

La finalidad del presente documento es por tanto la de servir de proyecto para la realización de las gestiones necesarias ante el Ayuntamiento de Moraleja de Enmedio, compañías eléctricas y todos los organismos competentes, entre otros trámites administrativos para la solicitud de la Autorización Administrativa Previa y de Construcción del Proyecto exponiendo que se reúnen las condiciones y garantías mínimas exigidas por el Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, por el Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, por los Reglamentos Técnicos aplicables.

En la realización de la instalación fotovoltaica se buscará en todo momento la optimización energética de la misma para lo cual se utilizarán equipos y materiales de la más alta calidad y eficiencia que además permitirán garantizar en todo momento la seguridad tanto de las personas como de la propia red y los restantes sistemas que están conectados a ella.

4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

Las instalaciones de generación renovable se caracterizan por funcionar con fuentes de energía que poseen la capacidad de regenerarse por sí mismas y, como tales, ser teóricamente inagotables si se utilizan de forma sostenible. Esta característica permite en mayor grado la coexistencia de la producción de electricidad con el respeto al medio ambiente. Este tipo de proyectos, presentan las siguientes ventajas respecto a otras instalaciones energéticas, entre las que se encuentran:

- Disminución de la dependencia exterior de fuentes fósiles para el abastecimiento energético, contribuyendo a la implantación de un sistema energético renovable y sostenible y a una diversificación de las fuentes primarias de energía...
- Utilización de recursos renovables a nivel global.
- No emisión de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

El marco de la política energética y climática en España está determinado por la Unión Europea (UE) que a su vez responde a los requerimientos del Acuerdo de París alcanzado en 2015 para dar una respuesta internacional y coordinada al reto de la crisis climática. La UE ratificó el Acuerdo de París en octubre de 2016, lo que permitió su entrada en vigor en noviembre de ese año. España hizo lo propio en 2017, estableciendo así un compromiso renovado con las políticas energéticas y de cambio climático.

La UE demanda a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Los PNIEC presentados por cada Estado miembro servirán a la Comisión para determinar el grado de cumplimiento conjunto y establecer actuaciones para corregir posibles desvíos.

España ha mostrado su compromiso con la crisis climática al situar el Plan como uno de los ejes prioritarios de acción política. El PNIEC 2021-2030 pretende reflejar dicho compromiso y la contribución de España al esfuerzo internacional y europeo. El PNIEC de España identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad.

Uno de los principios fundamentales que ha guiado la preparación del PNIEC ha sido el de "primero, la eficiencia energética". De hecho, con las medidas contempladas se espera alcanzar un 39,5% de mejora de la eficiencia energética en 2030. Además, como resultado de la ejecución del Plan se espera lograr en 2030 una presencia de las energías renovables sobre el uso final de energía del 42%, debido a la inversión prevista en renovables eléctricas y térmicas.

Las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- ✓ 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990. Esto equivale a una reducción del 38% respecto a las emisiones brutas totales del año 2010 (357.677 MtCO₂-eq.), en línea con lo demandado por el IPCC a la comunidad internacional en su informe especial 1,50C. Este objetivo es totalmente coherente con una trayectoria equilibrada hacia la neutralidad climática de España en 2050.)
- ✓ 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- ✓ 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- ✓ 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Las medidas del PNIEC, 2021-2030, consiguen que las emisiones totales brutas de GEI pasen de 319,3 MtCO₂-eq previstos para el año 2020 a 221,8 MtCO₂-eq en 2030. Los sectores de la economía que, en cifras absolutas, reducen más emisiones en ese período son los de generación eléctrica (36 MtCO₂-eq) y movilidad y transporte (27 MtCO₂-eq), a los que se suman el sector residencial, comercial e institucional, y la industria (combustión)² con disminuciones adicionales de 10 y 7 MtCO₂-eq, respectivamente. Esos sectores considerados de forma conjunta representan el 83% de la reducción de emisiones en el período 2021-2030.

El Plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW de los que 50 GW serán energía eólica; 39 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas; 16 GW hidráulica; 9,5 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, así como capacidades menores de otras tecnologías. El total de la potencia instalada de renovables para los diferentes años queda comprometido en el PNIEC.

La generación eléctrica renovable en 2030 será el 74% del total, coherente con una trayectoria hacia un sector eléctrico 100% renovable en 2050. En lo que respecta a almacenamiento, señalar el alza de las tecnologías de almacenamiento con una potencia adicional de 6 GW, aportando una mayor capacidad de gestión a la generación. Junto con el impulso de la flexibilidad y gestión de la demanda, esto permite una mayor integración de la generación renovable en el sistema, contribuyendo a la seguridad del suministro.

Asimismo, la previsión del Plan es que en el año 2030 la presencia de las renovables en el uso final de la energía sea del 42%. Este resultado es de la elevada penetración de renovables eléctricas y térmicas en el conjunto de los sectores de la economía a partir de medidas que garanticen visibilidad y estabilidad en el medio plazo, mayor flexibilidad, mayor participación de la ciudadanía en el sistema energético, y medidas específicas de apoyo en aquellos ámbitos donde resulte necesario. Es el resultado de la notable disminución de la cantidad de energía final que precisa la economía como consecuencia de los avances que se obtienen en ahorro y eficiencia en el conjunto de los sectores.

En definitiva, la presencia de las renovables sobre el uso final de la energía se incrementa del 20% previsto para el año 2020 al 42% en 2030.

- ✓ Con las medidas del Plan se logra el 74% de generación de origen renovable en el "mix" eléctrico en 2030.
- ✓ La transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado implica una incorporación importante y sostenida de fuentes renovables.

Se detalla a continuación el escenario objetivo de la evolución de la potencia instalada de energía eléctrica:

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En resumen, el Plan propone un desarrollo equilibrado y diverso del parque de generación renovable, proporcionando visibilidad a medio plazo a cada una de las tecnologías.

Siendo el objetivo de la Unión Europea una mejora de la eficiencia energética para 2030 del 32,5% como resultado de las medidas contempladas en este Plan se espera alcanzar una mejora de la eficiencia del 39,5%, respecto al escenario de referencia PRIMES.

Como resultado de las medidas contempladas en el PNIEC, 2021-2030, la ratio de dependencia energética de España disminuye 12 puntos porcentuales, pasando del 73% en 2017 al 61% en 2030:



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Respecto a los objetivos específicos para tecnologías energéticas hipocarbónicas y limpias, en particular la generación energética a partir de fuentes renovables, se definen dos objetivos prioritarios: incrementar el uso de las distintas energías renovables y reducir el coste de estas tecnologías. De manera concreta, respecto a la Energía fotovoltaica se pretende desarrollar nuevos materiales y tecnologías; reducción de los costes en el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de grandes plantas; integración de la energía solar fotovoltaica en edificios; mejora de la gestionabilidad e integración en red de la generación fotovoltaica.

Conclusiones

De entre las alternativas existentes actualmente de generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, la fotovoltaica ha experimentado en los últimos años un proceso de reducción de costes de generación que la convierten en una energía potencialmente competitiva en el corto plazo, y con la ventaja sobre otras tecnologías de que el suministro de energía al sistema tiene cierta predictibilidad y sin fluctuaciones debidas al alza de los precios de las materias primas.

En definitiva, la construcción de este proyecto se justifica por la necesidad de conseguir los objetivos y logros propios del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, 2021-2030 (PNIEC), que apuesta decididamente por la energía solar fotovoltaica, y cuyo Escenario Objetivo ha crecido de 9,071 GW en 2020 a 39,181 GW en 2030.

El proyecto de la Instalación Fotovoltaica "GUADARRAMA" desarrollado por SOCIEDAD MITRA BETA S.L.U., surge como respuesta a una necesidad genérica de la sociedad, atendida por la administración pública favoreciendo el desarrollo de esta forma la generación de energía renovable y limpia; igualmente surge como una oportunidad de negocio para sus promotores, dado que el proyecto prevé rentabilidad económica suficiente para sufragar los gastos de la inversión necesaria y para generar beneficios socioeconómicos en el entorno en que se desarrolla.

Para la descripción completa del recurso solar del emplazamiento y la evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida a la red se le remite al punto 7 del presente documento.

5 LEGISLACIÓN APLICABLE AL PROYECTO

Para el estudio del presente Proyecto, son de aplicación los siguientes Reglamentos, Leyes y Normas y todas las actualizaciones que las afectan:

5.1 MEDIOAMBIENTAL

- Ley 4/2007 de 8 de marzo de Evaluación Ambiental en Castilla-La Mancha.
- Ley 27/2006, de 18 de julio, que regula los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente.
- Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.
- Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental, que regula la responsabilidad de los operadores de prevenir, evitar y reparar los daños medioambientales.
- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental y protocolo de las Direcciones Generales de Calidad e Impacto Ambiental y de Política Forestal y Espacios Naturales y sus respectivos servicios provinciales (así como de la Dirección Provincial de la Consejería Educación, Cultura y Deportes de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha), que establecen las bases que deben regir la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, garantizando en todo el territorio del Estado un elevado nivel de protección ambiental.
- Ley 9/2018, de 5 de diciembre por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

5.2 AUTONÓMICAS

MEDIO AMBIENTE

Al margen de la normativa estatal, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Madrid resultan de aplicación las siguientes disposiciones normativas principales:

- Ley 2/2002, de 19 de junio, de Evaluación Ambiental de la Comunidad de Madrid.

URBANISMO

En el ámbito territorial de Madrid resultarán de aplicación las siguientes disposiciones normativas principales:

- Ley 9/1995, de 28 marzo de Medidas de Ordenación del Territorio, Suelo y Urbanismo de Madrid 1995.
- Decreto 131/1997, de 16 de octubre, por el que se fijan los requisitos que han de cumplir las actuaciones urbanísticas en relación con las infraestructuras eléctricas.
- Ley 9/2001, de 17 de julio, de Suelo.

INDUSTRIA

Al margen de la normativa estatal, que tiene carácter básico, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Madrid resultan de aplicación las siguientes disposiciones normativas en las que se regula principalmente las autorizaciones, permisos y licencias que resultan necesario obtener para la implantación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, sus instalaciones conexas y las instalaciones de producción de energía térmica (calefacción y/o frigorífica) a partir de fuentes de energía renovable:

- Decreto 111/1994, de 3 de noviembre, por el que se regula las Entidades de Inspección y Control Industrial y se le asignan funciones de comprobación del cumplimiento de las disposiciones y requisitos de seguridad de instalaciones industriales en caso de riesgo significativo para las personas, animales, bienes o medio ambiente.
- Decreto 142/1998, de 30 de julio, por el que se crea el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica y el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados.
- Decreto 253/2001, de 8 de noviembre, por el que se unifican los procedimientos relacionados con la inscripción en los Registros de Empresa de Actividades Industriales Reguladas.
- Decreto 38/2002, de 28 de febrero, por el que se regulan las actividades de control reglamentario de las instalaciones industriales en la Comunidad de Madrid.
- Orden 9343/2005, de 1 de octubre, del Consejero de Economía e Innovación Tecnológica, por la que se establece el procedimiento para la tramitación, puesta en servicio e inspección de las instalaciones eléctricas no industriales conectadas a una alimentación en baja tensión.
- Orden 9344/2005, de 1 de octubre, del Consejero de Economía e Innovación Tecnológica, por la que se establece el procedimiento para la tramitación, puesta en servicio e inspección de las instalaciones eléctricas no industriales conectadas a una alimentación en baja tensión.
- Instrucción, de 25 de octubre de 2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas sobre criterios de aplicación a la legalización e inscripción en el registro de régimen especial de los huertos solares.
- Ley 2/2007, de 27 de marzo, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid.
- Decreto 19/2008, de 13 de marzo por el que se desarrolla la Ley 2/2007, de 27 de marzo de 2007, por la que se regula la garantía del suministro eléctrico en la Comunidad de Madrid.
- Orden de 17 de febrero de 2009, de homogenización y simplificación del procedimiento de actuación de las Entidades de Inspección y Control Industrial al amparo del Decreto 38/2002, que regula las actividades de control reglamentario de las instalaciones industriales en la Comunidad de Madrid y sus Órdenes de desarrollo.

5.3 MUNICIPALES

- PGOU del excelentísimo Ayuntamiento de Moraleja de Enmedio.

5.4 INSTALACIONES Y PRODUCCIÓN ELÉCTRICA.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de octubre, por el que se aprueba Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus Instrucciones técnicas complementarias ITCBT 01 a 52.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, Reglamento Unificado de Puntos de Medida de Sistema Eléctrico.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Todas las instalaciones cumplirán la Normativa Europea EN, las Normas UNE y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).
- Documento IDAE "Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red" de julio 2011.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

5.5 OBRA CIVIL, ESTRUCTURAS Y EQUIPOS.

- R.D. 204/2006 por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- R.D. 956/2008 de 6 de Junio, por el que se aprueba la instrucción para la recepción de cementos (RC-08).
- R.D. 1247/2008 de Julio del Ministerio de Fomento, por el que se aprueba la instrucción técnica de hormigón estructural EHE-08.
- Orden FOM298/2016, de 15 de febrero, por la que se aprueba la Norma 5.2-IC sobre drenaje superficial (I.C.).
- Normas 3.1.IC. trazado del Ministerio de Fomento y Normas 6-1, 6-2 y 6-3 I-C "Secciones de firme" y "Refuerzos de firme".
- EUROCODIGOS EN-1990 y normativa UNE aplicable.

- Todos los equipos que se instalen deberán incorporar marcado CE. Los módulos fotovoltaicos incorporarán el marcado CE, según Directiva 2016/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Los seguidores solares cumplirán lo previsto en el Real Decreto 1644/2008, de 10 de octubre, por el que se establecen las normas para la comercialización y puesta en servicio de las máquinas, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas: UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales, UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento, y según la IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

5.6 SEGURIDAD INDUSTRIAL.

- Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regula las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 159/1995, de 3 de febrero, por el que se modifica el Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regula las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborables.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo y todas las actualizaciones que le afectan.

- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 780/1998, de 30 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico y todas las actualizaciones que le afectan.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 20/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.
- Real Decreto 1201/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Ley 32/2006 reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 2/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la construcción y todas las actualizaciones que le afectan.

- Real Decreto 330/2009, de 13 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1201/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 327/2009, de 13 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.

6 ELECCIÓN Y SITUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El presente proyecto se elabora para la construcción de la Instalación Solar Fotovoltaica "GUADARRAMA" de 103,995 MWp y 95,000 MWn en el que los criterios seguidos para la elección del emplazamiento han sido:

- Condiciones de las instalaciones.
- Accesibilidad a las instalaciones de la Instalación Solar Fotovoltaica.
- Adecuadas posibilidades de evacuación de la energía generada.
- Ámbito de afección y ordenación urbanística de las áreas afectadas y determinación de usos existentes.
- Relación con otras infraestructuras eléctricas existentes y/o proyectadas, para evitar posibles impactos sinérgicos y acumulativos.
- Criterios y condiciones técnicas y ambientales para las distintas fases de los propios proyectos.
- Criterios y condiciones técnicas y ambientales para la Restauración Ambiental y Paisajística.

6.1 SITUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La instalación fotovoltaica "GUADARRAMA" se localiza en el término municipal de Moraleja de Enmedio (Madrid). En la siguiente tabla se muestra el nº de referencia catastral de cada parcela y polígono de la planta fotovoltaica. Se adjunta plano donde se aprecia la ubicación de la parcela donde se prevé llevar a cabo la instalación.



Término municipal	Polígono	Parcela	Referencia catastral	Superficie parcela (m2)	Afección planta (m2)
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	87	28089A01200087	18019,45	14661,65
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	85	28089A01200085	113862,89	97526,54
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	348	28089A01200348	6499,64	6499,64
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	81	28089A01200081	28447,42	3521,06
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	9001	28089A01209001	1231,86	914,85
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	128	28089A01200128	9748,6	9748,60
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	124	28089A01200124	2484,25	2484,25
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	123	28089A0120123	8397,27	5361,97
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	352	28089A0120352	72642,96	69513,71
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	92	28089A01200092	12025,8	12025,8
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	95	28089A01200095	49013,8	49013,8
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	55	28089A01200055	115536,74	85042,64
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	349	28089A01200349	4386,67	3584,03
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	65	28089A01200065	7868,81	2913,23
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	64	28089A01200064	3084,9	662,1
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	96	28089A01200096	13582,1	13582,1
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	140	28089A01200140	4186,71	4186,71
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	141	28089A01200141	3423,98	3423,98
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	142	28089A01200142	5782,82	5782,82
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	117	28089A01200117	12591,55	11889,21
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	97	28089A01200097	10311,45	10311,45
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	99	28089A01200099	15032,97	15032,97
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	100	28089A01200100	11192,05	11192,05
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	115	28089A01200115	4412,03	4412,03
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	98	28089A01200098	162129,76	151002,18
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	54	28089A01200054	3499,6	7,92
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	48	28089A01200048	3381,38	2572,1
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	40	28089A01200040	2153,02	2085,61
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	43	28089A01200043	2408,78	2266,1
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	39	28089A01200039	4511,95	4252,95
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	35	28089A01200035	4486,87	4486,87
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	36	28089A01200036	6373,87	5750,73
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	9019	28089A01209019	1154,71	933,48
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	32	28089A01200032	1327,33	1327,33
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	31	28089A01200031	2988,39	2450,2
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	28	28089A01200028	996,98	283,99
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	351	28089A01200351	9476,74	8613,42
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	347	28089A01200347	23662,54	23220,71

Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	25	28089A01200025	20996,19	20650,50
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	26	28089A01200026	8046,49	6880,70
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	05	28089A01200005	16910,76	3400,83
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	08	28089A01200008	17126,62	16412,30
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	07	28089A01200007	7808,4	6817,85
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	09	28089A01200009	11050,12	10794,90
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	10	28089A01200010	8779,73	8590,48
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	11	28089A01200011	5987,04	5867,67
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	12	28089A01200012	170128,68	169035,64
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	108	28089A01200108	4206,11	4206,11
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	20	28089A01200020	4049,89	3876,30
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	18	28089A01200018	4109,59	3916,42
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	16	28089A01200016	1466,21	1362,12
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	15	28089A01200015	5171,07	4904,45
Moraleja de Enmedio (Madrid)	12	13	28089A01200013	34293,13	30693,47
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	9026	28089A00109026	5601,95	Viales/Zanjas*
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	14	28089A00100014	6196,24	4262,36
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	15	28089A00100015	12840,33	11843,81
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	293	28089A00100293	16175,68	14777,74
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	30	28089A00100030	29181,13	27732,12
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	32	28089A00100032	17549,98	2904,48
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	29	28089A00100029	40623,36	27541,39
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	28	28089A00100028	17881,82	16326,25
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	27	28089A00100027	13507,85	10314,17
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	26	28089A00100026	14304,44	9152,34
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	9006	28089A00109006	6452,86	979,17
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	16	28089A00100016	39015,29	33121,97
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	25	28089A00100025	29353,03	22570,57
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	19	28089A00100019	50570,04	39658,11
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	21	28089A00100021	11611,47	443,35
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	9027	28089A00109027	1630,8	Viales/Zanjas*
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	20174	28089A00120174	25519,9	19789,90
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	176	28089A00100176	8680,13	6068,15
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	10174	28089A00110174	6121,02	3522,22
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	10177	28089A00110177	6232,85	2229,42
Moraleja de Enmedio (Madrid)	01	10178	28089A00110178	7062,47	114,20

*Viales/Zanjas: En dichas referencias catastrales no se implantan seguidores solares y por tanto no están dentro de una superficie vallada. La ocupación de viales y zanjas en dichas parcelas aparece en las tablas de RBDA incluidas en los anexos de este proyecto.

La elección de este emplazamiento se justifica por la alta radiación solar existente, el posible reaprovechamiento de los terrenos y sus características geomorfológicas, así como la proximidad de una subestación de la compañía distribuidora.

La instalación ocupará una extensión aproximada de 120,33 ha, Las coordenadas características del proyecto se muestran en la siguiente tabla:

Coordenadas UTM ETRS89 Huso 30	
x	y
425571,997	4460068,789

Los contenedores con los centros de transformación e inversores se ubicarán a lo largo de los viales de la instalación solar, y se conectarán mediante la red de MT subterránea que discurrirá por las cunetas de dichos viales.

6.2 ACCESOS A LAS INSTALACIONES DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

El emplazamiento permite un fácil acceso rodado a la ubicación de las instalaciones de la Instalación Solar Fotovoltaica siendo el acceso planteado el siguiente:

- Acceso principal: A través de la Avenida de la Vía Láctea de la ciudad de Móstoles, continuar unos 2,9 km hasta la calle Alcalá de Henares y a la derecha se encuentra la planta fotovoltaica.
- Acceso 2: A través de la Avenida de la Vía Láctea de la ciudad de Móstoles, continuar unos 2,9 km hasta la calle Alcalá de Henares y a la izquierda se encuentra la planta fotovoltaica.
- Acceso 3: A través del interior de la planta FV haciendo uso del acceso principal y los caminos internos de la planta FV.
- Acceso a la SET: A través del interior de la planta FV haciendo uso del acceso principal y los caminos internos de la planta FV.

Para poder ubicar correctamente cada uno de los accesos mencionados anteriormente, consultar el plano nº12 Acceso a planta.

6.3 ADECUACIÓN URBANÍSTICA

El emplazamiento de la Instalación Fotovoltaica "GUADARRAMA" estará localizado en el término municipal de Moraleja de Enmedio (Madrid).

La revisión del planeamiento urbanístico vigente del término municipal de Moraleja de Enmedio (Madrid), clasifica el suelo afectado por la Instalación Solar Fotovoltaica como Suelo No Urbanizable. Según esta normativa la Instalación Solar Fotovoltaica proyectado se asentará sobre Suelo No Urbanizable. En definitiva, teniendo en cuenta las características de las Instalaciones Fotovoltaicas, se podría considerar viable su instalación en este tipo de suelo siguiendo el procedimiento establecido para ello.

El área de afección de la Instalación Solar Fotovoltaica "GUADARRAMA", que será el área en la que se desarrollen las obras de ejecución de la Instalación Solar Fotovoltaica, será la definida por el área de las parcelas que se indican en los planos adjuntos, también puede apreciarse esta área de afección en el anexo de planos que se adjunta.

7 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN SOLAR DE LA FV

El conjunto de generadores fotovoltaicos consta de módulos fotovoltaicos conectados en serie y asociaciones paralelas. Esta configuración está definida por las características técnicas del módulo y el inversor, los requisitos del sistema de potencia y las condiciones meteorológicas de la ubicación específica.

La metodología utilizada para definir la configuración eléctrica consiste en dimensionar los strings de módulos, los cuadros de agrupación eléctricos, el cableado y los inversores para encontrar una configuración eléctrica que satisfaga el objetivo de ratio DC/AC. Los criterios de diseño considerados fueron:

- Alcanzar la tensión máxima en DC posible, respetando la tensión máxima nominal de los módulos fotovoltaicos y del inversor. Esto se hace para minimizar las pérdidas de transmisión de energía de DC.
- Sobredimensionamiento del generador fotovoltaico (lado de DC) con respecto a la potencia nominal del sistema de AC, para maximizar el rendimiento energético.

Las principales características de la configuración eléctrica se muestran en la Tabla siguiente:

Características de la configuración eléctrica		
Capacidad de acceso a Red	MWac	95,00
Potencia máxima de la planta	MWdc	103,995
Ratio DC/AC		1,094
Módulos por strings		28
Número de inversores por centro de transformación		1 o 2

Algunos de los parámetros considerados para las obras civiles requeridas para construir la instalación fotovoltaica se muestran a continuación:

Obras civiles	
Distancia entre filas	9,5 m
Separación entre seguidores consecutivos	3 / 0,5 m
Ancho mínimo del vial interior	4 m

El layout general se ha diseñado con objeto de minimizar el impacto ambiental y maximizar la integración paisajística con el entorno y la rehabilitación ya llevada a cabo en la parcela.

7.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN SOLAR

La FV GUADARRAMA reúne las siguientes características principales:

- Potencia nominal: 95,000 MW.
- Potencia pico: 103,995 MWp.
- Módulos fotovoltaicos: 182.448 módulos fotovoltaicos LR5-72HND-570M monocristalinos bifacial o similar de 570 Wp.
- Inversores: 26 Inversores PV 4700 UEP o similar de 4.183 kVA de potencia nominal.
- Centros de Transformación: 10 CTs con un transformador 0.69/30.0kV de 8.786 kVA y 4490 kVA.

La distribución detallada del generador fotovoltaico se indica a continuación:

Potencia Unitaria Panel FV	570 W
Número Paneles FV	182.448 Ud.
Potencia Pico FV	103.995.360 W
Capacidad acceso a Red	95.000.000 W

Inversores PV 4700 UEP (CT tipo 1)

Numero Paneles Serie (String)	28 Ud.
Nº de Strings por caja String Box	15 Ud.
Máximo número de entradas por inversor	24 Ud.
Strings fotovoltaicas totales	5.019 Ud.
Potencia Nominal del Inversor	4.183.000 W
Número de inversores por CT	2
Número de CT (Tipo 1) totales	10

Inversores FS3670K (Primario tipo 2)

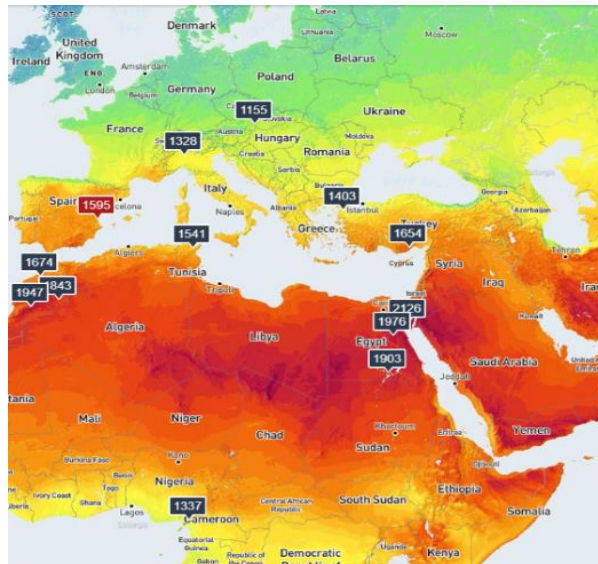
Numero Paneles Serie (String)	28 Ud.
Nº de Strings por caja String Box	15 Ud.
Máximo número de entradas por inversor	24 Ud.
Strings fotovoltaicas totales	1.497 Ud.
Potencia Nominal del Inversor	4.183.000 W
Número de inversores por CT	1
Número de CT (Tipo 2) totales	6

7.2 RECURSO SOLAR

Para el cálculo del recurso solar se ha utilizado la base de datos de SolarGIS TMY v2.216. Estos datos de radiación solar y variables meteorológicas son un requisito clave para modelar correctamente la producción de energía en plantas fotovoltaicas. Los datos del año meteorológico típico (TMY) se obtienen principalmente de las series históricas multi-anales. Estos datos pueden ser utilizados por diferentes softwares de simulación como pueden ser PVsyst.

Las principales características de la base de datos SolarGIS son:

- Cobertura Global: El extenso archivo histórico de datos de radiación solar está disponible para cualquier ubicación entre las latitudes 60N y 45S.
- Granularidad temporal: Los datos de alta frecuencia (10/15/30 minutos) pueden representar de mejor manera, situaciones climáticas extremas y mejorar la precisión del modelado de energía.
- Menor incertidumbre: Múltiples estudios de validación independientes han identificado a Solargis como la fuente de datos con el modelo de radiación solar más confiable.
- Resolución espacial de 250x250m: Los datos de radiación solar de alta resolución aseguran que sus cálculos de energía sean confiables también en regiones con alta variabilidad espacial del recurso solar, es decir, regiones costeras y montañosas.



SolarGIS puede proporcionar un amplio abanico de datos fundamentales para el correcto diseño del proyecto como pueden ser:

- Irradiación Horizontal (GHI).
- Irradiación directa normal (DNI).
- Irradiación difusa horizontal (DIF).
- Irradiación global inclinada (GTI).
- Temperatura del aire.
- Humedad relativa, precipitaciones, etc.

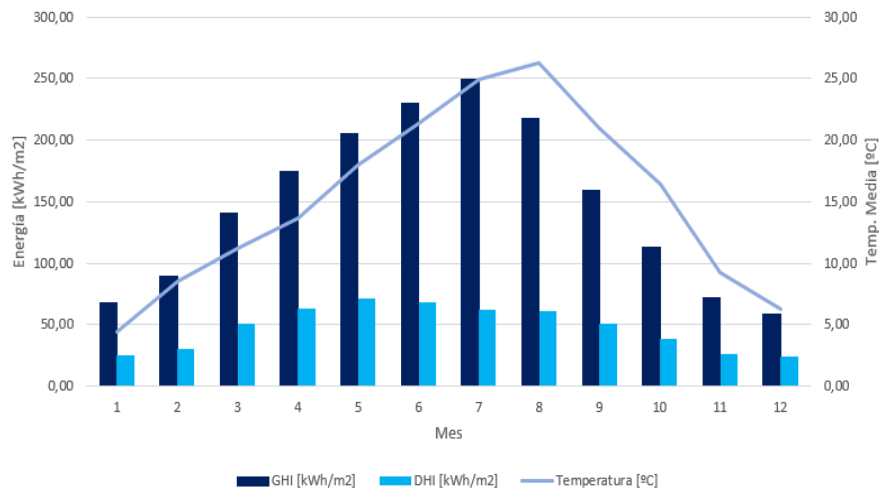
La base de datos SolarGIS ha sido elegida como la opción más fiable debido a su mayor precisión confiabilidad entre las bases de datos disponibles.

7.2.1 Año meteorológico típico (P50)

El Año Meteorológico Típico (TMY – Typical Meteorological Year) es un conjunto de valores representativos de cualquier parámetro meteorológico dado, para una ubicación determinada. Se da en resolución horaria y se deriva de datos meteorológicos a largo plazo.

Se muestra a continuación la tabla TMY de irradiancia mensual y temperatura, así como su representación gráfica:

Mes	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Temperatura [°C]
1	67,50	25,80	4,48
2	89,20	30,57	8,53
3	140,80	50,81	11,16
4	174,50	63,56	13,64
5	205,00	71,31	17,97
6	230,40	68,34	21,38
7	248,90	62,19	24,95
8	217,90	61,61	26,28
9	159,00	50,58	20,89
10	112,50	38,32	16,42
11	71,70	26,17	9,22
12	58,70	23,92	6,27
Año	1776.1	573.18	15.10



7.2.2 Metodología de Cálculo

La metodología utilizada para calcular el rendimiento energético requiere las siguientes entradas:

- El año meteorológico típico.
- Los parámetros del equipamiento eléctrico a utilizar.
- La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica.
- Parámetros de simulación tales como pérdidas o ajustes de cálculo.

Con estas entradas, los siguientes pasos se realizan de forma secuencial para calcular el valor final del rendimiento energético:

- La transposición de los componentes de radiación al plano inclinado.
- Usar una librería para calcular la posición del sol.
- El algoritmo de seguimiento solar utilizado en rastreadores de un solo eje (backtracking).
- Cálculo de los efectos de las sombras en la irradiancia recibida por un plano inclinado.
- Generación eléctrica de un módulo fotovoltaico, y sus pérdidas asociadas.
- Estimación del efecto del sombreado parcial en cadenas de módulos.
- Rendimiento de un inversor y ventana de operación.
- Pérdidas eléctricas en una planta fotovoltaica.

7.2.3 Pérdidas

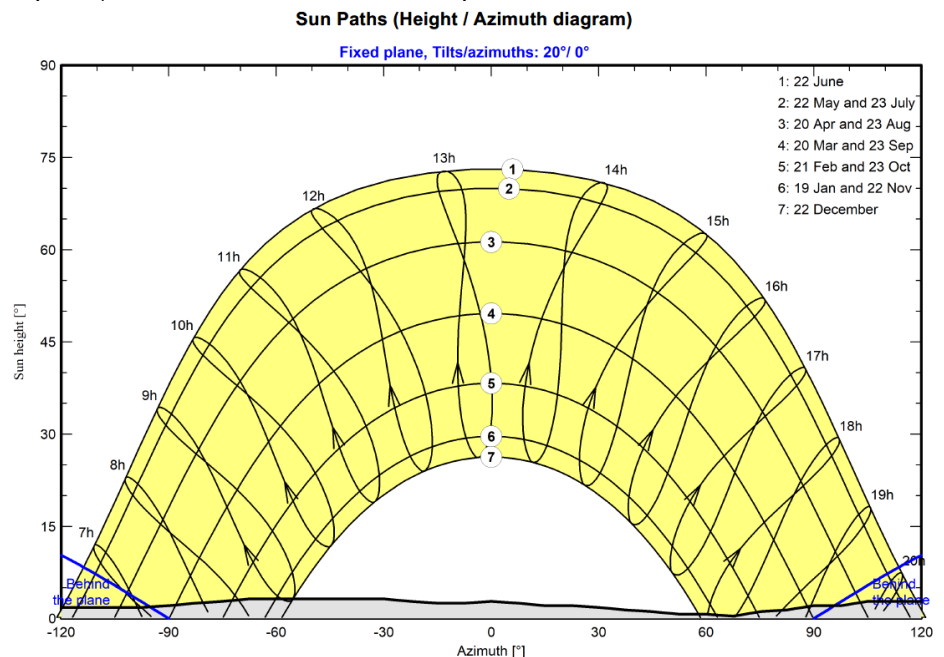
1. Transposición de la GHI al plano inclinado

La irradiancia que alcanza el plano inclinado se calcula por transposición, a partir de la radiación global horizontal. Debido al ángulo de inclinación de los módulos, la transposición resulta en una ganancia respecto a la radiación que recibiría un plano horizontal. Esta ganancia va a ser mayor si la estructura de montaje es un seguidor a un eje.

La transposición de la GHI al plano inclinado resultó en una ganancia de 29,2%

2. Pérdidas por sombreado lejano

La radiación solar sobre los módulos cambiará si hay colinas o montañas en el horizonte que bloquean la radiación del sol durante algunos períodos del día. Para considerar estas sombras como parte del horizonte lejano, la distancia sombra generada por el obstáculo debe ser más de diez veces mayor que el tamaño de la instalación fotovoltaica. Estas pérdidas representan el porcentaje de la energía perdida en términos de potencia fotovoltaica contra un horizonte plano, se muestra a continuación el perfil de horizonte considerado.



Teniendo en cuenta este perfil de horizonte, las pérdidas se han estimado en un -0,52%

3. Pérdidas por sombreado cercano

En momentos del día en los cuales la elevación solar es baja, se pueden producir sombras entre filas de módulos fotovoltaicos. Estas sombras causan una reducción en la radiación percibida por los módulos sombreados.

El resultado del cálculo de las pérdidas anuales debidas a sombras cercanas es del -1,63%. Esta pérdida es debida a la reducción de radiación directa y difusa recibida por los módulos, al aparecer sombras proyectadas por las filas de estructuras fijas.

4. Módulo FV – Pérdida por suciedad y polvo

La deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos causa la disminución de potencia del generador fotovoltaico. Para el mismo grado de suciedad, el impacto energético de este fenómeno es mayor para los rayos incidentes oblicuamente que para los que inciden perpendicularmente.

Las pérdidas debidas a la suciedad en un día específico podrían bajar a 0% después de la lluvia o de un proceso de limpieza. Sin embargo, las pérdidas pueden llegar al 8% si los módulos están muy sucios. La acumulación de suciedad está influenciada por diferentes razones como la inclinación de los módulos, la proximidad a carreteras, el tipo de terreno, etc.

Para un aumento de rendimiento, los módulos pueden limpiarse con regularidad. Se ha tenido en cuenta que en el funcionamiento de la Instalación FV se limpia regularmente para limitar estas pérdidas al -1,70%.

5. Pérdidas por ángulo de incidencia (IAM)

Las pérdidas angulares se producen cuando la incidencia de radiación solar en la superficie del módulo tiene un ángulo diferente de 0°. Esta pérdida es distinta a la pérdida por efecto coseno, y se debe a la reflexión de la luz solar en la superficie del cristal del módulo fotovoltaico. Esta pérdida se cuantifica utilizando el coeficiente IAM (Incidence Angle Modifier), cuyo valor depende de las propiedades del cristal con el cual se ha fabricado la cubierta del módulo fotovoltaico.

Las pérdidas por ángulo de incidencia se han estimado en -0,17%.

6. Módulo FV – Degradación anual

Después de la degradación inicial (LID) que ocurre durante la primera vez que los módulos están expuestos a la luz solar, la energía de la célula solar generalmente se mantiene estable.

De lo contrario, otras partes de los módulos y componentes del sistema pueden sufrir degradación. Debido a la corrosión de los elementos conductores, y la lámina EVA, dependiendo de las condiciones ambientales (por ejemplo, períodos de lluvia, ciclos de temperatura, humedad, salinidad).

El valor de la degradación anual fue de -1% para el primer año de operación, y -0,40% para los años posteriores.

7. Módulo FV – Pérdida por nivel de radiación

La pérdida por nivel de radiación se refiere a la menor producción del módulo fotovoltaico respecto a las condiciones STC cuando la radiación es menor a 1000 W/m².

El valor de esta pérdida es de 0,14%.

8. Módulo FV – Pérdidas por temperatura

La producción de células fotovoltaicas se ve afectada negativamente por las altas temperaturas de operación. La pérdida es consecuencia de las características del módulo fotovoltaico. La temperatura de la celda es siempre más alta que la temperatura ambiente.

La pérdida anual debida a la temperatura de la celda del módulo fue de -4,25%.

9. Módulo FV – Pérdidas por calidad del módulo

La potencia nominal de los módulos fotovoltaicos producidos en masa varía de módulo a módulo. Esta dispersión del rendimiento del módulo generalmente se modela como porcentaje de variación respecto a la potencia nominal en condiciones de STC. La dispersión a menudo resulta en una ganancia neta, ya que los fabricantes generalmente buscan tolerancias más estrictas con un sesgo hacia un rendimiento ligeramente más alto que el nominal.

La ganancia debida a la dispersión de la calidad del módulo fue de 0,50%.

10. Módulo FV – Degradación inducida por la luz (LID)

La degradación inducida por la luz se produce durante las primeras horas de exposición del módulo fotovoltaico a la luz solar. Después de estas horas iniciales, la degradación se establece y es constante durante la vida útil restante del módulo. Este efecto generalmente no se refleja en la hoja de datos del módulo.

El valor de la pérdida por la degradación inducida por la luz fue -0,50%.

11. Campo solar – Mismatch

Las pérdidas por mismatch se asocian con el hecho de que las células y / o módulos que forman el generador fotovoltaico no son idénticos, y sus parámetros eléctricos varían, por lo que no todos ellos pueden trabajar simultáneamente en el punto de máxima potencia. Además, un dimensionamiento de cables heterogéneo puede conducir a diferentes caídas de tensión y pérdidas de desajuste adicionales.

El valor de la pérdida fue constante durante todo el año, -0,5%.

12. Campo solar – Pérdidas por sombreado

La presencia de sombras parciales en el string de módulos fotovoltaicos da lugar a pérdidas por mismatch entre módulos sombreados parcialmente y módulos totalmente iluminados. Estas pérdidas se minimizan aumentando la distancia de filas, o utilizando backtracking cuando la estructura es de tipo seguidor.

Las pérdidas por sombreado en el string son de 0%.

13. Campo solar – Pérdidas de cableado DC

Existe una pérdida debida al efecto Joule en la transmisión eléctrica de la alimentación de DC. Esta pérdida se produce en los cables que conectan los strings de módulos fotovoltaicos a los cuadros de agrupación y los inversores (o directamente a los inversores si la instalación está diseñada utilizando un sistema de bus de DC).

El valor de las pérdidas de transmisión depende de las secciones transversales del cable y las longitudes del cable, que generalmente se calculan especificando un valor para la caída de tensión en condiciones de STC.

El promedio de la pérdida horaria en los cables de DC fue -1,18%.

14. Centro de transformación – Pérdidas en el inversor

La principal pérdida incurrida en el inversor eléctrico es la conversión de DC a AC, generalmente conocida como pérdida de eficiencia. Se pueden producir pérdidas adicionales si el tamaño del campo DC con respecto a la potencia nominal del inversor no es óptimo (pérdidas en la ventana de operación del inversor).

Las pérdidas combinadas en el inversor fueron -1,39% (este valor incluye la pérdida de eficiencia, las pérdidas de la ventana de operación y la pérdida de consumo auxiliar).

El factor de potencia (coseno de phi) en la salida del inversor es 0,957.

15. Centro de transformación – Pérdidas en el cable AC del inversor al transformador.

Las pérdidas incurridas en los cables de AC debido al efecto Joule dependen de las secciones transversales y longitudes de los cables. Por lo general, la pérdida se especifica como un porcentaje de caída de tensión en condiciones STC. Debido a la corta longitud de los cables que conectan el inversor al transformador, esta pérdida suele ser baja.

Las pérdidas del cable de AC en los cables que conectan los inversores a los transformadores fueron de 0,04%.

16. Centro de transformación – Pérdida en el transformador del centro de transformación.

Las pérdidas del transformador de potencia son dobles: un valor de pérdida constante, conocido como pérdida de hierro o núcleo, y una pérdida dependiente de la potencia convertida, conocida como pérdida de cobre o bobina. Aunque estas pérdidas suelen ser muy bajas, ya que el transformador tiene una eficiencia muy alta, deben considerarse.

Las pérdidas que resultan de las componentes del hierro y del cobre tienen un valor de -0,05% y -0,70% respectivamente.

La pérdida promedio anual en los transformadores de la central eléctrica fue de -0,65%.

17. Pérdidas en la red de media tensión (cables MT)

Las pérdidas incurridas en la red de MT debido al efecto Joule dependen de las secciones transversales y longitudes del cable. Por lo general, la pérdida se especifica como un porcentaje de caída de tensión en condiciones STC.

La red de media tensión consiste en una serie de líneas que conectan los centros de transformación a las celdas de la subestación. La energía perdida en la red fue de -0,15%.

18. Consumo auxiliar de la instalación fotovoltaica

La instalación fotovoltaica consumirá parte de la energía que genera para alimentar sus propios sistemas, como los dispositivos de seguridad, equipos de limpieza o iluminación nocturna. Estos consumos también pueden estar presentes durante la noche.

Los consumos auxiliares de la instalación fotovoltaica provocaron una pérdida de 96kW .

19. Transformador de la subestación

El transformador de potencia de la subestación eleva la tensión de salida de AC de la planta para que coincida con la tensión de la red.

Las pérdidas que resultan de las componentes del hierro y del cobre tienen un valor de -0,01% y -0,35% respectivamente.

La pérdida del transformador de la subestación fue de -0,32%.

20. Línea de AT a la red

La pérdida incurrida en la línea de AC que conecta la instalación fotovoltaica a la red se debe al efecto Joule y depende de las secciones transversales y la longitud de los cables. Por lo general, la pérdida se especifica como un porcentaje de caída de tensión en condiciones STC.

La pérdida de línea de alta tensión de AC fue de -0,15%.

21. Disponibilidad de la instalación

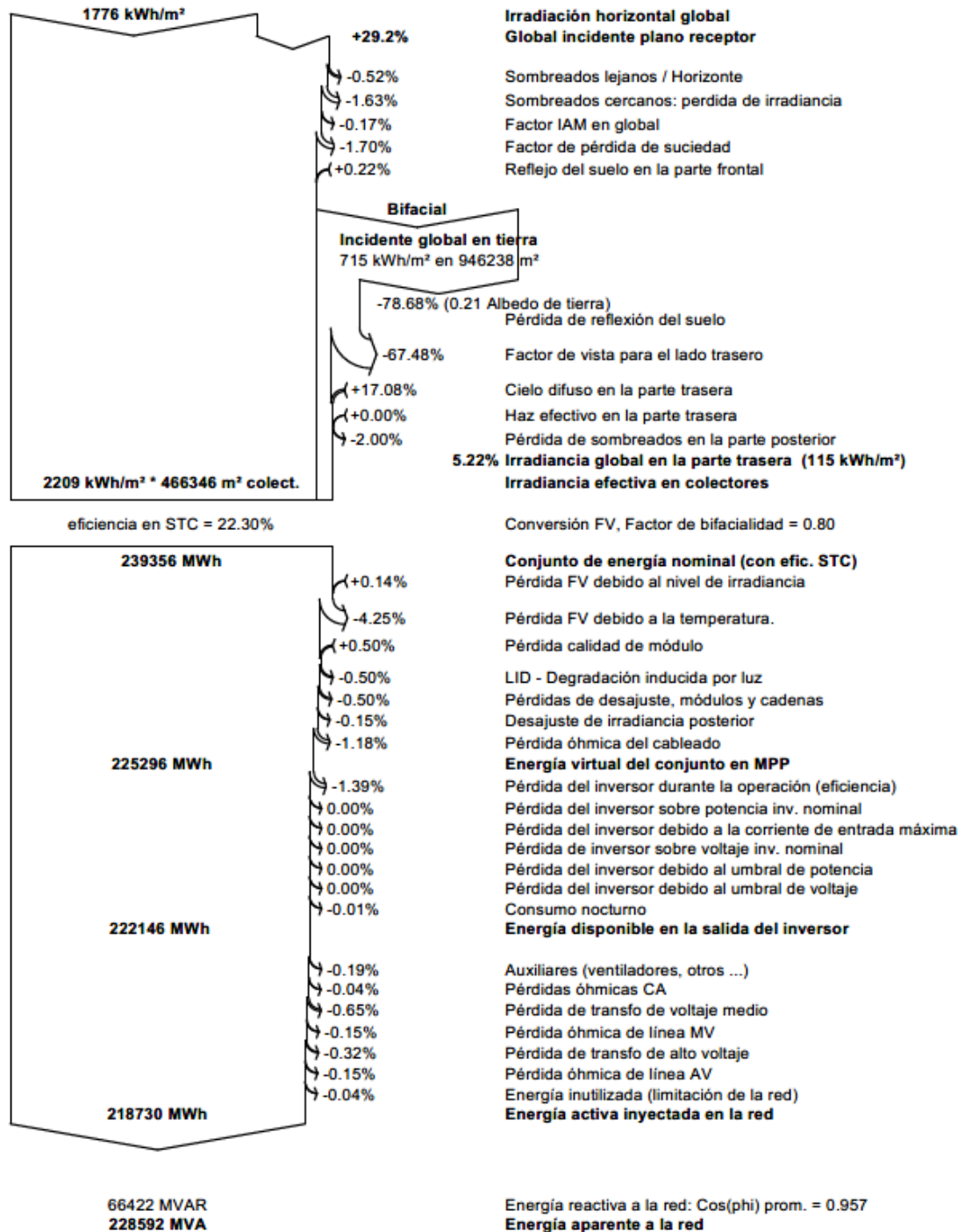
La indisponibilidad de la instalación fotovoltaica se estimó en 0,00% .La indisponibilidad se produce debido a las operaciones de mantenimiento programadas, lo que puede requerir que la instalación no sea productiva y las paradas no programadas debido a circunstancias imprevistas.

El valor de la pérdida depende de la ubicación de la instalación.

7.2.4 Resultados de rendimiento energético.

1. Rendimiento y pérdidas de energía del primer año (P50)

En la siguiente tabla se muestran los rendimientos y las pérdidas se para el primer año de operación



2. Producción a 25 años (P50)

La producción de la instalación fotovoltaica se ha calculado para un período de 25 años. En la siguiente tabla se muestran la producción específica y el performance ratio para cada año.

Año	Producción [GWh]	Producción específica [kWh/kWp]	Performance ratio [%]
1	218,37	2099,845	91,48%
2	217,52	2091,815	91,12%
3	216,58	2082,69	90,73%
4	215,55	2072,835	90,30%
5	214,42	2061,885	89,82%
6	213,11	2049,11	89,27%
7	211,64	2035,24	88,66%
8	210,14	2020,64	88,03%
9	208,67	2006,405	87,41%
10	207,26	1992,9	86,82%
11	206,11	1981,95	86,34%
12	205,21	1973,19	85,96%
13	204,39	1965,525	85,62%
14	203,63	1958,225	85,30%
15	202,90	1950,925	85,00%
16	202,22	1944,72	84,71%
17	201,57	1938,15	84,44%
18	200,81	1930,85	84,12%
19	199,90	1922,09	83,74%
20	198,78	1911,505	83,27%
21	197,13	1895,445	82,58%
22	194,97	1874,64	81,68%
23	192,64	1852,375	80,70%
24	190,20	1829,015	79,68%
25	187,74	1805,29	78,65%
Total	5121,46	49247,26	85,82%

7.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Todos los módulos fotovoltaicos están diseñados y fabricados según la norma IEC 61215 y seguridad eléctrica clase II.

El módulo fotovoltaico seleccionado es el modelo LR5-72HND-570M, fabricado por Longi Solar. Tiene una potencia máxima de 570.0 W y la tecnología de las células es Si-mono. Las características del módulo fotovoltaico elegido se muestran a continuación:

Características del módulo fotovoltaico	
Características Principales	
Modelo	LR5-72HND-570M
Fabricante	Longi Solar
Tecnología	Si-mono
Tipo de módulo	Bifacial
Máxima tensión	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potencia máxima	570.0 W
Eficiencia	23.98 %
Tensión MPP	43.85 V
Corriente MPP	13.00 A
Tensión a circuito abierto	51.60 V
Corriente de cortocircuito	13.81 A
Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de potencia	-0.310 %/°C
Coeficiente de tensión	-0.250 %/°C
Coeficiente de corriente	+0.046 %/°C
Características mecánicas	
Largo	2256 mm
Ancho	1133 mm
Grosor	35 mm
Coeficiente de degradación	
Primer año	<1%
Años 2-30	-0.40%

7.4 ESTRUCTURAS DE SOPORTACIÓN DE MÓDULOS

La estructura soporte tiene las funciones principales de servir de soporte y fijación de los módulos fotovoltaicos, así como proporcionarles una inclinación y orientación adecuadas, para obtener un máximo aprovechamiento de la energía solar incidente.

Se optará por un tipo de estructura seguidor a un eje apto para módulos bifaciales y monofaciales, con perforación o hincado al terreno sin hacer uso de zapatas de hormigón. Esto es debido a la irregularidad del terreno y la posibilidad de adaptación al mismo.

En el diseño de la estructura también se buscará la facilidad de montaje y desmontaje de los paneles y se tendrá en cuenta la realización de labores de mantenimiento y/o sustitución de estos.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura capaz de resistir su propio peso y cualquier sollicitación exterior de tipo climática.

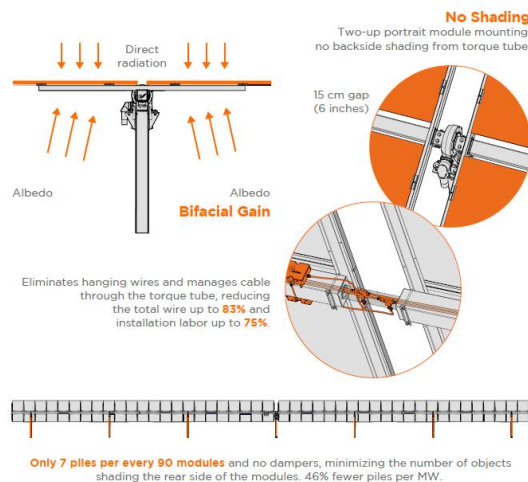
La Instalación Fotovoltaica se ha diseñado de tal forma que se minimicen las sombras entre las hileras de módulos, habiéndose tenido en cuenta la altura de las estructuras, la inclinación del terreno, las instalaciones circundantes a la instalación, el recinto de centros de transformación, etc. Basándose en cálculos de estudio de sombras para este emplazamiento y tipo de estructura en concreto se determina que la separación óptima en dirección Norte-Sur entre las hileras de módulos.

La estructura estará formada por los siguientes elementos:

- Estructura de montaje formada por diferentes tipos de perfiles metálicos.
- Elementos para el anclaje de la estructura al suelo.
- Elementos de sujeción y tornillos para montar el ensamblado de los elementos de la estructura y el montaje de los módulos a la misma.
- Elementos estructurales de refuerzo.

Los seguidores de un eje están diseñados para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el plano del panel fotovoltaico. El sistema de seguimiento consiste en un dispositivo electrónico capaz de seguir el sol durante el día. Las principales características del sistema de seguimiento se resumen en la siguiente tabla.

Características del seguidor de un eje	
Modelo	SF7 Bi-facial
Fabricante	Soltec
Tecnología	Single-row
Configuración	2V
Ángulos límite de seguimiento	+60 / -60 °
Número de módulos por fila	84 y 56 (máximo 90 módulos)
Distancia entre filas	9.5 m



7.5 CAJAS DE STRING o CAJAS DC.

Las cajas DC son unos cuadros de agrupación de strings donde se agrupa la energía generada por el campo DC, conectan las mesas en paralelo al inversor y proporcionan protección eléctrica al campo fotovoltaico. Para hacer coincidir el número de entradas de los inversores, varias mesas paralelas se concentrarán para funcionar como un solo circuito. Los cuadros de conexiones deben instalarse con un fusible por string para proteger cada conjunto. Se instalarán descargadores de DC de sobretensión y un interruptor de DC se ubicará en la línea de salida. Además, se puede instalar un sistema de comunicación para controlar la corriente y la tensión del string.

Los cuadros de strings se instalarán en una posición sombreada y serán fácilmente accesibles para facilitar los trabajos de mantenimiento. Se colocarán detrás de los módulos fotovoltaicos y, si es posible, utilizando los polos de estructura existentes, para que permanezcan a la sombra y para evitar daños causados por el agua de lluvia u otros fenómenos meteorológicos.

Las principales características de la caja de string se muestran a continuación:

Características de las cajas de string	
Máxima tensión admisible	1500 V
Número de entradas de strings	15
Máxima corriente del fusible	25 A
Corriente del interruptor	200 A
Protección de sobrecarga	Sí

7.6 CABLEADO DE LA INSTALACIÓN

Tanto el cableado de BT y DC, como el cableado de MT y AC se han normalizado para generar economías de escala utilizándose las siguientes secciones:

Sección [mm ²]	Material conductor	Material Aislante	Tipo de instalación
De Strings a Caja String			
4 mm ²	Cu	XLPE	Sujeto a estructuras
De caja de String a Inversor			
400 mm ²	Al	XLPE	Enterrado en zanjas
De caja de CT a SE			
300 y 630 mm ²	Al	XLPE	Enterrado en zanjas

A continuación, se totalizan los cables unipolares para las distintas secciones:

Sección [mm2]	Longitudes	
De Strings a Caja String		
4 mm2	m	314731
De caja de String a Inversor		
400 mm2	m	167280
De caja de CT a SE		
300 y 630 mm2	m	32814

7.6.1 Instalación del cableado

- Instalación superficial

Según lo indicado en ITC-BT-19, para los cables DC de los strings a la caja de string se dispondrá una instalación tipo "B".

- Líneas enterradas en canalización entubada

Según lo indicado en ITC-BT-07 las canalizaciones de los cables DC del Inversor String al centro de transformación tendrán el trazado lo más rectilíneo posible y a poder ser paralelo a referencias fijas. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos, fijados por los fabricantes, a respetar en los cambios de dirección.

En los puntos donde sea imprescindible y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrá de arquetas con tapa, registrables o no.

- Líneas enterradas bajo tubo

Se instalarán cables bajo tubo en todos aquellos cruces con los viales internos de la planta y en las entradas a los diferentes centros de transformación que pertenecen a la planta.

7.6.2 Canalizaciones

Las zanjas para las canalizaciones entubadas cumplirán lo establecido en la ITC-BT-07 que indica que la profundidad, hasta la parte inferior del cable, no será menos de 0,6 m en acera, ni de 0,8 m en calzada.

Se debe seguir las siguientes instrucciones para un adecuado modo de instalación:

- El lecho de la zanja que recibe el cable será liso y estará libre de aristas vivas, cantos y piedras, etc. En el mismo se dispondrá de una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,05 m, sobre la que se colocará el cable. Por encima del cable irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja, la cuál será suficiente para mantener 0,05 m entre los cables y las paredes laterales.
- Por encima de la arena los cables deberán tener una protección mecánica. Se colocará una cinta de señalización que advierta la presencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m y a la parte superior del cable de 0,25 m.

- Se admitirá también la colocación de placas con la doble misión de protección mecánica y de señalización.

7.6.3 Sistema de puesta a tierra

La red de tierras está compuesta por un conductor de cobre de 35 mm² de sección enterrado a 0,5 m de profundidad (tal como especifica la ITC-BT-18) y que pasa por todos los cuadros de strings o de protección existentes en la instalación y que se unirá con la de herrajes propia de cada centro de transformación, manteniendo una distancia mínima de separación con la de servicios.

Por otro lado, cada cuadro de protección posee su toma de tierra consistente en un conductor de cobre conectado al borne de tierra en un extremo y enlazado al conductor anterior en el otro extremo donde conecta con una pica de 1 m de longitud.

Tal como indica la ITC-BT-18, cuando se utilicen dispositivos de protección contra sobrecorrientes para la protección contra el choque eléctrico, será preceptiva la incorporación del conductor de protección en la misma canalización que los conductores activos o en su proximidad.

Al borne de tierra de cada cuadro de protección conectan los conductores de protección de las líneas de baja tensión.

De esta manera se establece una equipotencialidad de las masas y elementos que componen la instalación.

7.7 INVERSOR CENTRAL

El inversor central convierte la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, a dicho elemento llegan los string previamente agrupados en las cajas DC. Está compuesto por los siguientes elementos:

- Una o varias etapas de conversión de energía de DC a AC, cada una equipada con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). El MPPT variará la tensión del campo DC para maximizar la producción en función de las condiciones de operación.
- Componentes de protección contra altas temperaturas de trabajo, sobre o baja tensión, sobre o subfrecuencias, corriente de funcionamiento mínima, falla de red del transformador, protección anti-isla, comportamiento contra huecos de tensión, etc. Además de las protecciones para la seguridad del personal de plantilla.
- Un sistema de monitorización, que tiene la función de transmitir datos relacionados con la operación del inversor al propietario (corriente, tensión, alimentación, etc.) y datos externos de la monitorización de las cadenas en el campo DC (si hay un sistema de monitorización de strings).

Se muestra la envolvente de los inversores utilizados:



Las principales características de los inversores seleccionados se muestran a continuación:

Características del inversor Primario	
Características principales	
Modelo	PV 4700 UEP
Tipo	Central
Fabricante	Gamesa Electric
Máxima eficiencia de conversión de DC a AC	99.34 %
Entrada (DC)	
Rango búsqueda MPPT	955 – 1300 V
Tensión máxima de entrada	1500 V
Salida (AC)	
Potencia nominal a 40°C	4183.0 kVA
Tensión de Salida	690 V
Frecuencia de salida	50 Hz

Otras características:

- Seguimiento del punto de máxima potencia.
- Muy baja distorsión armónica.
- Factor de potencia seleccionable.
- Conexión directa a red. Posibilidad de conexión en paralelo sin limitación.
- Protecciones eléctricas integradas.
- Vigilancia anti-isla con desconexión automática.
- Posibilidad de desconexión manual de la red.
- Fácil instalación y parametrización. Grado de protección IP 55.
- Protección contra polarizaciones inversas, sobretensiones, cortocircuitos y fallo de aislamiento.

- Certificado CE. Directiva EMC y baja tensión.
- Vida útil de más de 30 años. Libre de mantenimiento.

El dimensionado de las series es tal que se respetan los límites establecidos por el inversor en función de la tensión de los módulos corregidos con las temperaturas.

Protecciones incorporadas en el inversor

Interruptor automático de la interconexión; formado por un contactor, es el que conectará ó desconectará los inversores de la red de distribución en caso de pérdida de tensión ó frecuencia de la red. Esta protección está incorporada en el inversor.

Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia; formado por el relé de frecuencia que estará calibrado entre los valores 51 y 49 Hz y deberá de actuar cuando la frecuencia sea superior ó inferior durante más de 5 periodos. Esta protección está incorporada en el inversor.

Protección para la interconexión de máxima y mínima tensión; formado por el relé de tensión que estará calibrado entre los valores 1,1 y 0,85 Um y el tiempo de actuación debe de producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos. Esta protección está incorporada en el inversor.

La protección de derivación a tierra tanto del positivo como del negativo está incluida en el inversor. El inversor dispone de relé de bloqueo de protecciones. Este relé es activado por las protecciones de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y con posibilidad de rearme automático a los tres minutos de la normalización. Un transformador asegura la separación galvánica entre el lado de corriente continua y la red, en el interior del inversor.

8 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE LA FV

El centro de transformación se compone de dos elementos básicos: celdas y transformador. El CT se monta sobre una bancada solidaria al transformador. La tensión de la energía recolectada del campo solar se incrementa a un nivel más alto con el propósito de facilitar la evacuación de la energía generada:

El centro de transformación predeterminado para un inversor utilizado en este proyecto es el que se muestra en la figura y tabla siguiente:

