobre bandejas de rejilla.

-Franja 7: cableado que conecta el cuadro de mayor nivel (cuadro 5) con el inversor. Estos cableados estarán enterrados bajo tubo con una tensión asignada de 0,6/1 kV.

-Franja 8: cableado aguas abajo del inversor. Cableado de corriente alterna (CA). Estos cableados estarán enterrados bajo tubo con una tensión asignada de 0,6/1 kV.

A continuación, se realiza el cálculo de los conductores de fase y neutro de la instalación solar. Para este cálculo se emplea la $I_{scm\acute{a}x}$ calculada en el apartado 2.1.1.- DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

-Franja 1: conexión módulos en serie.

$$I_{scm\acute{a}x} = 11,175 A \simeq 12 A$$

La intensidad de diseño es, por tanto, $I_d = 12 A$; a partir de este dato se obtiene, por el dimensionado de criterio térmico, en la Tabla A (ITC-BT-19), la sección correspondiente. Se eligen conductores con aislamiento de XLPE (2 conductores F+N) sobre bandejas de rejilla, tipo E (Tabla B):

$S = 1,5 \text{ mm}^2$ y la $I_{ADM} = 24 A$. Supera con creces la intensidad máxima.

Dado que los cables de las cadenas van agrupados de 2 en 2 hasta los empalmes con los diferentes cuadros de nivel, se debe aplicar un factor de reducción de la I_z de los conductores.

Por tanto, en un mismo tubo se encuentran 4 conductores. Siguiendo los factores de corrección de la Tabla E de la ITC-BT-19, el factor a aplicar es: 0,75.

Así pues, la I_z se reduce en un 5 %:

$$I_z' = I_z \times 0,65 = 24 \times 0,75 = 18 A$$

La nueva intensidad admisible sigue siendo mayor que la $I_{scm\acute{a}x}$. Por tanto, se mantiene la sección de $1,5 \text{ mm}^2$.

-Franjas 2 a 6: conexión cuadros de nivel. Conexión módulos en paralelo.

Estas zonas o franjas de cableado, conectarán las 32 ramas a los diferentes cuadros de nivel.

·La franja 2 comprende 8 ramas, por lo que por inversor habrá 4 franjas: ramas 1 a 8, conectadas al cuadro de nivel 1, ramas 9 a 16, conectadas al cuadro de nivel 2, ramas 17 a 24, conectadas al cuadro de nivel 3 y ramas 25 a 32, conectadas al cuadro de nivel 4.

$$I_{scm\acute{a}x} = 8 \times 11,175 A = 89,4 A \simeq 90 A$$

La intensidad de diseño es, por tanto, $I_d = 90 A$; a partir de este dato se obtiene, por el dimensionado de criterio térmico, en la Tabla A (ITC-BT-19), la sección correspondiente.

Se eligen conductores con aislamiento de XLPE (2 conductores F+N) sobre bandejas de rejilla, tipo E (Tabla B):

$S = 16 \text{ mm}^2$ y la $I_{ADM} = 153 \text{ A}$. Supera con creces la intensidad máxima.

·La franja 3 comprende el cableado que une el cuadro de nivel 1 con el 2, por lo que será de la misma sección que el de la franja 2: 16 mm^2 .

·La franja 4 comprende el cableado que une el cuadro de nivel 2 con el 3, por lo que contendrá 16 ramas:

$$I_{scm\acute{a}x} = 16 \times 11,175 \text{ A} = 178,8 \text{ A} \approx 179 \text{ A}$$

La intensidad de diseño es, por tanto, $I_d = 179 \text{ A}$; a partir de este dato se obtiene, por el dimensionado de criterio térmico, en la Tabla A (ITC-BT-19), la sección correspondiente. Se eligen conductores con aislamiento de XLPE (2 conductores F+N) sobre bandejas de rejilla, tipo E (Tabla B):

$S = 70 \text{ mm}^2$ y la $I_{ADM} = 244 \text{ A}$. Supera con creces la intensidad máxima.

·La franja 5 comprende el cableado que une el cuadro de nivel 3 con el 4, por lo que contendrá 24 ramas:

$$I_{scm\acute{a}x} = 24 \times 11,175 \text{ A} = 268,22 \text{ A} \approx 269 \text{ A}$$

La intensidad de diseño es, por tanto, $I_d = 269 \text{ A}$; a partir de este dato se obtiene, por el dimensionado de criterio térmico, en la Tabla A (ITC-BT-19), la sección correspondiente. Se eligen conductores con aislamiento de XLPE (2 conductores F+N) sobre bandejas de rejilla, tipo E (Tabla B):

$S = 120 \text{ mm}^2$ y la $I_{ADM} = 348 \text{ A}$. Supera con creces la intensidad máxima.

·La franja 6 comprende el cableado que une el cuadro de nivel 4 con el 5, por lo que contendrá las 32 ramas en paralelo:

$$I_{scm\acute{a}x} = 32 \times 11,175 \text{ A} = 357,6 \text{ A} \approx 358 \text{ A}$$

La intensidad de diseño es, por tanto, $I_d = 358 \text{ A}$; a partir de este dato se obtiene, por el dimensionado de criterio térmico, en la Tabla A (ITC-BT-19), la sección correspondiente. Se eligen conductores con aislamiento de XLPE (2 conductores F+N) sobre bandejas de rejilla, tipo E (Tabla B):

$S = 150 \text{ mm}^2$ y la $I_{ADM} = 404 \text{ A}$. Supera con creces la intensidad máxima.

-Franja 7: conexión cuadro de nivel 5 con el inversor.

$$I_{scm\acute{a}x} = 11,175 \times 32 = 357,6 \approx 358 \text{ A}$$

La intensidad de diseño es, por tanto, $I_d = 358 \text{ A}$; a partir de este dato se entra en tabla para obtener el dimensionado por el criterio térmico, Tabla D para cables soterrados bajo tubo (ITC-BT-19), donde se elige conductores con aislamiento de XLPE (2 conductores F+N) sobre bandejas de rejilla, tipo E (Tabla B):

$S = 150 \text{ mm}^2$ y la $I_{ADM} = 404 \text{ A}$. Supera con creces la intensidad máxima.

-Franja 8: cableado CA.

Si la $P = 987,840 \text{ kW}$ es la potencia máxima, $I_{m\acute{a}x} = \frac{P}{U \times \cos(\varphi)} = \frac{987.840}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 1.425,82 \text{ A}$

Consideramos la $I_d = 1,25 \times I_{m\acute{a}x} = 1.782,28 \text{ A}$. (ITC-BT-40).

El RBT no contempla un conductor que soporte ese valor de intensidad con lo cual se van a instalar 3 conductores por fase con una $I_{conductor\ fase} = \frac{1.782,28}{3} = 594,09 \text{ A}$

Se instalará una terna de conductores de aluminio y el conductor neutro será de cobre. Según el Reglamento de Baja Tensión ITC-07 el conductor de aluminio ha de tener una sección nominal de 240 mm^2 y el de tierra una de 50 mm^2 ($3 \times 150 \text{ Al} + 50 \text{ Cu}$).

2.1.3.- CAÍDAS DE TENSIÓN

Los cálculos se realizarán de modo que se cumplan los criterios de caída de tensión. Entre el punto de generación y el de conexión con la subestación eléctrica, la caída de tensión deberá ser menor al 1.5%.

-CAÍDA DE TENSIÓN PANELES-INVERSOR:

$$\Delta U = 2 \times R \times I_d \times \cos(\varphi)$$

$$R = \rho \times \frac{L}{S}$$

$\rho = 1/56$ para Cu; S es la sección en mm^2 . Para considerar pérdidas por temperatura $\rho = 0.023 \text{ } \Omega/\text{m}$.

$$\Delta U = 2 \times 0,023 \times \frac{15}{185} \times 357,6 = 1,33 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 1,33 \times \frac{100}{793,8} = 0.16\%$$

-CAÍDA DE TENSIÓN INVERSORES-SUBESTACIÓN ELÉCTRICA:

$$\Delta U = \frac{(\sqrt{3} \times \rho \times L \times I \times \cos(\varphi))}{S}$$

$$R = \rho \times \frac{L}{S}$$

$\rho = 1/35$ para Al; S es la sección en mm^2 . Para considerar pérdidas por temperatura $\rho = 0.023 \text{ } \Omega/\text{m}$.

$$\Delta U = \frac{(\sqrt{3} \times 0,028 \times 25 \times 594,09)}{240} = 3 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 3 \times \frac{100}{400} = 0.75\%$$

La caída de tensión acumulada desde los generadores hasta el punto de conexión a red es la acumulada en ambos tramos, por tanto:

$\Delta U_T = 0.16 \% + 0.75 \% = 0,91 \% < 1.5 \%$. Cumple con la normativa. En el caso que la caída de tensión superase el 1.5 %, la medida a adoptar sería aumentar la sección de los conductores.

2.1.4.- PUESTA A TIERRA

De acuerdo con lo dispuesto por el RD 1663/2000 y el REBT, la instalación fotovoltaica tendrá una tierra independiente, de modo que las masas de la instalación estén conectadas independientemente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como de las masas del resto de suministro.

En la parte de CC, el sistema será flotante (esquema IT), con los conductores activos aislados de tierra. Se conectarán a tierra todas las masas metálicas de la instalación (armarios, bandejas, módulos, estructura soporte, inversores, etc.). La mera fijación de los módulos a la estructura no se considera una puesta a tierra eficaz, por tanto se deberán conectar todos los módulos entre sí, haciendo uso del taladro realizado expresamente por el fabricante, y éstos a su vez con la estructura.

Los módulos fotovoltaicos irán puestos a tierra mediante conductor aislado de 6 mm² conectados por grupos a varillas de Cu de 2 m de longitud. Estas picas irán unidas entre sí mediante un conductor desnudo directamente enterrado de 35 mm² Cu.

Todas las conexiones de los circuitos de tierra, se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión, según se indica en ITC-BT-09-10.

La pica quedará enterrada bajo la estructura de sustentación de los módulos.

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

El tramo CA se seguirá un esquema TT, con las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección unidas a un mismo conductor de protección, y el neutro puesto a tierra.

Todas las masas AC deben conectarse a tierra mediante un conductor de protección

Todas las masas conectadas a un mismo dispositivo de protección deben estar conectadas a conductores de protección conectados a la misma puesta a tierra.

Los conductores de protección deben ser capaces de soportar la intensidad en caso de defecto.

El conductor neutro se debe abrir cuando se produzca un defecto.

El conductor de protección no debe pasar por el circuito magnético del dispositivo diferencial de protección.

2.1.5.- CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA

La resistencia máxima admisible de puesta a tierra se calcula a partir de la expresión:

$R_{adm} = U_L / I_{\Delta n}$, donde U_L equivale a 50V en locales secos y 24 V en locales húmedos e $I_{\Delta n}$ es la sensibilidad del dispositivo de protección diferencial.

En este caso, se asume un valor de R_{adm} de 1.667Ω ($V = 50 V$).

Se emplearán picas normalizadas de cobre de 14,6 mm de diámetro y dos metros de longitud.

El valor de la resistencia ofrecida por el electrodo de tierra se puede evaluar a partir de la siguiente expresión:

$R_{1pica} = \rho / L$, donde ρ es la resistividad del terreno (en $\Omega.m$) en el que se insertará la pica. Para terreno calizo, según el REBT, la resistividad puede adoptar valores comprendidos entre los 500 y los 5.000 $\Omega.m$, dependiendo de factores tales como la temperatura, la humedad, la granulometría, la estratificación, etc.

En el caso más desfavorable de conductividad del terreno, la resistencia de una pica de las características descritas será de:

$$R_{1pica} = 5.000 (\Omega.m) / 2m = 2.500 \Omega$$

Por tanto, se hace necesario la instalación de más picas para establecer una resistencia de tierra por debajo del límite fijado por R_{adm} .

Para estimar la resistencia de un grupo de picas puestas en paralelo, se recurre a la siguiente expresión:

$R_{total} = R_{1pica} \times K/n$, siendo K un valor comprendido entre 1,2 y 1,7 (depende del número de picas y de su disposición) y n el número de picas instaladas. Para $K=1,7$ y cuatro picas en paralelo, se obtiene un valor de resistencia de tierra de 850 Ω .

En cualquier caso, dada la variabilidad del valor de ρ que se ha empleado para los cálculos, será necesaria la medición “in situ” de la resistencia de tierra en el punto deseado, con el fin de garantizar la seguridad de la instalación.

En caso de optar por un sistema formado por varias picas en paralelo, éstas se situarán a una distancia igual a dos veces su longitud y se interconectarán a través de un conductor enterrado de 35 mm² mediante soldadura aluminotérmica o grapas de presión inoxidable.

2.1.6.- CONDUCTORES ELEGIDOS

Los conductores elegidos para esta instalación son unos cables de alta seguridad para baja tensión TOXFREE ZH RZ1-K con aislamiento de 0,6 / 1 kV y con un aislamiento de Polietileno reticulado (XLPE).

Franja	Material	Sección F+N (mm2)	Sección CP (mm2)	Intensidad admisible (A)
1	Cobre	1,5	6	18
2	Cobre	16	16	153
3	Cobre	16	16	153
4	Cobre	70	70	244
5	Cobre	120	120	348
6	Cobre	150	150	404
7	Cobre	150	150	404
8	Aluminio	150 (3 por fase)	50 Cu	600

Tabla 15. Características de los conductores.

2.1.7.- PROTECCIONES

En primer lugar se van a calcular las protecciones correspondientes a la parte de corriente continua:

-Protección frente a sobrecargas de corriente (sobrecorriente y cortocircuitos): se va a proteger contra sobrecorriente y cortocircuito para que la instalación solar ofrezca la seguridad que dicta la normativa. Se va a proceder al cálculo frente a posibles cortocircuitos y sobreintensidades en la instalación solar fotovoltaica. Para ello se instalarán en zona fotovoltaica fusibles tipo gG normalizados según 60269-6, 2 por cada rama (F+N). Se trata de fusibles de empleo general, para la protección de líneas con respuesta lenta en sobrecargas y rápida en cortocircuitos. Frente a cortocircuitos, la aparatenta que se instale debe cumplir que la energía de paso deberá ser menor que la I_{cu} (Intensidad máxima soportada por el cable) ($I^2 \cdot t \leq I_{cu}$ donde $I_{cu} = k^2 \cdot S^2$) y que el poder de corte del dispositivo de protección (PdC) debe ser superior a la máxima intensidad que se espera que circule por ese punto de la instalación ($PdC \geq I_{cc}$).

-Protección frente a sobretensiones: se van a instalar descargadores de tensión (varistores). Los dispositivos de protección contra sobretensiones son capaces de garantizar la protección frente a sobretensiones de origen atmosférico, debido a conmutación... En esta instalación se van a utilizar varistores de óxido de zinc. Se trata de dispositivos calificados como categoría 1.

-CUADRO DE NIVEL 1:

·Cortocircuitos y sobrecorrientes:

El dispositivo deberá cumplir las siguientes condiciones:

1.- $I_B \leq I_n \leq I_z$

2. - $I_2 \leq 1,45 I_z$

I_B es la corriente de funcionamiento del circuito.

I_z corriente admisible del conductor.

I_n corriente asignada al dispositivo de protección, para los dispositivos de protección regulables I_n es la corriente de regulación elegida (I_r).

$I_B = 12 \text{ A}$

$I_z = 18 \text{ A}$, se trata de conductores de Cu de $1,5 \text{ mm}^2$ no enterrados sobre bandejas de rejilla.

Por tanto, el dispositivo de protección contra sobrecorrientes deberá cumplir que:

$12 \leq I_n \leq 18$

Se va a elegir un calibre de $I_n = 16 \text{ A}$

Debe cumplir la condición 2; además, según IEC 60269-6, se debe cumplir también que $I_f = I_2 = 1,6 \times I_n$, donde I_f es la intensidad convencional de fusión del fusible en tiempo convencional:

$I_f = 1,6 \times 16 = 25,6 \text{ A}$

$I_f = I_2 = 25,6 \text{ A}$

Por tanto se comprueba si se cumple la condición 2:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z = 26,1 \text{ A} \quad I_2 \rightarrow 25,6 \leq 26,1 \text{ A. Sí cumple.}$$

Elección de fusibles: Fusibles Gg:

$$I_n = 16 \text{ A}$$

$$I_f = 25,6 \text{ A}$$

$$P_{dc} = 80 \text{ kA}$$

Estos fusibles irán instalados en cajas portafusibles, con el nivel de tensión adecuada, en el interior del cuadro de nivel 1 (16 fusibles para las ramas 1 a 8 en la combiner boxes 1).

·Protección frente a sobretensiones:

$$U_{\text{nominal}} \geq U_{\text{ocmáx}} \times \text{numero paneles en serie} = 38,78 \times 21 \text{ V} = 814,38 \text{ V}$$

$$I_{\text{CN}} > I_{\text{ccmáx}} = 2.854 \text{ kA}$$

$$I_{f5} < I_{\text{ccmín}} = 1.522 \text{ kA}$$

En este caso, U_p debe ser inferior a 1,5 kV, ya que se trata de Categoría I. $U_p \leq 1.5 \text{ kV}$.

Para determinar la U_c , consideramos la $U_{\text{ocmáx}}$.

$$U_{\text{ocmáx}} = 38,78 \times 21 = 814,38 \text{ V. Por tanto, la } U_c \text{ debe ser mayor o igual a } 814,38 \text{ V.}$$

Para la elección de I_n , los descargadores Tipo 2, tienen un valor mínimo de corriente nominal de descarga de 5 kA. $I_n = 5 \text{ kA}$.

Dichos descargadores se van a instalar dentro del cuadro de nivel 1 a 4. Se conectarán a una superficie equipotencial conectada a tierra para garantizar un buen funcionamiento. Se van a instalar 2 descargadores para el cuadro de nivel 1.

-CUADRO DE NIVEL 2:*·Cortocircuitos y sobrecorrientes:*

Para los módulos en serie, se utilizarán los mismos fusibles que para el cuadro de nivel 1. Para la conexión de los módulos en paralelo de la combiner boxes 1 que llega a la combiner boxes 2, se utiliza el siguiente fusible:

El dispositivo deberá cumplir las siguientes condiciones:

1.- $I_B \leq I_n \leq I_z$

2. - $I_2 \leq 1,45 I_z$

I_B es la corriente de funcionamiento del circuito.

I_z corriente admisible del conductor.

I_n corriente asignada al dispositivo de protección, para los dispositivos de protección regulables I_n es la corriente de regulación elegida (I_r).

$$I_B = 90 \text{ A}$$

$I_z = 153 \text{ A}$, se trata de conductores de Cu de 16 mm^2 no enterrados sobre bandejas de rejilla.

Por tanto, el dispositivo de protección contra sobrecorrientes deberá cumplir que:

$$90 \leq I_n \leq 153$$

Se va a elegir un calibre de $I_n = 125 \text{ A}$

Debe cumplir la condición 2; además, según IEC 60269-6, se debe cumplir también que $I_f = I_2 = 1,6 \times I_n$, donde I_f es la intensidad convencional de fusión del fusible en tiempo convencional:

$$I_f = 1,6 \times 125 = 200 \text{ A}$$

$$I_f = I_2 = 200 \text{ A}$$

Por tanto se comprueba si se cumple la condición 2:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z = 221,85 \text{ A } I_2 \rightarrow 200 \leq 221,85 \text{ A. Sí cumple.}$$

Elección de fusibles: Fusibles Gg:

$$I_n = 125 \text{ A}$$

$$I_f = 200 \text{ A}$$

$$P_{dc} = 120 \text{ kA}$$

Estos fusibles irán instalados en cajas portafusibles, con el nivel de tensión adecuada, en el interior del cuadro de nivel 2 (2 fusibles para las ramas 1 a 8 en la combiner boxes 2).

·*Protección frente a sobretensiones:*

El cuadro de nivel 2 tiene los mismos descargadores que el cuadro de nivel 1.

-CUADRO DE NIVEL 3:

·*Cortocircuitos y sobrecorrientes:*

Para los módulos en serie, se utilizarán los mismos fusibles que para el cuadro de nivel 1 y 2. Para la conexión de los módulos en paralelo de la combiner boxes 2 que llega a la combiner boxes 3, se utiliza el siguiente fusible:

El dispositivo deberá cumplir las siguientes condiciones:

$$1.- I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$2.- I_2 \leq 1,45 I_z$$

I_B es la corriente de funcionamiento del circuito.

I_z corriente admisible del conductor.

I_n corriente asignada al dispositivo de protección, para los dispositivos de protección regulables I_n es la corriente de regulación elegida (I_r).

$$I_B = 179 \text{ A}$$

$I_z = 244 \text{ A}$, se trata de conductores de Cu de 70 mm^2 no enterrados sobre bandejas de rejilla.

Por tanto, el dispositivo de protección contra sobrecorrientes deberá cumplir que:

$$179 \leq I_n \leq 244$$

Se va a elegir un calibre de $I_n = 200 \text{ A}$

Debe cumplir la condición 2; además, según IEC 60269-6, se debe cumplir también que $I_f = I_2 = 1,6 \times I_n$, donde I_f es la intensidad convencional de fusión del fusible en tiempo convencional:

$$I_f = 1,6 \times 200 = 320 \text{ A}$$

$$I_f = I_2 = 320 \text{ A}$$

Por tanto se comprueba si se cumple la condición 2:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z = 353,8 \text{ A} \quad I_2 \rightarrow 320 \leq 353,8 \text{ A. Sí cumple.}$$

Elección de fusibles: Fusibles Gg:

$$I_n = 200 \text{ A}$$

$$I_f = 320 \text{ A}$$

$$P_{dc} = 300 \text{ kA}$$

Estos fusibles irán instalados en cajas portafusibles, con el nivel de tensión adecuada, en el interior del cuadro de nivel 3 (2 fusibles para las ramas 1 a 16 en la combiner boxes 3).

·Protección frente a sobretensiones:

El cuadro de nivel 3 tiene los mismos descargadores que el cuadro de nivel 1 y 2.

-CUADRO DE NIVEL 4:

·Cortocircuitos y sobrecorrientes:

Para los módulos en serie, se utilizarán los mismos fusibles que para el cuadro de nivel 1, 2 y 3. Para la conexión de los módulos en paralelo de la combiner boxes 3 que llega a la combiner boxes 4, se utiliza el siguiente fusible:

El dispositivo deberá cumplir las siguientes condiciones:

$$1.- I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$2.- I_2 \leq 1,45 I_z$$

I_B es la corriente de funcionamiento del circuito.

I_z corriente admisible del conductor.

I_n corriente asignada al dispositivo de protección, para los dispositivos de protección regulables I_n es la corriente de regulación elegida (I_r).

$$I_B = 269 \text{ A}$$

$I_z = 348 \text{ A}$, se trata de conductores de Cu de 120 mm^2 no enterrados sobre bandejas de rejilla.

Por tanto, el dispositivo de protección contra sobrecorrientes deberá cumplir que:

$$269 \leq I_n \leq 348$$

Se va a elegir un calibre de $I_n = 315 \text{ A}$

Debe cumplir la condición 2; además, según IEC 60269-6, se debe cumplir también que $I_f = I_2 = 1,6 \times I_n$, donde I_f es la intensidad convencional de fusión del fusible en tiempo convencional:

$$I_f = 1,6 \times 280 = 504 \text{ A}$$

$$I_f = I_2 = 504 \text{ A}$$

Por tanto se comprueba si se cumple la condición 2:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z = 504,6 \text{ A} \quad I_2 \rightarrow 504 \leq 504,6 \text{ A. Sí cumple.}$$

$$I_n = 315 \text{ A}$$

$$I_f = 504 \text{ A}$$

$$P_{dc} = 600 \text{ kA}$$

Estos fusibles irán instalados en cajas portafusibles, con el nivel de tensión adecuada, en el interior del cuadro de nivel 4 (2 fusibles para las ramas 1 a 24 en la combiner boxes 4).

·Protección frente a sobretensiones:

El cuadro de nivel 4 tiene los mismos descargadores que el cuadro de nivel 1, 2 y 3.

-CUADRO DE NIVEL 5:

·Cortocircuitos y sobrecorrientes:

El dispositivo deberá cumplir las siguientes condiciones:

$$1.- I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$2.- I_2 \leq 1,45 I_z$$

I_B es la corriente de funcionamiento del circuito.

I_z corriente admisible del conductor.

I_n corriente asignada al dispositivo de protección, para los dispositivos de protección regulables I_n es la corriente de regulación elegida (I_r).

$$I_B = 358 \text{ A}$$

$I_z = 404 \text{ A}$, se trata de conductores de Cu de 150 mm^2 no enterrados sobre bandejas de rejilla.

Por tanto, el dispositivo de protección contra sobrecorrientes deberá cumplir que:

$$358 \leq I_n \leq 404$$

Se va a elegir un calibre de $I_n = 350 \text{ A}$

Debe cumplir la condición 2; además, según IEC 60269-6, se debe cumplir también que $I_f = I_2 = 1,6 \times I_n$, donde I_f es la intensidad convencional de fusión del fusible en tiempo convencional:

$$I_f = 1,6 \times 350 = 560 \text{ A}$$

$$I_f = I_2 = 560 \text{ A}$$

Por tanto se comprueba si se cumple la condición 2:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z = 585,8 \text{ A} \rightarrow 560 \leq 585,8 \text{ A. Sí cumple.}$$

$$I_n = 350 \text{ A}$$

$$I_f = 560 \text{ A}$$

$$P_{dc} = 700 \text{ kA}$$

Estos fusibles irán instalados en cajas portafusibles, con el nivel de tensión adecuada, en el interior del cuadro de nivel 5 (2 fusible para las ramas 1 a 32 en la combiner boxes 5).

·Protección frente a sobretensiones:

El cuadro de nivel 5 no tiene protección frente a sobretensiones.

RESUMEN PROTECCIONES FRETE A SOBRECORRIENTES

Cuadros de nivel	Cantidad cuadros de nivel	Tipo fusible	Intensidad nominal (I_n)	Intensidad fusión (I_f)	Cantidad fusibles
1	72	gG	16	25	1152
2	72	gG	16	25	1152
		gG	125	200	144
3	72	gG	16	25	1152
		gG	200	320	144
4	72	gG	16	25	1152
		gG	315	504	144
5	72	gG	350	560	144

Tabla 16. Características fusibles gG.

-Seccionadores: se instalarán seccionadores bipolares en cada cuadro de nivel para poder cortar el suministro cuando se realicen tareas de mantenimiento, en las diferentes partes de la instalación. Cada cuadro de nivel, exceptuando el 1 y el 5, dispondrán de 2 seccionadores bipolares, para poder abrir el conjunto de 8 ramas en paralelo que

corresponden a cada cuadro más las ramas de nivel más bajo que le correspondan (por este motivo, el cuadro de nivel 1, solo tiene un seccionador).

Cuadros de nivel	Tensión seccionador (V)	Intensidad seccionador (A)	Polos del seccionador
1	1000	160	2
2	1000	160	2
	1000	250	2
3	1000	250	2
	1000	400	2
4	1000	400	2
	1000	500	2
5	1000	500	2

Tabla 17. Características seccionadores 1000V.

-Protección frente a contactos directos e indirectos: los medios de protección contra contactos directos e indirectos se ejecutarán siguiendo las indicaciones en la norma UNE 20.460-4-41.

La protección contra contactos directos consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Los medios a utilizar son los siguientes:

1. Protección por aislamiento de las partes activas
2. Protección por medio de barreras o envolventes.
3. Protección por medio de obstáculos.
4. Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

Para la protección contra contactos directos, dado que $U_{ocmax} > 60 \text{ V} \rightarrow$ Todos los puntos de conexión deben estar provistos de conectores en sus extremos.

En esta instalación los cables PV deben tener doble aislamiento. Para ello se usarán conectores MC4.

Se utilizará el método de protección contra contactos indirectos por corte de alimentación en caso de fallo, mediante el uso de interruptores diferenciales. Así pues, también se protege contra contactos directos. Los inversores protegen frente a derivaciones a tierra en la parte DC.

En cuanto a las protecciones de la parte de AC de la instalación solar, son las siguientes:

-Protección frente a sobrecorrientes y cortocircuitos:

El interruptor magnetotérmico a instalar debe tener un poder de corte de 200 kA, con una tensión nominal de 700V y corriente nominal mayor de 650 A. Este interruptor cumple con la condición de que la intensidad máxima sin disparo debe ser 1,13 veces la intensidad nominal y el tiempo de no fusión superior a 1 hora. La intensidad mínima de desconexión segura debe ser inferior a 1,45 veces la intensidad nominal y el tiempo de fusión segura menor de 1 hora.

-Protección frente a contactos directos e indirectos:

Para la protección contra contactos directos e indirectos de la parte de AC, se instalará un dispositivo de protección diferencial que cumple con las siguientes condiciones:

El dispositivo de protección diferencial tendrá una sensibilidad de 30 mA, con una tensión nominal mayor de 500 V, intensidad nominal de funcionamiento mayor o igual que el interruptor magnetotérmico colocado aguas abajo.

La protección diferencial garantiza en todo momento la seguridad de las personas frente a posibles contactos directos o indirectos de las partes activas en el caso que se produzca un fallo de aislamiento en la parte DC o en la parte AC de la instalación solar. Con ello se garantiza la integridad física de las personas.

2.2.- PÉRDIDAS GLOBALES DE LA INSTALACIÓN SOLAR

Para la obtención de la producción anual de energía por la instalación solar se han considerado diversos factores de pérdidas:

1.-Rendimiento del inversor: para el inversor seleccionado y a partir de las curvas de rendimiento en función de la carga y tensión alcanzada, este inversor tendrá un rendimiento del 98,67%.

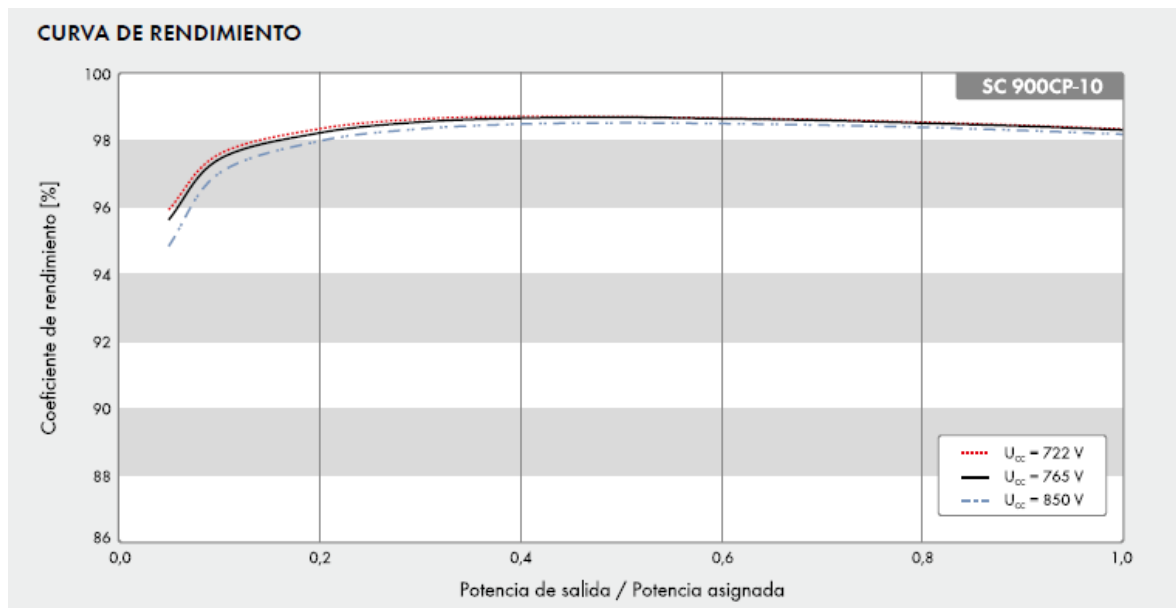


Figura 25. Curva rendimiento inversor.

2.-Pérdidas por temperatura: en función de la temperatura que alcanzan las células fotovoltaicas, éstas van a tener un rendimiento u otro. Dicho rendimiento depende de la temperatura exterior, de la cantidad de radiación solar que alcanza las células y de la Temperatura de Operación Nominal de la Células (TONC). La expresión que determina la temperatura de las células solares es la siguiente:

$$T_c = T_a + G \times \frac{TONC - 20}{0.8}$$

T_c → Temperatura de las células solares (°C)

T_a → Temperatura ambiente (°C)

G → Irradiancia (kW/m²)

TONC → depende del tipo de células solar. En este caso TONC = 45 °C

La Temperatura de Operación Nominal de las células, está calculada para una irradiancia de $0,8 \text{ kW/m}^2$, una temperatura ambiente de 20°C y una velocidad del viento de 1 m/s .

Una vez hallada la T_c ya se puede determinar el rendimiento de las células solares:

T_c ($^\circ\text{C}$)	Pérdidas (%)	Rendimiento (%)
<25	0	100
25-30	2,5	97,5
30-35	3,75	96,25
35-45	5	95
45-55	7,5	92,5
55-65	14	86
65-75	18	82
>75	20	80

Tabla 18. Pérdidas por temperatura y rendimiento.

3.-Pérdidas por caída de tensión: en este proyecto, al seleccionar un inversor que trabaja a tensiones más elevadas con intensidades relativamente bajas y donde las distancias de los conductores son reducidas, la caída de tensión existente a lo largo de toda la línea (hasta embarrado de conexión con la red) es reducida; de este modo, se ha considerado, tras calcular la caída de tensión, que las pérdidas son del $0,91\%$.

4.-Pérdidas por orientación: las pérdidas consideradas por error de orientación son del 1% .

5.-Pérdidas por radiación: dependiendo de la cantidad de radiación solar que llega a los paneles solares, éstos van a tener mayor o menor rendimiento. A mayor cantidad de radiación mayor rendimiento, mientras que a menor cantidad de radiación menor rendimiento:

G(W/m^2)	Rendimiento paneles (%)
<200	10.4
200-400	11.7
400-600	13.3
600-800	14.3
800-1000	15.6

Tabla 19. Rendimiento paneles en función de la radiación (W/m^2)

2.3.- PRODUCCIÓN DIARIA, MENSUAL Y ANUAL DE ELECTRICIDAD

A continuación, se encuentran los resultados, extraídos de la base de datos de radiación solar PVGIS para las coordenadas arriba mencionadas, de la potencia, la energía diaria, la energía mensual y la producción anual de electricidad, así como las curvas de potencia y energía diaria y mensual generada a lo largo de todo un año tipo.

2.3.1.- POTENCIA, ENERGÍA DIARIA Y MENSUAL GENERADA

DATOS DEL MES DE ENERO CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
7:52	531	3,48	0,870784266	26,99
8:07	610	4,00	1,871120241	58,00
8:22	673	4,41	2,974769603	92,22
8:37	723	4,74	4,160413716	128,97
8:52	764	5,01	5,413293527	167,81
9:07	798	5,23	6,721929769	208,38
9:22	826	5,42	8,076483072	250,37
9:37	850	5,58	9,470393856	293,58
9:52	870	5,71	10,89710254	337,81
10:07	887	5,82	12,35168944	382,90
10:22	900	5,90	13,82759498	428,66
10:37	912	5,98	15,32317925	475,02
10:52	921	6,04	16,83352259	521,84
11:07	928	6,09	18,35534518	569,02
11:22	933	6,12	19,88536726	616,45
11:37	937	6,15	21,42194891	664,08
11:52	938	6,15	22,96017046	711,77
12:07	938	6,15	24,498392	759,45
12:22	937	6,15	26,03497366	807,08
12:37	933	6,12	27,56499573	854,51
12:52	928	6,09	29,08681832	901,69
13:07	921	6,04	30,59716166	948,51
13:22	912	5,98	32,09274593	994,88
13:37	900	5,90	33,56865147	1.040,63
13:52	887	5,82	35,02323837	1.085,72
14:07	870	5,71	36,44994705	1.129,95
14:22	850	5,58	37,84385784	1.173,16
14:37	826	5,42	39,19841114	1.215,15
14:52	798	5,23	40,50704738	1.255,72
15:07	764	5,01	41,75992719	1.294,56
15:22	723	4,74	42,94557131	1.331,31
15:37	673	4,41	44,04922067	1.365,53
15:52	610	4,00	45,04955664	1.396,54
16:07	531	3,48	45,92034091	1.423,53
16:22	429	2,81	46,62385588	1.445,34
16:37	0	0,00	46,62385588	1.445,34

Tabla 20. Datos de producción enero.

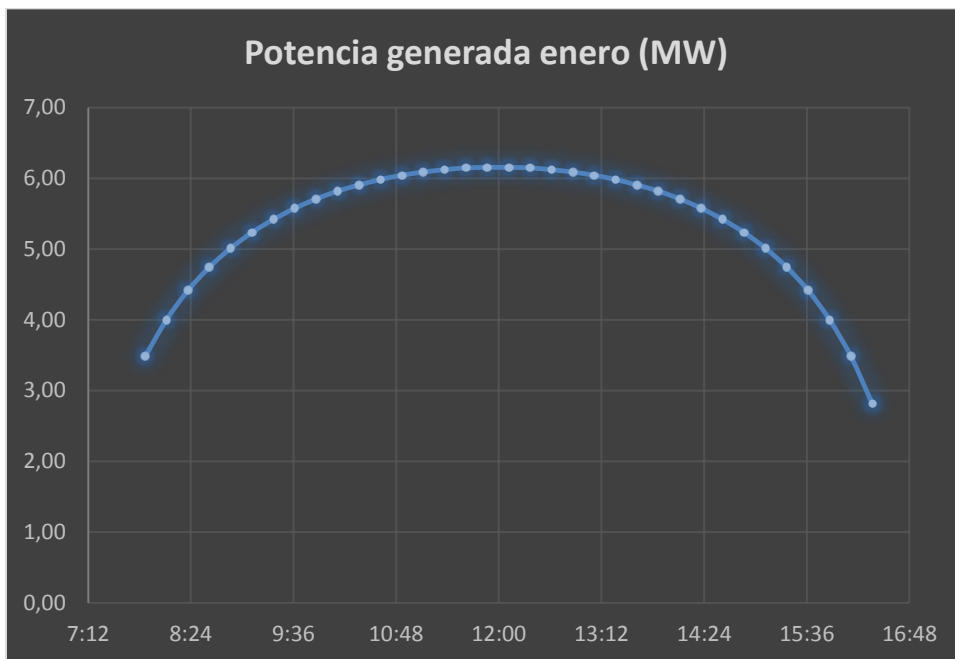


Figura 26. Curva de potencia enero.

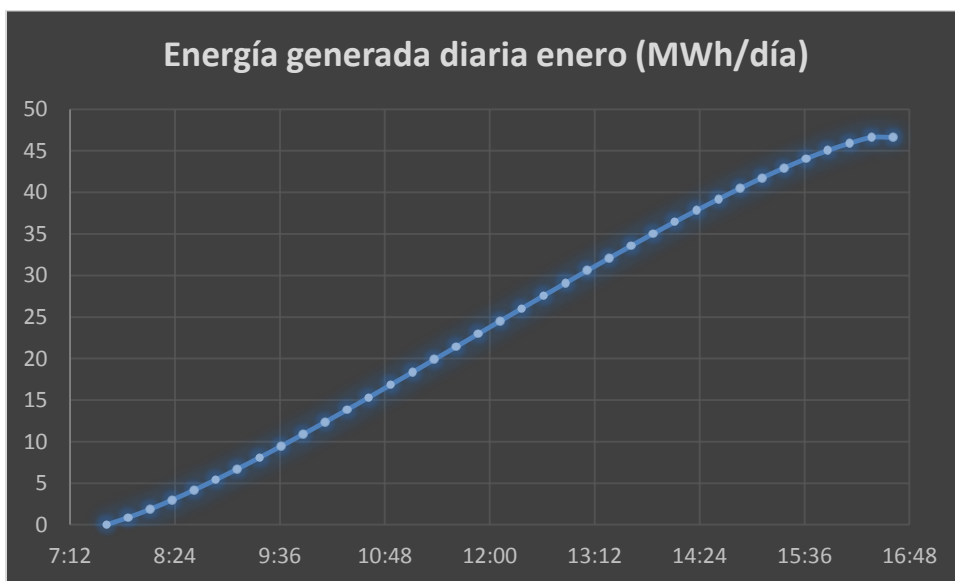


Figura 27. Energía diaria enero.

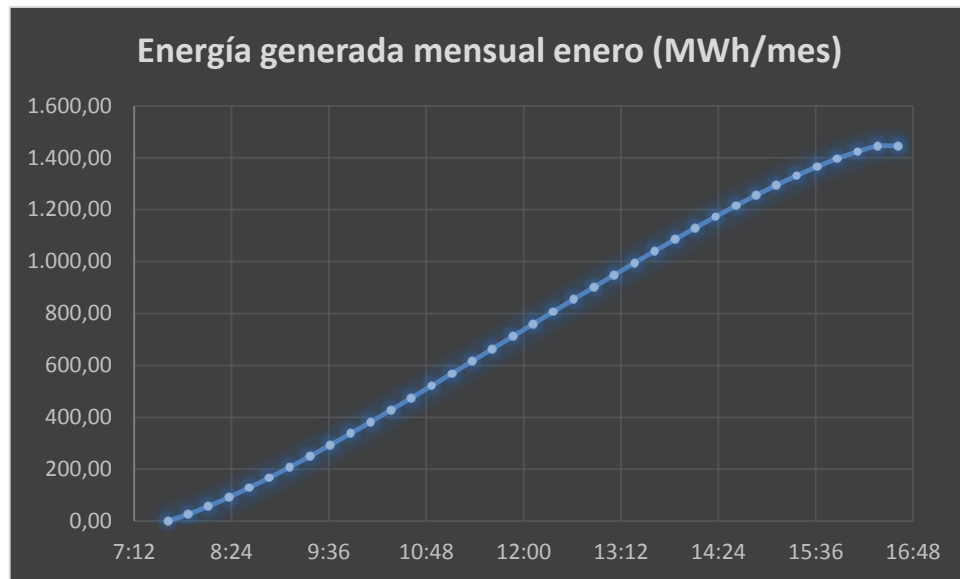


Figura 28. Energía mensual enero.

DATOS DEL MES DE FEBRERO CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
7:07	367	2,41	0,60184148	18,66
7:22	475	3,12	1,380791624	42,80
7:37	561	3,68	2,300772741	71,32
7:52	629	4,13	3,332266721	103,30
8:07	684	4,49	4,453954929	138,07
8:22	729	4,78	5,649438413	175,13
8:37	766	5,02	6,905598013	214,07
8:52	798	5,23	8,214234255	254,64
9:07	825	5,41	9,567147663	296,58
9:22	847	5,56	10,95613876	339,64
9:37	867	5,69	12,37792776	383,72
9:52	883	5,79	13,82595508	428,60
10:07	897	5,88	15,29694093	474,21
10:22	909	5,96	16,78760552	520,42
10:37	919	6,03	18,29466907	567,13
10:52	927	6,08	19,81485177	614,26
11:07	933	6,12	21,34487384	661,69
11:22	937	6,15	22,88145549	709,33
11:37	940	6,17	24,42295683	757,11
11:52	942	6,18	25,96773796	805,00
12:07	942	6,18	27,51251909	852,89
12:22	940	6,17	29,05402042	900,67
12:37	937	6,15	30,59060208	948,31
12:52	933	6,12	32,12062415	995,74
13:07	927	6,08	33,64080685	1.042,87
13:22	919	6,03	35,14787039	1.089,58
13:37	909	5,96	36,63853498	1.135,79
13:52	897	5,88	38,10952083	1.181,40
14:07	883	5,79	39,55754815	1.226,28
14:22	867	5,69	40,97933715	1.270,36
14:37	847	5,56	42,36832825	1.313,42
14:52	825	5,41	43,72124166	1.355,36
15:07	798	5,23	45,0298779	1.395,93
15:22	766	5,02	46,2860375	1.434,87
15:37	729	4,78	47,48152099	1.471,93
15:52	684	4,49	48,6032092	1.506,70
16:07	629	4,13	49,63470318	1.538,68
16:22	561	3,68	50,55468429	1.567,20
16:37	475	3,12	51,33363444	1.591,34
16:52	367	2,41	51,93547592	1.610,00
17:07	0	0,00	51,93547592	1.610,00

Tabla 21. Datos de producción febrero.

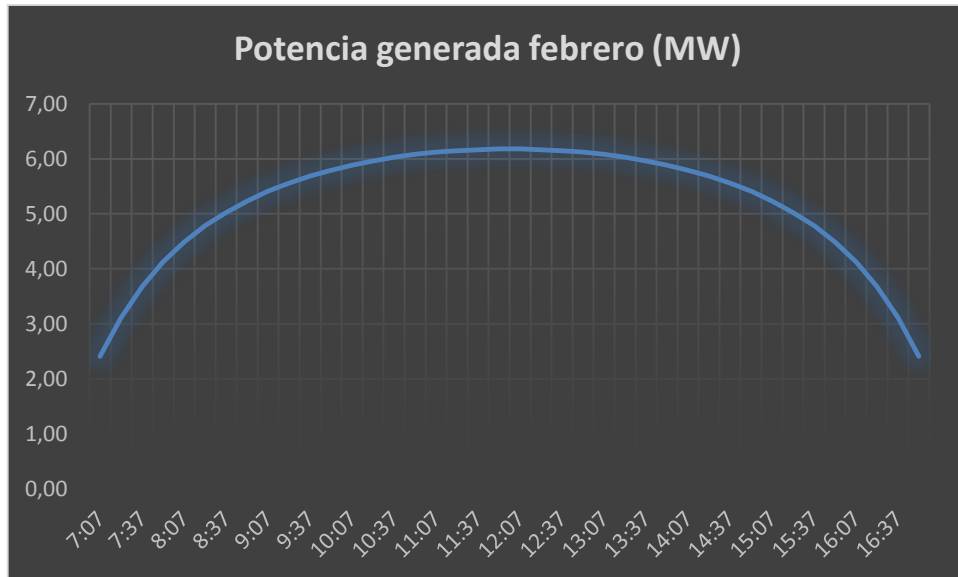


Figura 29. Curva de potencia febrero.

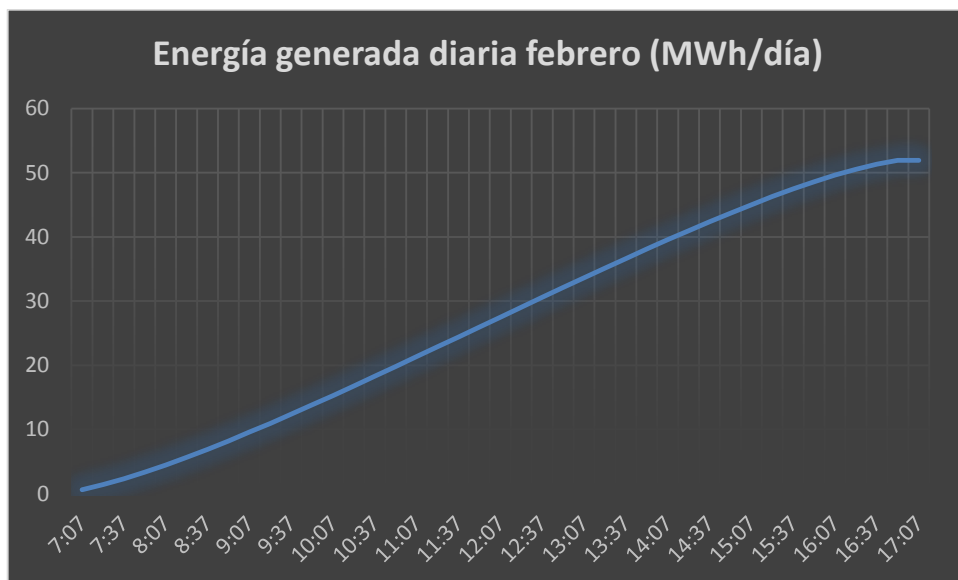


Figura 30. Energía diaria febrero.

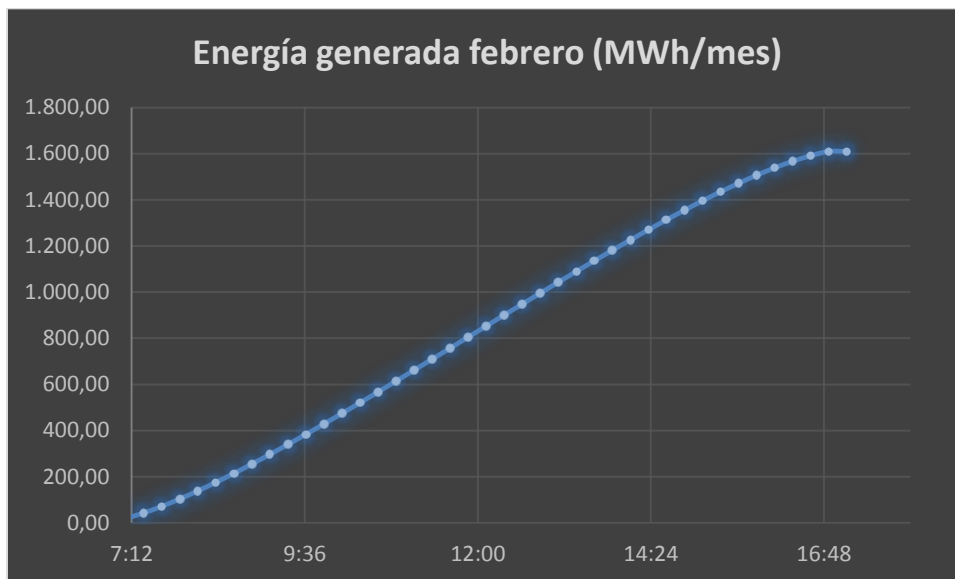


Figura 31. Energía mensual febrero.

DATOS DEL MES DE MARZO CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
6:22	309	2,03	0,50672757	15,71
6:37	434	2,85	1,21844201	37,77
6:52	537	3,52	2,09906565	65,07
7:07	616	4,04	3,109241	96,39
7:22	680	4,46	4,22436962	130,96
7:37	731	4,80	5,4231329	168,12
7:52	774	5,08	6,69241166	207,46
8:07	810	5,31	8,02072664	248,64
8:22	840	5,51	9,39823847	291,35
8:37	866	5,68	10,8183876	335,37
8:52	888	5,82	12,2746144	380,51
9:07	907	5,95	13,7619992	426,62
9:22	924	6,06	15,2772622	473,60
9:37	938	6,15	16,8154837	521,28
9:52	950	6,23	18,373384	569,57
10:07	961	6,30	19,9493232	618,43
10:22	970	6,36	21,5400214	667,74
10:37	977	6,41	23,1421988	717,41
10:52	983	6,45	24,7542156	767,38
11:07	988	6,48	26,3744319	817,61
11:22	991	6,50	27,9995679	867,99
11:37	993	6,51	29,6279837	918,47
11:52	994	6,52	31,2580394	969,00
12:07	994	6,52	32,888095	1.019,53

12:22	993	6,51	34,5165108	1.070,01
12:37	991	6,50	36,1416468	1.120,39
12:52	988	6,48	37,7618631	1.170,62
13:07	983	6,45	39,3738799	1.220,59
13:22	977	6,41	40,9760574	1.270,26
13:37	970	6,36	42,5667556	1.319,57
13:52	961	6,30	44,1426947	1.368,42
14:07	950	6,23	45,700595	1.416,72
14:22	938	6,15	47,2388165	1.464,40
14:37	924	6,06	48,7540795	1.511,38
14:52	907	5,95	50,2414643	1.557,49
15:07	888	5,82	51,6976911	1.602,63
15:22	866	5,68	53,1178402	1.646,65
15:37	840	5,51	54,4953521	1.689,36
15:52	810	5,31	55,8236671	1.730,53
16:07	774	5,08	57,0929458	1.769,88
16:22	731	4,80	58,2917091	1.807,04
16:37	680	4,46	59,4068377	1.841,61
16:52	616	4,04	60,4170131	1.872,93
17:07	537	3,52	61,2976367	1.900,23
17:22	434	2,85	62,0093511	1.922,29
17:37	309	2,03	62,5160787	1.938,00
17:52	0	0,00	62,5160787	1.938,00

Tabla 22. Datos de producción marzo.

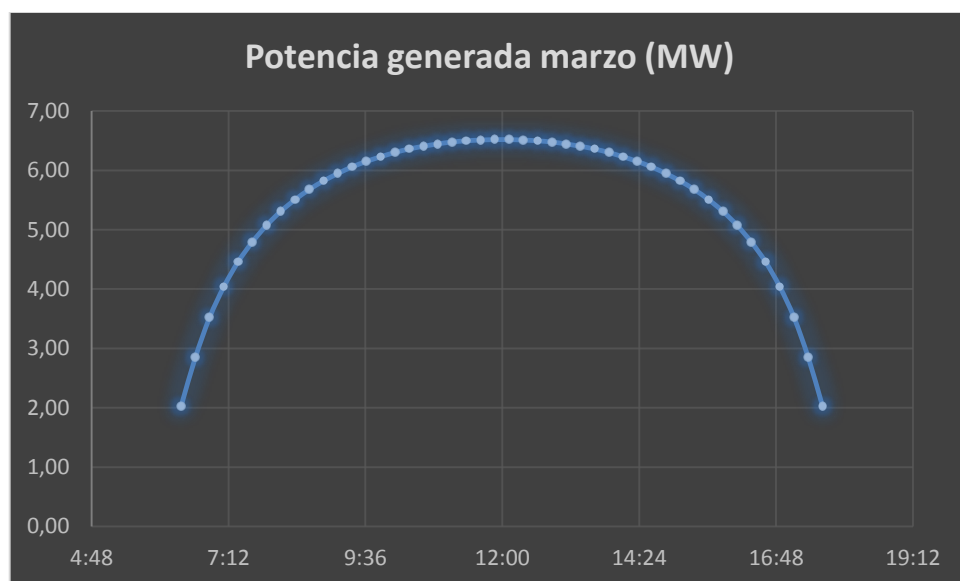


Figura 32. Curva de potencia marzo.

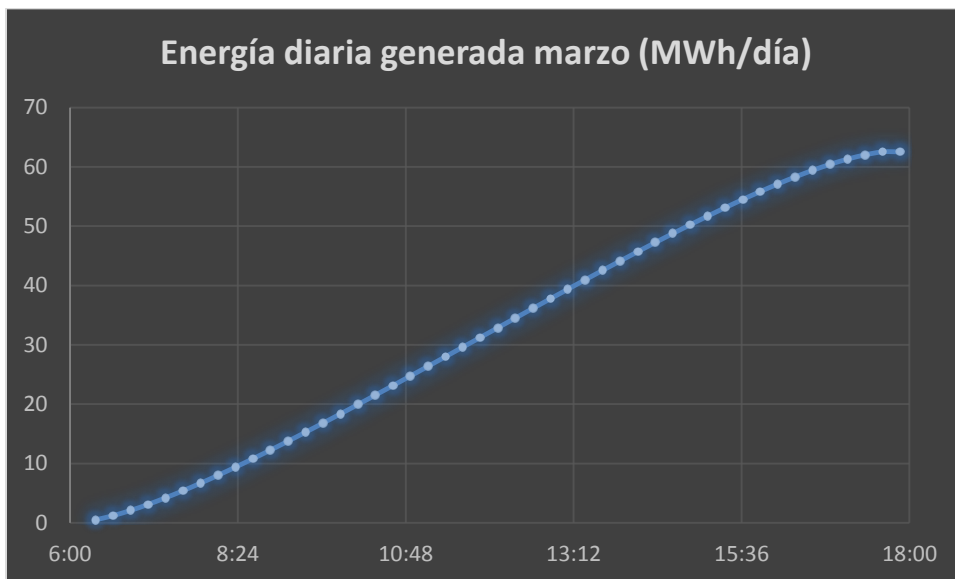


Figura 33. Energía diaria marzo.

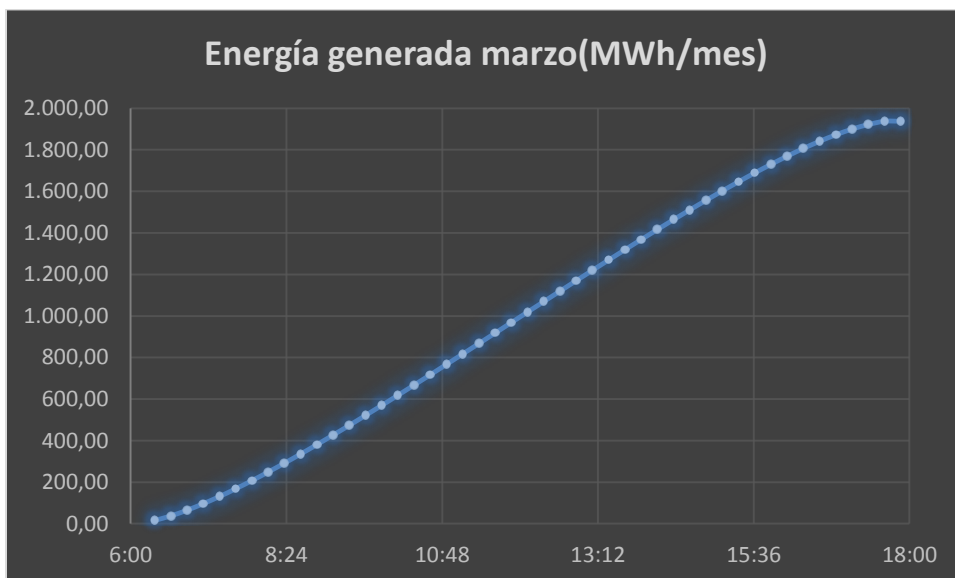


Figura 34. Energía mensual marzo.

DATOS DEL MES DE ABRIL CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
5:52	0	0,00	0	0,00
6:07	377	2,47	0,61824043	19,17
6:22	467	3,06	1,38407141	42,91
6:37	541	3,55	2,27125463	70,41
6:52	602	3,95	3,25847144	101,01
7:07	653	4,28	4,32932291	134,21
7:22	696	4,57	5,47068985	169,59
7:37	733	4,81	6,67273292	206,85
7:52	765	5,02	7,92725262	245,74
8:07	793	5,20	9,22768939	286,06
8:22	817	5,36	10,5674836	327,59
8:37	838	5,50	11,9417157	370,19
8:52	857	5,62	13,3471057	413,76
9:07	873	5,73	14,7787341	458,14
9:22	887	5,82	16,233321	503,23
9:37	900	5,90	17,7092265	548,99
9:52	911	5,98	19,2031709	595,30
10:07	920	6,03	20,7118744	642,07
10:22	928	6,09	22,233697	689,24
10:37	934	6,13	23,7653589	736,73
10:52	940	6,17	25,3068603	784,51
11:07	944	6,19	26,8549212	832,50
11:22	947	6,21	28,4079018	880,64
11:37	949	6,23	29,9641622	928,89
11:52	950	6,23	31,5220625	977,18
12:07	950	6,23	33,0799627	1.025,48
12:22	949	6,23	34,6362231	1.073,72
12:37	947	6,21	36,1892037	1.121,87
12:52	944	6,19	37,7372647	1.169,86
13:07	940	6,17	39,278766	1.217,64
13:22	934	6,13	40,810428	1.265,12
13:37	928	6,09	42,3322506	1.312,30
13:52	920	6,03	43,840954	1.359,07
14:07	911	5,98	45,3348984	1.405,38
14:22	900	5,90	46,8108039	1.451,13
14:37	887	5,82	48,2653908	1.496,23
14:52	873	5,73	49,6970192	1.540,61
15:07	857	5,62	51,1024092	1.584,17
15:22	838	5,50	52,4766413	1.626,78
15:37	817	5,36	53,8164355	1.668,31
15:52	793	5,20	55,1168723	1.708,62

16:07	765	5,02	56,371392	1.747,51
16:22	733	4,81	57,5734351	1.784,78
16:37	696	4,57	58,714802	1.820,16
16:52	653	4,28	59,7856535	1.853,36
17:07	602	3,95	60,7728703	1.883,96
17:22	541	3,55	61,6600535	1.911,46
17:37	467	3,06	62,4258845	1.935,20
17:52	377	2,47	63,0441249	1.954,37
18:07	0	0,00	63,0441249	1.954,37
18:22	0	0,00	63,0441249	1.954,37

Tabla 23. Datos de producción abril.

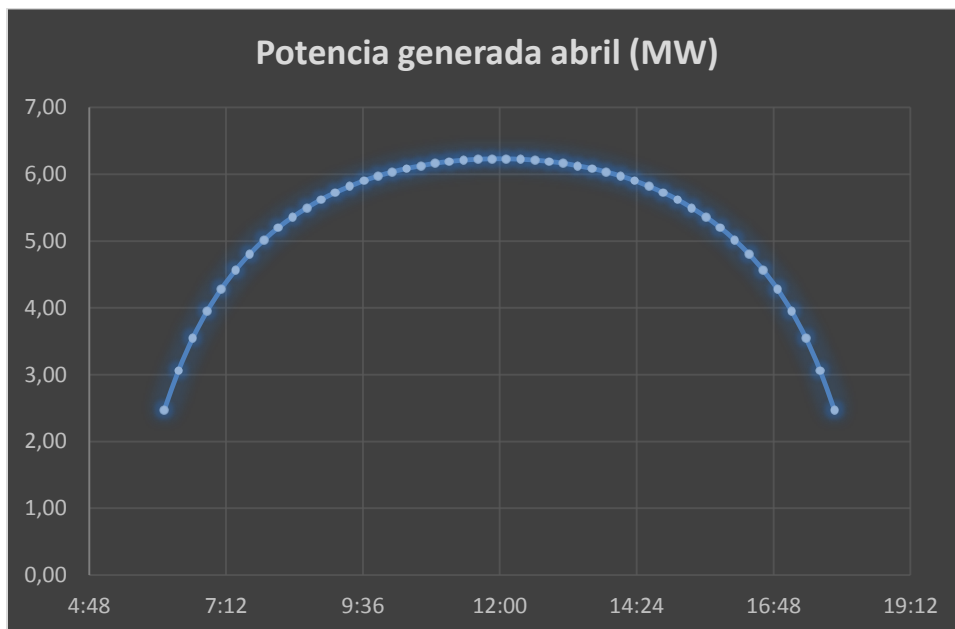


Figura 35. Curva de potencia abril.

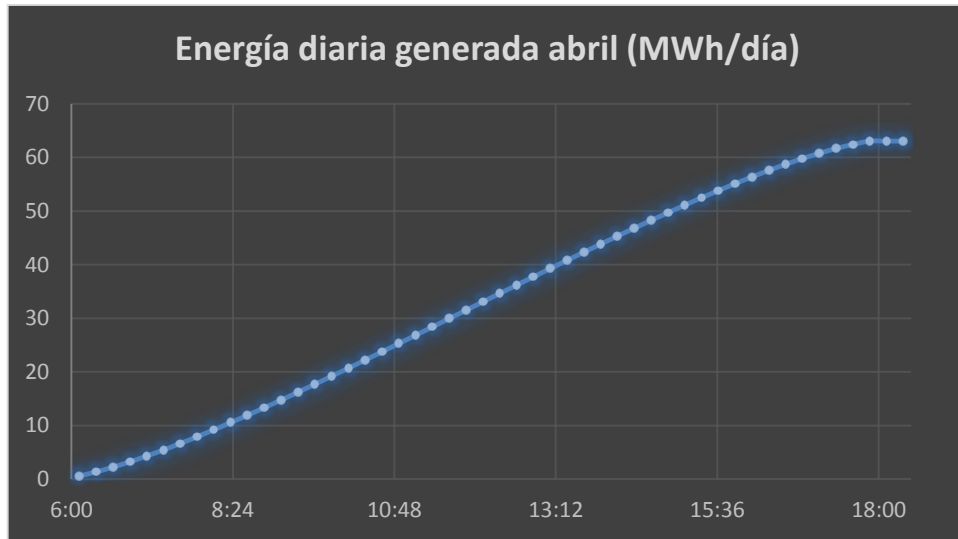


Figura 36. Energía diaria abril.

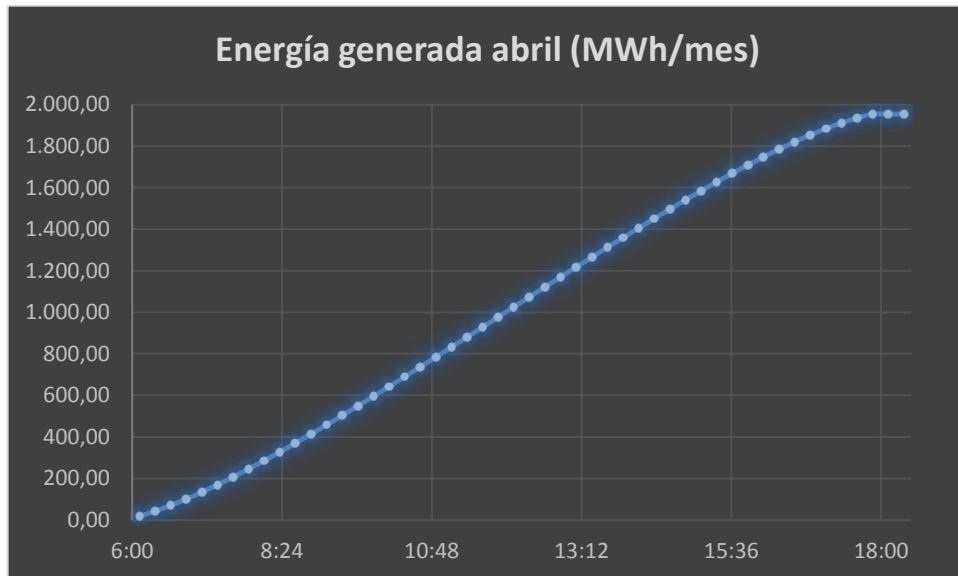


Figura 37. Energía mensual abril.

DATOS DEL MES DE MAYO CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
5:07	0	0,00	0	0,00
5:22	0	0,00	0	0,00
5:37	0	0,00	0	0,00
5:52	412	2,70	0,67563676	20,94
6:07	472	3,10	1,44966722	44,94
6:22	523	3,43	2,30733232	71,53
6:37	568	3,73	3,2387927	100,40
6:52	608	3,99	4,23584889	131,31
7:07	643	4,22	5,2903014	164,00
7:22	674	4,42	6,39559066	198,26
7:37	702	4,60	7,54679697	233,95
7:52	727	4,77	8,73900067	270,91
8:07	749	4,91	9,96728205	308,99
8:22	768	5,04	11,2267214	348,03
8:37	786	5,16	12,5156789	387,99
8:52	801	5,25	13,8292349	428,71
9:07	815	5,35	15,1657493	470,14
9:22	827	5,42	16,5219425	512,18
9:37	838	5,50	17,8961746	554,78
9:52	848	5,56	19,2868056	597,89
10:07	856	5,62	20,6905557	641,41
10:22	863	5,66	22,1057851	685,28
10:37	869	5,70	23,5308539	729,46
10:52	874	5,73	24,9641222	773,89
11:07	878	5,76	26,40395	818,52
11:22	880	5,77	27,8470577	863,26
11:37	882	5,79	29,2934451	908,10
11:52	883	5,79	30,7414724	952,99
12:07	883	5,79	32,1894997	997,87
12:22	882	5,79	33,6358872	1.042,71
12:37	880	5,77	35,0789948	1.087,45
12:52	878	5,76	36,5188226	1.132,08
13:07	874	5,73	37,9520909	1.176,51
13:22	869	5,70	39,3771597	1.220,69
13:37	863	5,66	40,7923891	1.264,56
13:52	856	5,62	42,1961393	1.308,08
14:07	848	5,56	43,5867703	1.351,19
14:22	838	5,50	44,9610023	1.393,79
14:37	827	5,42	46,3171955	1.435,83
14:52	815	5,35	47,65371	1.477,27
15:07	801	5,25	48,9672659	1.517,99
15:22	786	5,16	50,2562234	1.557,94

15:37	768	5,04	51,5156628	1.596,99
15:52	749	4,91	52,7439442	1.635,06
16:07	727	4,77	53,9361479	1.672,02
16:22	702	4,60	55,0873542	1.707,71
16:37	674	4,42	56,1926434	1.741,97
16:52	643	4,22	57,247096	1.774,66
17:07	608	3,99	58,2441521	1.805,57
17:22	568	3,73	59,1756125	1.834,44
17:37	523	3,43	60,0332776	1.861,03
17:52	472	3,10	60,8073081	1.885,03
18:07	412	2,70	61,4829448	1.905,97
18:22	0	0,00	61,4829448	1.905,97
18:37	0	0,00	61,4829448	1.905,97

Tabla 24. Datos de producción mayo.

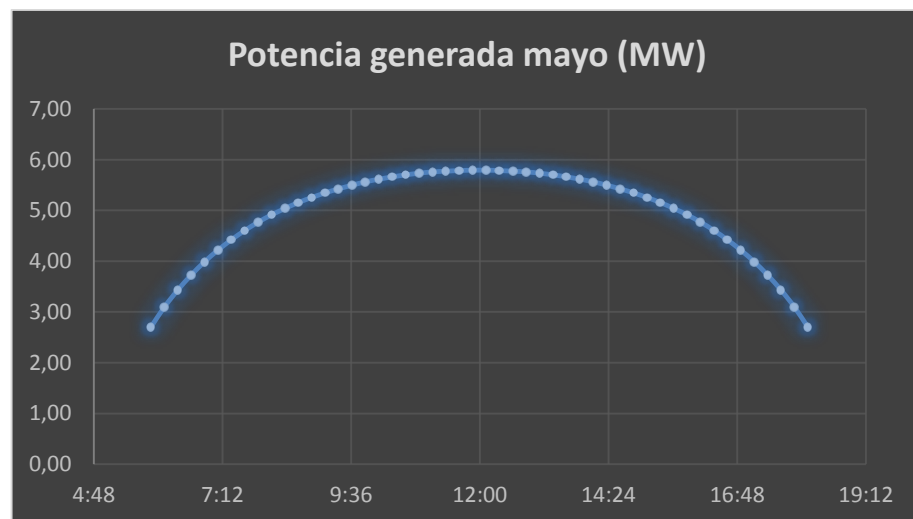


Figura 38. Curva de potencia mayo.

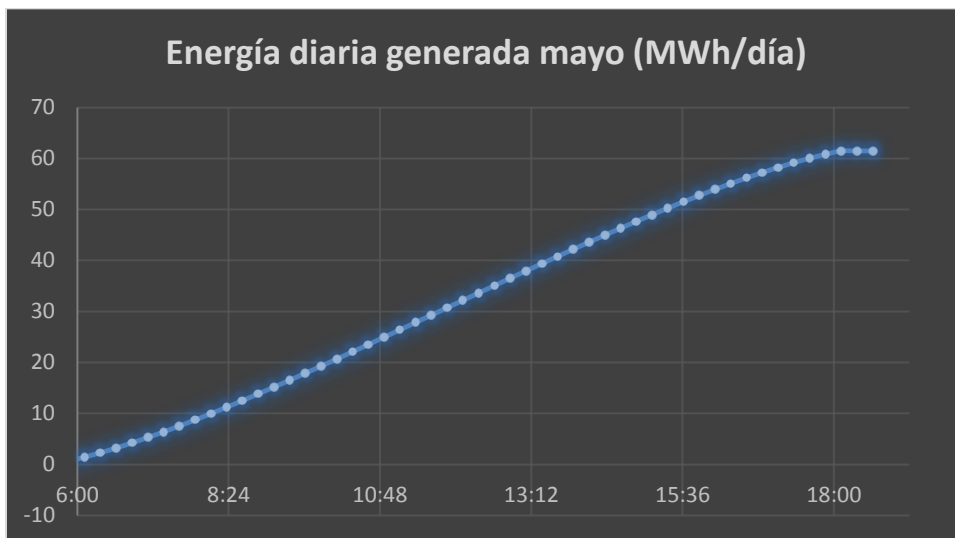


Figura 39. Energía diaria mayo.

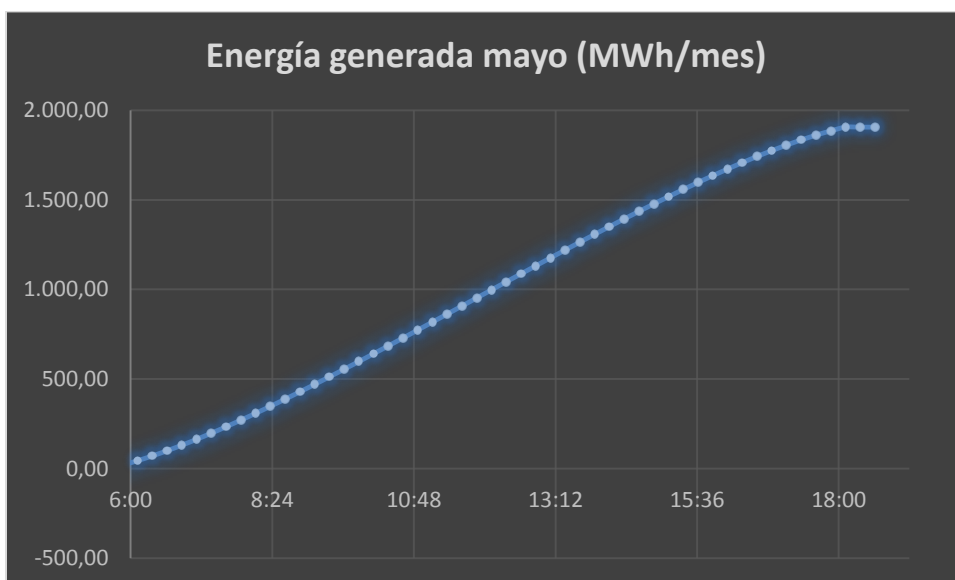


Figura 40. Energía mensual mayo.

DATOS DEL MES DE JUNIO CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
5:22	0	0,00	0	0,00
5:37	0	0,00	0	0,00
5:52	413	2,71	0,67727665	21,00
6:07	485	3,18	1,47262575	45,65
6:22	545	3,57	2,36636854	73,36
6:37	597	3,92	3,34538588	103,71
6:52	641	4,20	4,3965586	136,29
7:07	680	4,46	5,51168723	170,86
7:22	713	4,68	6,68093239	207,11
7:37	743	4,87	7,89937441	244,88
7:52	769	5,04	9,16045369	283,97
8:07	792	5,20	10,4592506	324,24
8:22	812	5,33	11,7908453	365,52
8:37	830	5,44	13,1519582	407,71
8:52	846	5,55	14,5393094	450,72
9:07	860	5,64	15,9496192	494,44
9:22	873	5,73	17,3812475	538,82
9:37	884	5,80	18,8309147	583,76
9:52	893	5,86	20,295341	629,16
10:07	901	5,91	21,7728864	674,96
10:22	908	5,96	23,2619111	721,12
10:37	914	6,00	24,7607752	767,58
10:52	919	6,03	26,2678388	814,30
11:07	923	6,05	27,7814619	861,23
11:22	926	6,07	29,3000047	908,30
11:37	928	6,09	30,8218273	955,48
11:52	929	6,09	32,3452898	1.002,70
12:07	929	6,09	33,8687523	1.049,93
12:22	928	6,09	35,3905749	1.097,11
12:37	926	6,07	36,9091177	1.144,18
12:52	923	6,05	38,4227408	1.191,10
13:07	919	6,03	39,9298043	1.237,82
13:22	914	6,00	41,4286684	1.284,29
13:37	908	5,96	42,9176931	1.330,45
13:52	901	5,91	44,3952385	1.376,25
14:07	893	5,86	45,8596648	1.421,65
14:22	884	5,80	47,309332	1.466,59
14:37	873	5,73	48,7409604	1.510,97
14:52	860	5,64	50,1512701	1.554,69
15:07	846	5,55	51,5386213	1.597,70
15:22	830	5,44	52,8997342	1.639,89
15:37	812	5,33	54,231329	1.681,17
15:52	792	5,20	55,5301258	1.721,43
16:07	769	5,04	56,7912051	1.760,53

16:22	743	4,87	58,0096471	1.798,30
16:37	713	4,68	59,1788923	1.834,55
16:52	680	4,46	60,2940209	1.869,11
17:07	641	4,20	61,3451937	1.901,70
17:22	597	3,92	62,324211	1.932,05
17:37	545	3,57	63,2179538	1.959,76
17:52	485	3,18	64,0133029	1.984,41
18:07	413	2,71	64,6905795	2.005,41
18:22	0	0,00	64,6905795	2.005,41
18:37	0	0,00	64,6905795	2.005,41
18:52	0	0,00	64,6905795	2.005,41

Tabla 25. Datos de producción julio.

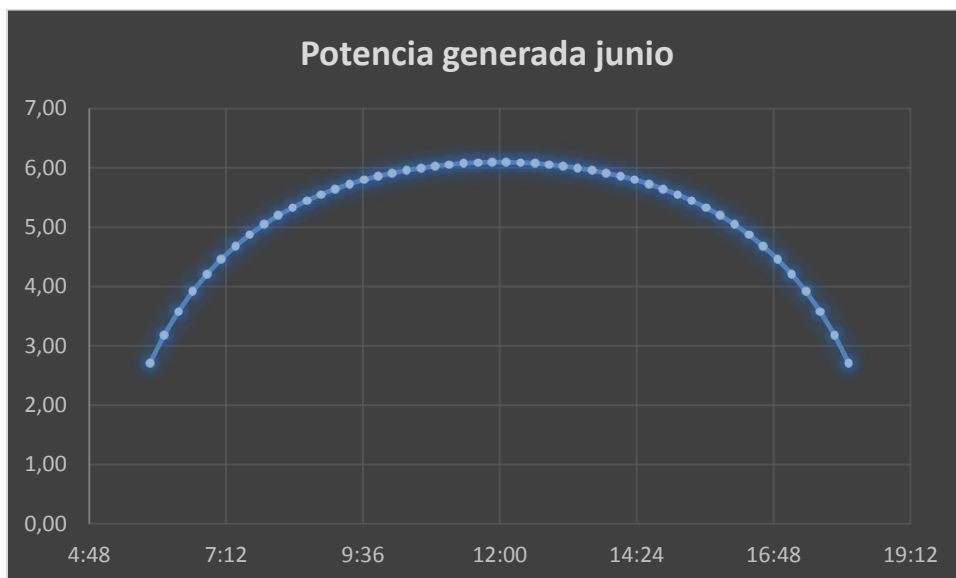


Figura 41. Curva de potencia junio.

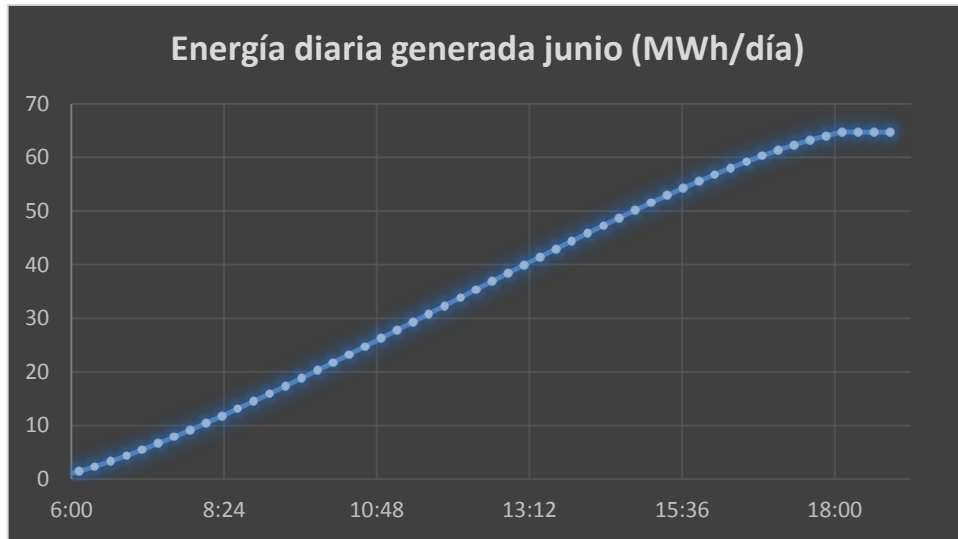


Figura 42. Energía diaria junio.

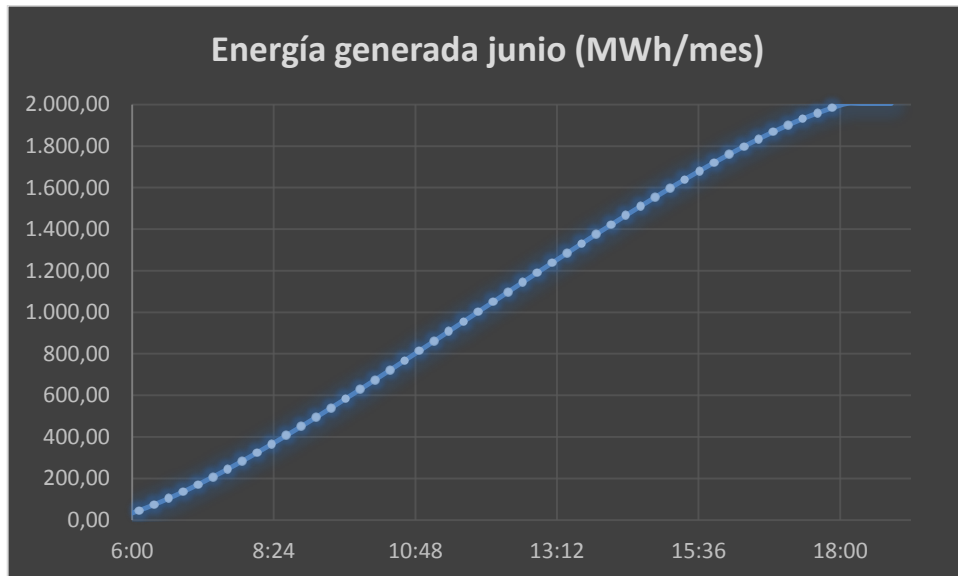


Figura 43. Energía mensual junio.

DATOS DEL MES DE JULIO CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
5:07	0	0,00	0	0,00
5:22	0	0,00	0	0,00
5:37	0	0,00	0	0,00
5:52	379	3,39	0,84780784	26,28
6:07	442	3,95	1,83654416	56,93
6:22	497	4,45	2,94831328	91,40
6:37	545	4,88	4,16745648	129,19
6:52	587	5,25	5,480552	169,90
7:07	624	5,58	6,87641504	213,17
7:22	657	5,88	8,34609776	258,73
7:37	686	6,14	9,88065232	306,30
7:52	711	6,36	11,4711309	355,61
8:07	734	6,57	13,1130595	406,50
8:22	755	6,76	14,8019643	458,86
8:37	773	6,92	16,5311344	512,47
8:52	789	7,06	18,2960958	567,18
9:07	804	7,19	20,0946117	622,93
9:22	816	7,30	21,919971	679,52
9:37	828	7,41	23,7721739	736,94
9:52	837	7,49	25,6445094	794,98
10:07	846	7,57	27,5369776	853,65
10:22	853	7,63	29,4451045	912,80
10:37	859	7,69	31,3666531	972,37
10:52	864	7,73	33,2993866	1.032,28
11:07	868	7,77	35,2410678	1.092,47
11:22	871	7,79	37,18946	1.152,87
11:37	873	7,81	39,1423261	1.213,41
11:52	874	7,82	41,0974291	1.274,02
12:07	874	7,82	43,0525322	1.334,63
12:22	873	7,81	45,0053982	1.395,17
12:37	871	7,79	46,9537904	1.455,57
12:52	868	7,77	48,8954717	1.515,76
13:07	864	7,73	50,8282051	1.575,67
13:22	859	7,69	52,7497538	1.635,24
13:37	853	7,63	54,6578806	1.694,39
13:52	846	7,57	56,5503488	1.753,06
14:07	837	7,49	58,4226843	1.811,10
14:22	828	7,41	60,2748872	1.868,52
14:37	816	7,30	62,1002466	1.925,11
14:52	804	7,19	63,8987624	1.980,86
15:07	789	7,06	65,6637238	2.035,58
15:22	773	6,92	67,3928939	2.089,18

15:37	755	6,76	69,0817987	2.141,54
15:52	734	6,57	70,7237274	2.192,44
16:07	711	6,36	72,3142059	2.241,74
16:22	686	6,14	73,8487605	2.289,31
16:37	657	5,88	75,3184432	2.334,87
16:52	624	5,58	76,7143062	2.378,14
17:07	587	5,25	78,0274018	2.418,85
17:22	545	4,88	79,246545	2.456,64
17:37	497	4,45	80,3583141	2.491,11
17:52	442	3,95	81,3470504	2.521,76
18:07	379	3,39	82,1948582	2.548,04
18:22	0	0,45	82,3067062	2.551,51
18:37	0	0,34	82,3917107	2.554,14
18:52	0	0,23	82,4498717	2.555,95
19:07	0	0,12	82,4789522	2.556,85

Tabla 26. Datos de producción julio.

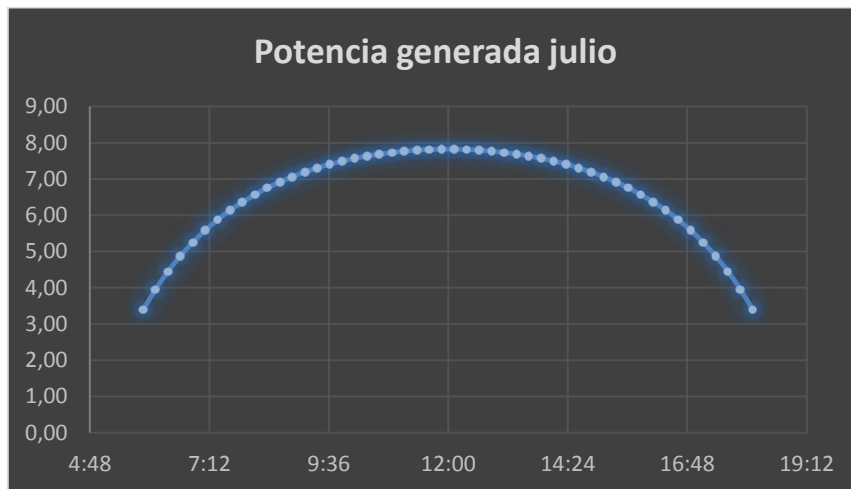


Figura 44. Curva de potencia julio.

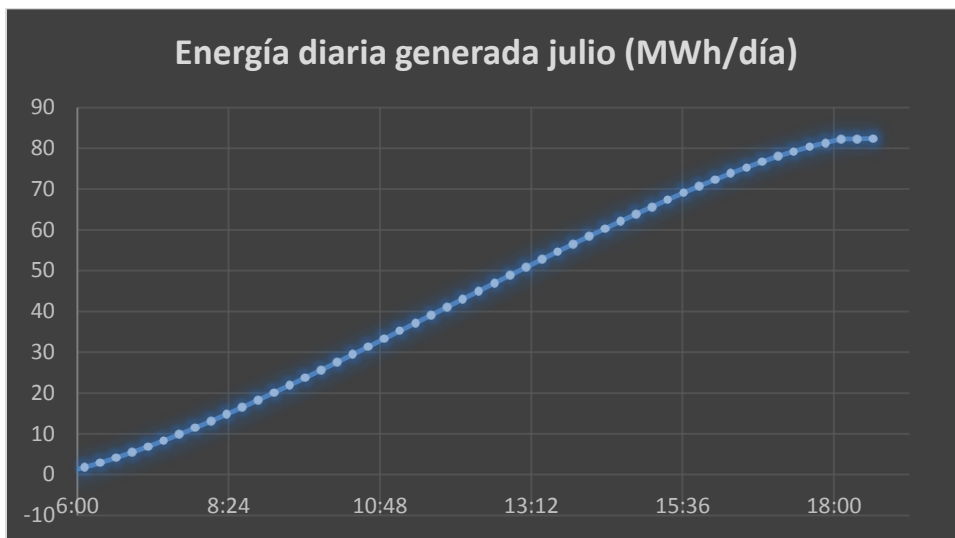


Figura 45. Energía diaria julio.

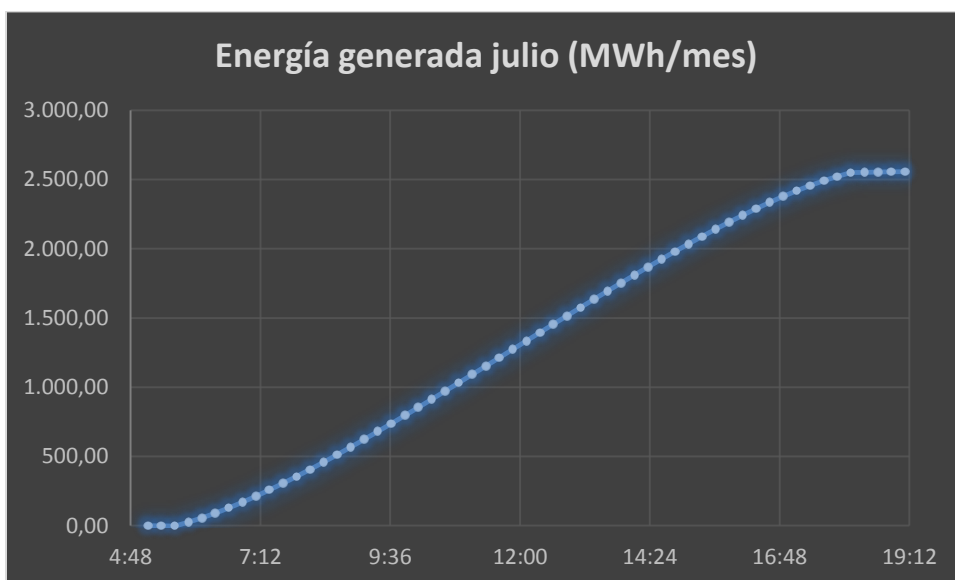


Figura 46. Energía mensual julio.

DATOS DEL MES DE AGOSTO CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
5:37	31	0,30	0,07564992	2,35
5:52	235	2,29	0,64912512	20,12
6:07	317	3,09	1,42270656	44,10
6:22	388	3,79	2,36955072	73,46
6:37	450	4,39	3,46769472	107,50
6:52	503	4,91	4,69517568	145,55
7:07	549	5,36	6,03491136	187,08
7:22	589	5,75	7,47225984	231,64
7:37	624	6,09	8,99501952	278,85
7:52	656	6,40	10,5958694	328,47
8:07	683	6,67	12,262608	380,14
8:22	708	6,91	13,9903546	433,70
8:37	729	7,12	15,7693478	488,85
8:52	749	7,31	17,5971475	545,51
9:07	766	7,48	19,4664326	603,46
9:22	780	7,61	21,3698822	662,47
9:37	794	7,75	23,3074963	722,53
9:52	805	7,86	25,2719539	783,43
10:07	815	7,96	27,2608147	845,09
10:22	832	8,12	29,291161	908,03
10:37	856	8,36	31,3800749	972,78
10:52	876	8,55	33,5177952	1.039,05
11:07	892	8,71	35,6945606	1.106,53
11:22	904	8,82	37,9006099	1.174,92
11:37	913	8,91	40,1286221	1.243,99
11:52	917	8,95	42,3663955	1.313,36
12:07	917	8,95	44,604169	1.382,73
12:22	913	8,91	46,8321811	1.451,80
12:37	904	8,82	49,0382304	1.520,19
12:52	892	8,71	51,2149958	1.587,66
13:07	876	8,55	53,3527162	1.653,93
13:22	856	8,36	55,4416301	1.718,69
13:37	832	8,12	57,4719763	1.781,63
13:52	804	7,85	59,4339936	1.842,45
14:07	805	7,86	61,3984512	1.903,35
14:22	794	7,75	63,3360653	1.963,42
14:37	780	7,61	65,2395149	2.022,42
14:52	766	7,48	67,1088456	2.080,37
15:07	749	7,31	68,9365997	2.137,03
15:22	729	7,12	70,7155933	2.192,18
15:37	708	6,91	72,4433395	2.245,74
15:52	683	6,67	74,1100781	2.297,41

16:07	656	6,40	75,710928	2.347,04
16:22	624	6,09	77,2336877	2.394,24
16:37	589	5,75	78,6710362	2.438,80
16:52	549	5,36	80,0107718	2.480,33
17:07	503	4,91	81,2382528	2.518,39
17:22	450	4,39	82,3363968	2.552,43
17:37	388	3,79	83,283241	2.581,78
17:52	317	3,09	84,0568224	2.605,76
18:07	235	2,29	84,6302976	2.623,54
18:22	180	1,76	85,0695552	2.637,16
18:37	80	0,78	85,2647808	2.643,21

Tabla 27. Datos de producción agosto.

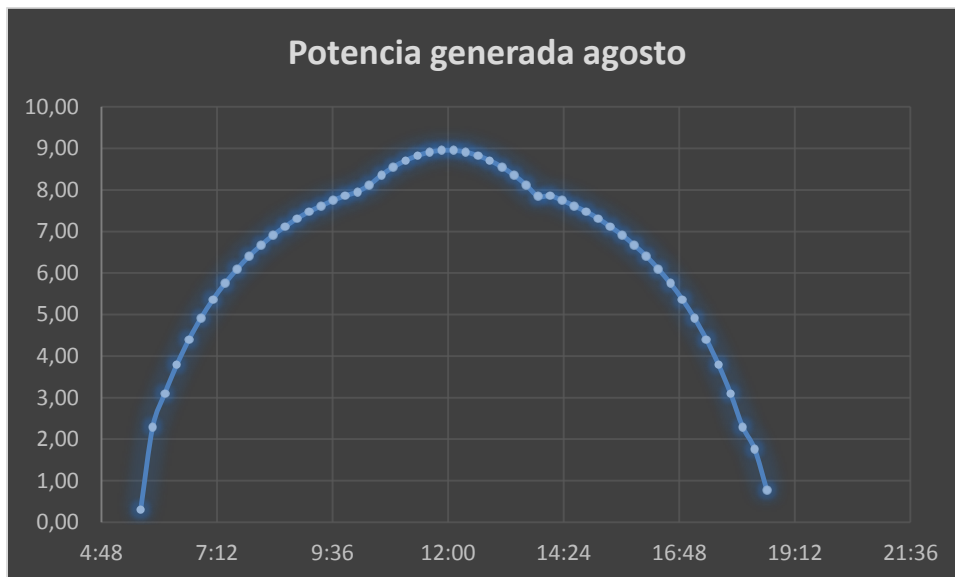


Figura 47. Curva de potencia agosto.

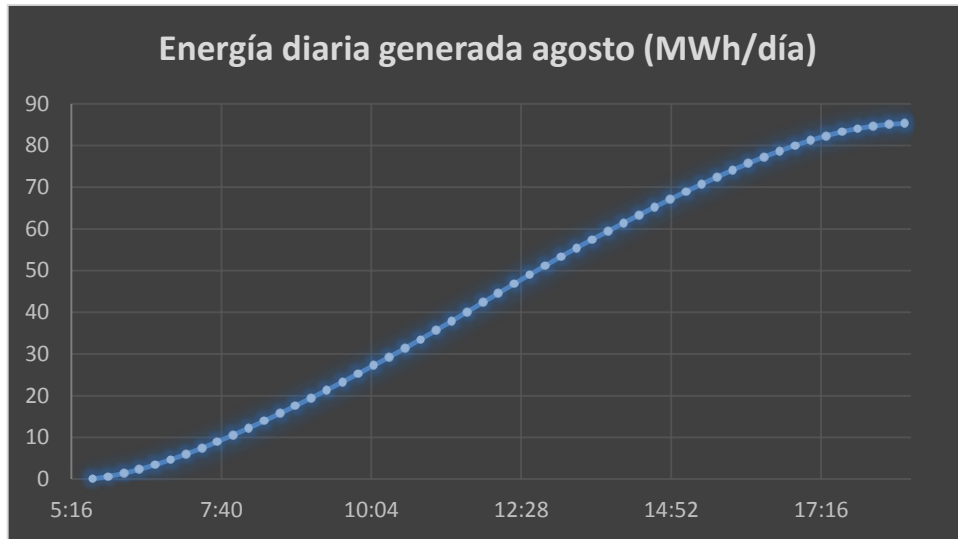


Figura 48. Energía diaria agosto.

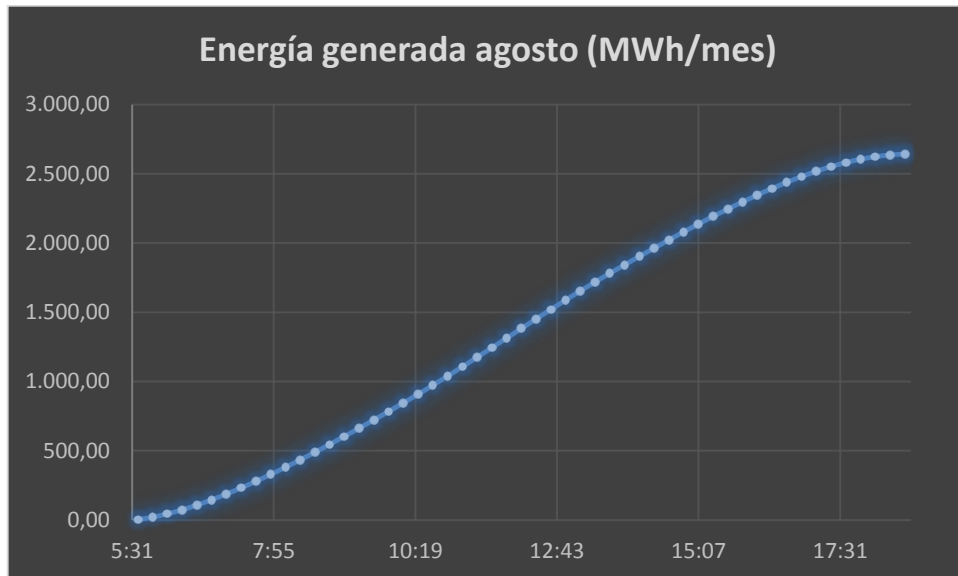


Figura 49. Energía mensual agosto.

DATOS DEL MES DE SEPTIEMBRE CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
6:07	32	0,35	0,08720077	2,70
6:22	64	0,70	0,2616023	8,11
6:37	103	1,12	0,54227978	16,81
6:52	146	1,59	0,94013328	29,14
7:07	193	2,10	1,46606291	45,45
7:22	242	2,64	2,12551872	65,89
7:37	291	3,17	2,9185007	90,47
7:52	341	3,72	3,84773389	119,28
8:07	389	4,24	4,90776822	152,14
8:22	437	4,76	6,09860371	189,06
8:37	482	5,25	7,41206528	229,77
8:52	526	5,73	8,8454279	274,21
9:07	567	6,18	10,3905165	322,11
9:22	605	6,59	12,039156	373,21
9:37	640	6,98	13,7831714	427,28
9:52	673	7,34	15,6171125	484,13
10:07	701	7,64	17,5273544	543,35
10:22	727	7,92	19,5084468	604,76
10:37	749	8,16	21,5494898	668,03
10:52	768	8,37	23,6423082	732,91
11:07	783	8,53	25,776002	799,06
11:22	794	8,65	27,9396711	866,13
11:37	801	8,73	30,1224153	933,79
11:52	805	8,77	32,3160596	1.001,80
12:07	805	8,77	34,5097039	1.069,80
12:22	801	8,73	36,6924482	1.137,47
12:37	794	8,65	38,8561172	1.204,54
12:52	783	8,53	40,989811	1.270,68
13:07	768	8,37	43,0826294	1.335,56
13:22	749	8,16	45,1236724	1.398,83
13:37	727	7,92	47,1047649	1.460,25
13:52	701	7,64	49,0150067	1.519,47
14:07	673	7,34	50,8489478	1.576,32
14:22	640	6,98	52,5929632	1.630,38
14:37	605	6,59	54,2416027	1.681,49
14:52	567	6,18	55,7866913	1.729,39
15:07	526	5,73	57,220054	1.773,82
15:22	482	5,25	58,5335155	1.814,54
15:37	437	4,76	59,724351	1.851,45
15:52	389	4,24	60,7843853	1.884,32
16:07	341	3,72	61,7136185	1.913,12
16:22	291	3,17	62,5066005	1.937,70

16:37	242	2,64	63,1660563	1.958,15
16:52	193	2,10	63,691986	1.974,45
17:07	146	1,59	64,0898395	1.986,79
17:22	103	1,12	64,3705169	1.995,49
17:37	64	0,70	64,5449185	2.000,89
17:52	32	0,35	64,6321192	2.003,60
18:07	13	0,14	64,6675445	2.004,69

Tabla 28. Datos de producción septiembre.

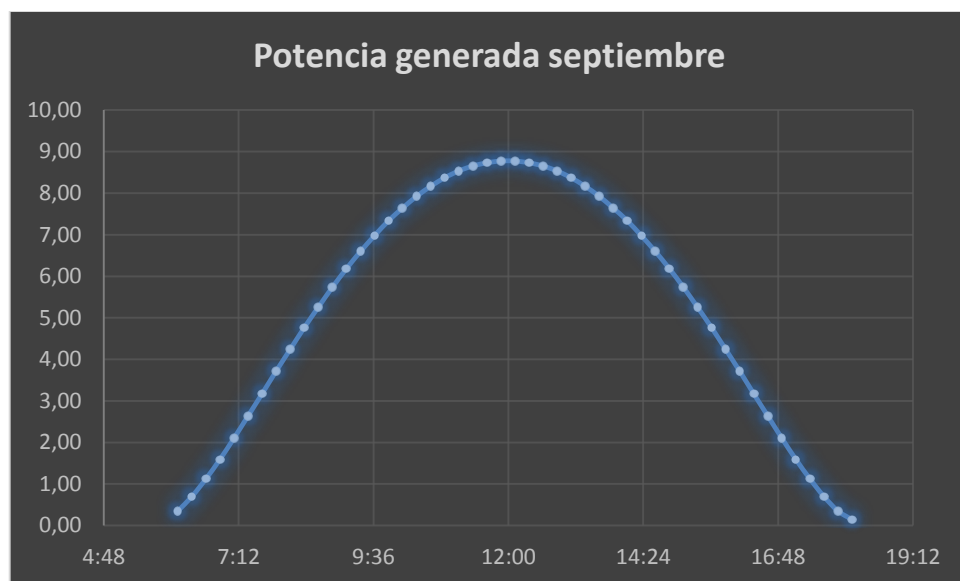


Figura 50. Curva de potencia septiembre.

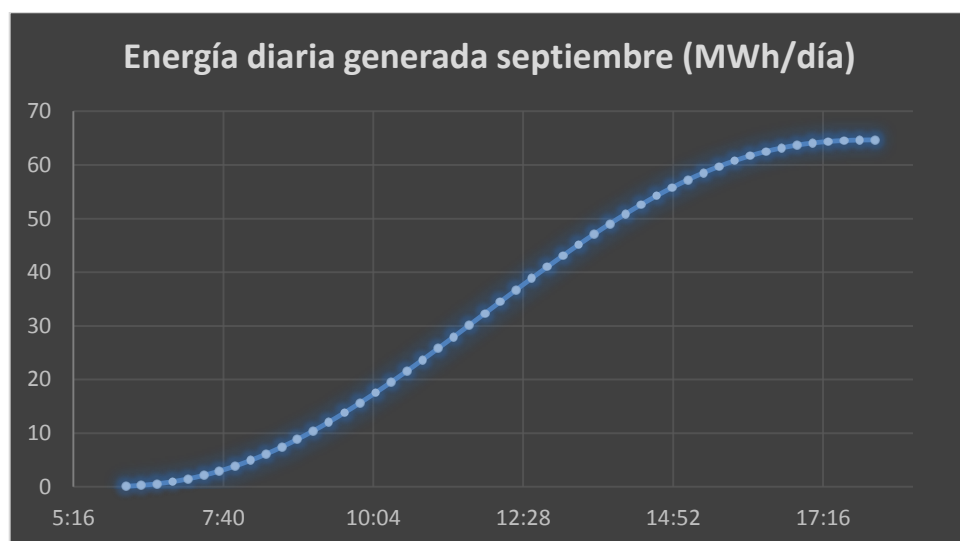


Figura 51. Energía diaria septiembre.

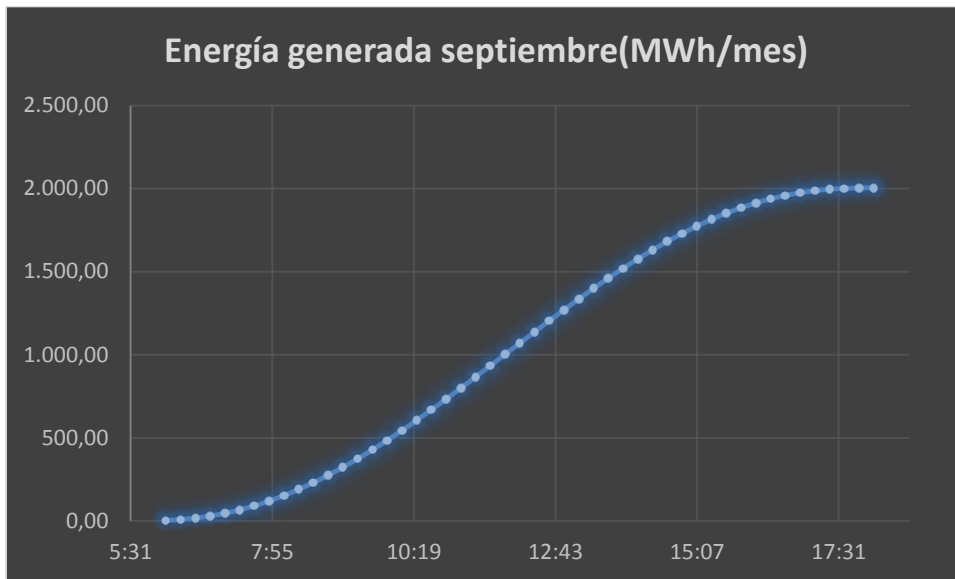


Figura 52. Energía mensual septiembre.

DATOS DEL MES DE OCTUBRE CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
6:52	88	0,96	0,23980211	7,43
7:07	143	1,56	0,62948054	19,51
7:22	192	2,09	1,15268515	35,73
7:37	241	2,63	1,80941594	56,09
7:52	290	3,16	2,5996729	80,59
8:07	338	3,68	3,52073101	109,14
8:22	384	4,19	4,56714022	141,58
8:37	427	4,65	5,73072547	177,65
8:52	469	5,11	7,00876173	217,27
9:07	508	5,54	8,39307392	260,19
9:22	544	5,93	9,87548698	306,14
9:37	577	6,29	11,4478258	354,88
9:52	607	6,62	13,1019154	406,16
10:07	633	6,90	14,8268556	459,63
10:22	657	7,16	16,6171964	515,13
10:37	677	7,38	18,4620376	572,32
10:52	694	7,56	20,3532043	630,95
11:07	708	7,72	22,2825212	690,76
11:22	718	7,83	24,2390885	751,41
11:37	725	7,90	26,2147309	812,66
11:52	729	7,95	28,2012734	874,24
12:07	729	7,95	30,1878159	935,82
12:22	725	7,90	32,1634583	997,07
12:37	718	7,83	34,1200255	1.057,72
12:52	708	7,72	36,0493425	1.117,53
13:07	694	7,56	37,9405092	1.176,16
13:22	677	7,38	39,7853504	1.233,35
13:37	657	7,16	41,5756912	1.288,85
13:52	633	6,90	43,3006314	1.342,32
14:07	607	6,62	44,9547209	1.393,60
14:22	577	6,29	46,5270598	1.442,34
14:37	544	5,93	48,0094728	1.488,29
14:52	508	5,54	49,393785	1.531,21
15:07	469	5,11	50,6718213	1.570,83
15:22	427	4,65	51,8354065	1.606,90
15:37	384	4,19	52,8818157	1.639,34
15:52	338	3,68	53,8028739	1.667,89
16:07	290	3,16	54,5931308	1.692,39
16:22	241	2,63	55,2498616	1.712,75
16:37	192	2,09	55,7730662	1.728,97
16:52	143	1,56	56,1627446	1.741,05

17:07	88	0,96	56,4025468	1.748,48
17:22	29	0,32	56,4815724	1.750,93

Tabla 29. Datos de producción octubre.

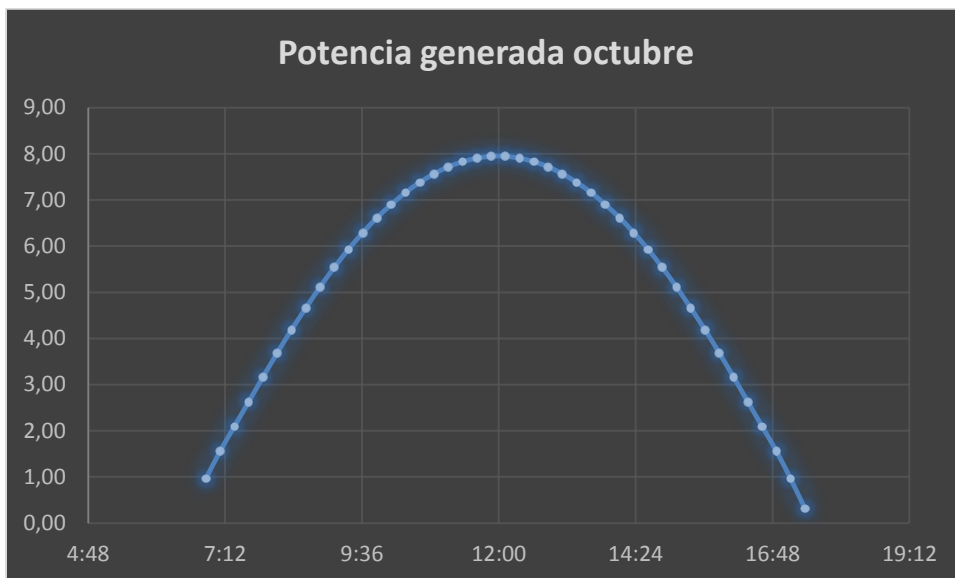


Figura 53. Curva de potencia octubre.

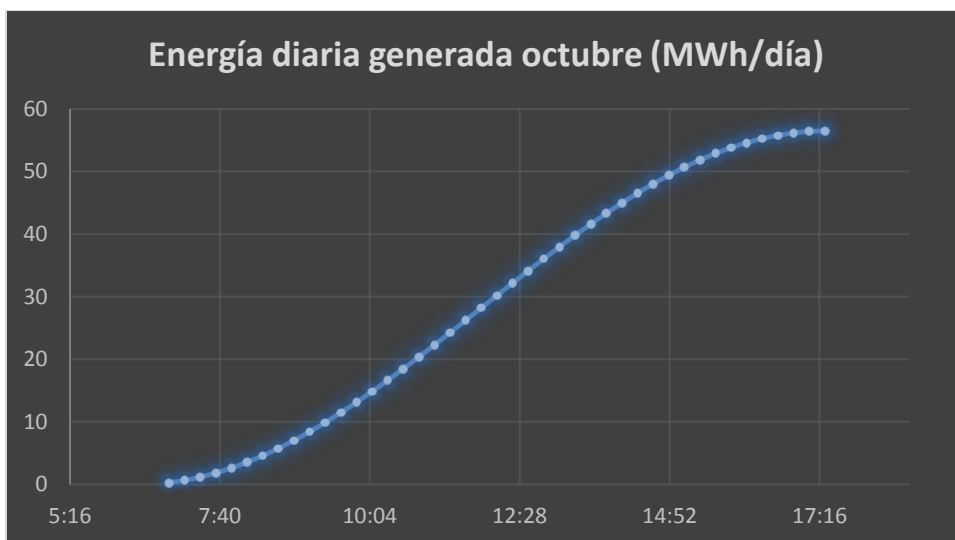


Figura 54. Energía diaria octubre.

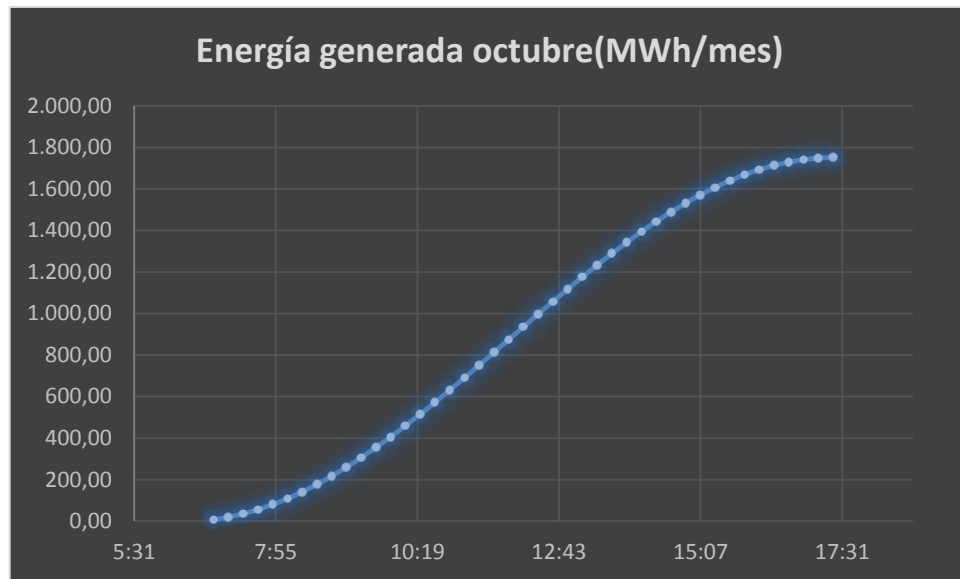


Figura 55. Energía mensual octubre.

DATOS DEL MES DE NOVIEMBRE CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m2)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
7:22	34	0,37	0,09265082	2,87
7:37	153	1,67	0,50957949	15,80
7:52	203	2,21	1,06275936	32,95
8:07	251	2,74	1,74674038	54,15
8:22	298	3,25	2,55879754	79,32
8:37	342	3,73	3,49075574	108,21
8:52	384	4,19	4,53716496	140,65
9:07	424	4,62	5,69257514	176,47
9:22	460	5,01	6,94608618	215,33
9:37	494	5,38	8,29224803	257,06
9:52	525	5,72	9,72288563	301,41
10:07	553	6,03	11,2298239	348,12
10:22	577	6,29	12,8021628	396,87
10:37	598	6,52	14,4317271	447,38
10:52	616	6,71	16,1103419	499,42
11:07	630	6,87	17,827107	552,64
11:22	640	6,98	19,5711224	606,70
11:37	647	7,05	21,3342129	661,36
11:52	651	7,10	23,1082035	716,35
12:07	651	7,10	24,8821941	771,35
12:22	647	7,05	26,6452847	826,00
12:37	640	6,98	28,3893	880,07
12:52	630	6,87	30,1060652	933,29
13:07	616	6,71	31,7846799	985,33
13:22	598	6,52	33,4142443	1.035,84
13:37	577	6,29	34,9865831	1.084,58
13:52	553	6,03	36,4935214	1.131,30
14:07	525	5,72	37,924159	1.175,65
14:22	494	5,38	39,2703209	1.217,38
14:37	460	5,01	40,5238319	1.256,24
14:52	424	4,62	41,6792421	1.292,06
15:07	384	4,19	42,7256513	1.324,50
15:22	342	3,73	43,6576095	1.353,39
15:37	298	3,25	44,4696667	1.378,56
15:52	251	2,74	45,1536477	1.399,76
16:07	203	2,21	45,7068276	1.416,91
16:22	153	1,67	46,1237562	1.429,84
16:37	96	1,05	46,3853585	1.437,95
16:52	22	0,24	46,4453091	1.439,80

Tabla 30. Datos de producción noviembre.

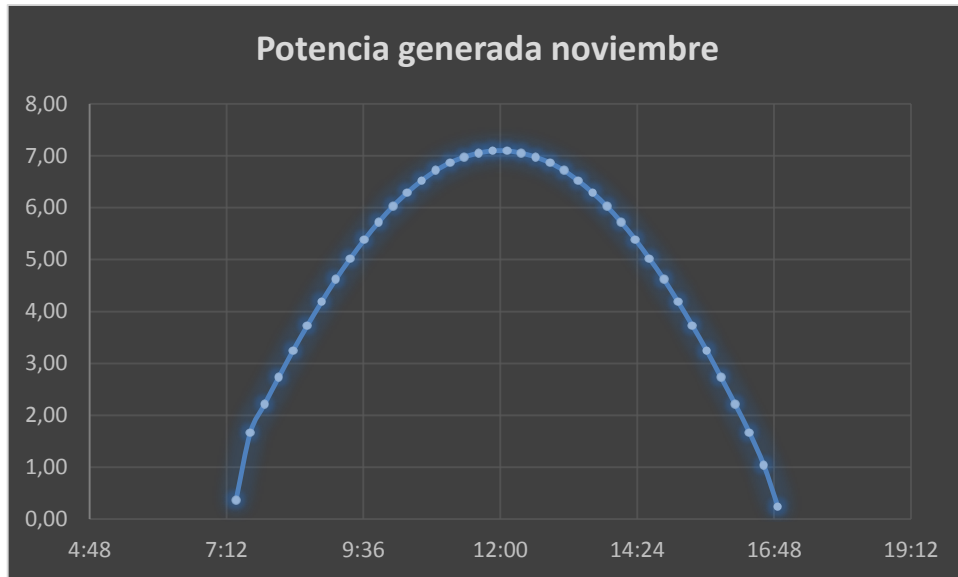


Figura 56. Curva de potencia noviembre.

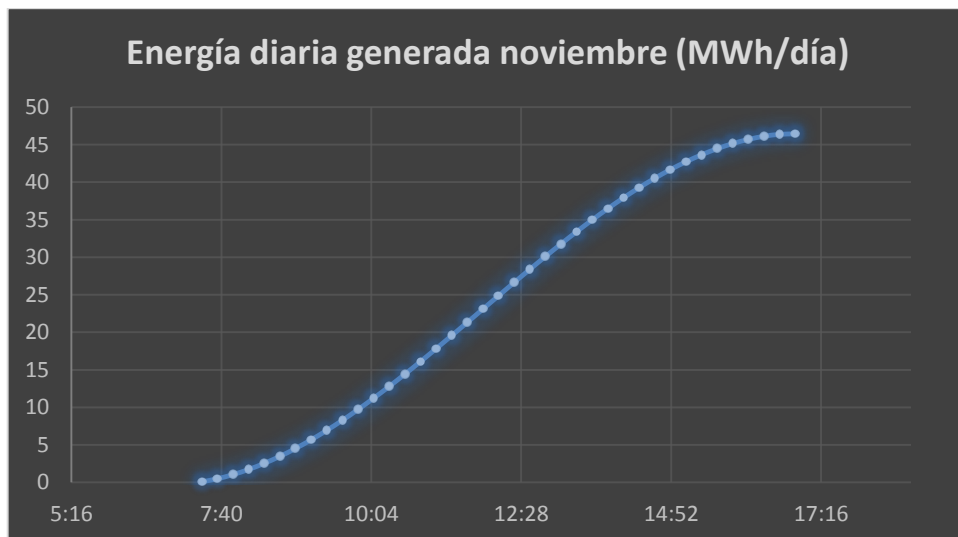


Figura 57. Energía diaria noviembre.

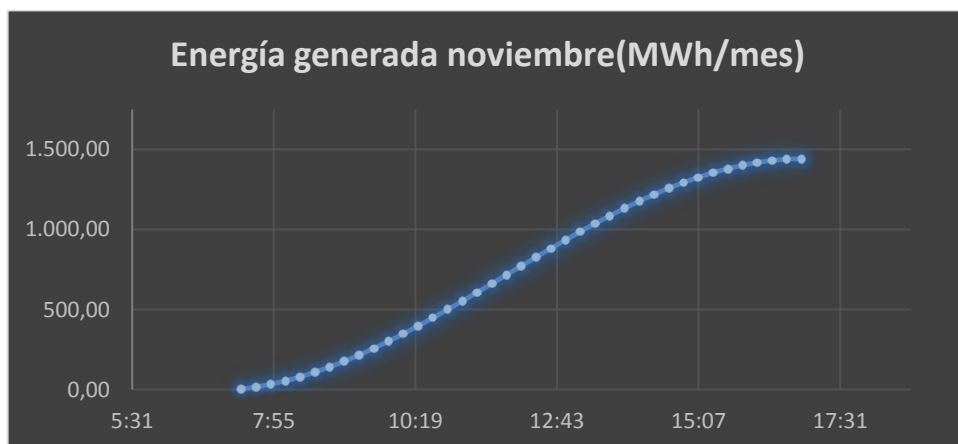


Figura 58. Energía mensual noviembre.

DATOS DEL MES DE DICIEMBRE CONSIDERANDO DÍAS TIPO				
Tiempo	Irradiancia (W/m ²)	Potencia generada (MW)	Energía diaria generada (MWh/día)	Energía mensual generada (MWh/mes)
7:37	130	1,42	0,35425312	10,98
7:52	167	1,82	0,80933213	25,09
8:07	212	2,31	1,38703722	43,00
8:22	256	2,79	2,08464336	64,62
8:37	297	3,24	2,89397549	89,71
8:52	336	3,66	3,80958355	118,10
9:07	372	4,05	4,82329248	149,52
9:22	405	4,41	5,9269272	183,73
9:37	435	4,74	7,11231264	220,48
9:52	463	5,05	8,37399875	259,59
10:07	488	5,32	9,70381046	300,82
10:22	510	5,56	11,0935727	343,90
10:37	528	5,76	12,5323854	388,50
10:52	544	5,93	14,0147984	434,46
11:07	556	6,06	15,5299118	481,43
11:22	566	6,17	17,0722754	529,24
11:52	575	6,27	20,1978779	626,13
12:07	575	6,27	21,7647667	674,71
12:22	572	6,23	23,3234804	723,03
12:37	566	6,17	24,865844	770,84
12:52	556	6,06	26,3809573	817,81
13:07	544	5,93	27,8633704	863,76
13:37	510	5,56	30,6919453	951,45
13:52	488	5,32	32,021757	992,67
14:07	463	5,05	33,2834431	1.031,79
14:22	435	4,74	34,4688286	1.068,53
14:37	405	4,41	35,5724633	1.102,75
14:52	372	4,05	36,5861722	1.134,17
15:22	297	3,24	38,3111124	1.187,64
15:37	256	2,79	39,0087186	1.209,27
15:52	212	2,31	39,5864236	1.227,18
16:07	167	1,82	40,0415027	1.241,29
16:22	130	1,42	40,3957558	1.252,27
16:37	100	1,09	40,6682582	1.260,72

Tabla 31. Datos de producción diciembre.

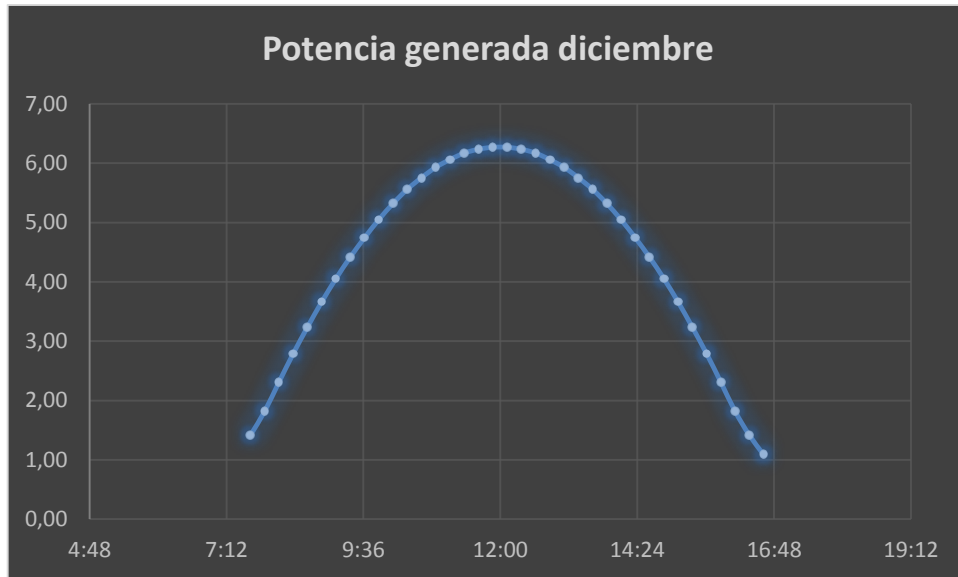


Figura 59. Curva de potencia diciembre.

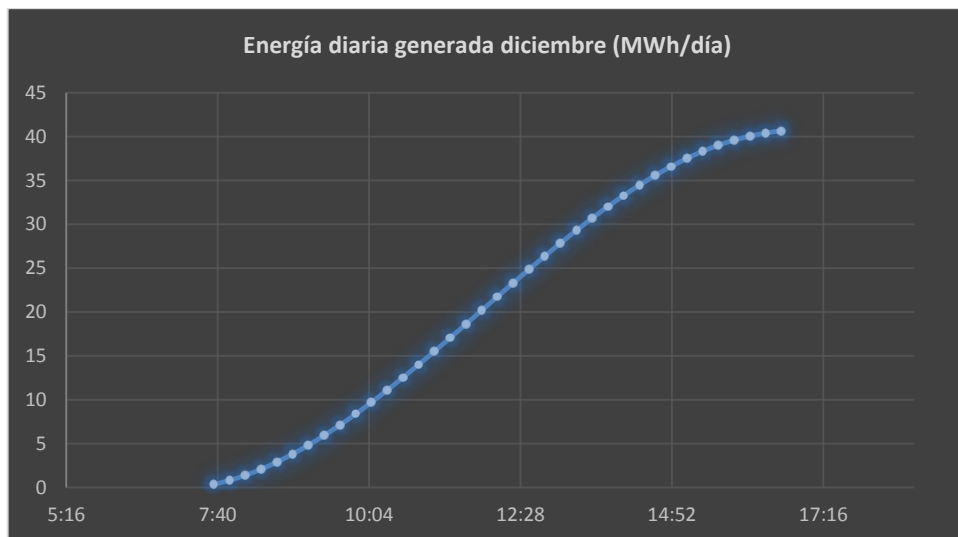


Figura 60. Energía diaria diciembre.

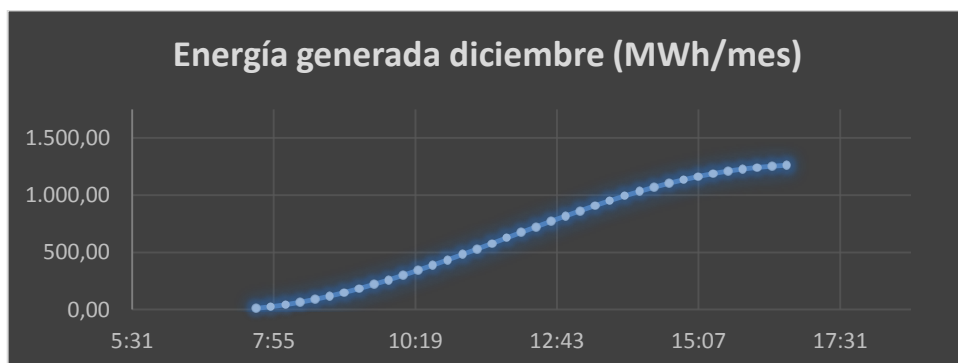


Figura 61. Energía mensual diciembre.

2.3.2.- PRODUCCIÓN ANUAL DE ELECTRICIDAD

En este apartado se va a calcular, por medio de la base de datos PVGIS, la producción anual de electricidad generada (energía generada).

Para el cálculo de la energía generada por el sistema fotovoltaico correspondiente, conectado a la red, se utiliza la siguiente expresión:

$$E_p = \frac{P_{\text{pico}} \times F_s \times G}{G_{\text{cim}}} \text{ donde:}$$

·G: recurso solar expresado en kWh/m²/día. Valor de la irradiación sobre el plano horizontal del generador, obtenido a partir de $\alpha = 0^\circ$ (Azimut) y con un eje de seguimiento.

·P_{pico}: es la potencia pico de la instalación solar, expresada en kW_p.

·F_s: es el factor de sombreado. Se considera igual a 1.

·G_{cim}: parámetro de conversión igual a 1 kW/m².

A partir del número de paneles a instalar, la potencia de cada panel y, por tanto, la potencia pico total de la instalación (11,854 MW_p), se han obtenido los siguientes resultados de energía diaria, mensual y anual:

MES	G (Wh/m2/día)	Ep (kWh/día)	Epmes (kWh/mes)
ENERO	4,02	46.623,85	1.455.339,53
FEBRERO	4,82	51.935,47	1.609.999,75
MARZO	6,01	62.516,07	1.937.998,44
ABRIL	6,08	63.044,12	1.954.367,87
MAYO	6,55	61.482,94	1.905.971,29
JUNIO	7,11	64.6905,79	2.005.407,97
JULIO	7,39	82.478,95	2.556.847,52
AGOSTO	6,91	85.264,78	2.643.208,20
SEPTIEMBRE	5,88	56.481,57	2.004.693,88
OCTUBRE	5,2	61.640,8	1.750.928,75
NOVIEMBRE	4,21	46.445,30	1.439.804,58
DICIEMBRE	3,65	40.668,25	1.260.716,86
Promedio	5,6525	55.869,05	1.876.270,45
Producción total	67,83		22.515.280,93

Tabla 32. Radiación por m², diaria, mensual y anual.

2.4.- DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se muestran los datos técnicos de los principales componentes utilizados en la instalación:

-PANEL FOTOVOLTAICO

-ESTRUCTURA SOPORTE

-INVERSOR

-CENTRO DE TRANSFORMACIÓN. CELDA MODULAR MT

-TRANSFORMADOR

-COMBINER BOXES

2.4.1.- PANEL FOTOVOLTAICO



BYD, a fastest-growing green technology manufacturer, provides advanced PV products ranging from Wafer to PV Module. Based on its advanced technology, BYD Solar aims at Grid Parity, which can drive mass market-adoption of renewable energy.

Features

- High efficiency-BYD has achieved 17.4% efficiency
- Excellent optical performance
- Easy to be installed
- Strong frame module, passing mechanical load test of 5400Pa

Warranty

- 10 years for product
- 10 years on 90% for performance
- 25 years on 80% for performance

Recommended Applications

- Residential roof top systems
- On-grid commercial systems
- On-grid utility systems
- Off-grid commercial systems
- Off-grid utility systems

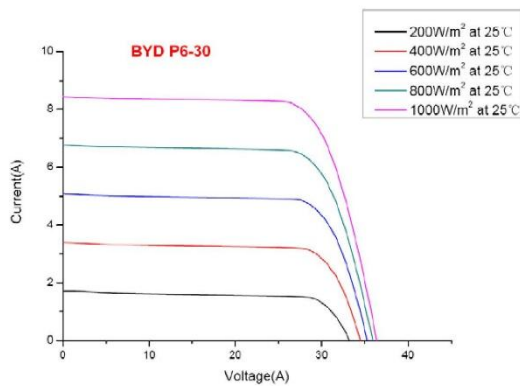
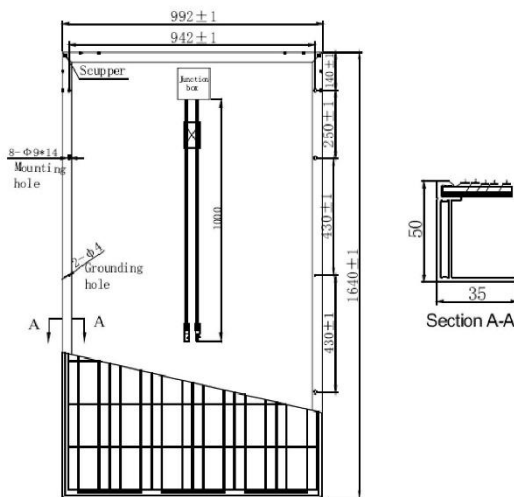
Certificates

UL1703, CE, TUV, IEC 61215, IEC 61730, PV Cycle, MCS and CEC.
ISO9001:2008, ISO14001:2004

Model	BYD 220P6-30	BYD 225P6-30	BYD 230P6-30	BYD 235P6-30	BYD 240P6-30	BYD 245P6-30	BYD 250P6-30
Open Circuit Voltage (Voc)	36.18 V	36.36 V	36.75 V	37.07 V	37.54 V	37.80 V	38.00 V
Maximum Operating Voltage (Vmp)	28.29 V	28.49 V	28.67 V	29.06 V	29.55 V	30.06 V	30.40 V
Short Circuit Current (Isc)	8.40 A	8.44 A	8.50 A	8.69 A	8.90 A	8.94 A	8.98 A
Maximum Operating Current (Imp)	7.80 A	7.91 A	8.02 A	8.09 A	8.12 A	8.15 A	8.22 A
Maximum Power in STC (Pmax)	220 Wp	225 Wp	230 Wp	235 Wp	240 Wp	245 Wp	250 Wp
Module Efficiency	13.52%	13.83%	14.14%	14.44%	14.75%	15.06%	15.37%
Operating Temperature	-40 °C ~ + 85 °C						
Maximum System Voltage	1000 VDC(IEC) / 600 VDC (UL)						

■ STC: IRRADIANCE 1000W/m², Module Temperature 25 °C, AM=1.5

BYD (Shanghai) Industrial Co., Ltd Address: No.999 Xiangjing Road, Songjiang, Shanghai, 201611, P. R. China
 TEL: +86-21-5777 8888 FAX: +86-21-5777 5086 Website: www.byd.com.cn, http://www.bydenergy.com



Temperature Coefficients	
NOCT	45 °C ± 2 °C
Short-circuit current temperature coefficient	0.045%/ °C
Open-circuit voltage temperature coefficient	-0.34%/ °C
Peak power temperature coefficient	-0.47%/ °C
Power tolerance	0- 3%

NOCT: Nominal Operating Cell Temperature. The above data is only for reference.

Specifications	
Cell	Polycrystalline Silicon solar cells 156mm * 156 mm / 6 inch
No. of cells	60 (6 *10) pcs
Dimension of module	1640 mm * 992 mm * 50 mm / 64.6 inch * 39.1 inch *2.0 inch
Weight	19.6 kg / 43.21 lbs
Front Glass	3.2 mm (0.13 inch) tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction Box Protection Degree	IP65 rated
Plug connector protection degree	IP65 / IP67(MC 4)
Bypass-Diodes	6 pcs. (IEC) / 3 pcs. (UL)
Max. Fuse Current Rating	15 A
Type of Connector	MC4,MC4 compatible,MC3 compatible, 0-1394462-4/6-1394461-2

Output Cables	
Cable Section Area	4 mm² / 0.0062 Sq in
Cable Length	2 * 1000 mm / 2 * 39.4 inch

Package Information	
Package	40' HC
Pcs/pallet	20
Pallet/container	28
Pcs/container	560

Edition No. BYD-24May-2011

2.4.2.- ESTRUCTURA SOPORTE



ExtruSun Suelo Serie ES

Estructura hincada al terreno

Materiales: Acero Galvanizado, Aluminio y tornillería en acero Inoxidable A2.

Bandeja porta cables integrada en la estructura.

Sistema rotura por galvanico.

Anclaje de paneles mediante pinzas (ajustable según espesor panel)

Regulación en Altura e Inclinación

Posibilidad de trabajar con cimentación (Roca puntual).

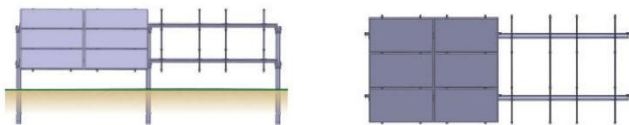
Diseño en función de módulo y disposición panel, para cada proyecto una solución.

Cumple con CTE (EUROCODE) 130 KN/m2 nieve y 130 km/h viento.

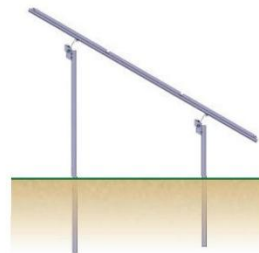
Ventajas Constructivas

- No necesita movimiento de tierras.
- No necesita zapatas de hormigón.
- Se adapta a terrenos ondulados.
- No necesita elementos de sujeción de cables (sistema de bandeja integrada).
- Gran rapidez de montaje.
- Sistema de anclaje de cuadros a medida (opcional, según proyecto).
- Adaptable a cualquier tipo de panel.
- Colocación de módulos en horizontal o vertical.
- Altura libre a suelo según necesidades del cliente/proyecto.
- Adaptable a modificaciones eventuales de la obra*
- Ampliable según condiciones del proyecto.
- Garantía de material de 5 años (ampliable según necesidades del cliente)

* (consulta previa con Ingeniería ExtruSun)



Viento	Qe=2,6 KN/m ² (zona eólica peninsular mas desfavorable). Vel Ref. 130 Km/h
Nieve	1,3 kN/m ² (130 Kg/m ²), emplazamientos topográficos situados entre 0 y 1000 m. de altitud por coef. de mayoración para zona más desfavorable del territorio nacional.



COMPONENTES ACERO	
Correas estructurales	Acero laminado en frío
Recubrimiento	Galvanizado
Calidad del galvanizado	Calidad S-250 GD según EN 10326:2007 del acero
Perfiles galvanizados.	Norma EN 10162
Revestimiento	Recubrimiento Z275 (±20 µ), modificable según proyecto.
Acabado	(MA) estrella mínima o sin estrella. Acabado ordinario.
Tratamiento químico	E-Passivation.
Acetado	Sin acetar
Norma Tolerancia	Tolerancias s/ EN 10143/2006 Tolerancias Normales.
Elasticidad	Límite ≥250 N/mm ² (2500 Kg/cm ²).
COMPONENTES ALUMINIO	
Tipo de perfiles	Aluminio extruido 1ª fusión. Aleación 6063-T5
Densidad del aluminio	2,35 gr/cm ³



EXTRU[®] SUN Cada proyecto, una solución

Telf: +34 947 233 082 www.extrusun.es Parque Empresarial INBISA-Villafría, Naves 4 y 5, N-I, Km 245. 09192 BURGOS (SPAIN)

2.4.3.- INVERSOR

SUNNY CENTRAL 800CP XT / 850CP XT / 900CP XT



Rentable

- Equipado de serie con hasta 1 megavatio de potencia de sistema
- Precio específico notablemente reducido gracias a la mayor potencia
- Máximas ganancias con reducidos costes de sistema

Resistente

- Potencia nominal plena en funcionamiento constante a temperaturas ambiente de hasta 50 °C
- Instalación directa en el lugar; optimizado para condiciones climáticas extremas desde -40 °C hasta 62 °C
- Gestión activa de la temperatura gracias a OptiCool™

Flexible

- Amplio rango de la tensión de entrada de CC para el uso flexible de distintas configuraciones de módulos
- Perfectamente adaptado a los diferentes comportamientos de los generadores fotovoltaicos en función de la temperatura

Versátil

- Todas las funciones de gestión de red incluidas; preparado para "Q at Night", incluido el funcionamiento exclusivo con potencia reactiva
- Plataforma informática hecha a medida para una monitorización y control óptimos del inversor

SUNNY CENTRAL 800CP XT / 850CP XT / 900CP XT

El CP ampliado: potencia máxima de hasta un megavatio

Más potencia: gracias a sus funciones ampliadas, la nueva serie Sunny Central CP XT es aún más potente. Al mismo tiempo, tiene un precio específico más bajo; con reducidos costes de sistema, y ofrece unas ganancias máximas. El Sunny Central CP XT está optimizado para funcionar a temperaturas de hasta 50 °C con una potencia nominal plena en funcionamiento constante y unos valores negativos de hasta -40 °C. El inversor está equipado con todas las funciones de gestión de red y está preparado para "Q at Night". La plataforma informática hecha a medida asegura una monitorización y control óptimos.

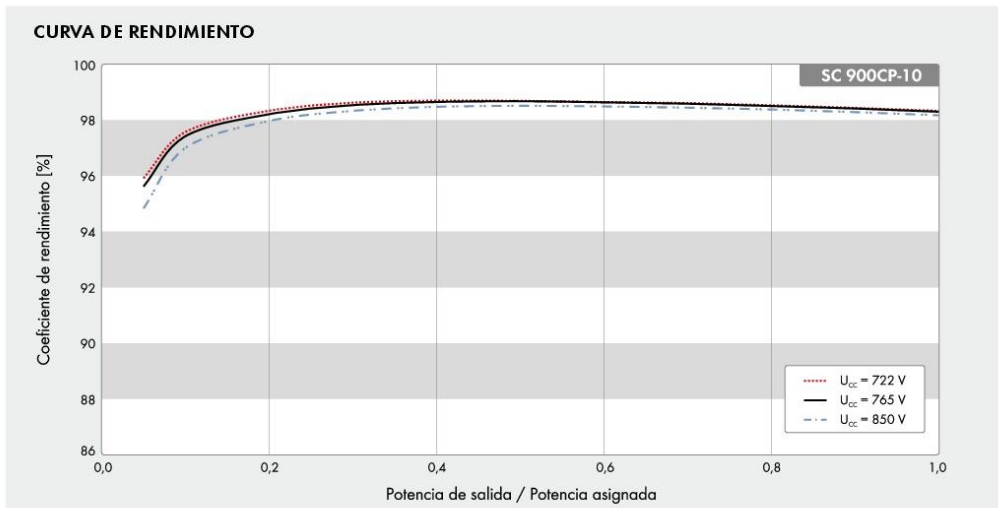
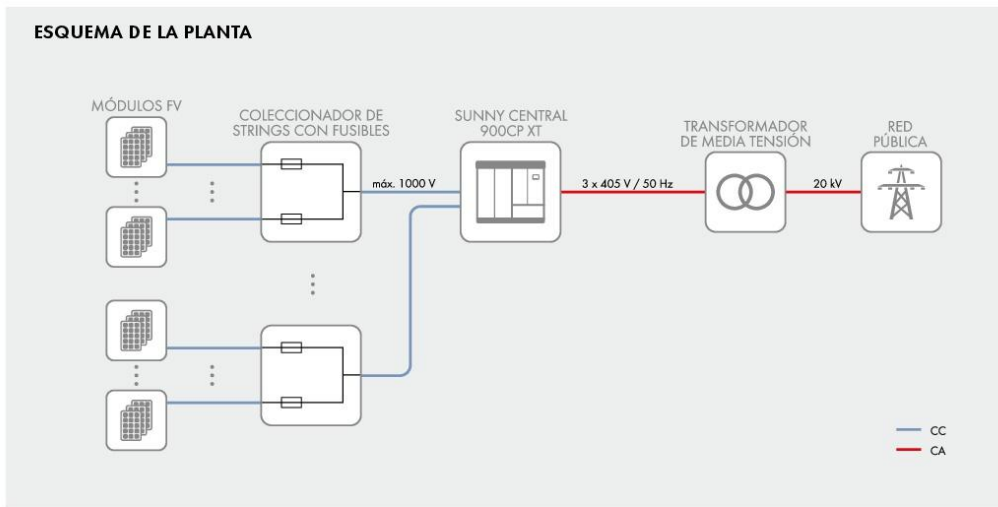
SUNNY CENTRAL

800CP XT / 850CP XT / 900CP XT

Datos técnicos	Sunny Central 800CP XT	Sunny Central 850CP XT
Entrada (CC)		
Potencia de CC máx. (con cos φ =1)	898 kW	954 kW
Tensión de entrada máx.	1 000 V	1 000 V
$U_{MPP,max}$ con $I_{MPP} < I_{CC,max}$	530 V	568 V
Rango de tensión MPP (a 25 °C / a 50 °C con 50Hz) ^{1,2}	641 ... 850 V ² / 583 ... 850 V ²	681 ... 850 V ² / 625 ... 850 V ²
Rango de tensión MPP (a 25 °C / a 50 °C con 60 Hz) ^{1,2}	641 ... 850 V ² / 583 ... 850 V ²	681 ... 850 V ² / 625 ... 850 V ²
Tensión asignada de entrada	641 V	681 V
Corriente de entrada máx.	1 400 A	1 400 A
Corriente de cortocircuito máx.	2 500 A	2 500 A
Cantidad de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes	1	1
Número de entradas de CC	9	9
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 25 °C) / potencia nominal de CA (a 50 °C)	880 kVA / 800 kVA	935 kVA / 850 kVA
Tensión nominal de CA / rango de tensión nominal de CA	360 V / 324 V ... 414 V	386 V / 348 V ... 443 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz
Frecuencia asignada de red / tensión asignada de red	50 Hz / 360 V	50 Hz / 386 V
Corriente de salida máx. / coeficiente de distorsión máx.	1411 A / 0,03	1411 A / 0,03
Factor de potencia a potencia asignada / factor de desfase ajustable	1 / 0,9 inductivo ... 0,9 capacitivo	
Fases de inyección / conexión	3 / 3	3 / 3
Rendimiento⁴		
Rendimiento máx. / europeo / californiano	98,6% / 98,4% / 98,5%	98,6% / 98,4% / 98,5%
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador a motor	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA	
Protección contra sobretensión de la CC	Descargador de sobretensión del tipo I	
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III	
Detección de red aislada, activa / pasiva	● / -	● / -
Monitorización de la red	●	●
Monitorización de toma a tierra / monitorización de toma a tierra por control remoto	○ / ○	○ / ○
Monitorización de aislamiento	○	○
Descargador de sobretensión, alimentación auxiliar	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	2 562 / 2 272 / 956 mm (101 / 89 / 38 in)	
Peso en kg	1 900 kg / 4 200 lb	1 900 kg / 4 200 lb
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... 62 °C / -13 °F ... 144 °F	
Rango ampliado de temperatura de servicio	○ [-40 °C ... 62 °C / -40 °F ... 144 °F]	
Emisiones de ruido ⁵	64 db(A)	63 db(A)
Autoconsumo máx. (funcionamiento) ⁶ / autoconsumo (nocturno)	1 950 W / < 100 W	1 950 W / < 100 W
Tensión de alimentación auxiliar externa	230 V / 400 V (3 / N / PE)	230 V / 400 V (3 / N / PE)
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool
Tipo de protección electrónica / área de conexión (según IEC 60529) / según IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Campo de aplicación: sin protección al aire libre / interiores	● / ○	● / ○
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	15% ... 95%	15% ... 95%
Altura de operación máxima sobre el nivel del mar 2 000 m / 4 000 m	● / ○	● / ○
Consumo de aire fresco (inversor)	3 000 m ³ /h	3 000 m ³ /h
Características		
Conexión de CC / CA	Terminal de anillo / terminal de anillo	
Pantalla	Pantalla táctil HMI	
Comunicación / protocolos	Ethernet (fibra óptica opcional), modbus	
Monitorización de CC (monitorización de zona/string)	○ / ○	○ / ○
SC-COM / monitorización de la instalación	● / ○ (a través del Sunny Portal)	● / ○ (a través del Sunny Portal)
Color carcasa / puerta / pedestal / techo	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Funciones de gestión de red configurables	Reducción de potencia, ajuste predefinido de la potencia reactiva, apoyo de red dinámica (como LVRT)	
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, conformidad CEM, conformidad CE, BDEW-MSRL / FGW / TR8, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 ⁷	
● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible		
Modelo comercial	SC 800CP-10	SC 850CP-10

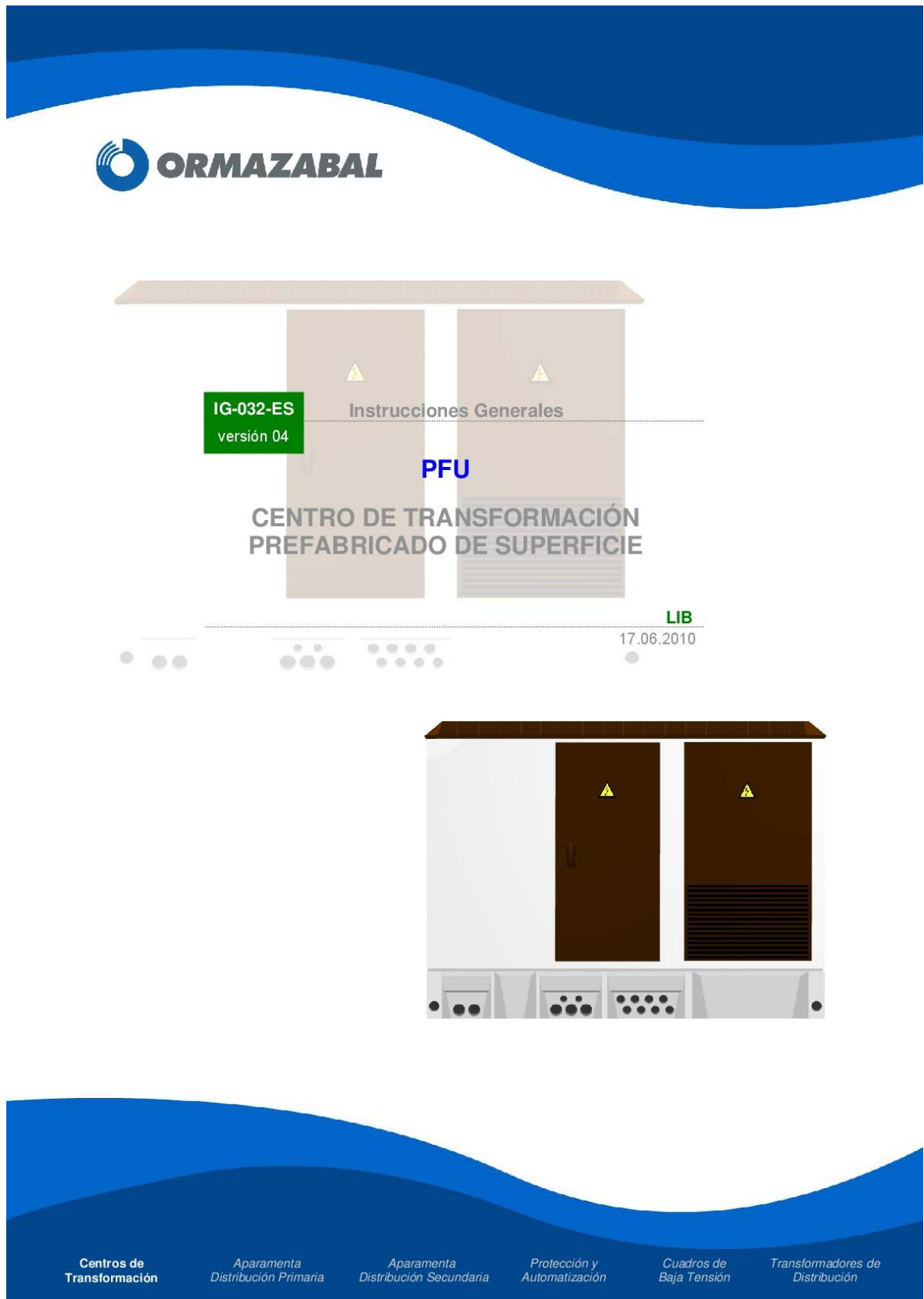
- 1) Siendo $1,05 U_{CA, nominal}$ y $\cos \varphi = 1$
- 2) Pueden configurarse otras tensiones de CA, CC y potencias (para informarse detalladamente consulte la información técnica en www.SMA.de).
- 3) hasta 950 V previa petición
- 4) Rendimiento medido sin autoalimentación
- 5) Nivel de presión sonora a 10 m de distancia
- 6) Autoconsumo en funcionamiento nominal
- 7) Concebido y comprobado de acuerdo con la norma IEC 1547, opcional: pruebas de serie

Datos técnicos	Sunny Central 900CP XT	
Entrada (CC)		
Potencia de CC máx. (con $\cos \varphi = 1$)	1 010 kW	
Tensión de entrada máx.	1 000 V	
$U_{MPP, max}$ con $I_{MPP} < I_{CCmax}$	596 V	
Rango de tensión MPP (a 25 °C / a 50 °C con 50Hz) ^{1, 2}	722 ... 850 V ³ / 656 ... 850 V ³	
Rango de tensión MPP (a 25 °C / a 50 °C con 60 Hz) ^{1, 2}	722 ... 850 V ³ / 656 ... 850 V ³	
Tensión asignada de entrada	722 V	
Corriente de entrada máx.	1 400 A	
Corriente de cortocircuito máx.	2 500 A	
Cantidad de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes	1	
Número de entradas de CC	9	
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 25 °C) / potencia nominal de CA (a 50 °C)	990 kVA / 900 kVA	
Tensión nominal de CA / rango de tensión nominal de CA	405 V / 365 V ... 465 V	
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz	
Frecuencia asignada de red / tensión asignada de red	50 Hz / 405 V	
Corriente de salida máx. / coeficiente de distorsión máx.	1411 A / 0,03	
Factor de potencia a potencia asignada / factor de desfase ajustable	1 / 0,9 inductivo ... 0,9 capacitivo	
Fases de inyección / conexión	3 / 3	
Rendimiento⁴		
Rendimiento máx. / europeo / californiano	98,6% / 98,4% / 98,5%	
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador a motor	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA	
Protección contra sobretensión de la CC	Descargador de sobretensión del tipo I	
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III	
Detección de red aislada, activa / pasiva	● / -	
Monitorización de la red	●	
Monitorización de toma a tierra / monitorización de toma a tierra por control remoto	○ / ○	
Monitorización de aislamiento	○	
Descargador de sobretensión, alimentación auxiliar	●	
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	2 562 / 2 272 / 956 mm (101 / 89 / 38 in)	
Peso en kg	1 900 kg / 4 200 lb	
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... 62 °C / -13 °F ... 144 °F	
Rango ampliado de temperatura de servicio	○ (-40 °C ... 62 °C / -40 °F ... 144 °F)	
Emissiones de ruido ⁵	64 db(A)	
Autoconsumo máx. (funcionamiento) ⁶ / autoconsumo (nocturno)	1 950 W / < 100 W	
Tensión de alimentación auxiliar externa	230 V / 400 V (3 / N / PE)	
Sistema de refrigeración	OptiCool	
Tipo de protección electrónica / área de conexión (según IEC 60529) / según IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2	
Campo de aplicación: sin protección al aire libre / interiores	● / ○	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	15% ... 95%	
Altura de operación máxima sobre el nivel del mar 2 000 m / 4 000 m	● / ○	
Consumo de aire fresco (inversor)	3 000 m ³ /h	
Características		
Conexión de CC / CA	Terminal de anillo / terminal de anillo	
Pantalla	Pantalla táctil HMI	
Comunicación / protocolos	Ethernet (fibra óptica opcional), modbus	
Monitorización de CC (monitorización de zona/string)	○ / ○	
SCCOM / monitorización de la instalación	● / ○ (a través del Sunny Portal)	
Color carcasa / puerta / pedestal / techo	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004	
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Funciones de gestión de red configurables	Reducción de potencia, ajuste predeterminado de la potencia reactiva, apoyo de red dinámica (como IWT)	
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, conformidad CEM, conformidad CE, BDEW-MSRL / FGW / TR8, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1.663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 1.2.3 / IEC 1547 ⁷	
● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible		
Modelo comercial	SC 900CP-10	



SC900CP-900C0301024V01 | Impreso en papel reciclado por SMA Solar Technology AG. No se permite el uso de este documento sin el consentimiento escrito de SMA Solar Technology AG. No se permite la reproducción o el uso de este documento sin el consentimiento escrito de SMA Solar Technology AG.

2.4.4.- CENTRO DE TRANSFORMACIÓN



Centros de Transformación

Aparata de Distribución Primaria

Aparata de Distribución Secundaria

Protección y Automatización

Cuadros de Baja Tensión

Transformadores de Distribución

Depósito Legal: BI-1176/2010

¡ATENCIÓN!

Durante el funcionamiento de todo equipo de MT, ciertos elementos del mismo están en tensión, otros pueden estar en movimiento y algunas partes pueden alcanzar temperaturas elevadas. Como consecuencia, su utilización puede comportar riesgos de tipo eléctrico, mecánico y térmico.

Ormazabal, a fin de proporcionar un nivel de protección aceptable para las personas y los bienes, y teniendo en consideración las recomendaciones medioambientales aplicables al respeto, desarrolla y construye sus productos de acuerdo con el principio de seguridad integrada, basado en los siguientes criterios:

- **Eliminación de los peligros siempre que sea posible.**
- **Cuando esto no sea técnica ni económicamente factible, incorporación de las protecciones adecuadas en el propio equipo.**
- **Comunicación de los riesgos remanentes para facilitar la concepción de los procedimientos operativos que prevengan dichos riesgos, la formación del personal de operación que los realice y el uso de los medios de protección personal pertinentes.**
- **Utilización de materiales reciclables y establecimiento de procedimientos para el tratamiento de los equipos y sus componentes, de modo que una vez alcanzado el fin de su vida útil, sean convenientemente manipulados, respetando, en la medida de lo posible, la normativa ambiental establecida por los organismos competentes.**

En consecuencia, en el equipo al que se refiere este manual, y/o en sus proximidades, se tendrá en cuenta lo especificado en el apartado 11.2 de la futura norma IEC 62271-1. Asimismo, únicamente podrá trabajar personal con la debida preparación y supervisión, de acuerdo con lo establecido en la Norma UNE-EN 50110-1 sobre seguridad en instalaciones eléctricas y la Norma UNE-EN 50110-2 aplicable a todo tipo de actividad realizada en, con o cerca de una instalación eléctrica. Dicho personal deberá estar plenamente familiarizado con las instrucciones y advertencias contenidas en este manual y con aquellas otras de orden general derivadas de la legislación vigente que le sean aplicables (MIE-RAT, LEY 31/1995, de 8 de noviembre sobre la prevención de riesgos laborales. BOE nº 269, de 10 de noviembre, y su actualización según R.D. 54/2003).

Lo anterior debe ser cuidadosamente tenido en consideración, porque el funcionamiento correcto y seguro de este equipo depende no solo de su diseño, sino de circunstancias en general fuera del alcance y ajenas a la responsabilidad del fabricante, en particular de que:

- **El transporte y la manipulación del equipo, desde la salida de fábrica hasta el lugar de instalación, sean adecuadamente realizados.**
- **Cualquier almacenamiento intermedio se realice en condiciones que no alteren o deterioren las características del conjunto, o sus partes esenciales.**
- **Las condiciones de servicio sean compatibles con las características asignadas del equipo.**
- **Las maniobras y operaciones de explotación sean realizadas estrictamente según las instrucciones del manual, y con una clara comprensión de los principios de operación y seguridad que le sean aplicables.**
- **El mantenimiento se realice de forma adecuada, teniendo en cuenta las condiciones reales de servicio y las ambientales en el lugar de la instalación.**

Por ello, el fabricante no se hace responsable de ningún daño indirecto importante resultante de cualquier violación de la garantía, bajo cualquier jurisdicción, incluyendo la pérdida de beneficios, tiempos de inactividad, gastos de reparaciones o sustitución de materiales.

Garantía

El fabricante garantiza este producto contra cualquier defecto de los materiales y funcionamiento durante el periodo contractual. Si se detecta cualquier defecto, el fabricante podrá optar por reparar o reemplazar el equipo. La manipulación de manera inapropiada del equipo, así como la reparación por parte del usuario se considerará como una violación de la garantía.

Marcas registradas y Copyrights

Todos los nombres de marcas registradas citados en este documento son propiedad de sus respectivos propietarios. La propiedad intelectual de este manual pertenece al fabricante.

Debido a la constante evolución de las normas y los nuevos diseños, las características de los elementos contenidos en estas instrucciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

Estas características, así como la disponibilidad de los materiales, solo tienen validez bajo la confirmación del Departamento Técnico - Comercial de Ormazabal.

IG-032-ES
versión 04
17.06.2010

INSTRUCCIONES GENERALES DE
PFU
CENTRO DE TRANSFORMACION
PREFABRICADO DE SUPERFICIE

ÍNDICE

1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	4
1.1. EQUIPO ELÉCTRICO INTERIOR	5
1.2. EDIFICIO PREFABRICADO DE HORMIGÓN	5
1.2.1. Entrada Auxiliar de Acometida de Baja Tensión	6
1.2.2. Caja de Seccionamiento de Tierra de Protección (Herrajes)	7
1.2.3. Caja de Seccionamiento de Tierra de Servicio (Neutro)	7
1.3. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	8
1.4. CONDICIONES NORMALES DE SERVICIO	8
2. TRANSPORTE	9
2.1. ACCESOS	9
3. INSTALACIÓN	9
3.1. UBICACIÓN	9
3.2. PLANIFICACIÓN	9
3.3. PREPARACIÓN DEL TERRENO	11
3.3.1. Dimensiones de la Excavación	11
3.3.2. Planos de Excavación	12
3.3.3. Tipo de Terreno	16
3.4. PROCESO DE NIVELACIÓN	16
3.4.1. Herramientas de Nivelación	16
3.5. MANIPULACIÓN	19
3.5.1. Manipulación del cuerpo	19
3.5.2. Manipulación de la cubierta	22
3.6. CONEXIÓN DEL CIRCUITO DE TIERRAS	23
3.6.1. Tierra de Protección (Herrajes)	23
3.6.2. Tierra de Servicio (Neutro)	23
3.6.3. Tierras Exteriores	23

1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

El Centro de Transformación Prefabricado **PFU** de **Ormazabal**, es un Centro de superficie de maniobra interior y utilización en redes de distribución eléctrica en Media Tensión (MT) hasta 36 kV, pudiendo contener hasta 2 transformadores de 1000 kVA con ventilación natural.

Este Centro, de tipo prefabricado, está diseñado según norma UNE-EN 62271-202 y la reglamentación vigente.

El Centro de Transformación **PFU** de **Ormazabal** se compone de dos elementos principales:

- Equipo eléctrico interior
- Edificio prefabricado de hormigón

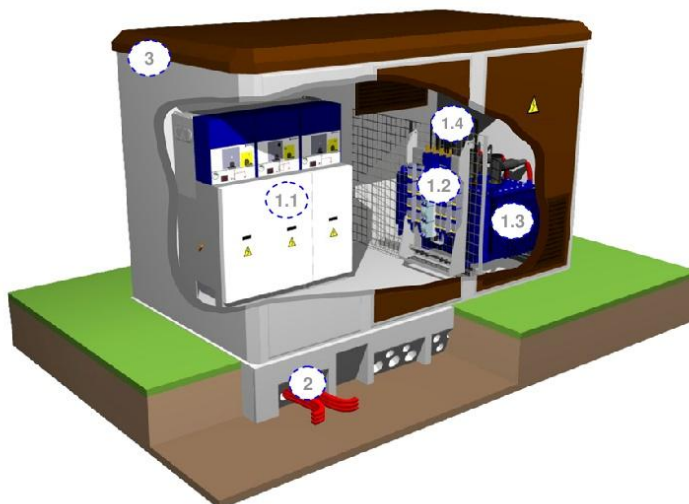


Figura 1.1: Elementos principales de PFU

1. Equipo Eléctrico Interior
 - 1.1. Aparataje de MT
 - 1.2. Cuadro de Baja Tensión
 - 1.3. Transformador de potencia
 - 1.4. Puentes de cables
2. Acceso de cables
3. Edificio Prefabricado de Hormigón

IG-032-ES
versión 04
17.06.2010

INSTRUCCIONES GENERALES DE
PFU
CENTRO DE TRANSFORMACION
PREFABRICADO DE SUPERFICIE

1.1. EQUIPO ELÉCTRICO INTERIOR

Dentro de la envolvente y anclada a ésta se monta el equipo eléctrico compuesto de los siguientes elementos:

- Unidad de aparamenta de Media Tensión (MT) de aislamiento integral en SF₆ hasta 36 kV.
- Hasta dos unidades de transformador de distribución MT / BT de llenado integral en aceite con potencias hasta 1000 kVA con ventilación natural.
- Unidad de aparamenta de Baja Tensión (BT).
- Interconexiones de MT y BT directas por cable. Con un máximo de 8 salidas por cada CBT.

1.2. EDIFICIO PREFABRICADO DE HORMIGÓN

Compuesto de:

- Envolvente prefabricada monobloque de hormigón.
- Cubierta amovible prefabricada de hormigón.
- Puertas de acceso al equipo eléctrico de dimensiones 900 x 2100 mm (24 kV) y 1100 x 2100 mm (36 kV), abatible 180° sobre el parámetro exterior, abisagrada, dotada de cerradura con dos puntos de anclaje y varilla de sujeción contra cierres intempestivos.
- Puerta de acceso al transformador de 1260 x 2100 mm.
- Rejillas de entrada de aire para ventilación natural.
- Orificios de entrada y salida de cables en la parte frontal y posterior inferior de la envolvente.
- Foso colector de recogida de aceite y lecho de guijarros cortafuegos.
- Un orificio, por encima de la cota 0 en la pared frontal, de diámetro 140 mm, para la entrada de una acometida auxiliar de BT.
- Dos Cajas de Seccionamiento de tierra de protección (herrajes) y de servicio (neutro), situadas en el lado interior izquierdo y derecho de la pared frontal respectivamente.
- Alumbrado y servicios auxiliares.



Figura 1.2: Edificio prefabricado de hormigón

1.2.1. Entrada Auxiliar de Acometida de Baja Tensión

En la pared frontal de la envolvente prefabricada, junto la puerta del transformador, se encuentra un orificio de 140 mm de diámetro que permite realizar una acometida eléctrica temporal al CBT desde el exterior.

Esta entrada auxiliar está situada a una altura de 2000 mm sobre la cota 0 y, cuando no está en uso, se cierra desde el interior mediante una tapa que mantiene un grado de protección IP 23D.



Figura 1.3: Vista exterior de entrada auxiliar BT en PFU

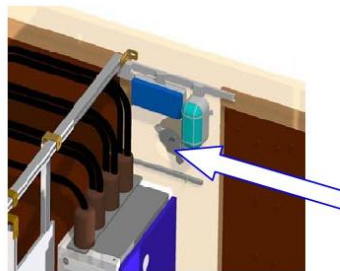


Figura 1.4: Vista interior de entrada auxiliar BT en PFU

Esta tapa sólo puede ser retirada aflojando manualmente la palomilla y desenroscándola desde el interior de la envolvente.

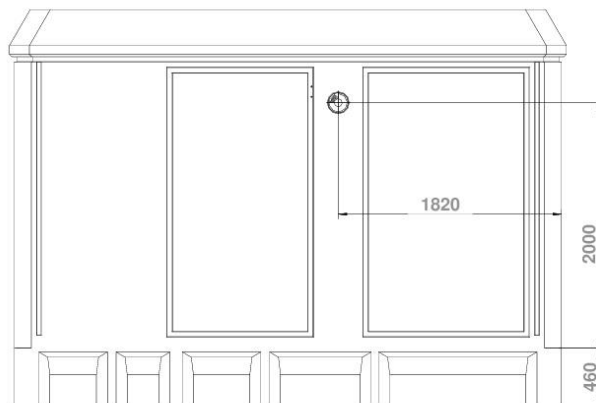


Figura 1.5: Situación de entrada auxiliar BT en PFU-4

NOTA:
Dimensiones en milímetros.

En el caso de Centros de Transformación **PFU** con 2 transformadores se dispone una entrada auxiliar de BT por cada uno de los transformadores.

IG-032-ES
versión 04
17.06.2010

INSTRUCCIONES GENERALES DE
PFU
CENTRO DE TRANSFORMACION
PREFABRICADO DE SUPERFICIE

1.2.2. Caja de Seccionamiento de Tierra de Protección (Herrajes)

En el lado interior izquierdo de la pared frontal de la envolvente, está habilitada la caja de seccionamiento de puesta a tierra de protección (herrajes).



Figura 1.6: Caja de Seccionamiento de Protección de Herrajes

1.2.3. Caja de Seccionamiento de Tierra de Servicio (Neutro)

En el lado interior derecho de la pared frontal de la envolvente, está habilitada la caja de seccionamiento de puesta a tierra de servicio (neutro).



Figura 1.7: Caja de Seccionamiento de Servicio de Neutro

1.3. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

A continuación se muestran las dimensiones y pesos de los modelos de la familia **PFU**:

PFU hasta 24/36 kV		PFU-3	PFU-4	PFU-5	PFU-7
Altura ⁽¹⁾	[mm]	3045	3045	3045	3240
Longitud	[mm]	3280	4460	6080	8080
Fondo	[mm]	2380	2380	2380	2380
Peso ⁽²⁾	[kg]	10545	13465	17460	29090

(1) Opcional: Cubierta sobreelevada para 36 kV salvo en PFU-7 (Altura estándar + 195 mm).

(2) Peso del edificio vacío con cubierta estándar y ventilación para 1000 kVA.

NOTA:

Para más información consultar con el Departamento Técnico-Comercial de Ormazabal.

1.4. CONDICIONES NORMALES DE SERVICIO

El Centro de Transformación **PFU** está previsto para trabajar bajo las condiciones ambientales externas siguientes, de acuerdo a la norma UNE-EN 62271-1:

Temperatura del aire	Máxima	°C	+ 40
	Mínima	°C	- 25
	Valor medio diario	°C	+ 35
Valor medio de la humedad relativa del aire ⁽¹⁾		%	≤ 100
Altura sobre el nivel del mar		m	≤ 1000

(1) Medida en un periodo de 24 h.

Dentro de la envolvente del Centro de Transformación **PFU** prevalecen las condiciones normales de servicio para interior, según norma UNE-EN 62271-1.

Los transformadores deben cumplir con lo especificado en el apartado 1.2.1. de la norma UNE-EN 21428-1.

IG-032-ES
versión 04
17.06.2010

INSTRUCCIONES GENERALES DE
PFU
CENTRO DE TRANSFORMACION
PREFABRICADO DE SUPERFICIE

Las limitaciones de potencia para la manipulación con transformadores, en función del modelo de **PFU-7**, son las siguientes:

Esquema de compañía eléctrica

Esquema de Compañía Eléctrica con dos transformadores instalados en ambos extremos de la envolvente:

- Se recomienda manipular el Centro de Transformación **PFU-7** con dos transformadores completamente instalados de hasta 1000 kVA, con un peso aproximado máximo de 2455 kg cada uno.

Esquema de Cliente

Esquema de cliente con entrada independiente al compartimento de entrega y seccionamiento de la Compañía Eléctrica:

- En el esquema con medida y protección, se limita la manipulación del Centro de Transformación **PFU-7** con dos transformadores completamente instalados de hasta 400 kVA, con un peso aproximado máximo de 1400 kg cada uno.
- Para potencias de transformador mayores, se limita el transporte del Centro de Transformación **PFU-7** a un solo transformador instalado de hasta 1000 kVA, con un peso aproximado máximo de 2455 kg. El transformador irá instalado en la parte más centrada en la envolvente.



MUY IMPORTANTE:

Por seguridad queda terminantemente prohibido cualquier otro tipo de manipulación del Centro de Transformación **PFU-7** con transformadores de potencia o peso superiores a los indicados en los puntos anteriores.

3.5.2. MANIPULACIÓN DE LA CUBIERTA

⚠ MUY IMPORTANTE:

La manipulación de la cubierta se realiza siempre utilizando un balancín.

La manipulación de la cubierta se realiza roscando los cáncamos en los insertos de la cubierta.

La siguiente tabla muestra el tipo y número de cáncamos según el modelo de cubierta:

MODELO	TIPO CUBIERTA	MÉTRICA CÁNCAMO	NÚMERO DE CÁNCAMOS
PFU-3	24 kV	M20	4
	36 kV		
PFU-4	24 kV	M20	4
	36 kV		
PFU-5	24 kV	M20	6
	36 kV		
PFU-7	Modelo único	M24	4

IG-032-ES
versión 04
17.06.2010

INSTRUCCIONES GENERALES DE
PFU
CENTRO DE TRANSFORMACION
PREFABRICADO DE SUPERFICIE

3.6. CONEXIÓN DEL CIRCUITO DE TIERRAS

El Centro de Transformación **PFU** está provisto de dos circuitos de tierras internos para facilitar la conexión de los diferentes elementos a la ejecución de la red de puesta a tierra exterior al Centro de Transformación.

3.6.1. Tierra de Protección (Herrajes)

La línea de tierra de protección (herrajes) recoge la puesta a tierra de los diferentes elementos que componen el equipo eléctrico (celdas de MT, transformador de potencia y Cuadro de Baja Tensión), así como la armadura de la envolvente de hormigón.

Esta línea de tierra de protección (herrajes) se conecta a la caja de seccionamiento de protección que el Centro de Transformación **PFU** dispone en la cara interior izquierda, mediante un cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

La armadura metálica del cuerpo y la cubierta de la envolvente se conectan directamente a la caja de seccionamiento. Ambas armaduras están unidas eléctricamente mediante una trenza interior de cobre de 50 mm².

3.6.2. Tierra de Servicio (Neutro)

La línea de tierra de servicio (neutro) une el embarrado de neutro del transformador de distribución con la caja de seccionamiento dispuesta en la cara interior derecha de la envolvente del CT, mirando desde la zona de acceso al equipo eléctrico. Esta conexión se realiza por medio de cable de cobre aislado.



Figura 3.13: Caja de Seccionamiento de Neutro

⚠ MUY IMPORTANTE

La pletina de neutro del CBT no está unida a la pletina de conexión de las tierras de protección (herrajes).

3.6.3. Tierras Exteriores

El proyecto de la instalación debe incluir el apartado correspondiente a la ejecución de la instalación de puesta a tierra (consultar proyecto tipo de la Compañía Eléctrica), así como la justificación de su dimensionado. En el apartado de Instalaciones de Puesta a Tierra del RAT (MIE-RAT 13) se establecen los requisitos que deben reunir este tipo de instalaciones.

Para la ejecución del electrodo de puesta a tierra a protección (herrajes) en el Centro de Transformación **PFU** se recomienda:

- Una superficie equipotencial tanto para la apartamenta como para la zona de maniobra.
- Otra superficie aislante de pasillo de maniobra de 1000 mm en la zona de celdas de MT, de forma que aporte una elevada resistividad superficial.

Cada proyecto debe contemplar el estudio del esquema de tierras más adecuado.

Se recomienda ejecutar simultáneamente las tierras exteriores. A este efecto se recomienda la consulta del proyecto tipo de instalación de Centros de Transformación disponible en la Compañía Eléctrica que da el servicio y es responsable de mantener la seguridad en la instalación de puesta a tierra de la obra.

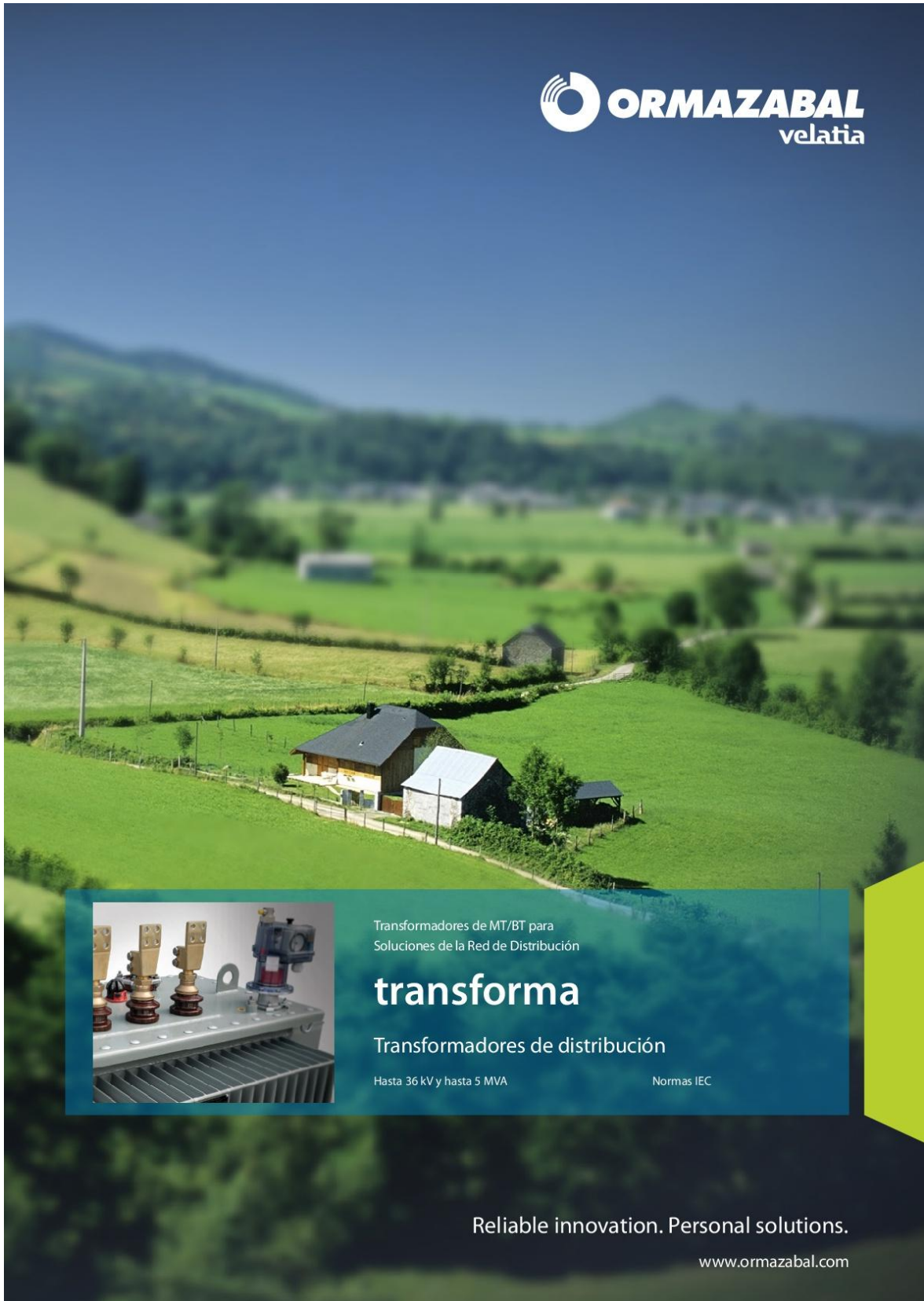
La sección de las trenzas de cobre, la superficie de contacto de los terminales, los pares de apriete deben ser los apropiados para un paso de intensidad de defecto delimitada por las protecciones de la Red. Se recomienda el empleo de una red exterior de tierras de protección de 50 mm² de sección mínima de cobre desnudo.

En los casos en los que no sea viable mantener los valores de las tensiones de paso y contacto dentro de los límites fijados en la Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT 13 del Reglamento de Centros de Transformación (R.D. 3275/1982 y actualizaciones), el propietario de la instalación debe tomar al menos una de las medidas adicionales de seguridad previstas en dicha instrucción, a fin de reducir los riesgos a las personas y a los bienes.

El par de apriete recomendado para las uniones eléctricas de la red de tierras se fija según la siguiente tabla:

PAR DE APRIETE [Nm]		
Métrica	Acero 8.8	Inoxidable A2
M8		21
M10		38
M12		60

2.4.5- TRANSFORMADOR



ORMAZABAL
velatia

Transformadores de MT/BT para
Soluciones de la Red de Distribución

transforma

Transformadores de distribución

Hasta 36 kV y hasta 5 MVA Normas IEC

Reliable innovation. Personal solutions.
www.ormazabal.com



transforma
Transformadores herméticos de llenado integral

Transformadores para Soluciones
de la red de distribución



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
Prólogo	1
Su red eléctrica	2
Su negocio y aplicaciones DNS	2
Nuestro mapa de productos (SSS y DNS)	3
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	4
Seguridad	4
Fiabilidad	6
Eficacia	6
Sostenibilidad	7
Innovación continua	7
DETALLES TÉCNICOS	8
Familia	8
Datos técnicos	9
Estructura constructiva	9
Líquidos dieléctricos	10
CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO	12
Equipamiento	12
Conexión Baja Tensión	13
Conexión Media Tensión	13
TIPOS DE TRANSFORMADORES	14
Convencional	14
No convencional	30
MANIPULACIÓN, INSTALACIÓN Y POSVENTA	32
Manipulación	32
Interior	32
Exterior	33
Puesta en servicio y Posventa	33
Reciclaje y fin de la vida útil	33

La calidad de los productos diseñados, fabricados e instalados, está apoyada en la implantación y certificación de un sistema de gestión de la calidad, basado en la norma internacional ISO 9001:2008.

Nuestro compromiso con el entorno, se reafirma con la implantación y certificación de un sistema de gestión medioambiental de acuerdo a la norma internacional ISO 14001.

Como consecuencia de la constante evolución de las normas y los nuevos diseños, las características de los elementos contenidos en este catálogo están sujetas a cambios sin previo aviso.

Estas características, así como la disponibilidad de los materiales, sólo tienen validez bajo la confirmación de Ormazabal.





Transformadores para Soluciones de la red de distribución

transforma
Transformadores herméticos de llenado integral

Introducción

Prólogo

La incorporación en el año 2001 de **Cotradis**, fabricante de transformadores de distribución, a **Ormazabal**, constituye un hito estratégico para nosotros.

La transferencia de conocimiento alcanzada entre sus equipos técnicos, refuerza notablemente la aportación de valor para nuestros clientes.

La creciente demanda de energía, la mayor exigencia de calidad de su suministro y la prioridad en la reducción de consumo de recursos naturales, precisan la utilización de equipos que respondan con unos altos niveles de **fiabilidad, seguridad y eficiencia energética**.

La **orientación** hacia las **necesidades** del cliente y el dominio de nuevas tecnologías nos permite ofrecer productos de acuerdo a estas exigencias.

Nuestra especialización en Media Tensión queda avalada por la homologación de nuestros transformadores en las principales compañías eléctricas europeas.

Fabricamos una **completa gama** de transformadores de distribución sumergidos en dieléctrico líquido, conforme a todos los requisitos de la normativa internacional vigente, con un rango de potencias desde 25 kVA hasta 5000 kVA y niveles de aislamiento de hasta 36 kV. Asimismo, nuestro porfolio incluye transformadores especiales de hasta 72,5 kV y 10 MVA.

Además, la estrecha colaboración con nuestros clientes, nos posibilita desarrollar transformadores de acuerdo a sus normas y especificaciones particulares.

En la actualidad más de 170.000 **transforma** de **Ormazabal** están instalados en redes de distribución eléctrica, industria, parques eólicos y plantas fotovoltaicas de mas de 20 países.

Ormazabal es el proveedor líder de soluciones personalizadas para compañías eléctricas, usuarios finales de energía, así como aplicaciones de sistemas de energía renovable basadas en nuestra propia tecnología.

Alentamos el **desarrollo del sector eléctrico** en referencia a los retos de las necesidades futuras de energía. Cooperamos con las empresas del sector eléctrico líderes mundiales a nivel local, regional y global aportando nuestro compromiso para la **innovación** para la **seguridad personal, fiabilidad de la red, eficacia energética y sostenibilidad**.

Nuestro equipo de profesionales altamente cualificado y centrado, entusiasmado por la innovación, ha realizado el desarrollo de nuestros nuevos productos y soluciones a lo largo de nuestra historia consolidada de más de cien años, estableciendo siempre una estrecha relación con nuestros clientes orientada a la consecución de beneficios mutuos a largo plazo.

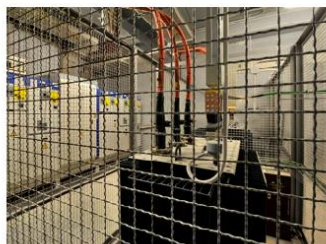
Velatia es un grupo industrial y tecnológico de ámbito internacional que desarrolla su actividad en el entorno de las redes eléctricas, la electrónica y las redes de comunicación así como en sectores de consultoría, seguridad y aeronáutica donde se valora la seguridad, la eficacia y la fiabilidad.

Grupo Ormazabal se llama ahora **Velatia**. Unimos energías para transformarnos en un grupo más sólido. Compuesto por empresas que suman más de cien años de experiencia y que apuesta por la innovación para responder a las necesidades presentes y futuras de nuestros clientes. Allí donde se encuentren.

Las soluciones de las empresas que componen **Velatia** buscan hacer del mundo un lugar más conectado, más sostenible, más inteligente, mejor comunicado, más seguro, más humano...



Planta fotovoltaica Kalkbukt (Republica de Sudáfrica)



Estadio del Athletic de Bilbao (Bilbao, España)



Distribución pública Compañía eléctrica EDF (Francia)





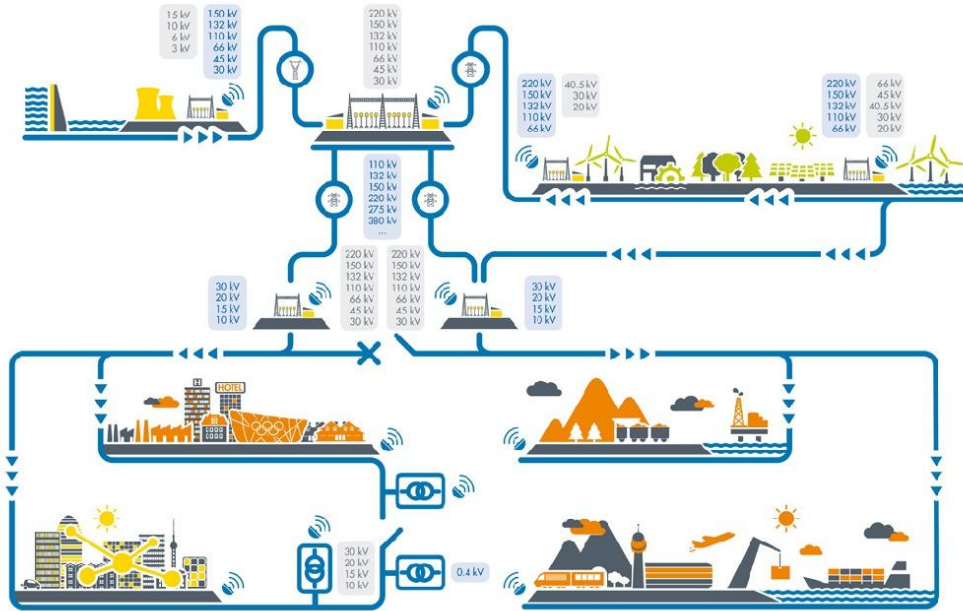
transforma
Transformadores herméticos de llenado integral

Transformadores para Soluciones de la red de distribución



Su red eléctrica

“Su socio de confianza para redes eléctricas fiables e inteligentes”



Su negocio y aplicaciones DNS

La estrecha relación con nuestros clientes y el profundo conocimiento del negocio eléctrico constituyen las claves para el éxito y nos permiten ofrecer soluciones de distribución secundaria (DNS) basadas en productos y servicios de alto valor añadido adaptados a las necesidades de las compañías eléctricas, usuarios finales de energía eléctrica y energías renovables.



DNS Transformadores para Soluciones de la red de distribución

transf@rma
Transformadores herméticos de llenado integral

Nuestro mapa de productos (SSS y DNS)

Estamos convencidos de que la excelencia no solo radica en la oferta de **productos y servicios eficaces** sino también en la capacidad para responder a los **requisitos y demandas individuales**.

Proporcionamos a nuestros clientes proyectos personalizados para la gestión eficaz de la energía mediante **equipos y soluciones de distribución primaria y secundaria**.

Nuestras líneas de negocio

SSS SSS: Soluciones de subestación para distribución primaria

DNS DNS: Soluciones para la red de distribución secundaria

Our products for your segment

SSS	cpg.1	cpg.0	gae1250lmax	amc	cibor		ormaccontainer	Subestaciones prefabricadas	
					a.cibor	nvl.cibor			
DNS	cgm.3	gae	ga	cgmcosmos [IEC - ANSI/IEEE]		cgmcosmos [HN]	ea		
	Familia ekorsys			transf@rma Transformadores de distribución					
	Protección, automatización y control				Aceite	No convencional			
	Familia CURRENT®		Cuadro de Baja Tensión			Convencional	transforma.pc	transforma.fine	Gama extendida de soluciones
	Medida avanzada, detección & análisis y comunicaciones				Con líquido dieléctrico natural biodegradable	organic			
	Centros de transformación (CT) prefabricados de hormigón					CT metálicos prefabricados	CEADS	Centros de secciónamiento	
	Subterráneos	De superficie y maniobra interior	Compactos						
	Envolventes de hormigón para centros de transformación (CT)				Envolvente metálica para CT		Centro fotovoltaico	Subestación móvil	
	Subterráneos	De superficie y maniobra interior	Modulares						



transforma
Transformadores herméticos de llenado integral

Transformadores para Soluciones de la red de distribución



Características principales

Seguridad

Nuestros transformadores son sometidos a los ensayos descritos en la serie de normas IEC 60076.

Para ello disponemos de laboratorios propios, equipados con aparatos y sistemas de medida modernos y precisos, certificados y calibrados de acuerdo a las directrices de la norma ISO 9001, con el fin de obtener productos con los más exigentes estándares de calidad.

Ensayos individuales o de rutina

Todos los transformadores fabricados son sometidos a los siguientes ensayos de rutina según IEC 60076-1:

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

Ensayo de tensión aplicada a frecuencia industrial

	MV				LV		
Tensión más elevada del material (Nivel de Aislamiento).	[kV]	12	17,5	24	36	1,1	3,6
Tensión aplicada a frecuencia industrial (50 Hz durante 1 minuto).	[kV]	28	38	50	70	3	10

Ensayos de tipo

En común acuerdo con nuestro cliente, se realizan los siguientes ensayos, siguiendo la normativa internacional vigente:

- Ensayo de calentamiento.
- Ensayos de dieléctricos de tipo:
 - Ensayo impulso tipo rayo u onda de choque.

Ensayo impulso tipo rayo u onda de choque

	MV				LV		
Tensión más elevada del material (Nivel de Aislamiento).	[kV]	12	17,5	24	36	1,1	3,6
Tensión soportada asignada de Impulso tipo rayo (1.2 / 50 μs).	[kV]	75	95	125	170	20	20





Transformadores para Soluciones de la red de distribución

transforma
Transformadores herméticos de llenado integral



Ensayos especiales

Ensayos especiales por petición expresa del cliente:

- Ensayos dieléctricos especiales
- Medida de las descargas parciales.
- Determinación de las capacidades devanados – tierra y entre devanados.
- Medida de la impedancia homopolar (en transformadores trifásicos).
- **Ensayo de aptitud para soportar cortocircuitos** (IEC 60076-5), realizado en laboratorios acreditados, tanto externos como interno (HPL).
- Determinación del nivel de ruido (IEC 60076-10)
- Medida de los armónicos de la intensidad de vacío.
- Medida de la resistencia de aislamiento y/o medición del factor de disipación (tangente delta) de las capacidades de los aislamientos.

Ensayos adicionales

Ensayos sobre Aceite dieléctrico

La vida útil del transformador está en gran medida relacionada con la calidad del líquido dieléctrico.

Aseguramos los más elevados estándares de calidad a través de exigentes procesos de calificación y auditoría de producto, así como por la aplicación de las tecnologías más avanzadas en su proceso de tratamiento.

- Densidad a 20°C
- Viscosidad a 40°C
- Contenido de agua
- Tensión de ruptura
- Factor de disipación
- Tensión interfacial
- Acidez
- Punto de inflamación

Ensayos sobre cubas

- Ensayo de Fatiga EN 50464-4

Ensayos de pintura

- Medida espesor
- Ensayo adherencia
- Ensayo de dureza
- Ensayo de plegado
- Ensayo de impacto
- Ensayo de embutición
- Ensayo de niebla salina





transforma
Transformadores herméticos de llenado integral

Transformadores para Soluciones
de la red de distribución



Fiabilidad

La calidad y fiabilidad de nuestros productos quedan demostradas mediante el ensayo y la certificación de nuestros transformadores en laboratorios independientes de reconocimiento internacional.

Además, el desarrollo tecnológico y el afán innovador que nos caracteriza desde nuestros orígenes, queda reforzado al disponer de un Laboratorio Electrotécnico de Potencia (HPL) con capacidad de hasta 2500 MVA.

Se trata de unas instalaciones propias que facilitan la utilización permanente de medios de ensayo, que combinados con unos equipos humanos altamente cualificados certifican aún más nuestra independencia tecnológica.

Por otra parte, participamos en campañas de control de mercados con estamentos externos y organismos oficiales para la verificación de nuestros productos.



Eficacia

Transformador hermético de llenado integral

- Cubas herméticamente selladas:
 - No necesitan depósito de expansión.
 - Cantidad menor de dieléctrico líquido que en otros tipos de transformadores.
- Ausencia de contacto entre el líquido dieléctrico y agentes externos (aire, humedad, contaminación, etc.).
 - Evita la degradación de las características del dieléctrico.
 - Reducción del mantenimiento.
- Baja posibilidad de fugas:
 - Robustez de la cuba (altas características de los materiales).
 - Procesos de soldadura realizados por personal cualificado.
 - Ensayos de estanqueidad realizados en todos los transformadores.

Mínimo impacto ambiental

- Respeto al medio ambiente:
 - Uso de materiales con un alto grado de reciclabilidad.
 - Racionalización en el uso de materias primas.
 - Dimensiones optimizadas de los transformadores
- Óptimo consumo de materias primas:
 - Selección de materiales.
 - Aprovechamiento máximo de sus características.
- Bajo consumo de energía eléctrica:
 - Tecnología avanzada en diseño, fabricación y ensayo.
 - Transformadores de pérdidas reducidas.
 - Productos fiables y seguros.
- Certificación ISO 14001.

Bajo nivel de ruido

- Un óptimo diseño y montaje del núcleo ferromagnético, nos posibilita reducir drásticamente el nivel de ruido generado por el transformador.
- Existen dos componentes que identifican el nivel de ruido producido por un transformador:

$$L_{WA} = L_{PA} + K_S$$
 Where:
 - L_{WA} : Potencia Acústica (causa)
 - L_{PA} : Presión Acústica (efecto)
 - K_S factor (>0) que depende del tamaño del transformador.

Para definir un transformador se recomienda el uso de la Potencia Acústica L_{WA} , por ser un valor independiente del entorno, y por lo tanto, tratarse de la mejor magnitud para evaluar la emisividad acústica de un transformador.





Transformadores para Soluciones de la red de distribución

transforma
Transformadores herméticos de llenado integral



Sin PCBs

- Nuestros transformadores están fabricados usando solamente componentes nuevos y exentos de PCBs, en estricto cumplimiento de la normativa vigente.



Compatibilidad electromagnética

Nuestros transformadores son máquinas de comportamiento neutro desde el punto de vista de la compatibilidad electromagnética. Es decir, funcionan satisfactoriamente sin introducir perturbaciones electromagnéticas intolerables para equipos de su entorno, y soportan las producidas por otros dispositivos.

- Las corrientes que circulan por los conductores conectados a los transformadores, en particular las de Baja Tensión, pueden generar campos electromagnéticos significativos. El diseñador de la instalación debe asegurarse de que el tendido de estos cables se realice de modo que los campos se minimicen o, en su caso, se adopten medidas para atenuar sus efectos.

Sostenibilidad

Sostenibilidad, entendida como el mejor compromiso entre la satisfacción de las demandas sociales, el cuidado del medio ambiente y la economía.

Demandas sociales

- Seguridad de personas y bienes.
- Continuidad en el servicio.

Economía

- Óptimo uso de materias primas.
- Mayor vida, endurance y robustez de los equipos.
- Equipos adaptables a la evolución de la red.
- Durabilidad de los equipos.

Cuidado del medio ambiente

- Reducción del volumen del líquido dieléctrico.
- Mínimas dimensiones.
- Pérdidas reducidas en el transformador.
- Bajo riesgo de vertidos de los aislantes a la vía pública.
- No agresión al entorno.
- Reciclabilidad..

Innovación continua

La apuesta por la **innovación** nos sitúa a la vanguardia tecnológica de Europa, que da como resultado unos productos acreditados en laboratorios de reconocimiento internacional, que satisfacen los **requisitos internacionales más exigentes**.

Recientemente hemos extendido nuestra gama de producto hasta potencias de 5 MVA y también hemos desarrollado nuevos transformadores para diferentes aplicaciones: **transforma.fine** para generación eólica, transformadores con regulador de tomas, transformadores para puertos verdes, etc, así como transformadores con una gran variedad de menores pérdidas.





transforma
Transformadores herméticos de llenado integral

Transformadores para Soluciones de la red de distribución



Detalles técnicos

Familia

transforma Transformadores de distribución	Convencional		No convencional		
			transforma.tpc	transforma.fine	Gama extendida de soluciones
U _i (max.)	24 kV / 36 kV	24 kV / 36 kV	24 kV / 36 kV	36 kV	<ul style="list-style-type: none"> - Otros valores técnicos (>36 kV, >5000 kVA...) - OLTC (Regulación de tomas en carga) - Generadores en contenedor - Aplicaciones fotovoltaicas - Servicios auxiliares en centrales nucleares - Puertos verdes - Prestaciones extendidas
Normas	IEC-HN	HN	HN	IEC	
Potencia (max.)	25 - 5000 kVA	50 - 160 kVA	50 - 160 kVA	5 MVA	
Pérdidas	$D_0, C_0, C_1, C_2, B_0, E_0, D_1, A_0, B_1, B_{0.25}, B_{0.5}, A_{0.25}, A_{0.5}$	Consultar disponibilidad	Consultar disponibilidad	Consultar disponibilidad	
Aceite	Transformadores herméticos de llenado integral sumergidos en dieléctrico líquido	Transformador autoprotegido		Transformadores de dimensiones reducidas de gran resistencia a altas temperaturas	
Líquido dieléctrico biodegradable	>> organic Transformador con líquido dieléctrico natural biodegradable				
					(*) Otras soluciones bajo consulta

Normas eléctricas aplicables	
IEC	
EN 50464	Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2 500 kVA con tensión más elevada para el material hasta 36 kV
IEC 60076-1	Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
IEC 60076-3	Transformadores de potencia. Parte 3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.





transforma
Transformadores herméticos de llenado integral

Datos técnicos

- Transformadores trifásicos para instalación en interior o exterior.
- Herméticos de llenado integral, sumergidos en aceite mineral de acuerdo a la norma IEC 60296.
- Refrigeración ONAN.
- Color azul oscuro (otros colores bajo consulta).
- Transformadores convencionales:
 - De 25 a 5000 kVA
 - Nivel de aislamiento: 24 y 36 kV

Los datos y valores mostrados corresponden a las condiciones normales de Funcionamiento referenciadas en la norma IEC 60076-1.

➔ Para otras configuraciones consultar a Ormazabal.



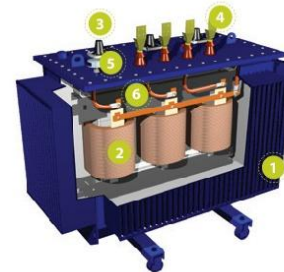
Estructura constructiva

Parte activa

es el sistema de transformación de energía, compuesto por el núcleo ferromagnético, los arrollamientos y las conexiones de Media Tensión y de Baja Tensión.

Envolvente y dieléctrico

La envolvente metálica del transformador y el dieléctrico líquido aportan el aislamiento y la refrigeración necesarios.



- 1 Cuba y líquido dieléctrico
- 2 Arrollamientos de MT y BT
- 3 Pasatapas enchufables de MT
- 4 Terminales BT
- 5 Vaina para termómetro
- 6 Núcleo ferromagnético

Arrollamientos	Beneficios
<ul style="list-style-type: none"> • Arrollamientos concéntricos. • Aislamiento entre capas: Celulosa con resina epoxi que compacta las bobinas, una vez curada. • Fabricación de las bobinas con técnicas y maquinaria de última generación. • Conocimiento experto de la refrigeración de bobinas. • Cuidada ejecución de las bobinas y los canales de refrigeración. • Utilización de materiales celulósicos de calidad contrastada. • Manipulación y almacenaje óptimo para mantener las propiedades de los aislamientos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Optimización del comportamiento frente a esfuerzos de cortocircuito. • Mejora de la disipación del calor de los devanados. • Aislamiento asegurado.

Conexiones y conmutador	Beneficios
<ul style="list-style-type: none"> • Terminales de MT y BT. • Conmutador de regulación, maniobrable sin tensión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Conexión del transformador con el exterior. • Permite ajustar la tensión del secundario de forma precisa.

Envolvente y dieléctrico	Beneficios
<ul style="list-style-type: none"> • Envolvente metálica, tipo elástica, con aletas de refrigeración. • Cuba de llenado integral, herméticamente sellada. • Sumergido en dieléctrico líquido. • Tratamiento superficial y Pintura. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de la superficie de disipación de calor. • Absorción de variaciones en volumen del dieléctrico líquido originados por los cambios de temperatura en el mismo. • Protección mecánica y eléctrica. • No degradación del dieléctrico líquido al no estar en contacto con el aire. • Mantenimiento reducido • Reducción de tamaño. • Sin depósito de expansión o desecador. • Menor peso. • Apantallamiento de campos electromagnéticos. • Reducción del nivel de ruido. • Mejora del comportamiento frente a sobrecargas y armónicos. • Protección contra corrosión, agentes atmosféricos, insolación e impactos.





transformorma
Transformadores herméticos de llenado integral

Transformadores para Soluciones
de la red de distribución



Líquidos dieléctricos

- Aceite mineral aislante no inhibido según norma IEC 60296.
- **Bioelectra®**: Éster natural biodegradable para aplicación en transformadores **organic**. Clase K con punto de combustión superior a 300 °C.
- Silicona líquida dieléctrica según norma IEC 60836, Clase K con punto de combustión superior a 300 °C.
- Ester sintético biodegradable para aplicación en transformadores eléctricos según norma IEC 61099.

Transformadores **organic**

Ormazabal ofrece dentro de su gama de transformadores herméticos de llenado integral los transformadores **organic**, que se caracterizan por utilizar como **dieléctrico** líquido un **éster natural biodegradable**.

Este éster natural Bioelectra® es un fluido refrigerante dieléctrico obtenido a partir de aceites vegetales y formulado sin aditivos antioxidantes.

Su excelente capacidad antioxidante se basa en su especial composición y en un proceso de refinado específico que le permite conservar los antioxidantes naturales.

Características del éster natural

- **Excelentes propiedades dieléctricas:**
Presenta un punto de saturación de agua elevado, lo que le permite mantener altos valores de rigidez dieléctrica con un alto contenido en agua.
- **Elevada resistencia al fuego:**
Altos puntos de inflamación (>300 °C) y combustión (>350 °C), muy superiores a los de los aceites minerales.
Está catalogado como líquido clase K ($T_{\text{combustión}} > 300 \text{ °C}$) según la norma IEC 61100.
Mejor comportamiento frente al fuego que los transformadores de aceite mineral.
- Elevada **biodegradabilidad** en suelos y aguas debido a su composición de origen natural.
- **No es ecotóxico.**
- **Larga vida útil:**
Prolonga la vida de los aislamientos celulósicos gracias a su gran capacidad para retener agua.
- **Reciclable y reutilizable** al final de vida útil en otros productos medioambientalmente favorables (biodiesel).
- Las **características eléctricas** y las dimensiones del transformador **no se ven afectadas**.





Transformadores para Soluciones de la red de distribución

transf^orma
Transformadores herméticos de llenado integral



Ventajas frente a otros líquidos dieléctricos

- **Propiedades dieléctricas superiores con altos contenidos en agua:**
 - Mayor rigidez dieléctrica con contenidos elevados de agua (nivel de saturación de agua mucho mayor que en los aceites minerales).
- **Mayor nivel de seguridad:**
 - Mayores puntos de combustión y de inflamación que el resto de líquidos dieléctricos.
 - Producto **no tóxico**.
 - **Reciclable y reutilizable** al final de la vida útil.
- **Aumentan la vida útil del transformador:**
 - Incrementa la vida útil de los aislamientos celulósicos al presentar un elevado punto de saturación de agua.
 - Menor generación de gases durante el estrés eléctrico al que se somete en servicio.
 - Los ensayos de oxidación severa demuestran que los ácidos generados en el éster natural no disminuyen su rigidez dieléctrica ni afectan negativamente al cobre.

Ventajas frente a otros tipos de transformador

Respecto a transformadores secos:

Cualquier transformador con dieléctrico líquido presenta las siguientes ventajas frente a los transformadores secos:

- **Mejor nivel de pérdidas:**
Los transformadores secos tienen unas pérdidas en vacío y en carga sustancialmente superiores a las de los transformadores en líquido dieléctrico.
(Esta diferencia puede aumentar las pérdidas anuales de explotación más de un 50%.)
- **Menor ruido:**
Los transformadores secos emiten un nivel de ruido muy superior a los transformadores en líquido dieléctrico (entre 10 y 15 dB de potencia acústica de diferencia).
- **Sobrecargabilidad.**
- **Mayor esperanza de vida.**
- **Mayor robustez** frente a vibraciones, condiciones ambientales y fenómenos transitorios de la red eléctrica.
- **Menor espacio requerido**, al no ser necesario dejar un perímetro de seguridad alrededor.

Además, al ser un transformador **organic** se distingue por:

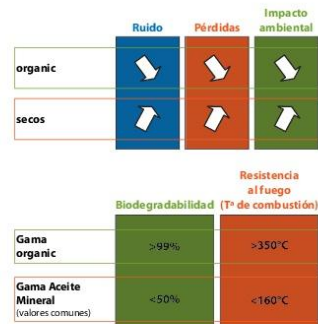
- **Semejantes niveles de seguridad** frente al fuego.
- **Menor impacto ambiental** al final de su vida útil en su proceso de reciclado.
- **Alternativa para su instalación en zonas naturales.**

Respecto a transformadores con **silicona**:

- **Mayor biodegradabilidad.**
- **Toxicidad nula** frente a organismos acuáticos.
- **Menor impacto ambiental** al final de su vida útil (reciclabilidad y reutilización del líquido dieléctrico).

Respecto a transformadores con **aceite mineral**:

- **Mayor biodegradabilidad.**
- **Mejor comportamiento** frente al fuego.
- **Menor impacto ambiental** al final de su vida útil (reciclabilidad y reutilización del líquido dieléctrico).



Éster natural vs otros dieléctricos

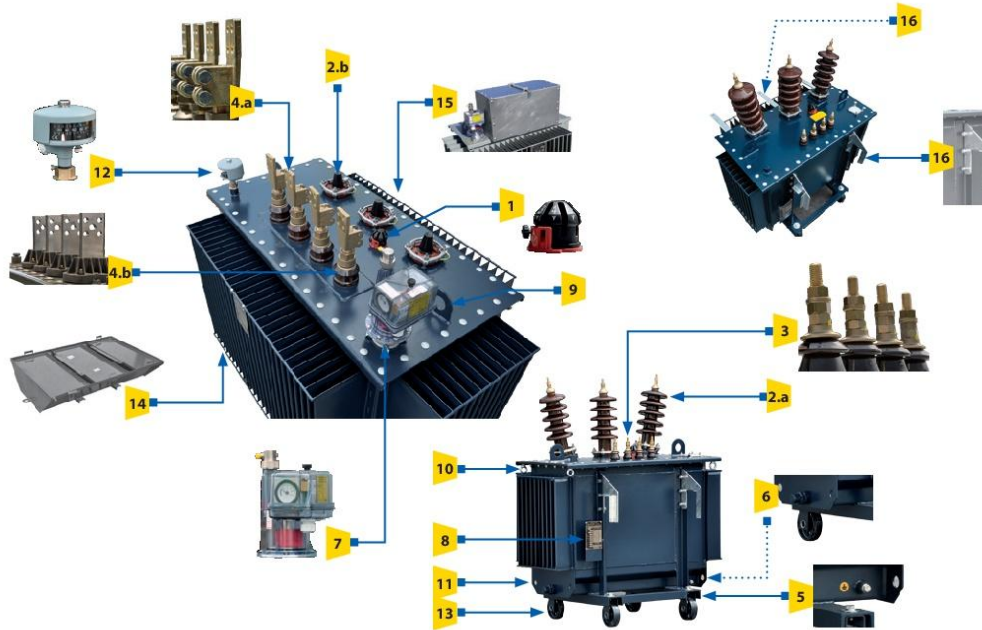
	Aceites minerales	Hidrocarburos de alto peso molecular	Aceites de silicona	Ésteres sintéticos	Ésteres naturales
Punto de combustión	160 °C	312 °C	340 °C	322 °C	360 °C
Biodegradabilidad	baja	baja	nula	alta	muy alta



Características de diseño

Equipamiento

Transformadores convencionales



		Estándar	Opcional
1	Conmutador de regulación (maniobrable sin tensión)	IEC 60214	•
2.a	Pasatapas MT de porcelana	EN 50180	•
2.b	Pasatapas MT enchufables		•
3	Pasatapas BT de porcelana	EN 50386	•
4.a	Terminales planos de conexión BT (≥630 kVA)		•
4.b	Pasabarras unipolar BT	EN 50180	•
5	Terminales de tierra en la cuba	EN 50216-4	•
6	Dispositivo de vaciado y toma de muestras.	EN 50216-4	•
7	Dispositivo de llenado	EN 50464-1	•
	Relé de protección integral Funciones: Control de presión interna de la cuba, control de temperatura del líquido dieléctrico, control de nivel de aceite y detección de gases	EN 50216-3	•
8	Placa de características	EN 50464-1	•
9	2 Cáncamos de elevación	EN 50464-1	•
10	4 Cáncamos de arriostamiento	EN 50464-1	•
11	4 Dispositivos de arrastre	EN 50464-1	•
12	Dispositivo para alojamiento de termómetro Termómetro: mide la temperatura de la capa superior del líquido aislante Disponibile con 2 contactos (alarma y disparo) y aguja de máxima	EN-50216-4	•
13	Ruedas (≥250 kVA)	EN-50216-4	•
14	Dispositivo de recogida del dieléctrico líquido		•
15	Cajón cubrebornas		•
16	Ganchos y soporte para autoválvulas (aplicación para poste hasta 160 kVA)		•



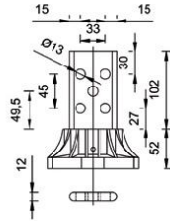


Transformadores para Soluciones de la red de distribución

transforma
Transformadores herméticos de llenado integral

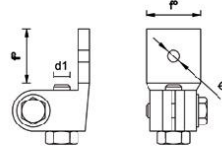


Pasabarras Unipolar BT (opcional)

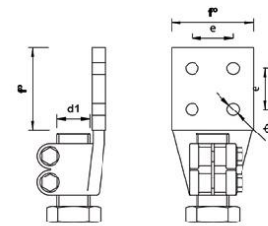


LV connection Flags

Métrica M12



Métrica: de M20 hasta M55



Conexión Baja Tensión

Pasatapas BT de porcelana para 420V - B2*																	
Potencia	[kVA]	25	40	50	63	100	160	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Intensidad nominal	[A]	250	250	250	250	250	250	630	630	1000	1000	1600	1600	2000	3150	3150	4000
Dimensión - Métrica d1		M12	M12	M12	M12	M12	M12	M20	M20	M30	M30	M42	M42	M42	M48	M48	M55
Material		Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre

Piezas de conexión - palas BT																	
Métrica		M12	M12	M12	M12	M12	M12	M20	M20	M30	M30	M42	M42	M42	M48	M48	M55
e [mm]		-	-	-	-	-	-	32	32	32	32	40	40	40	40	40	70
f0 [mm]		40	40	40	40	40	40	60	60	60	60	100	100	100	120	120	150
Ø [mm]		14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	18

Pasabarras unipolar BT de instalación interior (opcional)																	
Potencia	[kVA]	25	40	50	63	100	160	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Intensidad nominal	[A]	-	-	-	-	-	-	1600	1600	1600	1600	1600	1600	-	-	-	-
Material		-	-	-	-	-	-	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	-	-	-	-

Ⓢ (*) Para otras tensiones secundarias y valores técnicos superiores a 2500 kVA, consultar a Ormazabal.

Conexión Media Tensión

Conectores para pasatapas enchufables MT (no suministrados con el transformador)		
Aislamiento	[kV]	
		24
		Conector acodado tipo A (250 A) Ref. EUROMOLD K-158LR
		Conector recto tipo A (250 A) Ref. EUROMOLD K-1525R
		36
		Conector acodado tipo B (400 A) Ref. EUROMOLD M-400LR
		-





Convencional

Características 24 kV: D₀ C_K

Características eléctricas		24 kV D ₀ C _K												
Potencia asignada [kVA]		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**	
Tensión asignada (Ur)	Primaria [kV]	< 24												
	Secundaria en vacío [V]	420												
Grupo de Conexión		Yzn11/Dyn11*					Dyn11							
Pérdidas en Vacío - Po [W]	Lista D ₀	145	260	375	530	750	1030	1150	1400	1750	2200	2700	3200	
Pérdidas en Carga - Pk [W]	Lista C _K	1100	1750	2350	3250	4600	6500	8400	10500	13500	17000	21000	26500	
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista D ₀	50	54	57	60	63	65	66	68	69	71	73	76	
Caída de tensión a plena carga (%)	cosφ=1	2,26	1,81	1,54	1,37	1,22	1,11	1,22	1,22	1,25	1,24	1,22	1,23	
	cosφ=0,8	3,77	3,57	3,43	3,33	3,25	3,17	4,47	4,47	4,49	4,48	4,47	4,47	
Rendimiento (%)	CARGA 100%	cosφ=1	97,57	98,03	98,33	98,51	98,68	98,82	98,82	98,82	98,79	98,81	98,83	98,83
		cosφ=0,8	96,98	97,55	97,92	98,15	98,36	98,53	98,53	98,53	98,50	98,52	98,54	98,54
	CARGA 75%	cosφ=1	98,00	98,37	98,61	98,76	98,90	99,02	99,03	99,04	99,01	99,03	99,04	99,04
	cosφ=0,8	97,52	97,97	98,26	98,45	98,63	98,78	98,79	98,80	98,77	98,79	98,81	98,81	

Dimensiones [mm]		24 kV D ₀ C _K											
Arrollamientos de Cobre		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Potencia asignada [kVA]		830	940	1126	1286	1436	1516	1806	1866	1876	1796	1916	2056
A (Largo)		620	723	738	886	896	916	1106	1186	1166	1166	1216	1416
B (Ancho)		727	799	761	821	901	982	982	1042	1092	1557	1741	1716
C (Alto a tapa)		1112	1184	1146	1206	1286	1367	1367	1427	1477	1947	2126	2146
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		817	889	851	911	991	1072	1072	1132	1182	1646	1830	1850
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		887	959	921	1055	1135	1243	1315	1375	1425	1927	2111	2191
D2 (Alto a BT con Palas)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
F (Separación MT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
H (Separación entre BT)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
J (Distancia entre ruedas)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
K (Ancho rueda)		125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
Ø (Diámetro rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
L (Rueda)		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distancia entre ganchos para poste		101	155	196	255	323	412	481	522	554	951	1164	1309
Volumen Aceite (Litros)		424	581	755	1015	1307	1753	2163	2440	2758	3801	4784	5497
Peso total (Kg)													
Arrollamientos de Aluminio		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Potencia asignada [kVA]		910	940	1046	1276	1426	1526	1706	1776	1996	1866	2116	2286
A (Largo)		643	733	743	876	876	936	1046	1106	1256	1256	1306	1426
B (Ancho)		759	767	873	932	1032	1133	1163	1163	1208	1661	1771	1831
C (Alto a tapa)		1144	1152	1258	1317	1417	1518	1548	1548	1593	2046	2156	2269
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		849	857	963	1022	1122	1223	1253	1253	1298	1750	1860	1966
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		919	927	1033	1166	1266	1394	1496	1496	1541	2031	2141	2201
D2 (Alto a BT con Palas)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
F (Separación MT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
H (Separación entre BT)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
J (Distancia entre ruedas)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
K (Ancho rueda)		125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
Ø (Diámetro rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
L (Rueda)		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distancia entre ganchos para poste		138	148	213	300	377	441	572	582	692	1005	1182	1520
Volumen Aceite (Litros)		486	572	753	1075	1389	1817	2233	2342	2826	3864	4460	5458
Peso total (Kg)													

Otras dimensiones bajo pedido.
 (*) Las dimensiones pueden verse afectadas según el grupo de conexión elegido
 (**) Por favor, contacte con Ormazabal para valores técnicos superiores a 20500 kVA





Transformadores para Soluciones de la red de distribución

transforma Transformadores herméticos de llenado integral



Convencional

Características 24 kV: C₀ C_K

Características eléctricas		24 kV C ₀ C _K												
Potencia asignada [kVA]		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**	
Tensión asignada (U _t)	Primaria [kV]	< 24												
	Secundaria en vacío [V]	420												
Grupo de Conexión		Yzn11/Dyn11*						Dyn11						
Pérdidas en Vacío - Po [W]	Lista C ₀	125	210	300	425	610	860	930	1100	1350	1700	2100	2500	
Pérdidas en Carga - Pk [W]	Lista C ₀	1100	1750	2350	3250	4600	6500	8400	10500	13500	17000	21000	26500	
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	
Nivel de Potencia Acústica L _{WA} [dB]	Lista C ₀	47	49	52	55	58	60	61	63	64	66	68	71	
Caída de tensión a plena carga (%)	cosφ=1	2,26	1,81	1,54	1,37	1,22	1,11	1,22	1,22	1,25	1,24	1,22	1,23	
	cosφ=0,8	3,77	3,57	3,43	3,33	3,25	3,17	4,47	4,47	4,49	4,48	4,47	4,47	
	CARGA 100%	cosφ=1	97,61	98,08	98,37	98,55	98,71	98,85	98,85	98,85	98,83	98,84	98,86	98,85
	cosφ=0,8	97,03	97,61	97,97	98,20	98,40	98,56	98,56	98,57	98,54	98,56	98,58	98,57	
Rendimiento (%)	CARGA 75%	cosφ=1	98,06	98,43	98,67	98,81	98,95	99,05	99,07	99,07	99,06	99,07	99,08	99,08
	cosφ=0,8	97,58	98,05	98,34	98,52	98,69	98,82	98,84	98,85	98,82	98,84	98,85	98,85	

Dimensiones [mm]		24 kV D ₀ C _K											
Arrollamientos de Cobre		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Potencia asignada [kVA]		830	940	1126	1286	1436	1516	1806	1866	1876	1796	1776	2106
A (Largo)		620	723	738	886	896	916	1106	1186	1166	1166	1226	1306
B (Ancho)		727	799	761	821	901	982	982	1042	1092	1557	1681	1706
C (Alto a tapa)		1112	1184	1146	1206	1286	1367	1367	1427	1477	1942	2066	2091
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		817	889	851	911	991	1072	1072	1132	1182	1646	1770	1795
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		887	959	921	1055	1135	1243	1315	1375	1425	1927	1951	2136
D2 (Alto a BT con Palas)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
F (Separación MT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
H (Separación entre BT)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
J (Distancia entre ruedas)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
K (Ancho rueda)		125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Ø (Diámetro rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
L (Rueda)		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distancia entre ganchos para poste		98	149	190	264	316	389	487	505	732	910	1007	1126
Volumen Aceite (Litros)		407	647	785	1082	1351	1792	2207	2509	2832	3865	4379	5150
Peso total (Kg)													
Arrollamientos de Aluminio		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Potencia asignada [kVA]		910	940	1046	1276	1426	1526	1706	1776	1996	1866	2116	2286
A (Largo)		643	733	743	876	876	936	1046	1106	1256	1256	1306	1426
B (Ancho)		759	767	873	932	1032	1133	1163	1163	1208	1661	1771	1831
C (Alto a tapa)		1144	1152	1258	1317	1417	1518	1548	1548	1593	2046	2156	2269
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		849	857	963	1022	1122	1223	1253	1253	1298	1750	1860	1966
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		919	927	1033	1166	1266	1394	1496	1496	1541	2031	2141	2201
D2 (Alto a BT con Palas)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
F (Separación MT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
H (Separación entre BT)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
J (Distancia entre ruedas)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
K (Ancho rueda)		125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Ø (Diámetro rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
L (Rueda)		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distancia entre ganchos para poste		131	148	213	300	377	441	572	582	692	1005	1182	1520
Volumen Aceite (Litros)		510	572	753	1075	1389	1817	2233	2342	2826	3864	4460	5458
Peso total (Kg)													

Otras dimensiones bajo pedido.
 (*) Las dimensiones pueden verse afectadas según el grupo de conexión elegido
 (**) Por favor, contacte con Ormazabal para valores técnicos superiores a 20500 kVA





Conventional

Características 24 kV: C₀ B_K

Características eléctricas		24 kV C ₀ B _K												
Potencia asignada [kVA]		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**	
Tensión asignada (Ur)	Primaria [kV]	< 24												
	Secundaria en vacío [V]	420												
Grupo de Conexión		Yzn11/Dyn11*					Dyn11							
Pérdidas en Vacío - Po [W]	Lista C ₀	125	210	300	425	610	860	930	1100	1350	1700	2100	2500	
Pérdidas en Carga - Pk [W]	Lista B _K	875	1475	2000	2750	3850	5400	7000	9000	11000	14000	18000	22000	
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista C ₀	47	49	52	55	58	60	61	63	64	66	68	71	
Caída de tensión a plena carga (%)	cosφ=1	1,81	1,54	1,32	1,17	1,04	0,93	1,05	1,08	1,06	1,05	1,08	1,06	
	cosφ=0,8	3,57	3,43	3,31	3,22	3,13	3,06	4,35	4,37	4,35	4,35	4,37	4,35	
Rendimiento (%)	CARGA 100%	cosφ=1	98,04	98,34	98,58	98,75	98,90	99,02	99,02	99,00	99,02	99,03	99,00	99,03
		cosφ=0,8	97,56	97,94	98,23	98,44	98,63	98,77	98,78	98,75	98,78	98,79	98,76	98,79
	CARGA 75%	cosφ=1	98,38	98,63	98,83	98,96	99,08	99,18	99,20	99,19	99,20	99,21	99,19	99,21
	cosφ=0,8	97,98	98,30	98,54	98,70	98,86	98,98	99,00	98,98	99,00	99,01	98,99	99,02	

Dimensiones [mm]		24 kV C ₀ B _K											
Arrollamientos de Cobre		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Potencia asignada [kVA]		890	940	1126	1286	1436	1466	1866	1866	1836	1796	1836	2076
A (Largo)		623	723	738	886	896	916	1186	1186	1126	1166	1216	1366
B (Ancho)		752	737	761	821	901	1052	1042	1042	1202	1657	1741	1716
C (Alto a tapa)		1137	1122	1146	1206	1286	1437	1427	1427	1587	2042	2126	2101
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		842	827	851	911	991	1142	1132	1132	1292	1746	1830	1805
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		912	897	921	1055	1135	1313	1375	1375	1535	2027	2111	2146
D2 (Alto a BT con Palas)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
F (Separación MT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
H (Separación entre BT)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
J (Distancia entre ruedas)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
K (Ancho rueda)		125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
Ø (Diámetro rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
L (Rueda)		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distancia entre ganchos para poste		122	144	189	244	313	385	547	498	596	938	1209	1131
Volumen Aceite (Litros)		502	579	815	1083	1414	1911	2526	2632	3035	4255	4975	5405
Peso total (Kg)													
Arrollamientos de Aluminio		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Potencia asignada [kVA]		910	980	1040	1296	1446	1516	1886	1886	1996	1736	2066	2236
A (Largo)		643	743	758	896	886	906	1166	1166	1256	1216	1266	1306
B (Ancho)		759	757	893	1001	1091	1192	1173	1173	1248	1701	1781	1826
C (Alto a tapa)		1144	1142	1278	1386	1476	1577	1558	1558	1633	2086	2166	2264
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		849	847	983	1091	1181	1282	1263	1263	1338	1790	1870	1961
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		919	917	1053	1235	1325	1453	1506	1506	1581	2071	2151	2256
D2 (Alto a BT con Palas)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
F (Separación MT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
H (Separación entre BT)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
J (Distancia entre ruedas)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
K (Ancho rueda)		125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
Ø (Diámetro rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
L (Rueda)		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distancia entre ganchos para poste		137	165	213	315	368	475	598	589	716	964	1168	1449
Volumen Aceite (Litros)		493	580	754	1195	1518	2136	2579	2570	2908	3796	4741	5573
Peso total (Kg)													

Otras dimensiones bajo pedido.
 (*) Las dimensiones pueden verse afectadas según el grupo de conexión elegido
 (**) Por favor, contacte con Ormazabal para valores técnicos superiores a 20500 kVA





Transformadores para Soluciones de la red de distribución

transforma
Transformadores herméticos de llenado integral



Convencional

Características 24 kV: B₀ B_K

Características eléctricas		24 kV B ₀ B _K												
Potencia asignada [kVA]		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**	
Tensión asignada (U _t)	Primaria [kV]	< 24												
	Secundaria en vacío [V]	420												
Grupo de Conexión		Yzn11/Dyn11*						Dyn11						
Pérdidas en Vacío - Po [W]	Lista B ₀	110	180	260	360	520	730	800	940	1150	1450	1800	2150	
Pérdidas en Carga - Pk [W]	Lista B _K	875	1475	2000	2750	3850	5400	7000	9000	11000	14000	18000	26500	
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista B ₀	42	44	47	50	53	55	56	58	59	61	63	66	
Caída de tensión a plena carga (%)	cosφ=1	1,81	1,54	1,32	1,17	1,04	0,93	1,05	1,08	1,06	1,05	1,08	1,23	
	cosφ=0,8	3,57	3,43	3,31	3,22	3,13	3,06	4,35	4,37	4,35	4,35	4,37	4,47	
	CARGA 100%	cosφ=1	98,07	98,37	98,61	98,77	98,92	99,04	99,03	99,02	99,04	99,04	99,02	98,87
	cosφ=0,8	97,60	97,97	98,27	98,47	98,65	98,80	98,80	98,77	98,80	98,81	98,81	98,78	98,59
Rendimiento (%)	CARGA 75%	cosφ=1	98,42	98,67	98,86	98,99	99,11	99,21	99,22	99,21	99,22	99,23	99,21	99,10
	cosφ=0,8	98,03	98,35	98,58	98,74	98,89	99,01	99,02	99,01	99,03	99,04	99,02	98,88	

Dimensiones [mm]		24 kV B ₀ B _K											
Arrollamientos de Cobre		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Potencia asignada [kVA]		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
A (Largo)		865	940	1066	1226	1376	1446	1666	1866	1606	1616	1866	2156
B (Ancho)		620	723	738	866	896	926	986	1186	1186	1236	1216	1366
C (Alto a tapa)		757	779	803	901	921	1053	1053	1112	1163	1611	1659	1726
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		1142	1164	1188	1286	1306	1438	1438	1497	1548	1996	2044	2111
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		847	869	893	991	1011	1143	1143	1202	1253	1700	1748	1815
D2 (Alto a BT con Palas)		917	939	963	1135	1155	1314	1386	1445	1496	1981	2029	2156
F (Separación MT)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
H (Separación entre BT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
J (Distancia entre ruedas)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
K (Ancho rueda)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
Ø (Diámetro rueda)		125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
L (Rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
Distancia entre ganchos para poste		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Volumen Aceite (Litros)		118	147	191	231	290	412	466	526	597	834	883	1228
Peso total (Kg)		491	620	774	1102	1361	1859	2468	2761	2966	4130	4256	5559
Arrollamientos de Aluminio		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Potencia asignada [kVA]		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
A (Largo)		930	980	1030	1296	1326	1356	1756	1796	1806	1876	2076	2216
B (Ancho)		648	753	763	896	946	986	1026	976	1046	1136	1256	1296
C (Alto a tapa)		759	776	873	1001	1111	1202	1223	1213	1369	1721	1781	1856
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		1144	1161	1258	1386	1496	1587	1608	1598	1754	2106	2166	2294
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		849	866	963	1091	1201	1292	1313	1303	1459	1810	1870	1991
D2 (Alto a BT con Palas)		919	936	1033	1235	1345	1463	1556	1546	1702	2091	2151	2286
F (Separación MT)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
H (Separación entre BT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
J (Distancia entre ruedas)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
K (Ancho rueda)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
Ø (Diámetro rueda)		125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
L (Rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
Distancia entre ganchos para poste		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Volumen Aceite (Litros)		140	172	199	327	388	486	644	591	749	973	1188	1463
Peso total (Kg)		527	666	794	1166	1526	2074	2584	2568	3266	3979	4623	5805

Otras dimensiones bajo pedido.

(*) Las dimensiones pueden verse afectadas según el grupo de conexión elegido
 (**) Por favor, contacte con Ormazabal para valores técnicos superiores a 20500 kVA





Transformadores para Soluciones de la red de distribución

transforma
Transformadores herméticos de llenado integral



Convencional

Características 24 kV: E₀ D_K

Características eléctricas		24 kV E ₀ D _K											
Potencia asignada [kVA]		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Tensión asignada (Ur)	Primaria [kV] Secundaria en vacío [V]	< 24 420											
Grupo de Conexión		Yzn11/Dyn11*					Dyn11						
Pérdidas en Vacío - Po [W]	Lista E ₀	190	320	460	650	930	1300	1400	1700	2100	2000	2600	3200
Pérdidas en Carga - Pk [W]	Lista D _K	1350	2150	3100	4200	6000	8400	10500	13000	16000	2600	3100	3500
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista E ₀	55	59	62	65	68	70	71	73	74	76	78	81
Caída de tensión a plena carga (%)	cosφ=1	2,76	2,21	2,00	1,75	1,57	1,40	1,48	1,47	1,45	1,42	1,47	1,45
	cosφ=0,8	4,33	3,75	3,68	3,54	3,45	3,35	4,64	4,63	4,62	4,60	4,63	4,62
Rendimiento (%)	CARGA 100%	cosφ=1	97,01	97,59	97,82	98,10	98,30	98,48	98,53	98,55	98,57	98,61	98,57
	cosφ=0,8	96,29	97,00	97,29	97,63	97,88	98,11	98,17	98,20	98,22	98,27	98,21	98,26
	CARGA 75%	cosφ=1	97,53	98,00	98,20	98,42	98,59	98,74	98,80	98,81	98,83	98,86	98,83
	cosφ=0,8	96,93	97,51	97,76	98,03	98,24	98,43	98,50	98,52	98,54	98,58	98,54	98,59

Dimensiones [mm]		24 kV E ₀ D _K											
Arrollamientos de Cobre		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Potencia asignada [kVA]		830	940	1126	1386	1476	1596	1866	1866	2036	2096	2116	2176
A (Largo)		620	743	738	886	976	1076	1166	1186	1326	1356	1396	1386
B (Ancho)		749	809	769	811	881	992	970	1092	1127	1561	1611	1717
C (Alto a tapa)		1134	1194	1154	1196	1266	1377	1355	1477	1512	1946	1996	2102
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		839	899	859	901	971	1082	1060	1182	1217	1650	1700	1806
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		909	969	929	1045	1115	1253	1303	1425	1460	1931	1981	2147
D2 (Alto a BT con Palas)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
F (Separación MT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
H (Separación entre BT)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
J (Distancia entre ruedas)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
K (Ancho rueda)		125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
Ø (Diámetro rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
L (Rueda)		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distancia entre ganchos para poste		105	162	201	270	343	422	515	573	620	915	1078	1134
Volumen Aceite (Litros)		418	596	742	1034	1350	1804	2094	2428	2754	3671	4415	4856
Peso total (Kg)													
Arrollamientos de Aluminio		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Potencia asignada [kVA]		990	1020	1046	1276	1426	1606	1706	1816	1996	1946	2136	2336
A (Largo)		663	758	743	876	876	1016	1046	1146	1256	1206	1376	1506
B (Ancho)		740	769	873	932	1032	1133	1163	1183	1248	1751	1671	1811
C (Alto a tapa)		1125	1154	1258	1317	1417	1518	1548	1568	1633	2136	2056	2249
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		830	859	963	1022	1122	1223	1253	1273	1338	1840	1760	1946
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		900	929	1033	1166	1266	1394	1496	1516	1581	2121	2041	2241
D2 (Alto a BT con Palas)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
F (Separación MT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
H (Separación entre BT)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
J (Distancia entre ruedas)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
K (Ancho rueda)		125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
Ø (Diámetro rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
L (Rueda)		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	n/a
Distancia entre ganchos para poste		170	206	218	311	388	468	590	617	765	1114	1035	1494
Volumen Aceite (Litros)		539	590	714	962	1324	1807	2150	2359	2839	3980	4174	5425
Peso total (Kg)													

Otras dimensiones bajo pedido.
(*) Las dimensiones pueden verse afectadas según el grupo de conexión elegido
(**) Por favor, contacte con Ormazabal para valores técnicos superiores a 20500 kVA



2.4.6- COMBINER BOXES

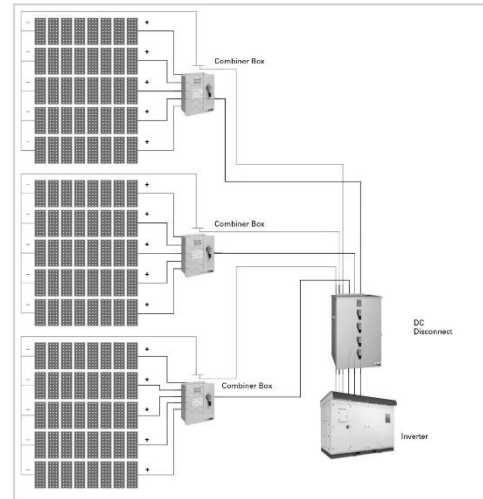
Solar Combiner Solutions

Grid-tied Solar System Information

A grid-tied solar array may be a few panels or many in series, and may range from a few 12 volt panels to high voltage multi-panel arrays for grid-tied systems. Grid-tied systems can go as high as 1000 VDC, while off-grid battery systems are typically 12, 24 or 48V.

Higher voltage systems (over 48V) have different NEC code requirements than those for low voltage battery systems, and the two types are NOT interchangeable.

Eaton's Crouse-Hinds Series Solar Combiner Boxes are designed for higher voltage circuits used in grid-tied applications. All meet NEC requirements, are made in accordance with UL1741 standards and are protected by Eaton's Bussmann® Series DC Fuses specifically designed for the protection and isolation of photovoltaic strings.



Typical Solar Grid-tied System Diagram

Eaton's Crouse-Hinds Series Solar Protection for Fiberglass Enclosures

Eaton's Crouse-Hinds Series standard NEMA 4X Solar Combiner Boxes are shipped with fiberglass enclosures. These enclosures contain a solar protection formula that gives the enclosure strength and durability to provide long, dependable service even in the most demanding environmental conditions. They retain gloss and color even when exposed to harsh UV light and offer superior resistance to chemicals and are fire retardant.

A special UV absorber is added into this solar protection formula and works to absorb UV energy and release it without damaging the fiberglass enclosure, thus providing increased protection of the polyester material and increased resistance to the damaging effects of UV radiation. For additional information on Eaton's Crouse-Hinds Series solar protection, choose fiberglass enclosures from: <http://www.crouse-hinds.com>.

How to Size a Solar Combiner*:

1. Current Inputs:

a. Eaton provides a "Max. Short Circuit Current Rating per String" (Isc) for use as a direct comparison between the published Isc of the PV module. De-rating requirements per Article 690 of the NEC are applied and should be used to make a direct comparison with the PV module Isc ratings (i.e. CCBF12 has an Isc rating of 9.6A. PV modules with Isc ratings at or below 9.6A would be acceptable). For additional information, consult the electrical ratings table found in the technical section of this brochure.

2. Ratings:

a. Voltage: (600 VDC/1000 VDC systems) – Eaton provides the total system voltage ratings to be used in comparison with the sum of the maximum number of modules in series per string. Consult NEC, ANSI and local codes when designing a system.

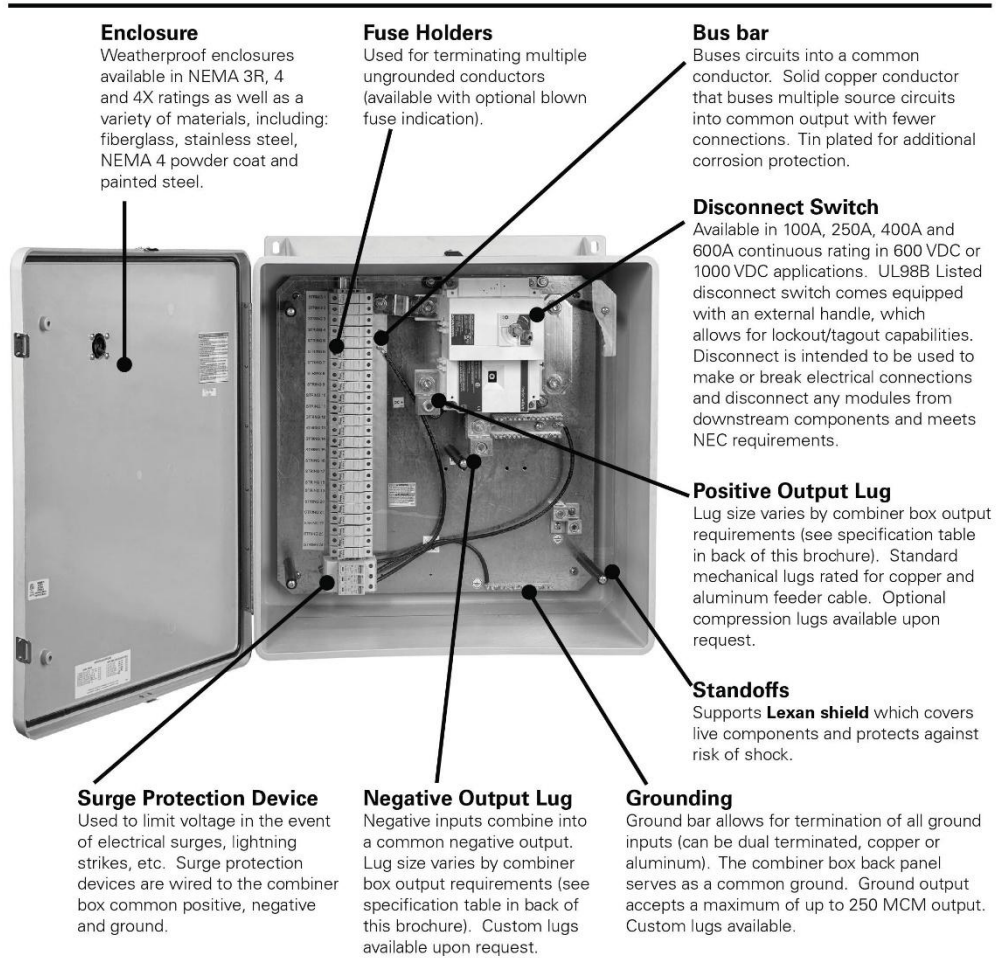
b. Current: Customer provided max. array current per string multiplied by number of combiner input circuits must be less than or equal to the max. current found in the electrical ratings table at the end of this section.

3. Hardware Sizing:

a. Integral Disconnect Switch Sizing: To determine the rating of the integral disconnect, simply multiply the number of input circuits by the max. current per string (as indicated above), and then round to the next (higher) disconnect size. In NO case can the maximum current exceed the ampere rating. Disconnect switches are rated for 100% continuous duty. Example: A 12-string combiner box with solar modules rated to 9.6A has a maximum current of 12A; 12A per string x 12 strings = 144A, which results in a 250A disconnect switch.

*The information above is provided for reference and information only. All statements, technical information and recommendations contained herein are based on information and tests we believe to be reliable. The accuracy or completeness thereof are not guaranteed. In accordance with Eaton's Terms and Conditions of Sale, and since conditions of use are outside our control, the purchaser should determine the suitability of the product for his/her intended use and assumes all risk and liability whatsoever in connection therewith.

Combiner Box Components & Features



Enclosure
Weatherproof enclosures available in NEMA 3R, 4 and 4X ratings as well as a variety of materials, including: fiberglass, stainless steel, NEMA 4 powder coat and painted steel.

Fuse Holders
Used for terminating multiple ungrounded conductors (available with optional blown fuse indication).

Bus bar
Buses circuits into a common conductor. Solid copper conductor that buses multiple source circuits into common output with fewer connections. Tin plated for additional corrosion protection.

Disconnect Switch
Available in 100A, 250A, 400A and 600A continuous rating in 600 VDC or 1000 VDC applications. UL98B Listed disconnect switch comes equipped with an external handle, which allows for lockout/tagout capabilities. Disconnect is intended to be used to make or break electrical connections and disconnect any modules from downstream components and meets NEC requirements.

Positive Output Lug
Lug size varies by combiner box output requirements (see specification table in back of this brochure). Standard mechanical lugs rated for copper and aluminum feeder cable. Optional compression lugs available upon request.

Standoffs
Supports **Lexan shield** which covers live components and protects against risk of shock.

Surge Protection Device
Used to limit voltage in the event of electrical surges, lightning strikes, etc. Surge protection devices are wired to the combiner box common positive, negative and ground.

Negative Output Lug
Negative inputs combine into a common negative output. Lug size varies by combiner box output requirements (see specification table in back of this brochure). Custom lugs available upon request.

Grounding
Ground bar allows for termination of all ground inputs (can be dual terminated, copper or aluminum). The combiner box back panel serves as a common ground. Ground output accepts a maximum of up to 250 MCM output. Custom lugs available.

Options:

Integral Connectors, Whips & Harnesses

Available as a pre-wired option for fast install and labor savings.

Current Monitoring

Can be added as an option. Incoming, ungrounded conductors (1 or 2) are fed through a single current transducer. Module configurations allow up to 12 string inputs. **NOTE:** Integration of this device typically increases enclosure size requirements.

See product pages for additional available options.



Current Monitoring

Custom Whips

Solar

EATON CROUSE-HINDS SERIES

www.crouse-hinds.com US: 1-866-764-5454 CAN: 1-800-265-0502 Copyright© 2015 Commercial Products Catalog

321

Solar Combiner Boxes

Applications:

- Built to minimize system costs by providing maximum flexibility
- Available with 1-48 input circuits* and help save material costs, installation time and labor when joining the combiner box and disconnect within one enclosure (eliminating the need for a disconnect switch in a separate enclosure)

Features:

- Rated for 600 VDC, 1000 VDC or 1500 VDC† – continuous duty
- Optional integral disconnects available in 100A, 250A, 350A, 400A and 600A
- Touch-safe fuse holders
- Lexan shield covers all live components
- 90°C output terminals
- Configured for positive and negative grounded arrays**

Certifications and Compliances:

- cETLus 1741 Listed
- cETLus Listed to CSA Standards C22.2 No. 31 & No. 107.1
- NEMA 4X (fiberglass and stainless steel)
- NEMA 4 (powder coated steel)
- NEMA 3R (painted steel, for vertical mounting positions only)



Standard Materials and Finishes:

- NEMA 4X fiberglass (non-conductive, impact-resistant, UV-resistant, flame retardant) – natural
- NEMA 4X stainless steel – natural
- NEMA 4 steel – powder coated
- NEMA 3R steel (for vertical mounting applications only) – painted

Options:

- Fuses (shipped uninstalled)
- Surge protection
- Solar cable whips (pre-assembled and installed)
- Compression output lugs
- Factory installed breather vent or drain
- Bipolar construction (to 1000 VDC combined voltage)
- Smart combiners available (DC string monitoring)
- Factory drilled entrance holes
- Factory installed conduit fittings/cable glands
- Dual output lugs
- Lockable enclosures
- Integral power supply
- Terminal blocks
- Factory installed strut
- Custom options available – consult factory

Integral Disconnect Rating:

To determine the rating of the integral disconnect, simply multiply the number of input circuits by the max. current per string, and then round to the next (higher) disconnect size. In NO case can the maximum current exceed the amperage rating. Disconnect switches are rated for 100% continuous duty. Example: A 12-string combiner box with solar modules rated to 9.6A has a maximum current of 12A, 12A per string x 12 strings = 144A, which results in a 250A disconnect switch.

Catalog Number Matrix:

	CCBF	12	F15	DS250	SP	DCM		
Enclosure Type	CCBF = Fiberglass N4X CCBS = Painted steel N3R CCBSS = Stainless steel N4X CCB4S = Powder coated steel N4							
Number of Input Circuits	01 = 1 input circuit 02 = 2 input circuits 03 = 3 input circuits 04 = 4 input circuits 05 = 5 input circuits 06 = 6 input circuits (Offered up to 48 circuits*)							
Fuse Amperage**	F08 = 8A fuse F10 = 10A fuse F12 = 12A fuse F15 = 15A fuse (Offered up to 30A) BLANK = Fuses not provided by factory *Estor's Bussmann Series fuses recommended - PVM fuses for 600 VDC combiner boxes - PV fuses for 1000 VDC combiner boxes							
Integral Disconnect Rating				DS = Disconnect switch for use with 1-48* input circuits DS100 = 100A - standard on combiners up to 6 circuits DS250 = 250A - standard on combiners from 7 to 24 circuits DS325 = 325A - consult factory DS400 = 400A - available on combiners greater than 17 circuits. Standard on combiners from 24 circuits to 36. DS600 = 600A - consult factory BLANK = No integral disconnect				
DC Monitoring						DCM = Pre-installed DC current monitoring unit BLANK = No DC current monitoring		
Surge Protection						SP = Surge protection 30kA/600 VDC interrupting rating or 30kA/1000 VDC IP20 finger-safe construction Small size takes up minimal space in enclosure (only 2 inches wide) BLANK = No surge protection		
Breather Vent or Drain							BV = Breather vertical BH = Breather horizontal DV = Drain vertical DH = Drain horizontal BLANK = No vent or drain Orientation refers to position of the combiner, not the breather or drain	
Voltage							1000V = 1000V BLANK = 600V	

*Combiners with 37-48 input circuits are not third party certified, but are constructed to UL1741 standards.
 **Negative fused configurations available for positive grounded arrays. Replace 'F15' with 'NF15' in the catalog number.
 †Consult factory for 1500 VDC version.

Solar



3.- PLIEGO DE CONDICIONES

3.1.- NORMATIVA APLICABLE

El apartado 1.2 de la memoria contiene la normativa que se debe cumplir.

3.2.- CONDICIONES TÉCNICAS DE LOS MATERIALES

3.2.1.- CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Los conductores a utilizar serán de cobre, unipolares y aislados, siendo su nivel de aislamiento 450/750 V. Para el caso de multiconductores o para el caso de derivaciones individuales en el interior de tubos enterrados, el aislamiento de los conductores será de 0.6/1 kV. Para el caso de conductores de media tensión, se utilizarán conductores de aluminio para las fases y de cobre para el neutro.

3.2.2.- CONDUCTORES DE NEUTRO

La sección mínima del conductor de neutro para distribuciones monofásicas y de corriente continua, será según la ITC-BT-19, para tener en cuenta las corrientes armónicas debidas a cargas no lineales y posibles desequilibrios. La sección del neutro será como mínimo igual a la de las fases.

3.2.3.- CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Las conexiones de estos conductores se realizarán por medio de empalmes soldados sin empleo de ácido o por piezas de apriete por rosca. Estas piezas serán de material inoxidable, y los tornillos de apriete estarán provistos de un dispositivo que evite su desapriete.

3.2.4.- IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES

- Negro, gris, marrón para los conductores de fase o polares.
- Azul para el conductor neutro
- Amarillo-verde para el conductor de protección

3.2.5.- TUBOS PROTECTORES

Los tubos deberán soportar sin deformación alguna, 60 °C para los tubos aislantes constituidos por policloruro de vinilo o polietileno y 70 °C para los tubos metálicos con forros aislantes de papel impregnado.

Los diámetros exteriores mínimos y las características mínimas para los tubos en función del tipo de instalación y del número y sección de los cables a conducir, se indican en la ITC-BT-21, en su apartado 1.2.

INSTALACIÓN	TIPO	CALIDAD MÍNIMA	SEGÚN NORMA
Superficial	Tubo 4321 No propagador de la llama	No propagador de la llama Compresión fuerte (4) Impacto Media (3) Aislante/continuidad eléctrica	UNE-EN 50086-2-1
	Canal no propagadora de la llama	No propagador de la llama Impacto Media (3) Aislante/continuidad eléctrica Apertura solo con herramientas IP2X mínimo	UNE-EN 50085

Tabla 33. Características tubos instalación.

3.2.6.- CAJAS DE EMPALME Y DERIVACIÓN

Las cajas de empalme y derivación, dependiendo de la clasificación de emplazamientos y de la ITC aplicable, serán del mismo material que los tubos protectores. Todas las conexiones de los conductores se harán en el interior de estas cajas, utilizándose las piezas de conexión adecuadas.

Deberán alojar de forma holgada todos los conductores, siendo su profundidad como mínimo igual al diámetro del tubo mayor aumentado en un 50%, con un mínimo de 40 mm según la ITC-BT-21 en su apartado 2.1.

3.2.7.- APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA

Están constituidos por los interruptores, conmutadores y pulsadores. Cortarán o establecerán la corriente máxima del circuito en que están colocados sin dar lugar a la formación de arco permanente. No tendrán la posibilidad de tomar una posición intermedia.

Serán de tipo cerrado y de material aislante. Las dimensiones de las piezas de contacto serán tales que la temperatura en ningún caso pueda exceder de 65 °C en ninguna de las piezas.

Su construcción será tal que permita realizar un número de maniobras de apertura y cierre del orden de 10.000 a la tensión nominal de trabajo

Llevarán marcadas sus respectivas intensidades y tensiones nominales y estarán probados a una tensión de 500 a 1.000 V.

3.2.8.- DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Son los disyuntores eléctricos, fusibles e interruptores automáticos.

Los disyuntores serán de corte omnipolar de tipo magnetotérmicos de accionamiento manual y podrán cortar la corriente máxima del circuito en que están colocados, sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo y cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar una posición intermedia.

Su capacidad de corte para la protección frente a cortocircuitos estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentar en un punto de su instalación.

Llevarán marcada su intensidad y la tensión nominal de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

Los fusibles empleados serán calibrados y adecuados para la protección del circuito en que están instalados. Se dispondrán sobre material aislante e incombustible y estarán constituidos de forma que no puedan proyectar metal al fundirse. Llevarán marcada la intensidad y tensiones nominales de trabajo.

El conexionado entre los dispositivos de protección situados en éste se ejecutarán ordenadamente, procurando disponer de regletas de conexionado para los conductores activos y para el conductor de protección. Se fijará sobre el mismo un letrero en el que se indique el nombre del instalador o empresa, fecha en que se instaló e intensidad del interruptor general.

Será posible la fácil introducción o retirada de los conductores en los tubos después de colocados y fijos éstos y sus accesorios, disponiéndose los registros que se consideren convenientes. Los conductores se alojarán en los tubos después de colocados éstos.

Las uniones de conductores (empalmes o derivaciones), no se realizarán bajo ningún concepto por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberán realizarse siempre empleando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión, pudiendo utilizarse bridas de conexión. Estas uniones se efectuarán siempre en el interior de las cajas de empalme.

No se permitirán más de tres conductores en los bornes de conexión. La conexión de los interruptores unipolares se realizará sobre el conductor de fase.

No se utilizará un mismo conductor neutro para varios circuitos.

Todo conductor debe poder seccionarse en cualquier punto de la instalación en que derive. Los circuitos eléctricos derivados llevarán una protección contra sobrecargas (interruptor automático o cortocircuito fusible) que se instalará siempre sobre el conductor de fase propiamente dicho.

Las instalaciones eléctricas deberán presentar una resistencia de aislamiento por lo menos igual a $1.000 \times U$, siendo U la tensión máxima.

El aislamiento de la instalación eléctrica se medirá con relación a tierra y entre conductores, mediante la aplicación de una tensión continua suministrada por un generador

que proporcione en vacío una tensión comprendida entre 500 y 1.000 V con una carga externa de 1.000.

Se dispondrá un punto de puesta a tierra accesible y señalizada para poder efectuar la medición de resistencia a tierra.

·Protección contra sobreintensidades: los conductores activos deben estar protegidos por uno o varios dispositivos de corte automático contra las sobrecargas y contra los cortocircuitos, exceptuando los conductores de protección.

·Protección contra sobrecargas: los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las extremidades o al medio ambiente en las canalizaciones.

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizado por el dispositivo de protección utilizado.

Como dispositivos de protección contra sobrecargas se utilizarán los fusibles calibrados o interruptores automáticos con curva térmica de corte.

·Protección contra cortocircuitos: debe preverse dispositivos de protección para interrumpir toda corriente de cortocircuito antes de que esta pueda resultar peligrosa a los efectos térmicos y mecánicos producidos en los conductores y en las conexiones.

En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que puede presentarse en el punto de su instalación. Como dispositivos de protección contra sobrecargas se utilizarán los fusibles calibrados o interruptores automáticos con curva térmica de corte.

3.2.9.- SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61730 para módulos de silicio policristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. El módulo llevará de forma claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación. Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65. Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable. Para que un módulo resulte aceptable su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondiente valores nominales de catálogo. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células. La estructura del panel se conectará a tierra. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios para la desconexión.

3.2.10.- ESTRUCTURA SOPORTE

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve. Los puntos de sujeción de los módulos serán suficientes en número. La tornillería para la sujeción será realizada en acero inoxidable. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no producirán sombras sobre los módulos. Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre la cubierta sin superar el límite de sombras.

3.2.11.- INVERSORES

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

Principio de funcionamiento: fuente de corriente.

- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- Sistema anti-isla.

Los inversores cumplirán incorporarán las protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones, mediante varistores.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Incorporará los controles como encendido y apagado general del inversor, conexión y desconexión a la interfaz de CA.

Las características eléctricas de los inversores son:

- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0.95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar a red.

El grado de protección de los inversores será como mínimo de IP30 para inversores en el interior de habitáculos y lugares accesibles y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. El rango de operación de los inversores dependiendo de la temperatura irá de 0 °C y 40°C y entre 0 % y 85% de humedad relativa.

3.2.12.- CABLEADO FOTOVOLTAICO

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. La caída de tensión no debe ser superior de 1.5% en CC y en CA menor del 2%. Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos.

3.2.13.- PUESTA A TIERRA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se justificarán los elementos utilizados para garantizar esta condición. Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección de continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra.

3.2.14.- ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.3.- NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES

3.3.1.- COLOCACIÓN DE TUBOS

El trazado de las canalizaciones se efectuará por los lugares establecidos a tal efecto, siguiendo la trayectoria establecida y marcada.

3.3.2.- INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE BAJA TENSIÓN

Son interruptores cuyos contactos principales están destinados a ser conectados a circuitos cuya tensión asignada no sobrepasa 1000 V en CA y 1500 V en CC. Estos interruptores deberán estar marcados por la intensidad asignada y la capacidad para el seccionamiento.

3.3.3.- FUSIBLES

Los fusibles de baja tensión se ajustarán a la norma IEC 60269-6: 2012: Fusibles de baja tensión. Esta norma es aplicable a los fusibles con cartuchos fusibles limitadores de corriente, de fusión encerrada. Destinados a asegurar la protección de circuitos, de corriente alterna en los que la tensión asignada no sobrepase los 1000 V, o los circuitos de corriente continua cuya tensión asignada no sobrepase los 1500 V.

Los valores de intensidad para los fusibles son: 2, 4, 6, 8, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250 A.

Éstos deberán llevar marcada la intensidad y tensión nominales de trabajo para las que han sido diseñados.

3.3.4.- INTERRUPTORES CON PROTECCIÓN INCORPORADA POR INTENSIDAD DIFERENCIAL RESIDUAL

Los interruptores automáticos de baja tensión con dispositivos reaccionantes bajo el efecto de intensidades residuales se ajustarán a la norma UNE-EN 61009.

Los valores preferentes de intensidad diferencial residual de funcionamiento asignada son: 0.006, 0.01, 0.03, 0.1, 0.3, 0.5, 1, 3, 10, 30 A.

3.3.5.- CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

·Deberán soportar la influencia de los agentes exteriores a los que estén sometidos con el correspondiente grado de protección.

·Los fusibles irán colocados sobre material aislante incombustible, contruidos de forma que no puedan proyectar metal al fundirse.

·Los interruptores automáticos serán los apropiados a los circuitos a proteger. Deberán cortar la corriente máxima del circuito en que estén colocados, sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo y cerrando los circuitos, sin posibilidad de tomas una posición intermedia.

·Los interruptores diferenciales deberán resistir las corrientes de cortocircuito que puedan presentarse en el punto de su instalación, y de lo contrario deberán estar protegidos por fusibles de características adecuadas.

3.3.6.- PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

El nivel de sobretensiones puede controlarse mediante dispositivos de protección contra las sobretensiones en la instalación solar fotovoltaica.

Estos dispositivos deben seleccionarse de forma que su nivel de protección sea inferior a la tensión soportada a impulso de la categoría de los equipos y materiales que se prevé que se vayan a instalar.

3.3.7.- PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS

Los medios de protección contra contactos directos e indirectos se ejecutarán siguiendo las indicaciones en la norma UNE 20.460-4-41.

La protección contra contactos directos consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Los medios a utilizar son los siguientes:

- Protección por aislamiento de las partes activas
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

Para la protección contra contactos directos, dado que $U_{ocm\acute{a}x} > 60 \text{ V} \rightarrow$ Todos los puntos de conexión deben estar provistos de conectores en sus extremos.

Se utilizará el método de protección contra contactos indirectos por corte de alimentación en caso de fallo, mediante el uso de interruptores diferenciales. Así pues también se protege contra contactos directos. El inversor protege frente a derivaciones a tierra en la parte DC.

Este dispositivo diferencial deberá actuar en un tiempo de corte no superior a 5s.

Cualquier masa no puede permanecer en relación a una toma de tierra eléctricamente distinta, a un potencial superior, en valor eficaz a:

24 V en locales o emplazamientos húmedos o mojados.

50 V en el resto de casos.

Se debe cumplir la siguiente condición:

$$R \leq \frac{V_c}{I_s}$$

R es la resistencia de puesta a tierra (Ohm).

Vc: Tensión de contacto

Is: Sensibilidad del interruptor diferencial (valor mínimos de la corriente de defecto, en a, a partir del cual el interruptor diferencial debe abrir automáticamente, en un tiempo conveniente, la instalación a proteger).

3.3.8.- INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

Estará compuesta de toma de tierra, conductores de tierra, borne principal de tierra y conductores de protección Se llevarán a cabo según la ITC-BT-18.

Los materiales que aseguren la puesta a tierra serán tales que el valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación, teniendo en cuenta la ITC-BT-24.

Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga tienen que poder circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de sollicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.

En todos los casos los conductores de protección que no formen parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección al menos de 2.5 mm² si disponen de protección mecánica y de 4 mm² si no disponen de ella.

Las secciones de los conductores de protección y de los conductores de tierra están definidas en la instrucción ITC-BT-18.

Los conductores de los circuitos de tierra tendrán un buen contacto eléctrico tanto con las partes metálicas y masas que se desea poner a tierra como con el electrodo. Las conexiones deberán efectuarse por medio de piezas de empalme adecuadas. Se prohíbe el empleo de soldaduras de bajo punto de fusión tales como estaño, plata, etc.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctricamente continua en la que no podrán incluirse en serie ni masas ni elementos metálicos cualesquiera que sean éstos. La conexión de las masas y los elementos metálicos al circuito de puesta a tierra se efectuará siempre por medio del borne de puesta a tierra.

3.4.- PRUEBAS REGLAMENTARIAS

Las pruebas a realizar serán las siguientes:

- Aislamiento entre conductores activos.
- Comprobación de continuidad de los conductores activos.
- Comprobación de continuidad del conductor de protección.
- Medida de la resistividad del terreno y medida de la resistencia del sistema de puesta a tierra.

Además se realizarán las pruebas de puesta en marcha. Dichas pruebas comprenderán la realización de las siguientes operaciones en presencia de la Dirección Técnica:

- Comprobación de los calibres de todas y cada una de las protecciones existentes (fusibles, automáticos, etc.).
- Comprobación de la regulación de todos los relés existentes.
- Comprobación individual del buen funcionamiento de todas las luminarias de la instalación.
- Comprobación en general de que la instalación cumple con todos los apartados de este Pliego de Condiciones.
- Comprobación en general del buen funcionamiento de todos los sistemas, equipos y aparatos comprendidos en la instalación.

Para llevar a cabo las pruebas será imprescindible que el instalador avise a la Dirección Técnica con dos días de antelación al menos, no siendo válidas las que se realicen sin estar presente la misma.

3.4.1.- COMPROBACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA

La instalación de toma de tierra será comprobada por los servicios oficiales en el momento de dar de alta la instalación. Se dispondrá de al menos un punto de puesta a tierra accesible para poder realizar la medición de la puesta a tierra.

3.4.2.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Las instalaciones eléctricas deberán presentar una resistencia de aislamiento, expresada en ohmios, por lo menos igual a $1000 \times U$, siendo U la tensión máxima de servicio expresada en voltios, con un mínimo de 250.000 ohmios.

El aislamiento de la instalación eléctrica se medirá con relación a tierra y entre conductores, mediante la aplicación de una tensión continua suministrada por un generador que proporcione en vacío una tensión comprendida entre 500 y 1000 V, y como mínimo, 250 V con una carga externa de 100.000 ohmios.

3.5.- CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD

La propiedad recibirá a la entrega de la instalación, planos definitivos del montaje de la instalación, valores de la resistencia a tierra obtenidos en las mediciones.

No se podrá modificar la instalación sin la intervención de un instalador autorizado o técnico competente, según corresponda.

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protegen.

Personal técnico competente comprobará la instalación de toma de tierra en la época en que el terreno esté más seco, reparando inmediatamente los defectos que pudieran encontrarse.

3.6.- CERTIFICACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

Al finalizar la ejecución, se entregará en la Delegación del Ministerio de Industria correspondiente el Certificado de Fin de Obra firmado por un técnico competente y visado por el colegio profesional correspondiente, acompañado del boletín o boletines de instalación firmados por un instalador autorizado.

3.7.- LIBRO DE ÓRDENES

La dirección de la ejecución de los trabajos de instalación será llevada a cabo por un técnico competente, que deberá cumplimentar el Libro de Órdenes y Asistencia, en el que reseñará las incidencias, órdenes y asistencias que se produzcan en el desarrollo de la obra.

4.- ESTUDIO ECONÓMICO

4.1.- PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**PRESUPUESTO EQUIPOS**

Nº	Descripción	Ud.	Precio	Importe
1	Módulo fotovoltaico BYD 245 P6-30, potencia 245W	48.384,00	195 €	9.434.880,00 €
2	Estructura soporte completa galvanizada Extrusun 36 módulos	1.344,00	192,06 €	258.128,64 €
3	Inversor SMA 900 CP XT completo intemperie	12,00	14.514,14 €	174.169,68 €
4	Celda de medida SF6 24 KV prefabricada de media tensión, bajo envoltorio metálica encapsulada montaje al aire, función de medida, protección abisagrada y cierre precintable	6,00	5.674,62 €	34.047,72 €
5	Transformador trifásico 1000 kVA Ormazabal + equipamiento auxiliar	12,00	14.514,14 €	174.169,68 €
6	Cuadros de nivel de protección zonas solares Eaton	360,00	161,54 €	58.154,40 €
7	Caja de distribución AC fotovoltaica	6,00	193,24 €	1.159,44 €
8	Interruptor diferencial iID 2P 650A 30mA AC Schneider Electric	12,00	183,62 €	2.203,44 €
9	Interruptor magnetotérmico iC700N 2P 650A C Schneider Electric	12,00	124,57 €	1.494,84 €
10	Descargador de tensión iPRD40r 1000DC Schneider Electric	288,00	150,92 €	43.464,96 €

11	Seccionador bipolares (F+N) 1000V Schneider Electric	576,00	65,97 €	37.998,72 €
12	Fusible gG DF2 CN350 + portafusible	144,00	92,84 €	13.368,96 €
13	Fusible gG DF2 CN315 + portafusible	144,00	82,33 €	11.855,52 €
14	Fusible gG DF2 CN200 + portafusible	144,00	65,41 €	9.419,04 €
15	Fusible gG DF2 CN125 + portafusible	144,00	43,85 €	6.314,40 €
16	Fusible gG DF2 CN16 + portafusible	4.608,00	21,08 €	97.136,64 €

PRESUPUESTO CABLEADO ELÉCTRICO

Nº	Descripción	Ud.	Precio	Importe
1	Cable tramos módulos a cuadros de nivel 1 a 5, P-SUN 16 mm ² , 0,6-1 kV	19.918,08	0,65 €	12.946,75 €
2	Cable tramos cajas de nivel 1 a cajas de nivel 2, P-SUN 16 mm ² , 0,6-1 kV	1.440,00	0,65 €	936,00 €
3	Cable tramos cajas de nivel 2 a cajas de nivel 3, P-SUN 70 mm ² , 0,6-1 kV	612,00	2,48 €	1.517,76 €
4	Cable tramos cajas de nivel 3 a cajas de nivel 4, P-SUN 120 mm ² , 0,6-1 kV	541,00	4,85 €	2.623,85 €

5	Cable tramos cajas de nivel 4 a cajas de nivel 5, P-SUN 150 mm ² , 0,6-1 kV	406,00	8,42 €	3.418,52 €
6	Cable tramos cajas de nivel 5 con inversores, P-SUN 150 mm ² , 0,6-1 kV	821,00	10,15 €	8.333,15 €
7	Cable tramos inversores con celdas de medida enterrados bajo tubos(hasta transformadores), P-SUN 150 mm ² , 0,6-1 kV	210,00	10,15 €	2.131,50 €
8	Tubo enterrado DRL UNE-EN 50.086, según ITC BT 23 de (32 mm).	1.100,00	0,65 €	719,40 €

PRESUPUESTO PUESTA A TIERRA

Nº	Descripción	Ud.	Precio	Importe
1	Cable de protección amarillo/verde 6 mm ² , conexión con estructuras de soporte	3.500	0,65 €	2.275,00 €
2	Cable de protección amarillo/verde de distintas secciones para conexión del resto de tramos	4.030	1,45 €	5.843,50 €
3	Picas de cobre de 14,6 mm de diámetro y dos metros de longitud.	1.344	9,08 €	12.203,52 €
4	Cable desnudo directamente enterrado de 35 mm ² de sección	5.376	1,42 €	7.633,92 €

PRESUPUESTO OBRA CIVIL

Nº	Descripción	Ud.	Precio	Importe
1	Limpieza parcela, nivelación del terreno, retirada de materiales y carga a camión, transporte hasta vertedero incluido.	287.533	0,30 €	86.259,90 €
2	Adecuación parcela con vallado provisional, iluminación de seguridad e instalación	2.145	8,54 €	18.318,30 €
3	Zanjas para la instalación de los tubos enterrados	-	5.148,00 €	5.148,00 €
4	Colocación soportes paneles hincados al terreno, colocación de módulos e instalación	-	174.435,00 €	174.435,00 €
5	Colocación casetas inversores, con inversores + aparataje eléctrica	12	7.200,00 €	86.400,00 €
6	Envolverte prefabricada de hormigón armado de maniobra para albergar 2 transformadores, celdas de maniobra seccionamiento y medida incluida.	6	4.800,00 €	28.800,00 €

DIRECCIÓN, SUPERVISIÓN DE LA OBRA Y PUESTA EN MARCHA

Nº	Descripción	Ud.	Precio	Importe
1	Redacción del proyecto y supervisión de la correcta ejecución. Incluye caseta de control en la que se encuentra el libro de órdenes.	-	24.152,00 €	24.152,00 €
2	Control de calidad OCAS y tasas pertinentes.	-	1.451,00 €	1.451,00 €

PRESUPUESTO TOTAL

Equipos	10.357.966,08 €
Cableado eléctrico	32.626,93 €
Puesta a tierra	27.955,94 €
Obra civil	399.361,20 €
Dirección, supervisión de la obra y puesta en marcha	25.603,00 €
PRESUPUESTO TOTAL	10.843.513,15 €

El Presupuesto total, asciende a la cantidad de **DIEZ MILLONES OCHOCIENTOS CUARENTA Y TRES MIL QUINIENTOS TRECE CON QUINCE CÉNTIMOS.**

5.- PLANOS

Los planos realizados en este proyecto son los siguientes:

-PLANO 1: EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

-PLANO 2: ESTRUCTURAS SOLARES.

-PLANO 3: DISTRIBUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

-PLANO 4: ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

