

GUÍA PARA EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LAS EXPLOTACIONES MINERAS DE ÁRIDOS Y ARCILLAS



GUÍA PARA EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LAS EXPLOTACIONES MINERAS DE ÁRIDOS Y ARCILLAS

Edita:

Asociación de Empresas de Áridos de la Comunitat Valenciana (ARIVAL)

Subvencionado: Consellería de Economía Sostenible, Sectores Productivos, Comercio y Trabajo. Dirección General de Industria, Energía y Minas.

Autores:

Enrique Ballesteros Magadán. Director Pavener Servicios Energéticos S.L.U.

Ignacio Giner Sancho. Asociado J&A Garrigues, S.L.P.

Luis Oria Domenech. Ingeniero de Minas.

Paula Piqueras Egido. Oficina Técnica Pavener Servicios Energéticos, S.L.U.

José Segarra García-Argüelles. Socio J&A Garrigues, S.L.P.

Con la colaboración de AVAESEN y la UPV

Diseño y maquetación:

Agua y Sal Comunicación



**GENERALITAT
VALENCIANA**

Conselleria de Economía
Sostenible, Sectores Productivos,
Comercio y Trabajo



“Plan de Acción de ARIVAL para el desarrollo incremental en la Competitividad y el Desarrollo Industrial de las Empresas fabricantes de áridos y arcillas de la C. Valenciana”

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	8
2	TIPOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE	12
2.1.	Instalación de autoconsumo	12
2.2.	Instalación de generación.	12
3	INSTALACIONES DE VENTA A RED CON RESTAURACIÓN DE CANTERA	15
3.1.	Instalaciones fotovoltaicas implantadas en la restauración de explotaciones mineras	15
3.2.	Instalaciones de venta a red con restauración de cantera, explotación arcillas, restauración cantera gravas	19
3.2.1.	Restauración plaza cantera	19
3.3.	Restauración en plaza cantera caliza y taludes de explotación	31
3.3.1.	Instalación solar fotovoltaica	37
4	INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES	44
4.1.	Autoconsumo sin excedentes donde el centro de trabajo tiene conexión a red eléctrica	45
4.1.1.	En terrenos colindantes	45
4.1.2.	En cubierta	53
4.2.	Dimensionamiento de una instalación sin excedentes	60
4.2.1.	Curva de carga de la instalación	60
4.2.2.	Localización de la zona adecuada	62
4.2.3.	Estudio económico	63
4.3.	Autoconsumo sin excedentes con grupo electrógeno	64

ÍNDICE

5	AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES	73
5.1.	¿Qué son los excedentes?	73
5.2.	Dimensionamiento de una instalación con excedentes	82
5.2.1.	Curva de carga de la instalación	82
5.2.2.	Localización de la zona adecuada	83
5.2.3.	Estudio económico	84
6	OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	87
6.1.	Energía solar térmica. Agua corriente sanitaria	87
6.2.	Energía solar térmica. Sistemas de refrigeración solar	92
6.3.	Energía geotérmica de muy baja entalpía	94
7	ASPECTOS JURÍDICOS A TENER EN CUENTA EN LA IMPLANTACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EXPLOTACIONES MINERAS	99
7.1.	Introducción	99
7.2.	Procedimiento de autorización tras la entrada en vigor del decreto-ley 14/2020, de 7 de agosto, del consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.	102
7.3.	Otras consideraciones relevantes del decreto ley 14/2020 en relación con la compatibilidad urbanística para la implantación de instalaciones de generación de energía renovable.	104
7.4.	Consideraciones sobre el alcance de la presente guía	105



ÍNDICE

8 DESARROLLO ESPECÍFICO SOBRE LAS AUTORIZACIONES Y TRÁMITES REGULATORIOS NECESARIOS PARA LA IMPLANTACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA DE VENTA A RED	108
8.1. Acceso y conexión	108
8.1.1. Procedimiento a seguir para obtener el estado de <i>ready-to-build</i> .	109
8.1.2. Actuaciones a seguir para obtener el estado de operación o COD	112
8.2. Procedimiento integrado para la obtención de las autorizaciones necesarias para alcanzar el estado de <i>“ready to build”</i> .	113
8.2.1. Previo: Informe de compatibilidad urbanística	114
8.2.2. Solicitud de AAP y AAC	114
8.2.3. Procedimiento	117
8.2.4. Evaluación ambiental	118
8.2.5. Autorización en suelo no urbanizable	120
8.2.6. Resolución final del procedimiento integrado.	120
8.2.7. Adaptación/modificación del Proyecto de Restauración de la explotación minera.	121
8.3. Autorizaciones necesarias para obtener el estado de COD para la explotación.	123
8.3.1. Autorización de explotación.	123
8.3.2. RAIPEE	123
8.3.3. Licencias municipales necesarias para la construcción y operación.	124
8.4. Otros aspectos relevantes	125
8.4.1. Garantía de desmantelamiento	125
8.4.2. Canon urbanístico municipal.	125
8.4.3. Prohibición de transmisión de autorizaciones	126
8.4.4. Sobredimensionamiento de líneas de evacuación	126
8.4.5. Plazos para completar determinados hitos durante la tramitación administrativa de instalaciones fotovoltaica: especial referencia al RD-l 23/2020	127
8.5. Cronograma de tramitación para la implantación de instalaciones de generación de energía fotovoltaica de venta a red.	129

ÍNDICE

9 DESARROLLO ESPECÍFICO SOBRE LAS AUTORIZACIONES Y TRÁMITES REGULATORIOS NECESARIOS PARA LA IMPLANTACIÓN DE INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO CON Y SIN EXCEDENTES	132
9.1. Acceso y conexión	132
9.1.1. Instalaciones de autoconsumo sin excedentes	132
9.1.2. Instalaciones de autoconsumo con excedentes	132
9.2. Procedimiento integrado para la obtención de las autorizaciones para alcanzar el estado “ready to build”	133
9.2.1. Instalaciones de autoconsumo sin excedentes	133
9.2.2. Instalaciones de autoconsumo con excedentes	133
9.3. Autorizaciones necesarias para obtener el estado de COD para la explotación.	134
9.3.1. Instalaciones de autoconsumo sin excedentes	134
9.3.2. Instalaciones de autoconsumo con excedentes	134
9.4. Licencias municipales necesarias para la construcción y explotación.	135
9.5. Características aplicables a cualquier modalidad de autoconsumo.	135
9.6. Cronograma de tramitación para la implantación de instalaciones de autoconsumo sin excedentes	137
ANEXO I - HIBRIDACIÓN	140
ANEXO II - CONCURSOS DE CAPACIDAD	143
ANEXO III - CAUSAS DE INADMISIÓN Y DENEGACIÓN DE SOLICITUDES DE ACCESO Y CONEXIÓN	148



INTRODUCCIÓN

1 Introducción

En línea con el Acuerdo de París, adoptado en diciembre de 2015 por las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, y ratificado por España en 2017, la Unión Europea ha fijado, entre sus objetivos, alcanzar para el año 2050 la neutralidad climática.

El Pacto Verde Europeo lanzado en diciembre de 2019 presenta una hoja de ruta para alcanzar una economía sostenible en la Unión Europea. En relación con el sistema energético, la Comisión propone aumentar al 40 % el objetivo vinculante relativo al aporte de fuentes de energía renovable en la combinación energética de la Unión. Las propuestas promueven la adopción de objetivos adicionales en lo relativo a los combustibles renovables, como el hidrógeno, en la industria y el transporte. Además, la reducción del consumo es esencial para que disminuyan tan-

to las emisiones como los costes de la energía para los consumidores y la industria. La Comisión propone aumentar los objetivos de eficiencia energética a escala de la UE y hacer que sean obligatorios, a fin de lograr una reducción total de entre el 36 y el 39 % del consumo de energía primaria y final de aquí a 2030.

Alcanzar esas metas supone mantener una adecuada provisión de energía limpia, asequible y segura. Implicará un mayor uso de fuentes renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica marina; la descarbonización del gas; el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento, vía innovación y política industrial, con redes eléctricas inteligentes, baterías o hidrógeno “verde”; y un cambio radical en el mix de energía. Al mismo tiempo, el cumplimiento de esos objetivos exigirá, entre otros, una mayor utilización de suelo por parte de los operadores.

En este contexto, el pasado 20 de abril de 2021, fue aprobada la Ley 7/2021, de cambio climático y transición energética establece en su art. 3.1, apartados b) y c), respectivamente, los objetivos de *“alcanzar en el año 2030 una penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 42 %”* (apartado b), y de *“alcanzar en el año 2030 un sistema eléctrico con, al menos, un 74 % de generación a partir de energías de origen renovables.”* (apartado c).

Con anterioridad a la aprobación de la Ley estatal, en el ámbito autonómico de la Generalitat Valenciana, fue aprobado el Decreto-ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.

En el Decreto se define la Estrategia Valenciana de Cambio Climático y Energía 2030 que marca como uno de los objetivos principales un aumento significativo de la potencia instalada en energía renovable, con un horizonte posible en 2030 de hasta 6.000 MW en centrales fotovoltaicas y 4.000 MW en eólicas, cuando los valores actuales son de 364 MW y 1.255 MW, respectivamente. Eso significa la necesidad de multiplicar por 16 y por 4 la actual producción de energía fotovoltaica y eólica, respectivamente, para poder alcanzar los citados objetivos.

En este sentido, las explotaciones mineras se ofrecen como una excelente oportunidad para la instalación de instalaciones de generación de energía renovable, mediante su implantación los suelos degradados por dichas actividades como parte de la restauración

final de los mismos, y/o como instalaciones de autoconsumo ligadas a la propia explotación minera.

El Decreto-Ley 14/2020 hace referencia expresa a la implantación de este tipo de instalaciones de generación en suelos degradados por explotaciones mineras. Así, establece en su art. 8.2.d) denominado “criterios generales para la localización e implantación de centrales fotovoltaicas” señala que las instalaciones deberán:

“PRIORIZAR su implantación en suelos degradados por explotaciones mineras y vertederos, sin perjuicio del escrito cumplimiento de las obligaciones de restauración y rehabilitación exigidas por la regulación a los titulares y explotadores de tales actividades, así como en suelos de baja capacidad agrícola”.

Por tanto, el legislador autonómico no es que apueste por ello, sino que prioriza este tipo de instalaciones en este tipo de suelos afectados por explotaciones mineras sobre otro tipo de suelos no urbanizables, evitando así la ocupación de suelo no urbanizable protegido o afectado por figuras de protección medioambiental, así como los espacios de elevado valor natural.

Por su parte, el aprovechamiento integral de un yacimiento o autorización minera, se puede afirmar que no finaliza hasta que se lleva a cabo la restauración de los terrenos afectados por la actividad extractiva, es decir, lo que antes era un yacimiento (fuente de suministro de materias primas esenciales para la sociedad y el desarrollo sostenible), con una adecuada planificación, puede convertirse en una fuente de generación de energía



eléctrica, sin emisión de GEI (gases de efecto invernadero). El objetivo de este nuevo concepto de rehabilitación ambiental de terrenos afectados por labores mineras, es devolver a los terrenos el uso previo a su explotación -rehabilitación minera- si bien ese objetivo también pretende prepararlos y adaptarlos para un uso sostenible y beneficioso para su entorno natural y social, en el caso de la presente publicación para la restauración minera mediante la implantación de parques fotovoltaicos. La restauración

de zonas afectadas por actividades extractivas mediante la implantación de una planta solar fotovoltaica (PSF), aporta un doble beneficio, el medioambiental y un claro beneficio sobre las economías locales y globales, fomentando la integración de nuevas actividades económicas en áreas habitualmente afectadas por el desempleo y por la despoblación rural. Las empresas mineras y la Administración, en su creciente tendencia hacia la sostenibilidad y el desarrollo, deben apostar firmemente por la reha-

bitación de zonas mineras mediante la implantación de PSF, que se integren con el entorno, sean sostenibles, producción de bajos impactos ambientales y una alta aceptación social por parte de la comunidad.

Del mismo modo, es posible afectar estos terrenos para instalaciones destinadas al autoconsumo de la explotación minera, bien en suelos colindantes, bien en cubierta, las cuales también se encuentran contempladas en el Decreto Ley 14/2020.



TIPOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

2 Tipos de instalaciones de generación de energía renovable

Con carácter previo a analizar las diferentes posibilidades de implantación de las instalaciones de generación de energía renovable en explotaciones mineras, debemos hacer una sucinta referencia a los distintos tipos de instalación de generación de energía renovable, tal y como se definen en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE).

2.1. Instalación de autoconsumo

Se define por la LSE como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas

a las de consumo y asociadas a las mismas.

Es decir, existe un vínculo jurídico-administrativo entre el consumidor de la energía y la instalación de generación, a diferencia de las instalaciones destinadas a la generación ordinaria de energía, cuyo propósito es generar energía para verterla a la red.

Asimismo, la LSE distingue dos modalidades de autoconsumo:

a. Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución.

b. Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes.

Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

Dichos modelos se han desarrollado reglamentariamente mediante el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica ("RD 244/2019"), incorporando diferente regulación para el caso de que el consumo sea individual o colectivo o en el caso del autoconsumo con excedentes se opte por acogerse al sistema de compensación o no se opte por dicho sistema.

2.2. Instalación de generación

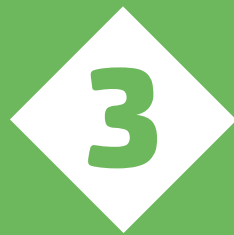
Consiste en aquel régimen mediante el cual una instalación fotovoltaica genera energía para verterla a la red de distribución y transporte, y así obtener ingresos derivados de la venta de la energía en el mercado mayorista de energía (pool eléctrico); o de regímenes retributivos complementarios o alternativos.

También existe la posibilidad de combinar la generación de energía a partir de tecnología solar fotovoltaica junto con otras tecnologías de generación (p.e. eólica), así como junto a sistemas de almacenamiento energético (p.e. baterías de litio).

Dicha combinación recibe la denominación en la normativa aplicable de “hibridación”, que abordamos en el Anexo I de la presente Guía para un mejor orden y estructura de la Guía².

Por las características propias de las explotaciones mineras, el contenido del presente documento asume como premisa la implantación de instalaciones de generación de energía renovable fotovoltaica, y a ello se ciñe el análisis técnico que seguidamente se expondrá.

¹ En el Anexo I se aborda únicamente la potencial situación de hibridación entre una planta fotovoltaica y un sistema de almacenamiento energético, ya que asumimos que la hibridación entre tecnologías fotovoltaica y eólica es un supuesto de hecho mucho más improbable en el caso de las explotaciones mineras.



**INSTALACIONES
DE VENTA A RED CON
RESTAURACIÓN DE
CANTERA**

3 Instalaciones de Venta a Red con Restauración de Cantera

3.1. Instalaciones Fotovoltaicas implantadas en la Restauración de explotaciones mineras

El aprovechamiento integral de una yacimiento o autorización minera, se puede afirmar que no finaliza hasta que se lleva a cabo la restauración de los terrenos afectados por la actividad extractiva, es decir, lo que antes era un yacimiento (fuente de suministro de materias primas esenciales para la sociedad y el desarrollo sostenible) con una adecuada planificación, puede convertirse en una fuente de generación de energía eléctrica, sin emisión de GEI (gases de efecto invernadero).

El objetivo de este nuevo concepto de rehabilitación ambiental de terrenos afectados por labores mineras, es devolver a los terrenos el uso previo a su explotación -rehabilitación minera- si

bien ese objetivo también pretende prepararlos y adaptarlos para un uso sostenible y beneficioso para su entorno natural y social, en el caso de la presente publicación para la restauración minera mediante la implantación de parques fotovoltaicos-. Las empresas mineras y la Administración, en su creciente tendencia hacia la sostenibilidad y el desarrollo, deben apostar firmemente por la rehabilitación de zonas mineras mediante la implantación de PSF, que se integren con el entorno, sean sostenibles, con bajos impactos ambientales y una alta aceptación social por parte de la comunidad.

En aquellas explotaciones mineras activas o en proceso de abandono, sobre las cuales se pretende modificar el Plan de Restauración aprobado, mediante la implantación de una instalación fotovoltaica, conectada o no a la red, ha de implementarse el procedimiento administrativo regulado por el

RD 975/2009 (como bien se describe en el capítulo 7 de la presente publicación), pero han de seguirse unos procesos y pautas ya conocidas, en los trabajos de rehabilitación ambiental de explotaciones mineras.

Ahora bien, estas pautas y parámetros han de adaptarse a las propias particularidades que requieren las instalaciones fotovoltaicas y en concreto, sobre:

- **Disponibilidad** de una superficie de instalación de las placas y su infraestructura de conexión, de forma que haga viable técnica y económicamente el proyecto de instalación de las placas, en todo aquello referente a:
- **Las características resistentes** del terreno para acoger con garantías las estructuras de sustentación de los captadores, de forma que se garantice una adecuada durabilidad en el tiempo, asegurando la inexis-

tencia de inestabilidades, subsidencias, etc., de forma que se garantice la durabilidad coincidente con la vida útil de la instalación.

- **Adecuada orientación** del terreno y bermas de asentamiento. Las instalaciones fotovoltaicas (conectadas a red o no), deben estar orientadas al Sur, debiendo permitir una adecuada facilidad de acceso para tareas de mantenimiento preventivo y correctivo, una vez entren en funcionamiento. La orientación este-sur o la oeste -sur, serán igualmente aptas, pero se quiere destacar, que en nuestra latitud:

- **La orientación este-sur, genera más energía por la mañana.**

- **La orientación oeste-sur genera más energía por la tarde.**

- **Del mismo modo** tanto la plaza de cantera, como en los taludes que podrán albergar en sus bermas la instalación de los captadores, deberán adaptarse geométricamente a las propias exigencias de ausencia pendientes pronunciadas y adecuada integración paisajística del entorno de la explotación y la implantación de las placas solares.

- **Condicionantes ambientales,** derivados de la incidencia sobre el entorno, de las diferentes fases del proyecto de modificación del Proyecto de Restauración. Es decir, a la hora de concebir la restauración de una explotación con un PSF, ha de entenderse que en pocas ocasiones

se podrá ocupar la totalidad de la plaza de cantera o la totalidad de los taludes, debido a diversos aspectos:

- Falta adecuada inclinación y orientación de la plaza de cantera.

- Falta adecuada inclinación, orientación (E-S) y anchura de las bermas de asentamiento de la infraestructura de captación.

- Existencia de zonas de sombras, por existencia en flanco E-S de taludes próximos, elevaciones topográficas y otros elementos naturales.

- Las zonas de la explotación (cantera y taludes), localizado en zona de umbría, no podrán utilizarse para la implantación del PSF, al proyectarse sombras sobre estas zonas. Por lo tanto, deberá, planificarse la restauración, compatibilizando la restauración tradicional (modeliza-

ción geomorfológica, preparación del terreno, plantación de especies vegetales/forestales, etc.).

- Independientemente del uso zonificado que se pretende aportar a los terrenos a restaurar, se deberá garantizar en el tiempo, el adecuado drenaje y estabilidad geotécnica de la restauración, entre otros factores, puesto que condicionarán la viabilidad técnica y económica en el tiempo de la instalación.

• **Estas acciones derivadas** de las actuaciones de modificación de la restauración y de los trabajos necesarios para garantizar una adecuada de instalación y posterior utilización del PSF, pueden transmitir alguna incidencia sobre el medio, las cuales se pueden resumir:

- En fase de construcción:

- Movimientos de tierras y obra civil, asociados a la necesaria remodelación de la plaza de cantera, geometría de taludes y bermas.
- Acondicionamiento de accesos, en concreto los accesos a las diferentes bermas y plaza de cantera, que asegure la instalación de las placas e infraestructuras asociadas.
- Explanación y acondicionamiento del terreno.
- Ejecución de viales interiores de la planta fotovoltaica.
- Excavación de las cimentaciones de apoyo de los paneles solares.
- Excavación de las cimentaciones centros de transformación.
- Apertura de zanjas para el cableado.

- Construcción o instalación de edificios prefabricados(centros de transformación, control, etc)
- Cerramiento perimetral.
- Montaje electromecánico.
- Montaje de los generadores fotovoltaicos. Armado e izado de estructuras y elementos de estos.
- Montaje de estructuras eléctricas y tendido de cableado eléctrico.
- Montaje de instalaciones auxiliares.
- Tránsito de maquinaria, vehículos y transporte de materiales y equipos.
- Generación, almacenamiento, recogida y tratamientos de materiales y residuos.
- Restitución de terrenos y servicios.



- Generación y en determinados casos amortización y transformación de puesto de trabajo mineros, en nuevos campos de actuación con nuevas competencias profesionales.
 - **En fase de explotación:**
 - Ocupación selectiva de terreno, en función de su orientación, inclinación, etc.
 - Presencia planta fotovoltaica solar e infraestructuras asociadas, generando una posible alteración del paisaje, que ha de ser adecuadamente justificada y minimizada, mediante la implementación de medias compensatorias.
 - Explotación de la PSF (Generación de energía).
- Funcionamiento de elementos productores de energía: paneles fotovoltaicos.
 - Transporte de electricidad mediante infraestructura eléctrica ya existente o bien la implementación de una nueva infraestructura de evacuación de energía eléctrica.
 - Producción de energía limpia y renovable.
 - Deslumbramientos visibles desde zonas próximas/alejadas o desde puntos singulares, debido a la reflexión del haz de rayos solares sobre la superficie de los captadores.
 - Tránsito de maquinaria, vehículos y transporte de materiales y equipos. Sobre posibles zonas ya restauradas de la cantera.
- Operaciones de mantenimiento.
 - Generación de empleo especializado y bien remunerado.
 - **En fase de desmantelamiento:**
 - Restitución de accesos.
 - Operaciones de desmantelamiento. Desmontaje de paneles fotovoltaicos y estructuras mecánicas, desmontaje de instalaciones auxiliares, retirada del cableado eléctrico, desmantelamiento final de la PSF, restitución y restauración.

3.2. Instalaciones de Venta a Red con Restauración de Cantera, explotación arcillas, restauración Cantera Gravas.

3.2.1. Restauración Plaza Cantera

Este tipo de restauración va orientado a canteras con la geometría y morfología de la plaza de explotación a la cota más baja que los terrenos colindantes, y que mediante el aporte de residuos se ha conseguido recuperar o asimilar la geomorfología del hueco minero, al terreno original con cota de restauración similar a la de los terrenos colindantes. Del mismo modo esta plaza de cantera y la geometría final de la explotación poseen asociado uno o varios taludes de explotación/restau-

ración, sobre los cuales no se pretende actuar, puesto que la geometría final derivada de los trabajos de explotación y del cumplimiento del Plan de Restauración originalmente autorizado, impide la implantación de placas solares y de sus infraestructuras asociadas, al no existir suficiente espacio/anchura para ello, aunque se implementen trabajos de modelización geométrica de bermas y taludes e incluso metodologías de integración paisajística con trabajos de aporte de tierras, medidas correctoras y plantación de especies frutales/forestales.

Debe tenerse en cuenta, que, de acuerdo con los parámetros tecnológicos y características de las estructuras de anclaje, se requiere una anchura mínima de berma restaurada de 3,50 metros, para al menos implantar una fila de captadores/paneles fotovoltaicos.

La restauración de la plaza de cantera o fondo de explotación, de forma previa a la implantación de las infraestructuras de captación solar, ha debido desarrollar el Plan de Restauración autorizado, en cuanto a los trabajos de relleno del hueco generado mediante el aporte de residuos (residuos mineros de la explotación, inertes adecuados, etc.), cumpliendo los parámetros y condicionantes de las autorizaciones existentes.

La necesaria modificación del Plan de Restauración autorizado (y que no contemplaba la restauración mediante implantación parcial de PSF), vendrá motivado fundamentalmente por la integración en el entorno de la nueva superficie generada y el nuevo uso implantado. En lugar de ejecutar la restauración mediante la tradicional plantación de especies forestales/frutales, etc., se implantará una PSF y todas las infraestructuras asociadas.

El requerimiento básico de la superficie restaurada a cota de los terrenos colindantes, es que la superficie generada se encuentre orientada hacia el Sur, así como la necesidad de adaptar la geomorfología del terreno restaurado (bancales, cotas topográficas recuperadas), a las necesidades tecnológicas que requiere un PSF, de forma que puedan cumplirse las siguientes características:

- En el caso de recuperar el hueco de explotación como una sola superficie, ésta debe poseer una pendiente del orden del 2-25% orientada hacia el E-S, de forma que se favorezca la gestión de aguas pluviales y se facili-

te la posterior instalación de las baterías de placas a implantar. En el caso de recuperar la geomorfología a diferentes niveles, se deberá garantizar una orientación y uniformidad en las formas, asegurando que se integren en el entorno.

- La orientación este-sur o la oeste -sur, serán igualmente aptas, pero se quiere destacar, que en nuestra latitud:
 - **La orientación este-sur, genera más energía por la mañana.**
 - **La orientación oeste-sur genera más energía por la tarde.**

- Debido a la posible orientación de la plaza de cantera y posibles elevaciones del terreno, puede existir una compatibilización del uso agrícola/forestal previsto en la restauración y realizar la modificación parcial del proyecto de restauración, sobre la superficie sobre la que es apta para implantar el PSF, por ejemplo, derivado de la existencia de sombras motivadas por infraestructuras (viaductos, vías de comunicación) o elevaciones del terreno (colinas, lomas, etc.).



Las siguientes imágenes, corresponden a una antigua explotación de arcillas de la provincia de Valencia, cuya restauración se ejecutó con el relleno con residuos mineros propios y un reperfilado de la superficie restaurada, al nivel de las parcelas colindantes. La restauración mediante la implantación de un PSF, no generó impactos ambientales ni paisajísticos significativos, quedando adecuadamente integrada en el entorno agrícola y rural circundante.



Detalle de las superficies en proceso de reperfilado, nótese las dos plazas contiguas a diferente nivel y la existencia de un camino.



Detalle de los trabajos de instalación de las placas. Al fondo puede verse el desarrollo de las labores de restauración, con el aporte de estériles de la explotación, para relleno de huecos mineros.



Detalle del proyecto de restauración de una explotación de gravas (gravera), en el que mediante el aporte de residuos mineros propios e inertes adecuados, se consigue la recuperación parcial de la cota de los terrenos. La restauración prevista se encuentra autorizada mediante cultivo de frutales de secano (almendros). Mediante la modificación del vigente Plan de Restauración, y puesto que la geometría de la plataforma puede permitir la implantación de un PSF, para conseguirlo sería necesario modificar el Plan de Restauración autorizado, tal y como se indica en la presente publicación.

3.2.1.1. Instalación solar fotovoltaica

La situación actual del mercado eléctrico es fluctuante debido a la subida de los precios, rozando precios históricos de 150 €/MWh, pero las expectativas a largo plazo para el mercado son de que el precio de la electricidad se reduzca a los 35 €/MWh – 50 €/MWh, gracias al mix energético de energías renovables. Este panorama futuro es el que se debe tener en cuenta para realizar la inversión de la instalación fotovoltaica.

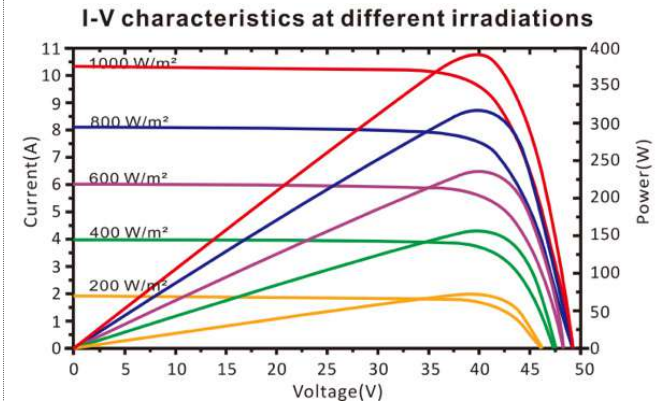
Los elementos de la instalación fotovoltaica que habrá en este tipo de canteras son:

1. Generador:

Son los encargados de captar la luz solar y transformarlas en corriente continua. Se tienen diferentes paneles solares según la tipología pueden ser:

- a. **Policristalinos**, esta tipología ofrece una potencia pico de panel menor entre los 270 W – 330 W.
- b. **Monocristalinos**, esta tipología ofrece una potencia superior, con potencias pico de paneles de entre 370 W – 400 W.

A continuación, se muestra un ejemplo de la curva característica de generación solar para un panel monocristalino.



En la gráfica se muestran la relación entre la intensidad de trabajo y el voltaje (eje izquierdo) para diferentes radiaciones de trabajo. También se muestra la relación entre el voltaje y la potencia del panel (eje derecho), a mayor voltaje llegando al punto óptimo mayor es la potencia que puede ofrecer el panel.

2. Estructura:

Dependiendo de la situación de los paneles se tendrá una estructura u otra.

a. Hincadas: consiste en hincar en el terreno los postes principales de la estructura. Se distinguen dos tipos monopostes y bipostes. Se muestra un ejemplo de estructura biposte hincada.



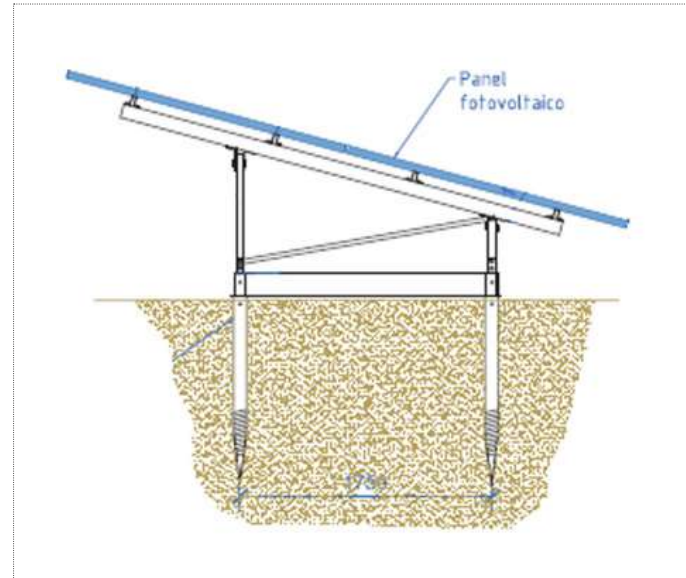
ILUSTRACIÓN 1: Estructura hincada biposte



ILUSTRACIÓN 2: Estructura hincada monoposte

En terrenos donde se tenga roca dura se requiere realizar un pre-drilling (pre-perforación). Con esta pre-perforación se quiere conseguir que los perfiles alcancen la profundidad requerida por el proyecto, facilitando así el hincado final de la estructura.

b. De tornillo:: en esta modalidad es necesario realizar una perforación previa para poder atornillar con mayor facilidad los postes principales.



En la instalación de ambas estructuras se debe realizar un ensayo Pull-Out, este ensayo consiste en evaluar los esfuerzos, las deformaciones y las cargas a los que se puede someter la estructura. A continuación, se muestran dos ejemplos de ensayo de tracción y cortadura en una instalación real. El ensayo de cortadura se ejecutará con diferentes escalones de carga. instalación de ambas estructuras se debe realizar un ensayo Pull-Out, este ensayo consiste en evaluar los esfuerzos, las deformaciones y las cargas a los que se puede someter la estructura. A continuación, se muestran dos ejemplos de ensayo de tracción y cortadura en una instalación real. El ensayo de cortadura se ejecutará con diferentes escalones de carga.



ILUSTRACIÓN 3: Ensayo de tracción



ILUSTRACIÓN 4: Ensayo de cortadura

3. Inversor de corriente

Es el elemento que se encarga de transformar la energía eléctrica de continua a alterna.

Se pueden tener dos distribuciones de inversores:

a. Distribuidos, se tendrían inversores de pequeña potencia distribuidos por la planta fotovoltaica. En este caso se pueden utilizar los inversores Huawei que van desde una potencia pico de 18 kW hasta inversores de 185 kW. A continuación, se muestra un inversor Huawei de 20 kW. Otros fabricantes que ofrecen inversores para esta distribución son:

- ABB de 55 kW a 1400 kW
- SMA de 15 kW a 150 kW
- Ingeteam hasta 160 kW
- Delta hasta 80 kW
- SolarEdge hasta 120 kW a.



ILUSTRACIÓN 5: Inversor Huawei



ILUSTRACIÓN 6: Inversores Power Electronics

b. Centrales, se tiene un único inversor para toda la planta fotovoltaica. En este caso se pueden utilizar inversores de la marca Power Electronics, que tienen capacidad de hasta 3,6 MW. Entre otras marcas destacadas están:

- SMA hasta 2160 kW
- Ingeteam hasta 7,2 MVA
- SUNGROW 125 kW hasta 6,3 MVA

Los elementos necesarios para realizar la conexión con la Red Eléctrica y poder realizar la venta de energía son los siguientes:

1. Centro de transformación, en ciertos casos, no es posible conectar en la parte de baja tensión por no haber potencia suficiente en el centro de transformación existente o por longitudes largas entre la generación y el transformador más cercano. En este caso se disponen de un nuevo centro de transformación que se conectará a la red de alta tensión existente (20kV).

2. Línea de conexión, es la línea que conectará la instalación fotovoltaica con la red de media tensión del centro de trabajo. Esta línea en Media Tensión se conectará a una nueva celda en el centro de entrega o en cualquier punto por donde discurra la red interior de media Tensión en caso de haber más de un CT en el centro de trabajo.

3.2.1.2. Estudio Económico

Los ratios de construcción se sitúan en torno a los 500 €/kWp – 800 €/kWp, para este tipo de instalación se tomará de referencia 700 €/kWp incluyendo las instalaciones de conexión y acometida en alta tensión (20kV).

La inversión para una instalación de 2500 kWp ascendería aproximadamente a 1.890.000 €, solamente de la instalación fotovoltaica sin tener en cuenta el coste de las parcelas.

El flujo de caja se deberá calcular mediante los costes que se tendrán de la instalación:

- Gastos de mantenimiento y otros, rango que oscila entre los 600 € - 800 € anuales.
- Precio al que se pagará la energía vertida 35 €/MWh.
- Se tiene un coste de reinversión en el año 16 para sustitución de paneles, posibles problemas con el inversor.

Dependiendo de la fluctuación del precio de la energía se tendrá una rentabilidad u otra en función del coste de construcción €/kWp. Para una potencia pico de la instalación de 2.5 MW se tienen las siguientes variaciones de rentabilidad.

Precio Omie €/MWh	Inversión (mEur)			
	650	700	750	800
30	2%	1%	1%	0%
35	4%	3%	2%	2%
40	6%	5%	4%	3%
45	7%	6%	5%	5%
50	9%	8%	7%	6%
55	10%	9%	8%	7%
60	12%	10%	10%	9%
65	13%	12%	11%	10%
70	14%	13%	12%	11%
75	16%	14%	13%	12%
80	17%	16%	14%	13%

El flujo de caja para el caso de Precio OMIE que se estima a futuro (40€/MWh) y coste de construcción más caro (700 €/kWp) es el mostrado a continuación:

AÑO	INVERSIONES	ENERGÍA (kWh)	INGRESOS	GASTOS	FLUJOS DE CAJA
1	1.890.000,00 €	2.083.050	83.322,00 €	16.396,64 €	-1.823.074,64 €
2	- €	4.166.100	166.644,00 €	32.771,47 €	133.872,53 €
3	- €	4.164.017	166.560,68 €	34.064,94 €	132.495,74 €
4	- €	4.161.935	166.477,40 €	33.332,70 €	133.144,70 €
5	- €	4.159.854	166.394,16 €	33.619,81 €	132.774,35 €
6	- €	4.157.774	166.310,96 €	34.988,61 €	131.322,35 €
7	- €	4.155.695	166.227,81 €	34.207,33 €	132.020,48 €
8	- €	4.153.617	166.144,69 €	34.507,88 €	131.636,82 €
9	- €	4.151.541	166.061,62 €	35.939,53 €	130.122,09 €
10	- €	4.149.465	165.978,59 €	35.122,88 €	130.855,71 €
11	- €	4.147.390	165.895,60 €	35.437,48 €	130.458,12 €
12	- €	4.145.316	165.812,65 €	36.934,85 €	128.877,80 €
13	- €	4.143.244	165.729,75 €	36.081,22 €	129.648,52 €
14	- €	4.141.172	165.646,88 €	36.410,51 €	129.236,37 €
15	- €	4.139.101	165.564,06 €	37.976,61 €	127.587,45 €
16	378.000,00 €	4.137.032	165.481,28 €	37.084,31 €	- 249.603,03 €
17	- €	4.134.963	165.398,53 €	37.428,96 €	127.969,57 €
18	- €	4.132.896	165.315,84 €	39.066,91 €	126.248,92 €
19	- €	4.130.829	165.233,18 €	38.134,18 €	127.099,00 €
20	- €	4.128.764	165.150,56 €	38.494,90 €	126.655,66 €
21	- €	4.126.700	165.067,99 €	40.207,99 €	124.859,99 €
22	- €	4.124.636	164.985,45 €	39.232,97 €	125.752,48 €
23	- €	4.122.574	164.902,96 €	39.610,49 €	125.292,47 €
24	- €	4.120.513	164.820,51 €	41.402,16 €	123.418,35 €
25	- €	4.118.452	164.738,10 €	40.382,92 €	124.355,17 €
26	- €	4.116.393	164.655,73 €	40.778,01 €	123.877,72 €
27	- €	4.114.335	164.573,40 €	42.651,84 €	121.921,57 €
28	- €	4.112.278	164.491,11 €	41.586,36 €	122.904,75 €
29	- €	4.110.222	164.408,87 €	41.999,82 €	122.409,05 €
30	- €	4.108.167	164.326,66 €	43.959,56 €	120.367,11 €

En cuanto a la rentabilidad del proyecto a 30 años con un coste de estructura de 700 €/kWp y un precio de mercado de 40 €/MWh se obtiene una TIR del 5%.

3.3. Restauración en Plaza Cantera Caliza y taludes de explotación

Este tipo de restauración va orientado a canteras con la geometría y morfología de la plaza de explotación a la cota más baja que los terrenos colindantes, y que mediante el reperfilado e incluso mediante aporte de residuos se ha conseguido recuperar o asimilar la geomorfología del hueco minero, al terreno original con cota de restauración similar a la de los terrenos colindantes.

- **Esta recuperación** de cota total o parcial, facilitará la exposición de la plaza de Cantera a los rayos solares, con un alto porcentaje de terreno no afectado por posibles sombras derivadas por la presencia de taludes o terrenos colindantes a diferente cota. Debe contemplarse que esta plaza de cantera y la geometría final

de la explotación poseen asociados uno o varios taludes de explotación/restauración, sobre los cuales se pretende actuar. Esta actuación será posible puesto que la geometría final derivada de los trabajos de explotación permite la implantación de placas solares, pero la vigencia del Plan de Restauración originalmente autorizado y las características geométricas de los taludes y bermas impiden la implantación placas y sus infraestructuras asociadas al no existir suficiente espacio/anchura para ello, aunque se implementen trabajos de modelización geométrica de bermas y taludes e incluso metodologías de integración paisajística con trabajos de aporte de tierras, medidas correctoras y plantación de especies frutales/forestales. Debe tenerse en cuenta, que, de acuerdo con los parámetros tecnológicos y estructuras de anclaje, se requiere una anchura mínima de berma restaurada de 3,50

metros, para al menos implantar una fila de captadores/paneles fotovoltaicos y por la propia geometría de la explotación y de las bermas, es posible la instalación de varias filas y acceso para mantenimiento.

- **La restauración** de la plaza de cantera o fondo de explotación, de forma previa a la implantación de las infraestructuras de captación solar, ha debido desarrollarse bajo los condicionantes indicados en el nuevo Plan de restauración autorizado y que ahora sí, contempla la instalación de placas solares.

La necesaria modificación del plan de Restauración autorizado (y que no contemplaba la restauración mediante implantación parcial de PSF), vendrá motivado fundamentalmente por la integración en el entorno de la nueva superficie generada y el nuevo uso implantado. En lugar de ejecutar la restauración mediante

la tradicional plantación de especies forestales/frutales, etc., se implantará una PSF y todas las infraestructuras asociadas. Aun contemplando la posibilidad que la plaza o hueco, no llegue a ocuparse totalmente (existencia de sombras fundamentalmente) y deba compatibilizarse la restauración con la plantación de especies forestales/arbóreas en zonas de umbría.

- **El requerimiento básico** de la superficie restaurada a cota de los terrenos colindantes, es que la superficie generada se encuentre orientada hacia el Sur, así como la necesidad de adaptar la geomorfología del terreno restaurado (bancales, cotas topográficas recuperadas), a las necesidades tecnológicas que requiere un PSF, de forma que puedan cumplirse las siguientes características:

- En el caso de recuperar el hueco de explotación como una sola superfi-

cie, ésta debe poseer una pendiente del orden del 2-25% orientada hacia el S, de forma que se favorezca la gestión de aguas pluviales y se facilite la posterior instalación de las baterías de placas a implantar. En el caso de recuperar la geomorfología a diferentes niveles, se deberá garantizar una orientación y uniformidad en las formas, asegurando que se integren en el entorno.

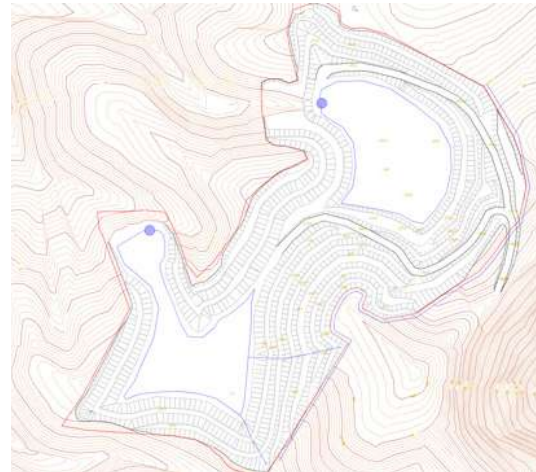
- Debido a la posible orientación de la plaza de cantera y posibles elevaciones del terreno, puede existir una compatibilización del uso agrícola/forestal previsto en la restauración y realizar la modificación parcial del proyecto de restauración, sobre la superficie que presenta aptitud para implantar el PSF, por ejemplo, derivado de la existencia de sombras motivadas por infraestructuras (viaductos, vías de comunicación) o elevaciones del terreno (colinas, lomas, etc.).

Respecto a las posibilidades de actuación sobre los taludes, deberán cumplirse las siguientes circunstancias:

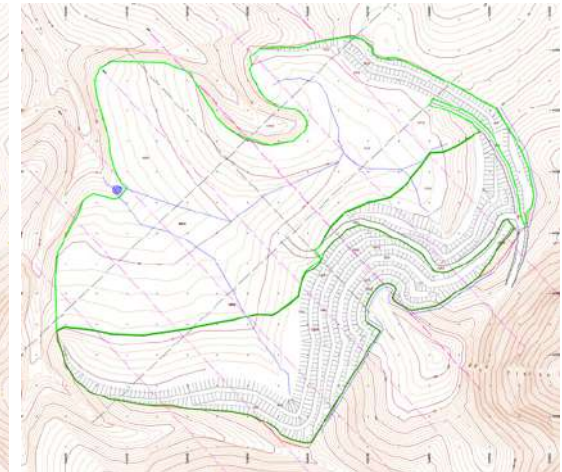
- La orientación de los taludes y bermas debe ser hacia el S.
- Debe verificarse la ausencia de sombras por accidentes geográficos o existencia de infraestructuras cercanas.
- Las bermas deberán poseer una anchura mínima de 3,50 metros, de forma que se asegure al menos la instalación de una fila de paneles de captación.
- Deberá generarse una berma con pendiente hacia el interior del orden del 2%, para asegurar una adecuada gestión de las aguas pluviales y evitar las cárcavas de taludes.
- Para asegurar una buena integración ambiental de los taludes, se debe contemplar la ejecución de hidrosiembra

o plantación de especies aromáticas/ arbustivas, que también asegurarán la estabilidad de los materiales que generan el talud, así como evitan los fenómenos por erosión.

- La orientación este-sur o la oeste-sur, serán igualmente aptas, pero se quiere destacar, que en nuestra latitud:
 - **La orientación este-sur, genera más energía por la mañana.**
 - **La orientación oeste-sur genera más energía por la tarde.**



Vista en planta de una explotación de calizas, en la cual se podría actuar sobre la plaza de cantera generada y los taludes restaurados en la zona NE (al poseer una adecuada orientación)



Vista en planta de una explotación de calizas, en la cuales se podrá actuar sobre la plaza de cantera generada y los taludes restaurados en la zona NE.

Detalle del perfil de talud de la explotación anterior, con los parámetros geométricos de los taludes restaurados, de forma que sobre las bermas se asegura la implantación de dos filas de captadores solares.

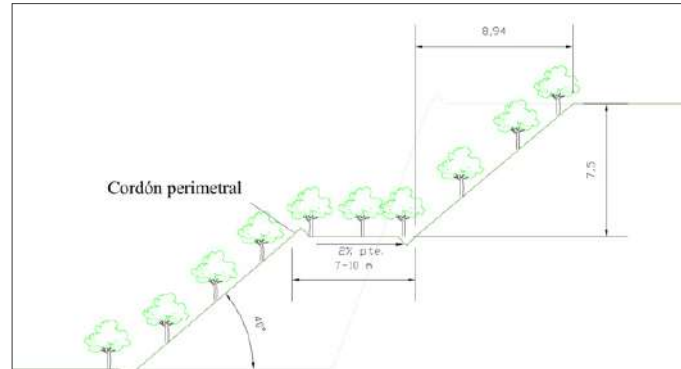


ILUSTRACIÓN 7:
Ejemplo con restauración

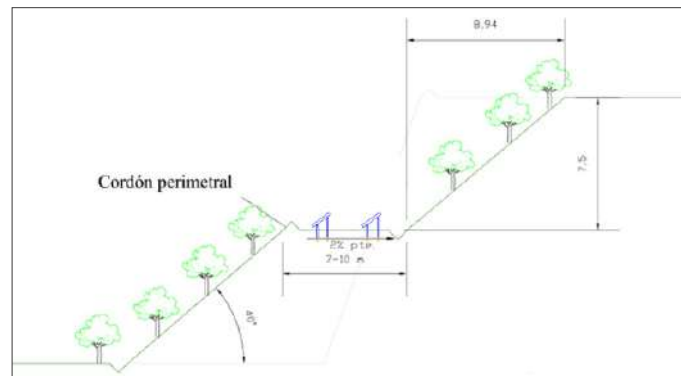
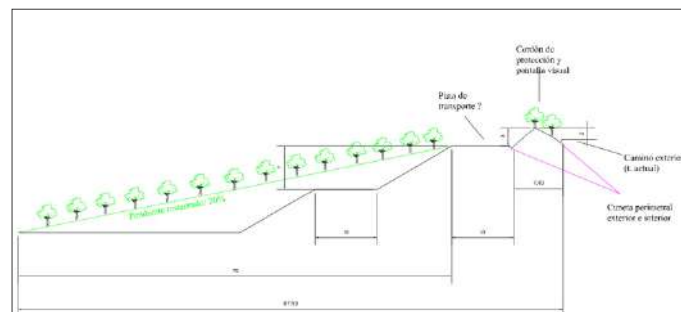
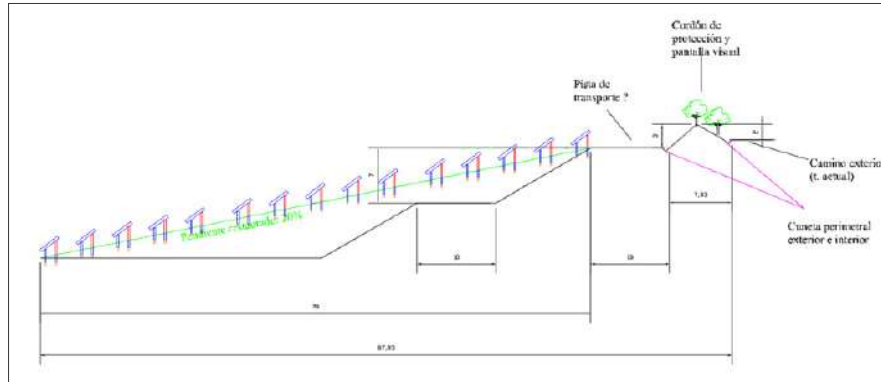


ILUSTRACIÓN 8:
Ejemplo con restauración + instalación fotovoltaica

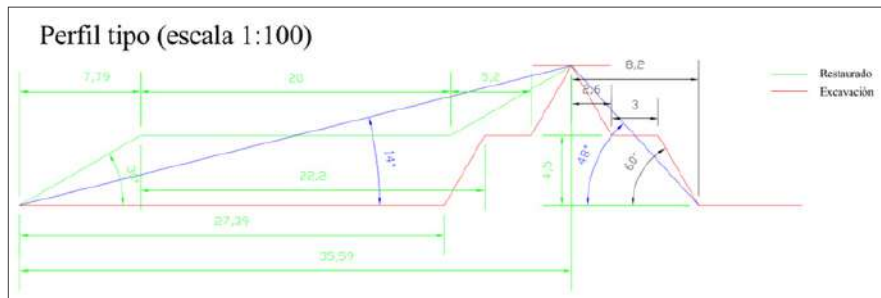


Detalle del perfil final de restauración de una gravera, de forma que, sobre el perfil final de explotación, se genera el perfil de restauración mediante el aporte de residuos mineros e inertes, generando una gran superficie sobre la cual se puede actuar con el objetivo de implantar un PSF.



El esquema tipo sería el mostrado anteriormente para la implantación la planta solar fotovoltaica.

Detalle de perfil final de restauración de una gravera, de forma que, sobre el perfil final de explotación, se genera el perfil de restauración mediante el aporte de residuos mineros e inertes, generando una gran superficie sobre la cual se puede actuar con el objetivo de implantar un PSF. Nótese la berma de 20 metros sobre la cual, con una adecuada inclinación de la superficie, se puede implantar las instalaciones de captación de un PSF.





Detalle de la morfología final de la restauración de una gravera, con inferior a las parcelas colindantes. Esta tipología de restauración requiere una gran superficie restaurada, que no genere un impacto visual y paisajístico sobre el entorno y en visión cercana-media. Esta tipología de explotación, acepta la recuperación parcelas de la cota final mediante el aporte de residuos mineros propios procedentes de la explotación (estériles y residuos mineros procedentes del lavado/tratamiento de áridos). Si bien las imágenes que se adjuntan, pueden observarse que la restauración de estas parcelas podría reorientarse a implantar un PSF, debido a la gran extensión y orientación, debiéndose realizar estudio de generación de sombras en el flanco E-S.

3.3.1. Instalación solar fotovoltaica

La situación actual del mercado eléctrico es fluctuante debido a la subida de los precios, rozando precios históricos de 150 €/MWh, pero las expectativas a largo plazo para el mercado son de que el precio de la electricidad se reduzca a los 35 €/MWh – 50 €/MWh, gracias al mix energético de energías renovables. Este panorama futuro es el que se debe tener en cuenta para realizar la inversión de la instalación fotovoltaica.

Los elementos de la instalación fotovoltaica que habrá en este tipo de canteras son:

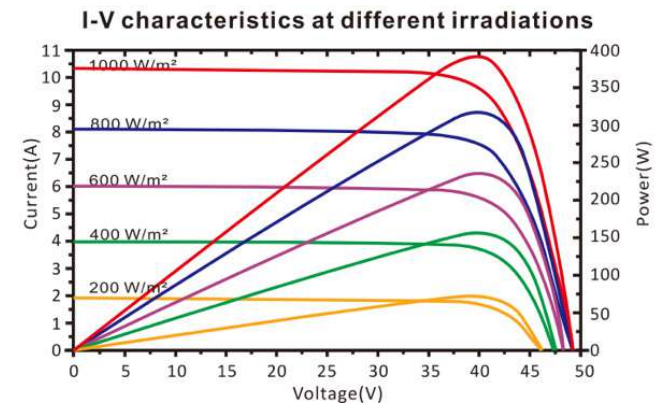
1. Generador:

Son los encargados de captar la luz solar y transformarlas en corriente continua. Se tienen diferentes paneles solares según la tipología pueden ser:

c. Policristalinos, esta tipología ofrece una potencia pico de panel menor entre los 270 W – 330 W.

d. Monocristalinos, esta tipología ofrece una potencia superior, con potencias pico de paneles de entre 370 W – 400 W.

A continuación, se muestra un ejemplo de la curva característica de generación solar para un panel monocristalino.



En la gráfica se muestran la relación entre la intensidad de trabajo y el voltaje (eje izquierdo) para diferentes radiaciones de trabajo. También se muestra la relación entre el voltaje y la potencia del panel (eje derecho), a mayor voltaje llegando al punto óptimo mayor es la potencia que puede ofrecer el panel.

2. Estructura:

Dependiendo de la situación de los paneles se tendrá una estructura u otra.

c. Hincadas: consiste en hincar en el terreno los postes principales de la estructura. Se distinguen dos tipos monopostes y bipostes. Se muestra un ejemplo de estructura biposte hincada.



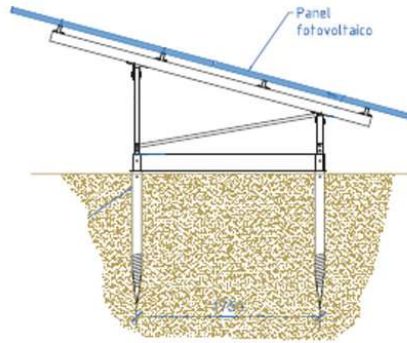
ILUSTRACIÓN 9: Estructura hincada biposte



ILUSTRACIÓN 10: Estructura hincada monoposte

En terrenos donde se tenga roca dura se requiere realizar un pre-drilling (pre-perforación). Con esta pre-perforación se quiere conseguir que los perfiles alcancen la profundidad requerida por el proyecto, facilitando así el hincado final de la estructura.

d. De tornillo: en esta modalidad es necesario realizar una perforación previa para poder atornillar con mayor facilidad los postes principales.



En la instalación de ambas estructuras se debe realizar un ensayo Pull-Out, este ensayo consiste en evaluar los esfuerzos, las deformaciones y las cargas a los que se puede someter la estructura. A continuación, se muestran dos ejemplos de ensayo de tracción y cortadura en una instalación real. El ensayo de cortadura se ejecutará con diferentes escalones de carga.



ILUSTRACIÓN 11:
Ensayo de tracción



ILUSTRACIÓN 12:
Ensayo de cortadura

3. Inversor de corriente

Es el elemento que se encarga de transformar la energía eléctrica de continua a alterna.

Se pueden tener dos distribuciones de inversores:

a. Distribuidos, se tendrían inversores de pequeña potencia distribuidos por la planta fotovoltaica. En este caso se pueden utilizar los inversores Huawei que van desde una potencia pico de 18 kW hasta inversores de 185 kW. A continuación, se muestra un inversor Huawei de 20 kW.

- ABB de 55 kW a 1400 kW
- SMA de 15 kW a 150 kW
- Ingeteam hasta 160 kW
- Delta hasta 80 kW
- SolarEdge hasta 120 kW



ILUSTRACIÓN 13:
Inversor Huawei



ILUSTRACIÓN 14:
Inversores Power Electronics

c. Centrales, se tiene un único inversor para toda la planta fotovoltaica. En este caso se pueden utilizar inversores de la marca Power Electronics, que tienen capacidad de hasta 3,6 MW. Entre otras marcas destacas están:

- SMA hasta 2160 kW
- Ingeteam hasta 7,2 MVA
- SUNGROW 125 kW hasta 6,3 MVA

Los elementos necesarios para realizar la conexión con la Red Eléctrica y poder realizar la venta de energía son los siguientes:

1. Centro de transformación, en ciertos casos, no es posible conectar en la parte de baja tensión por no haber potencia suficiente en el centro de transformación existente o por longitudes largas entre la generación y el transformador más cercano. En este caso se disponen de un nuevo centro de transformación que se conectará a la red de alta tensión existente (20kV).

2. Línea de conexión, es la línea que conectará la instalación fotovoltaica con la red de media tensión del centro de trabajo. Esta línea en Media Tensión se conectará a una nueva celda en el centro de entrega o en cualquier punto por donde discurra la red interior de media Tensión en caso de haber más de un CT en el centro de trabajo.

3.3.1.2. Estudio Económico

Los ratios de construcción se sitúan en torno a los 500 €/kWp – 800 €/kWp, para este tipo de instalación se tomará de referencia 700 €/kWp incluyendo las instalaciones de conexión y acometida en alta tensión (20kV).

La inversión para una instalación de 2500 kWp ascendería aproximadamente a 1.890.000 €, solamente de la instalación fotovoltaica sin tener en cuenta el coste de las parcelas.

El flujo de caja se deberá calcular mediante los costes que se tendrán de la instalación:

- Gastos de mantenimiento y otros, rango que oscila entre los 600 € - 800 € anuales.
- Precio al que se pagará la energía vertida 35 €/MWh.
- Se tiene un coste de reinversión en el año 16 para sustitución de paneles, posibles problemas con el inversor.

Dependiendo de la fluctuación del precio de la energía se tendrá una rentabilidad u otra en función del coste de construcción €/kWp. Para una potencia pico de la instalación de 2.5 MW se tienen las siguientes variaciones de rentabilidad.

Precio Omie €/MWh	Inversión (mEur)			
	650	700	750	800
30	2%	1%	1%	0%
35	4%	3%	2%	2%
40	6%	5%	4%	3%
45	7%	6%	5%	5%
50	9%	8%	7%	6%
55	10%	9%	8%	7%
60	12%	10%	10%	9%
65	13%	12%	11%	10%
70	14%	13%	12%	11%
75	16%	14%	13%	12%
80	17%	16%	14%	13%

El flujo de caja para el caso de Precio OMIE que se estima a futuro (40€/MWh) y coste de construcción más caro (700 €/kWp) es el mostrado a continuación:

AÑO	INVERSIONES	ENERGÍA (kWh)	INGRESOS	GASTOS	FLUJOS DE CAJA
1	1.890.000,00 €	2.083.050	83.322,00 €	16.396,64 €	-1.823.074,64 €
2	- €	4.166.100	166.644,00 €	32.771,47 €	133.872,53 €
3	- €	4.164.017	166.560,68 €	34.064,94 €	132.495,74 €
4	- €	4.161.935	166.477,40 €	33.332,70 €	133.144,70 €
5	- €	4.159.854	166.394,16 €	33.619,81 €	132.774,35 €
6	- €	4.157.774	166.310,96 €	34.988,61 €	131.322,35 €
7	- €	4.155.695	166.227,81 €	34.207,33 €	132.020,48 €
8	- €	4.153.617	166.144,69 €	34.507,88 €	131.636,82 €
9	- €	4.151.541	166.061,62 €	35.939,53 €	130.122,09 €
10	- €	4.149.465	165.978,59 €	35.122,88 €	130.855,71 €
11	- €	4.147.390	165.895,60 €	35.437,48 €	130.458,12 €
12	- €	4.145.316	165.812,65 €	36.934,85 €	128.877,80 €
13	- €	4.143.244	165.729,75 €	36.081,22 €	129.648,52 €
14	- €	4.141.172	165.646,88 €	36.410,51 €	129.236,37 €
15	- €	4.139.101	165.564,06 €	37.976,61 €	127.587,45 €
16	378.000,00 €	4.137.032	165.481,28 €	37.084,31 €	- 249.603,03 €
17	- €	4.134.963	165.398,53 €	37.428,96 €	127.969,57 €
18	- €	4.132.896	165.315,84 €	39.066,91 €	126.248,92 €
19	- €	4.130.829	165.233,18 €	38.134,18 €	127.099,00 €
20	- €	4.128.764	165.150,56 €	38.494,90 €	126.655,66 €
21	- €	4.126.700	165.067,99 €	40.207,99 €	124.859,99 €
22	- €	4.124.636	164.985,45 €	39.232,97 €	125.752,48 €
23	- €	4.122.574	164.902,96 €	39.610,49 €	125.292,47 €
24	- €	4.120.513	164.820,51 €	41.402,16 €	123.418,35 €
25	- €	4.118.452	164.738,10 €	40.382,92 €	124.355,17 €
26	- €	4.116.393	164.655,73 €	40.778,01 €	123.877,72 €
27	- €	4.114.335	164.573,40 €	42.651,84 €	121.921,57 €
28	- €	4.112.278	164.491,11 €	41.586,36 €	122.904,75 €
29	- €	4.110.222	164.408,87 €	41.999,82 €	122.409,05 €
30	- €	4.108.167	164.326,66 €	43.959,56 €	120.367,11 €

En cuanto a la rentabilidad del proyecto a 30 años con un coste de estructura de 700 €/kWp y un precio de mercado de 40 €/MWh se obtiene una TIR del 5%.



**INSTALACIONES
DE AUTOCONSUMO
SIN EXCEDENTES**

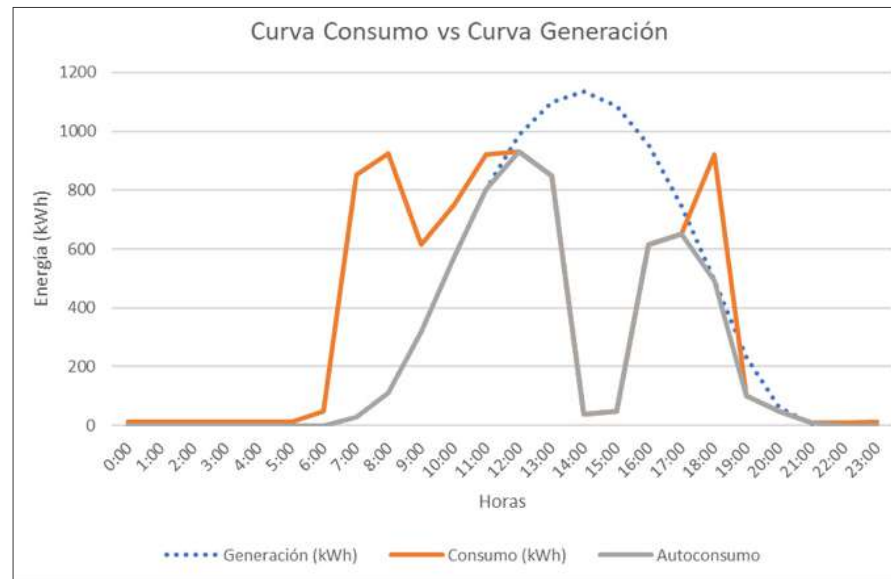
4 Instalaciones de autoconsumo sin excedentes

Se define el autoconsumo como “el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas.”, es decir, se intenta producir parcial o totalmente la energía que se consume en la instalación. En esta guía se distinguirán dos tipos de autoconsumo sin excedentes:

1. Autoconsumo sin excedentes donde el centro de trabajo tiene conexión a red eléctrica.
2. Autoconsumo sin excedentes con Grupo Electrónico dado que no dispone el centro de trabajo de conexión a la red eléctrica.

Se trata de autoconsumo sin excedentes ya que en ninguno de los dos casos se inyectará energía a red eléctrica exterior, este tipo de instalaciones buscan que el consumidor cubra

parte o todo su consumo. En la gráfica siguiente se muestra en color naranja la curva de consumo de una planta, en color azul la generación y en color gris lo que autoconsumiría la planta.



4.1. Autoconsumo sin excedentes donde el centro de trabajo tiene conexión a red eléctrica

4.1.1. En terrenos colindantes

Para esta modalidad se contemplan instalaciones donde se dispone la posibilidad de instalar la instalación solar en **terrenos colindantes** a la planta. En este caso se denomina sin exceden-

tes debido a que se tiene un **sistema antivertido**, es decir, un sistema que impide inyectar energía a la red eléctrica. Este tipo de instalaciones tienen el siguiente esquema:

En estos casos se debe dimensionar la instalación solar fotovoltaica en función de la curva de carga (consumo del centro de trabajo hora a hora) existente y la superficie disponible en parcelas colindantes siendo valores orientativos en terrenos colindantes de 17 m²/kWp.

Los elementos necesarios para estas instalaciones son:

1. Generador:

Son los encargados de captar la luz solar y transformarlas en corriente continua. Se tienen diferentes paneles solares según la tipología pueden ser:

- a. Policristalinos, esta tipología ofrece una potencia pico de panel menor entre los 270 W – 330 W.
- b. Monocristalinos, esta tipología ofrece una potencia superior, con potencias pico de paneles de entre 370 W – 400 W.

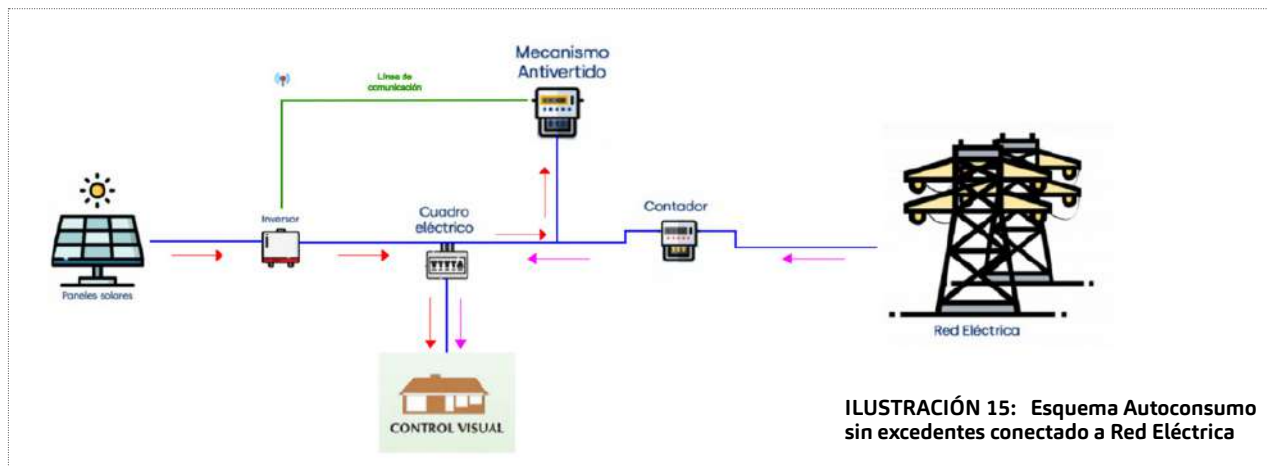
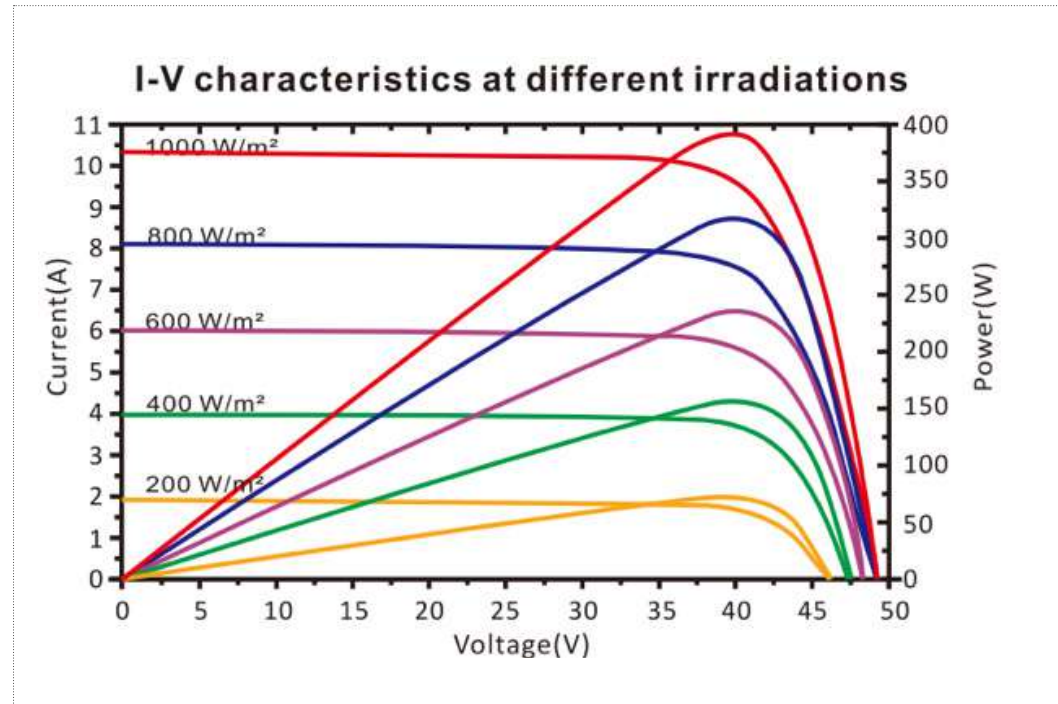


ILUSTRACIÓN 15: Esquema Autoconsumo sin excedentes conectado a Red Eléctrica

A continuación, se muestra un ejemplo de la curva característica de generación solar para un panel monocristalino.

En la gráfica se muestran la relación entre la intensidad de trabajo y el voltaje (eje izquierdo) para diferentes radiaciones de trabajo. También se muestra la relación entre el voltaje y la potencia del panel (eje derecho), a mayor voltaje llegando al punto óptimo mayor es la potencia que puede ofrecer el panel.



2. Estructura:

Dependiendo de la situación de los paneles se tendrá una estructura u otra.

- a. Hincadas: consiste en hincar en el terreno los postes principales de la estructura. Se distinguen dos tipos monopostes y bipostes. Se muestra un ejemplo de estructura biposte hincada.

En terrenos donde se tenga roca dura se requiere realizar un pre-drilling (pre-perforación). Con esta pre-perforación se quiere conseguir que los perfiles alcancen la profundidad requerida por el proyecto, facilitando así el hincado final de la estructura.

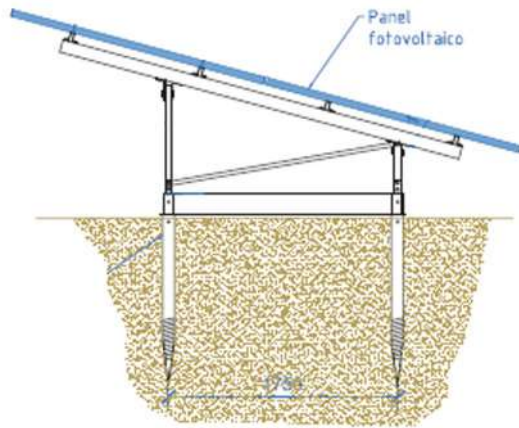
- b. De tornillo: en esta modalidad es necesario realizar una perforación previa para poder atornillar con mayor facilidad los postes principales.



ILUSTRACIÓN 16:
Estructura hincada biposte



ILUSTRACIÓN 17:
Estructura hincada monoposte



En la instalación de ambas estructuras se debe realizar un ensayo Pull-Out, este ensayo consiste en evaluar los esfuerzos, las deformaciones y las cargas a los que se puede someter la estructura. A continuación, se muestran dos ejemplos de ensayo de tracción y cortadura en una instalación real. El ensayo de cortadura se ejecutará con diferentes escalones de carga.



ILUSTRACIÓN 18:
Ensayo de tracción



ILUSTRACIÓN 19:
Ensayo de cortadura

3. Inversor de corriente

Es el elemento que se encarga de transformar la energía eléctrica de continua a alterna.

Se pueden tener dos distribuciones de inversores:

a. Distribuidos, se tendrían inversores de pequeña potencia distribuidos por la planta fotovoltaica. En este caso se pueden utilizar los inversores Huawei que van desde una potencia pico de 18 kW hasta inversores de 185 kW. A continuación, se muestra un inversor Huawei de 20 kW.

- ABB de 55 kW a 1400 kW
- SMA de 15 kW a 150 kW
- Ingeteam hasta 160 kW
- Delta hasta 80 kW
- SolarEdge hasta 120 kW



ILUSTRACIÓN 20:
Inversor Huawei



ILUSTRACIÓN 21:
Inversores Power Electronics

c. Centrales, se tiene un único inversor para toda la planta fotovoltaica. En este caso se pueden utilizar inversores de la marca Power Electronics, que tienen capacidad de hasta 3,6 MW. Entre otras marcas destacas están:

- SMA hasta 2160 kW
- Ingeteam hasta 7,2 MVA
- SUNGROW 125 kW hasta 6,3 MVA

4. Sistema antivertido

Es el elemento encargado de que NO se inyecte energía a la Red Eléctrica y que controla el inversor de corriente para su regulación. Es un contador de potencia que regula el inversor en función del consumo del usuario.

La principal ventaja del vertido 0 es que, al incorporar drivers de las primeras marcas, la regulación de la producción fotovoltaica se puede realizar de una forma muy precisa. El vertido 0 dispone de diferentes elementos como son, el regulador de potencia, el analizador de redes y los transformadores

de intensidad. En la siguiente ilustración se muestra una instalación fotovoltaica con vertido 0. La línea granate muestra la regulación del inversor para no verter a la red eléctrica, siempre se deja un margen de seguridad de 2 a 5 kW que será un consumo constante de red eléctrica.

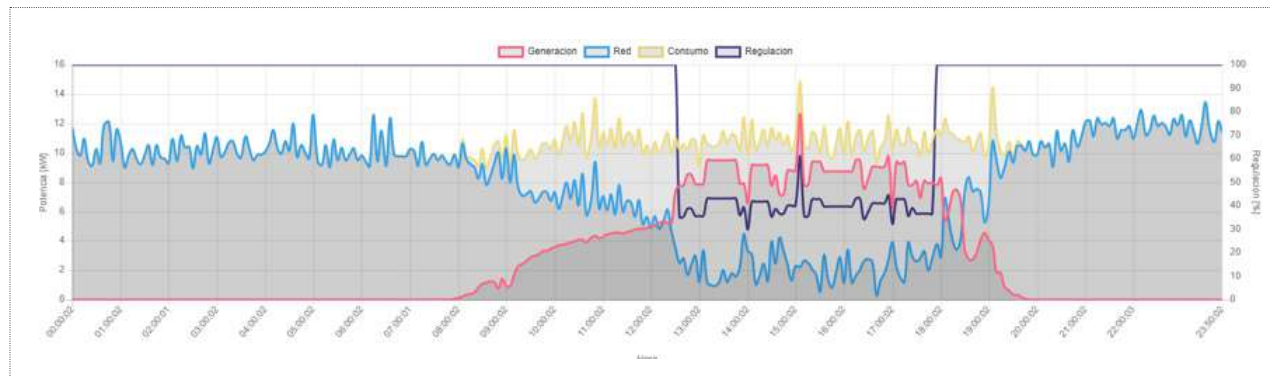


ILUSTRACIÓN 22: Gráfica vertido 0

Los elementos que se mencionan a continuación son los necesarios para la Conexión a red eléctrica interior de Centro de Trabajo.

A. Conexión a la red interior en Baja Tensión (esquema A)

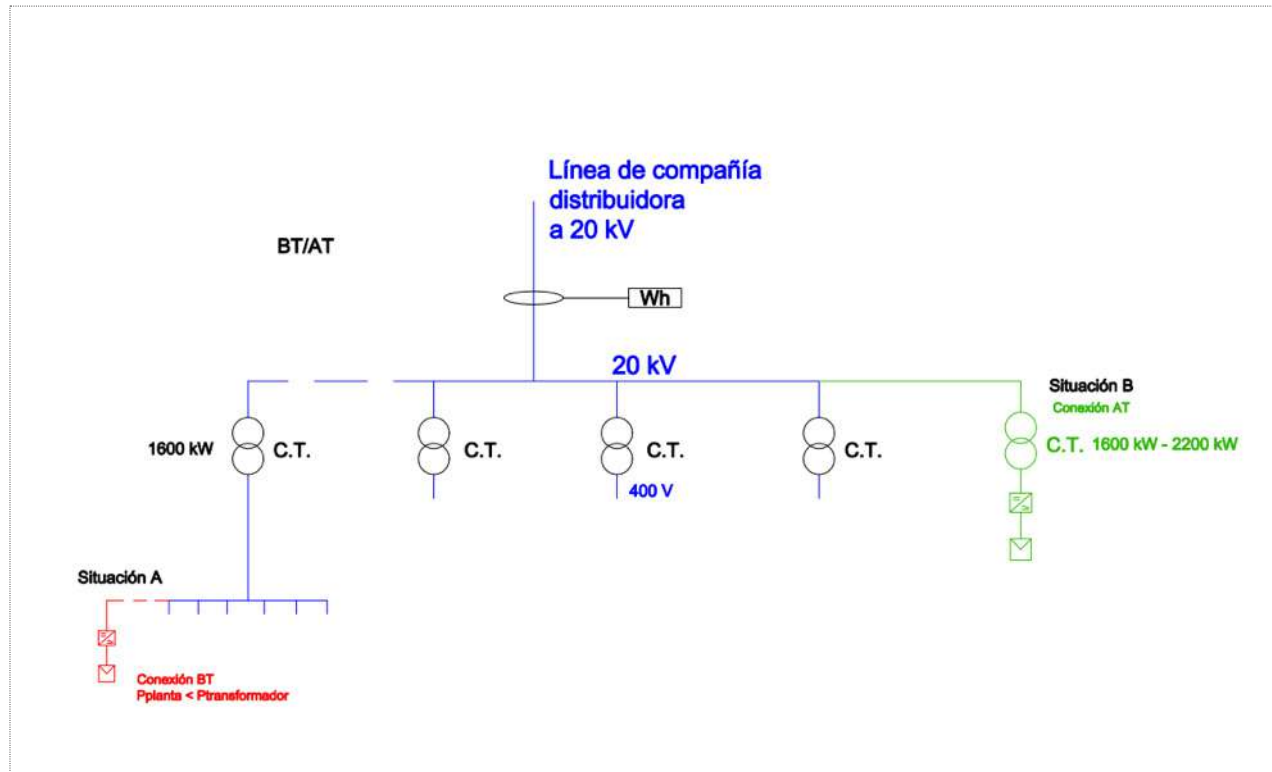
1. Modificación Cuadro General de Baja Tensión (CGBT).

En instalaciones existentes donde se dispone de un CGBT con la potencia suficiente para absorber y repartir la energía generada por el inversor se modificará este cuadro añadiendo la línea de entrada desde la generación.

2. Línea de conexión, es la línea que conectará la instalación fotovoltaica con CGBT. Esta línea se puede conectar en Baja Tensión o en Media Tensión .

B. Conexión a la red interior en Alta Tensión (esquema B)

1. Centro de transformación, en ciertos casos, no es posible conectar en la parte de baja tensión por no haber potencia suficiente en el centro de transformación existente o por longitudes largas entre la generación y el transformador más cercano. En este caso se disponen de un nuevo centro de transformación que se conectará a la red de alta tensión existente (20kV).



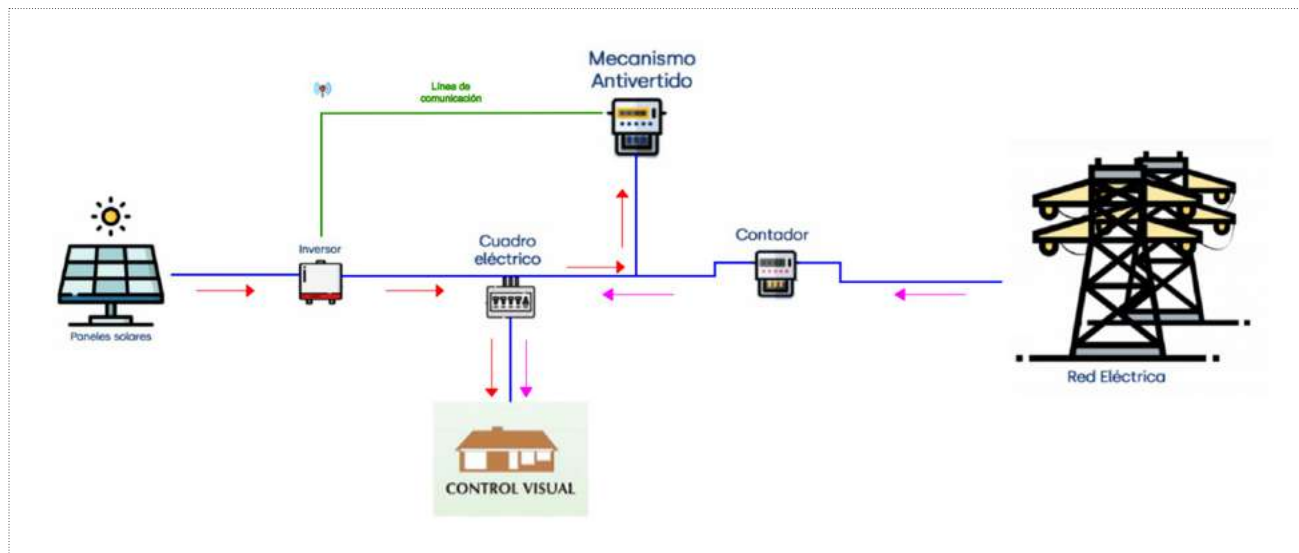


En esta modalidad se pueden optar desde pequeñas instalaciones hasta instalaciones de gran potencia en CUBIERTA existente en las plantas. Los trámites administrativos son menos extensos al tratarse de una instalación SIN EXCEDENTES.

4.1.2. En cubierta

Para esta modalidad se contemplan instalaciones donde se dispone de superficie en cubierta de los edificios de las plantas.

En este caso se denomina sin excedentes debido a que se tiene un sistema antivertido, es decir, un sistema que impide inyectar energía a la red eléctrica. Este tipo de instalaciones tienen el siguiente esquema:



En estos casos se debe dimensionar la instalación solar fotovoltaica en función de la curva de carga existente de la planta y la superficie disponible en cubierta siendo valores orientativos para cubierta de $7 \text{ m}^2/\text{kWp}$.

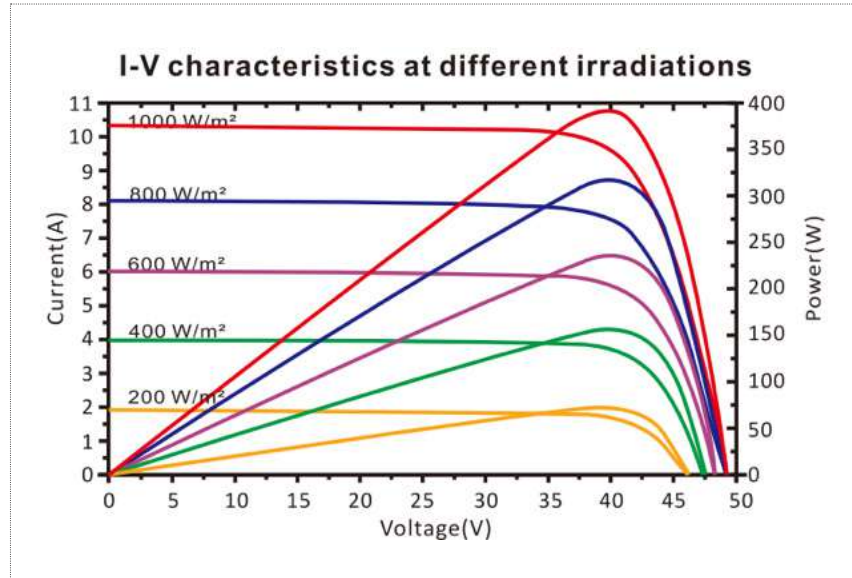
Los elementos necesarios para estas instalaciones son:

1. Generador:

Son los encargados de captar la luz solar y transformarlas en corriente continua. Se tienen diferentes paneles solares según la tipología pueden ser:

- a. Policristalinos, esta tipología ofrece una potencia pico de panel menor entre los $270 \text{ W} - 330 \text{ W}$.
- b. Monocristalinos, esta tipología ofrece una potencia superior, con potencias pico de paneles de entre $370 \text{ W} - 400 \text{ W}$.

A continuación, se muestra un ejemplo de la curva característica de generación solar para un panel monocristalino.



En la gráfica se muestran la relación entre la intensidad de trabajo y el voltaje (eje izquierdo) para diferentes radiaciones de trabajo. También se muestra la relación entre el voltaje y la potencia del panel (eje derecho), a mayor voltaje llegando al punto óptimo mayor es la potencia que puede ofrecer el panel.

2. Estructura:

Dependiendo de la situación de la cubierta será más óptimo instalar una estructura u otra.

- a. **Coplanar**, esta estructura tiene la misma orientación que la cubierta de las naves u oficinas disponibles. Es aconsejable instalar este tipo de

estructuras cuando las cubiertas tengan una orientación S-E o S-O y dispongan de un ángulo de inclinación suficiente. A continuación, se muestra una imagen de una instalación coplanar sobre cubierta.

b. **Inclinada**, esta estructura se instala en cubiertas planas dónde es necesario tener un ángulo de inclinación en los paneles para mejorar el rendimiento de la instalación.

Dentro de esta modalidad de estructura se tienen diferentes tipos de anclajes.

- **Con bloques de hormigón lastrada**, este tipo de estructura tiene como ventaja que no es necesario atornillar el techado de la cubierta, sin embargo, es necesario calcular el peso que soporta la cubierta por metro cuadrado para situar los bloques de hormi-

gón. Se disponen de diferentes grados de inclinación desde los 10° hasta los 35°.

- **Metálica lastrada**, este tipo de estructura tiene como ventaja que no es necesario atornillar el techado de la cubierta y es una única estructura lo que le da más estabilidad. Solo se dispone de una única inclinación a 10° lo que limita la instalación.



ILUSTRACIÓN 23:
Estructura coplanar



ILUSTRACIÓN 24:
Estructura metálica lastrada

3. Inversor de corriente

Es el elemento que se encarga de transformar la energía eléctrica de continua a alterna.

Se pueden tener dos distribuciones de inversores:

a. **Distribuidos**, se tendrían inversores de pequeña potencia distribuidos por la planta fotovoltaica. En este caso se pueden utilizar los inversores Huawei que van desde una potencia pico de 18 kW hasta inversores de 185 kW. A continuación, se muestra un inversor Huawei de 20 kW.

- ABB de 55 kW a 1400 kW
- SMA de 15 kW a 150 kW
- Ingeteam hasta 160 kW
- Delta hasta 80 kW
- SolarEdge hasta 120 kW

e. **Centrales**, se tiene un único inversor para toda la planta fotovoltaica. En este caso se pueden utilizar inversores de la marca Power Electronics, que tienen capacidad de hasta 3,6 MW. Entre otras marcas destacadas están:

- SMA hasta 2160 kW
- Ingeteam hasta 7,2 MVA
- SUNGROW 125 kW hasta 6,3 MVA

4. Sistema antivertido:

Es el elemento encargado de que **NO** se inyecte energía a la Red Eléctrica y que controla el inversor de corriente para su regulación. Es un contador de potencia que regula el inversor en función del consumo del usuario. La principal ventaja del vertido 0 es que, al incorporar drivers de las primeras marcas, la regulación de la producción fotovoltaica se puede realizar de una forma muy precisa.

El vertido 0 dispone de diferentes elementos como son, regulador de potencia, analizador de redes y transformadores de intensidad. En la siguiente ilustración se muestra una instalación fotovoltaica con vertido 0. La línea granate muestra la regulación del inversor para no verter a la red eléctrica, siempre se deja un margen de seguridad de 2 a 5 kW que será un consumo constante de red eléctrica.



ILUSTRACIÓN 25:
Inversor Huawei



ILUSTRACIÓN 26:
Inversores Power Electronics

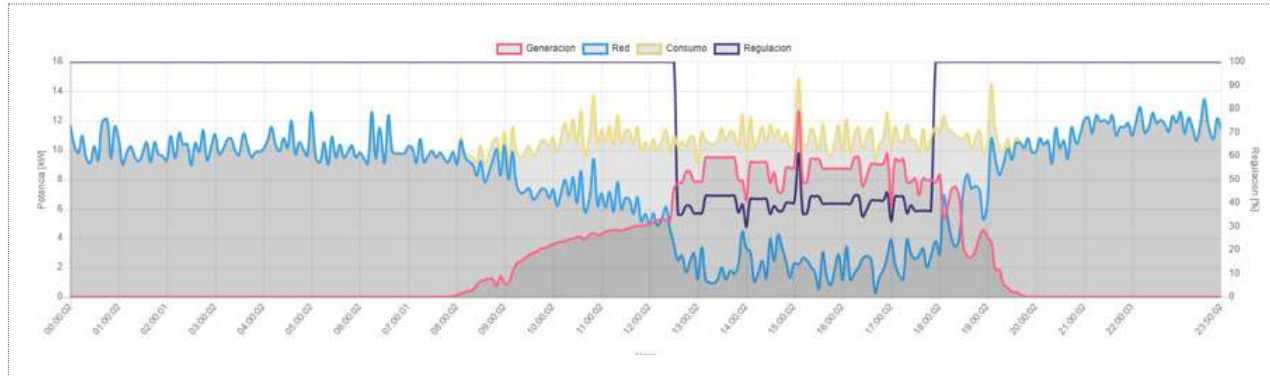


ILUSTRACIÓN 27:
Gráfica vertido 0

Los elementos que se mencionan a continuación son los necesarios para la Conexión a red eléctrica interior de Centro de Trabajo.

A. Conexión a la red interior en Baja Tensión (esquema A)

1. Modificación Cuadro General de Baja Tensión (CGBT). En instalaciones existentes donde se dispone de un CGBT con la potencia suficiente para absorber y repartir la energía generada por el inversor se modificará este cuadro añadiendo la línea de entrada desde la generación.

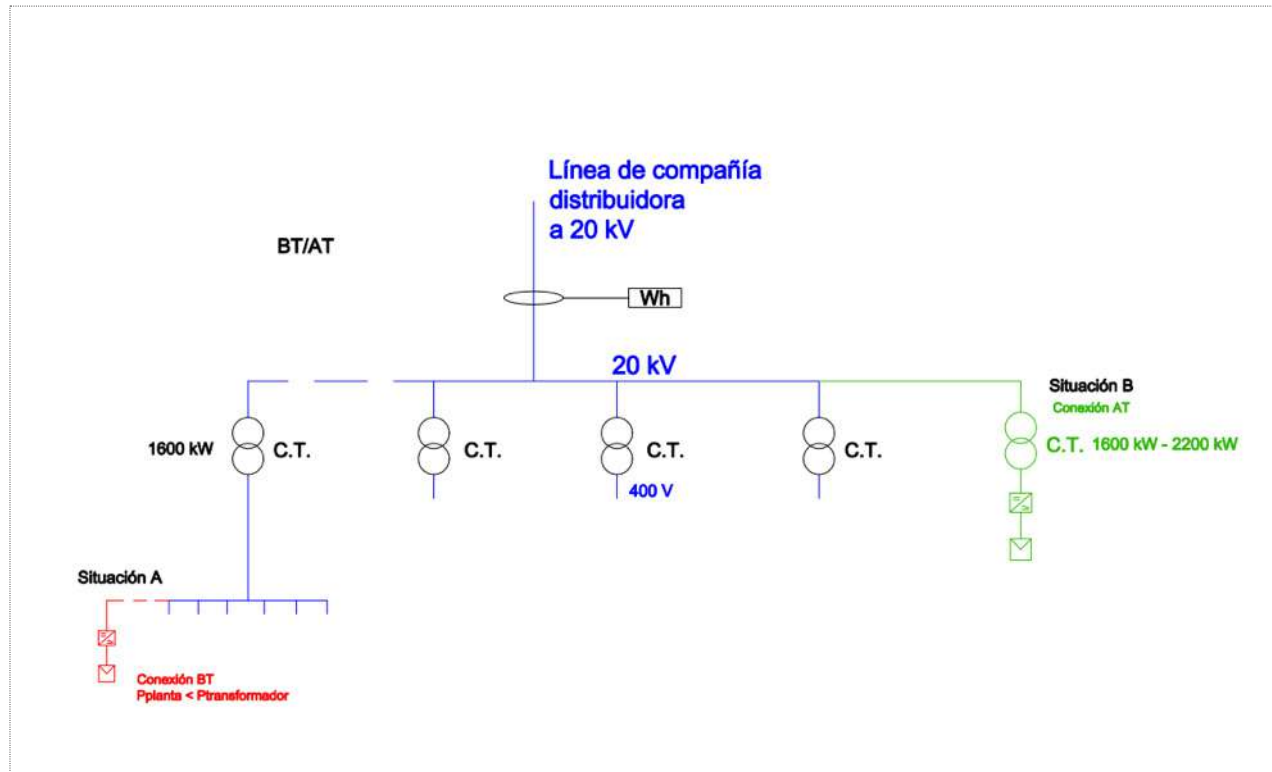
2. Línea de conexión, es la línea que conectará la instalación fotovoltaica con CGBT. Esta línea se puede conectar en Baja Tensión o en Media Tensión.

B. Conexión a la red interior en Alta Tensión, (esquema B)

1. Centro de transformación, en ciertos casos, no es posible conectar en la parte de baja tensión por no haber potencia suficiente en el centro de transformación existente o por longitudes largas entre la

generación y el transformador más cercano. En este caso se dispone de un nuevo centro de transformación que se conectará a la red de alta tensión existente (20kV).

2. Línea de conexión, es la línea que conectará la instalación fotovoltaica con la red de media tensión del centro de trabajo. Esta línea en Media Tensión se conectará a una nueva celda en el centro de entrega o en cualquier punto por donde discorra la red interior de media Tensión en caso de haber más de un CT en el centro de trabajo.

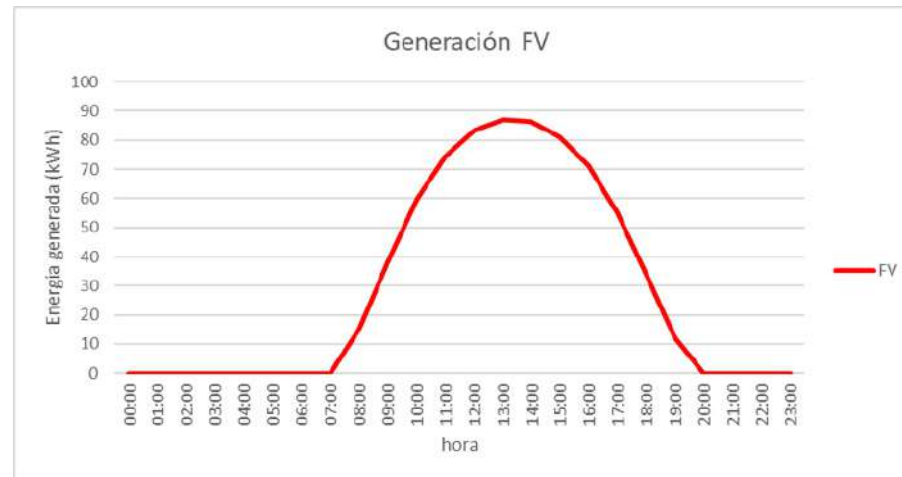
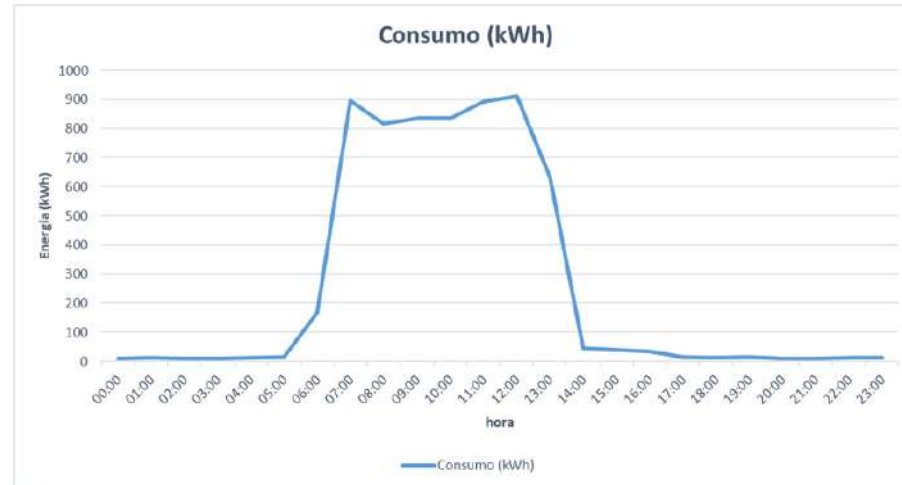


4.2. Dimensionamiento de una instalación sin excedentes

4.2.1. Curva de carga de la instalación

En primer lugar, es necesario conocer la curva de carga de la instalación dónde se quiere instalar la planta fotovoltaica. La instalación del ejemplo tiene consumos nocturnos y a primera hora de la mañana, para aprovechar los periodos más baratos de electricidad.

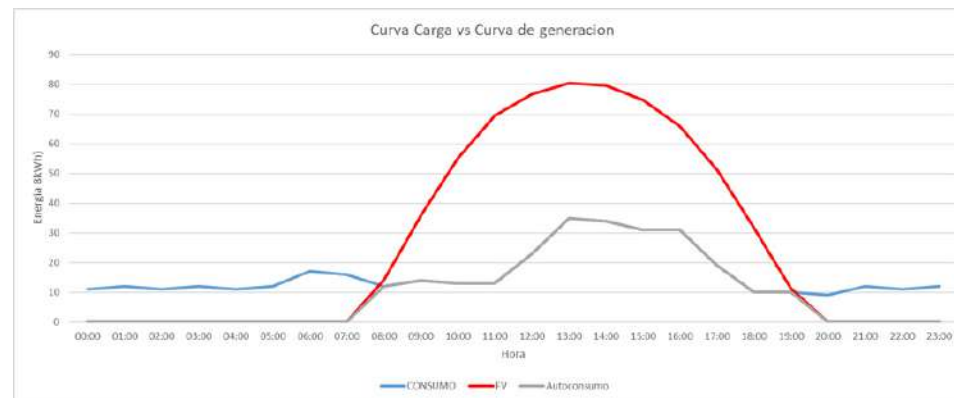
En segundo lugar, es necesario conocer la curva de generación que se tendrá en el emplazamiento de la instalación.



La curva de generación se ha realizado para una potencia nominal de la instalación de 102 kW. Se ha elegido esa potencia nominal por la superficie disponible y debido a que no se tiene un consumo regular en la planta.

Una vez conocemos ambas curvas se muestra el autoconsumo que habría para dos días diferentes del año, ya que como se ha comentado el consumo no es regular en la planta.

En este día se autoconsumiría toda la energía generada y a partir de las 14:00 entraría el vertido 0 a regular debido a la bajada de consumo de la instalación.



Como se observa en este ejemplo el consumo de la planta es menor que en el ejemplo anterior, ya que solo están consumiendo energía eléctrica los servicios comunes. En este caso actúa el vertido 0, es decir, se tiene más energía generada que energía consumida por lo que a partir de las 8:00 el sistema de vertido 0 regula al inversor para no verter energía a la Red Eléctrica. A partir de las 11:00 el consumo de la planta aumenta y es posible cubrir este aumento con energía fotovoltaica por lo que el vertido 0 vuelve a regular.

4.2.2. Localización de la zona adecuada

Los terrenos colindantes en esta cantera son bastante irregulares por lo que se ha decidido realizar el estudio de la instalación solar fotovoltaica en cubierta. Como la potencia real a ins-

talar es de 102 kWn o 120 kWp la superficie necesaria para la instalación será aproximadamente según los ratios de 850 m².

Se utilizan la mayoría de cubiertas disponibles en la planta.



4.2.3. Estudio Económico

Los ratios de construcción se sitúan entrono los 500 €/kWp – 800 €/kWp, para este tipo de instalación se tomará de referencia 700 €/kWp.

La inversión para una instalación de 122 kWp ascendería a 84.252 €

Debido a la instalación del vertido 0 se pierden un total de 83.598 kWh anuales lo que supone un 8,66 % del consu-

mo total de la instalación y el 47,81% de la generación.

El flujo de caja se deberá calcular mediante los costes que se tendrán de la instalación:

- Valor de la energía que consume, alrededor de 0.085 €/kWh
- Gastos de mantenimiento y otros, rango que oscila entre los 600 € - 800 € anuales.

Este tipo de instalación tiene una vida útil de 30 años, por lo que la inversión debe tener en cuenta:

- 1) Precio de la energía y su variación durante los 30 años. Se considera un incremento del 1%
- 2) Variación de los gastos de Mantenimiento y Operación. Se considera un 1,5%.

Una vez realizado el estudio de los consumos de la planta y los costes que supondría la instalación fotovoltaica se tiene la siguiente tabla de flujos de casa.

	INVERSION	ENERGIA AUTOCONSUMIDA	VALOR ENERGIA AUTOCONSUMIDA	GASTOS MANT&OTROS	CASH FLOW	AMORTIZACIÓN
1	- 84.252 €	91.247	7.761,01 €	600,00 €	77.090,99 €	77.090,99 €
2		90.700	7.830,16 €	609,00 €	7.221,16 €	69.869,82 €
3		90.156	7.947,62 €	618,14 €	7.329,48 €	62.540,34 €
4		89.615	8.066,83 €	627,41 €	7.439,42 €	55.100,92 €
5		89.077	8.187,83 €	636,82 €	7.551,01 €	47.549,91 €
6		88.542	8.310,65 €	646,37 €	7.664,28 €	39.885,63 €
7		88.011	8.435,31 €	656,07 €	7.779,24 €	32.106,38 €
8		87.483	8.561,84 €	665,91 €	7.895,93 €	24.210,45 €
9		86.958	8.690,27 €	675,90 €	8.014,37 €	16.196,08 €
10		86.437	8.820,62 €	686,03 €	8.134,59 €	8.061,49 €
11		85.918	8.952,93 €	696,32 €	8.256,61 €	195,12 €
12		85.402	9.087,22 €	706,77 €	8.380,46 €	8.575,57 €
13		84.890	9.223,53 €	717,37 €	8.506,16 €	17.081,73 €

Como se observa en la tabla anterior la inversión sería amortizada en el año 11 de la vida útil de la instalación, con una rentabilidad anual del proyecto de 9,9%.

Esta rentabilidad es menor a la esperada por la cantidad de energía que no se producirá debido al vertido cero (47,81%). La empresa objeto del estudio podrá mejorar la rentabilidad trasladando, si puede y es rentable, consumo de su proceso productivo a las horas solares.

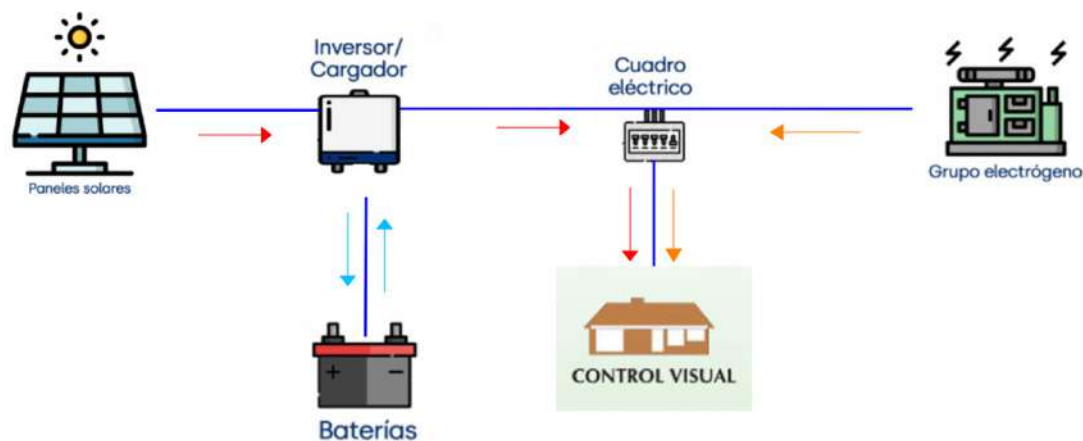
A continuación, se muestra una tabla de inversiones orientativas del coste de la instalación fotovoltaica en cubierta, con conexión en baja tensión y posibilidad de instalar la estructura de los paneles en la cubierta existente.

Potencia de la instalación (kW)	Inversión (€)
50	41.300 €
100	82.600 €
250	206.500 €
400	330.400 €
500	413.000 €

4.3. Autoconsumo sin excedentes con Grupo Electrónico

Esta modalidad se conoce como **instalaciones aisladas**, ya que no tienen conexión a la Red Eléctrica y tampoco tienen un acceso cercano a ella. Estas instalaciones obtienen la electricidad a partir de Grupos Electrónicos.

Esta modalidad se plantea para cubrir los **servicios auxiliares y los servicios permanentes** de las diferentes plantas, es decir, oficinas, vestuarios, servicios de báscula entre otros. Al igual que todas las instalaciones de autoconsumo se debe dimensionar la instalación en función de la curva de consumo de las instalaciones que se quieren cubrir con la generación fotovoltaica para así obtener una instalación óptima y eficiente.



En este caso, como se ha indicado, se cubrirán los servicios auxiliares y permanentes con la instalación fotovoltaica mientras que el resto de consumos se cubrirán con la generación del grupo electrógeno.

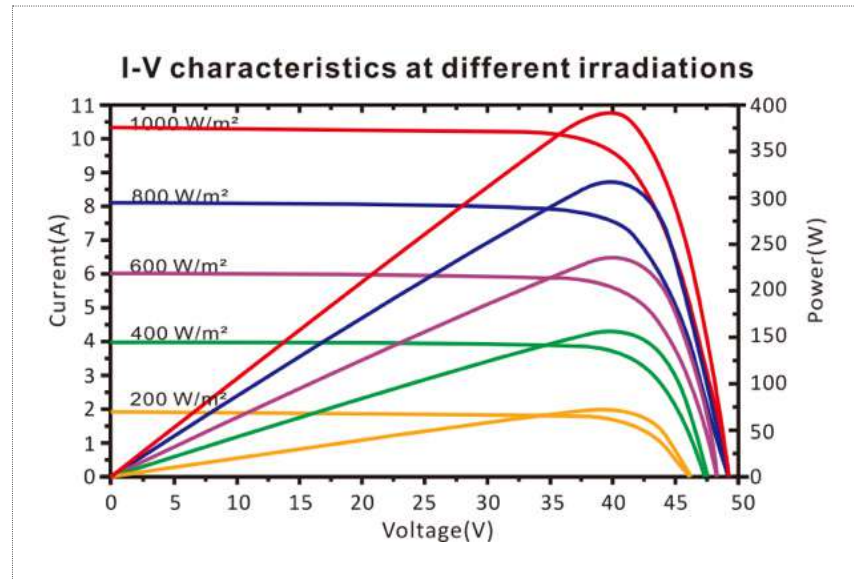
Los elementos necesarios para este tipo de instalaciones son:

1. Generador:

Son los encargados de captar la luz solar y transformarlas en corriente continua. Se tienen diferentes paneles solares según la tipología pueden ser:

- a. Policristalinos, esta tipología ofrece una potencia pico de panel menor entre los 270 W – 330 W.
- b. Monocristalinos, esta tipología ofrece una potencia superior, con potencias pico de paneles de entre 370 W – 400 W.

A continuación, se muestra un ejemplo de la curva característica de generación solar para un panel monocristalino.



En la gráfica se muestran la relación entre la intensidad de trabajo y el voltaje (eje izquierdo) para diferentes radiaciones de trabajo. También se muestra la relación entre el voltaje y la potencia del panel (eje derecho), a mayor voltaje llegando al punto óptimo mayor es la potencia que puede ofrecer el panel.

2. Estructura:

Dependiendo de la situación de la cubierta será más óptimo instalar una estructura u otra.

- a. **Coplanar**, esta estructura tiene la misma orientación que la cubierta de las naves u oficinas disponibles. Es aconsejable instalar este tipo de

estructuras cuando las cubiertas tengan una orientación S-E o S-O y dispongan de un ángulo de inclinación suficiente. A continuación, se muestra una imagen de una instalación coplanar sobre cubierta.

- b. **Inclinada**, esta estructura se instala en cubiertas planas dónde es necesario tener un ángulo de inclinación en los paneles para mejorar el ren-

dimiento de la instalación. Dentro de esta modalidad de estructura se tienen diferentes tipos de anclajes.

- **Con bloques de hormigón lastrada**, este tipo de estructura tiene como ventaja que no es necesario atornillar el techado de la cubierta, sin embargo, es necesario calcular el peso que soporta la cubierta por metro cuadrado para situar los

bloques de hormigón. Se disponen de diferentes grados de inclinación desde los 10° hasta los 35°.

- **Metálica lastrada**, este tipo de estructura tiene como ventaja que no es necesario atornillar el techado de la cubierta y es una única estructura lo que le da más estabilidad. Solo se dispone de una única inclinación a 10° lo que limita la instalación.



ILUSTRACIÓN 28:
Estructura coplanar

3. Inversor Híbrido aislado:

Los inversores aislados con baterías se utilizan en instalaciones sin conexión a la red eléctrica. Son capaces de convertir la corriente continua de la batería o de la instalación fotovoltaica a corriente alterna de 220/400V para alimentar

los consumos de la instalación. Con el excedente de la energía fotovoltaica, se cargan las baterías para cuando haya un déficit de generación.

Este tipo de inversores utilizan baterías externas que, en caso de fallo de suministro por grupo electrógeno, no

afectarán a los servicios auxiliares. Además, como la instalación fotovoltaica se usará para servicios generales, se puede acumular la energía generada si no hay consumo para cuando se necesite consumir en las oficinas o vestuarios.



ILUSTRACIÓN 29:
Estructura metálica
lastrada



ILUSTRACIÓN 30:
Inversor Huawei
sun2000

4. Baterías:

Serán opcionales según la instalación y servirán para la acumulación de energía cuando haya un exceso de energía generada por la instalación fotovoltaica. Se suelen encontrar en el mercado soluciones agrupadas por módulos de baterías, que normalmente se apilan mediante conexiones eléctricas gobernadas por un controlador de carga, que indica la intensidad de entrada y salida. Actualmente las baterías más utilizadas son las baterías de Litio por su calidad/rendimiento. Un ejemplo de batería es el modelo siguiente de Huawei LUNA, este tipo de baterías permiten añadir módulos para aumentar la capacidad de carga. Dispone de una capacidad desde 5 kWh hasta los 30 kWh.



ILUSTRACIÓN 31: Baterías Huawei Luna



5. BMS: se trata del cerebro de la instalación, tiene las siguientes funcionalidades:

a. Monitorizaciones: permite la adquisición de todos los parámetros eléctricos de las diferentes partes de la instalación fotovoltaica: inversor, baterías, grupo electrógeno, analizadores de redes, sondas de radiación, etc. Para posteriormente realizar informes de consumo y producción, alarmas y monitorizar la instalación a tiempo real. Gracias a su posterior tratamiento de datos se pueden detectar anomalías en la instalación y corregirlas lo antes posible.

b. Control de la instalación: permite elegir la estrategia de funcionamiento de la batería, encender o apagar el inversor, reiniciar los contadores de energía, etc. Dentro de las estrategias de la instalación de baterías podemos destacar:

i. Reducir Picos de consumo: aunque para instalaciones aisladas no tiene sentido, sí que lo tiene para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, ya que permite reducir el término de potencia, utilizando la energía almacenada en las baterías solo para allanar la curva de consumo y conseguir un ahorro en la factura eléctrica.

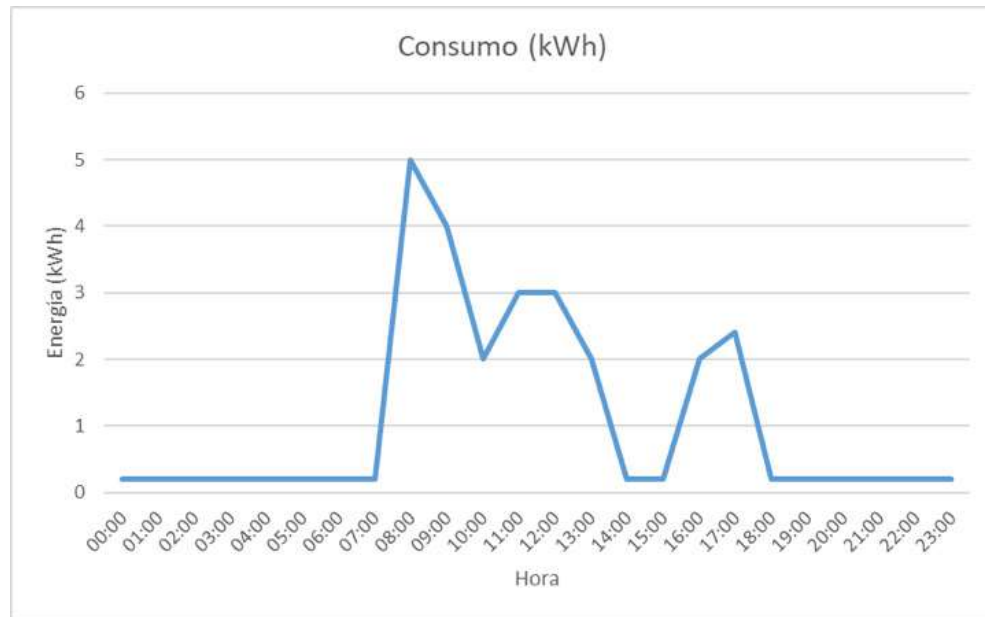
ii. Reducir el coste económico, descargando la batería en las horas de mayor precio: tampoco tiene sentido en instalaciones aisladas, ya que se descarga la batería en las horas de mayor precio económico.

iii. Déficit de energía producida por la instalación fotovoltaica: es el único modo de funcionamiento de las baterías que tiene sentido para instalaciones aisladas, ya que solo se utiliza la energía almacenada en las baterías cuando la producción de la instalación fotovoltaica es inferior al consumo.

4.3.1. Dimensionamiento de una instalación sin excedentes con Grupo Electrónico

En este caso se ha dimensionado para una instalación auxiliar de 5 kW. Esta instalación agrupará las cámaras de seguridad, servicios de telefonía y enchufes del espacio donde se encuentra, son servicios que independientemente de que la planta esté en funcionamiento necesitan un servicio de electricidad continuo.

Estos consumos serán prácticamente constantes durante la noche y pueden tener variaciones a lo largo del día, la curva de consumo será la mostrada a continuación:

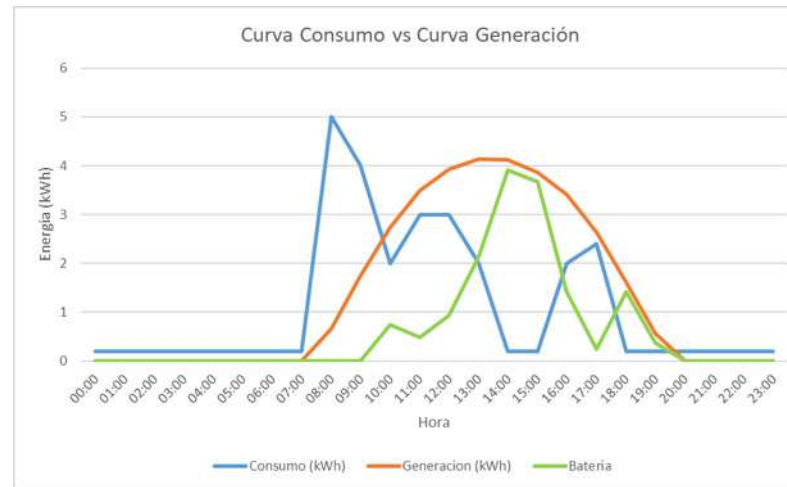
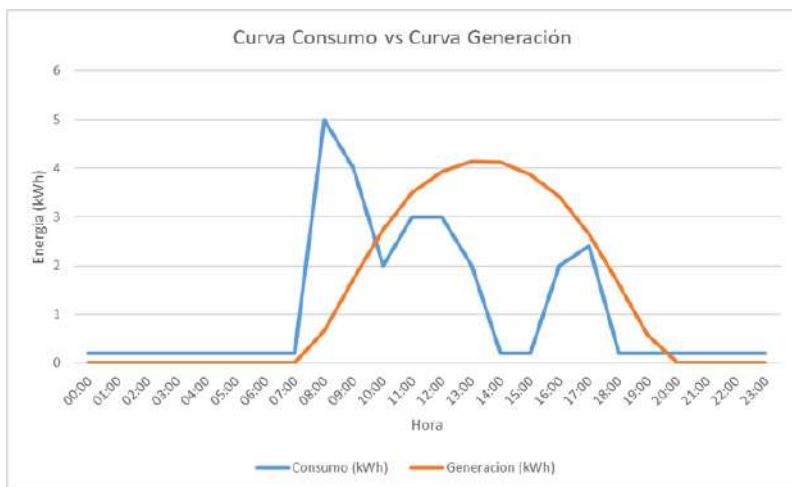


La curva de generación y la curva de consumo se muestran a continuación:

Toda la energía en exceso que se genera durante el día será la que cargue las baterías para poder utilizar estos servicios en las horas donde no se dispone de energía fotovoltaica. En la gráfica siguiente se muestra el proceso de carga de la batería (línea verde).

En este caso la inversión es mayor que en cualquier caso de los anteriores para la misma potencia debido a que actualmente las baterías tienen un coste elevado. Aunque el precio de las baterías es cada vez más asequible y con las ayudas al almacenamiento puede resultar más rentable. La inversión sin tener en cuenta la batería sería aproximadamente de 3500 €, con un coste de batería de alrede-

dor de los 6000 €, el total de la inversión ascendería a 9500 €. La energía capaz de generar la instalación fotovoltaica y el precio de inversión hacen que el precio de la energía que suministra esta pequeña instalación es de 0,05 eur/kWh, el cual, es mucho menor que el coste por kWh de generación de un Grupo Electrónico, incluso del de la red eléctrica.





**AUTOCONSUMO
CON EXCEDENTES**

5 Autoconsumo con Excedentes

5.1. ¿Qué son los excedentes?

Los excedentes son la energía generada que no es consumida por la planta debido a una fluctuación en el consumo. En estos casos la instalación fotovoltaica se dimensiona para cubrir todo el consumo de la instalación, pero debido a que las plantas de aglomerado y canteras no tienen un consumo continuo se tendrán excedentes de generación.

La situación actual del mercado eléctrico es fluctuante debido a la subida de los precios, rozando precios históricos de 150 €/MWh, pero las expectativas a largo plazo para el mercado son

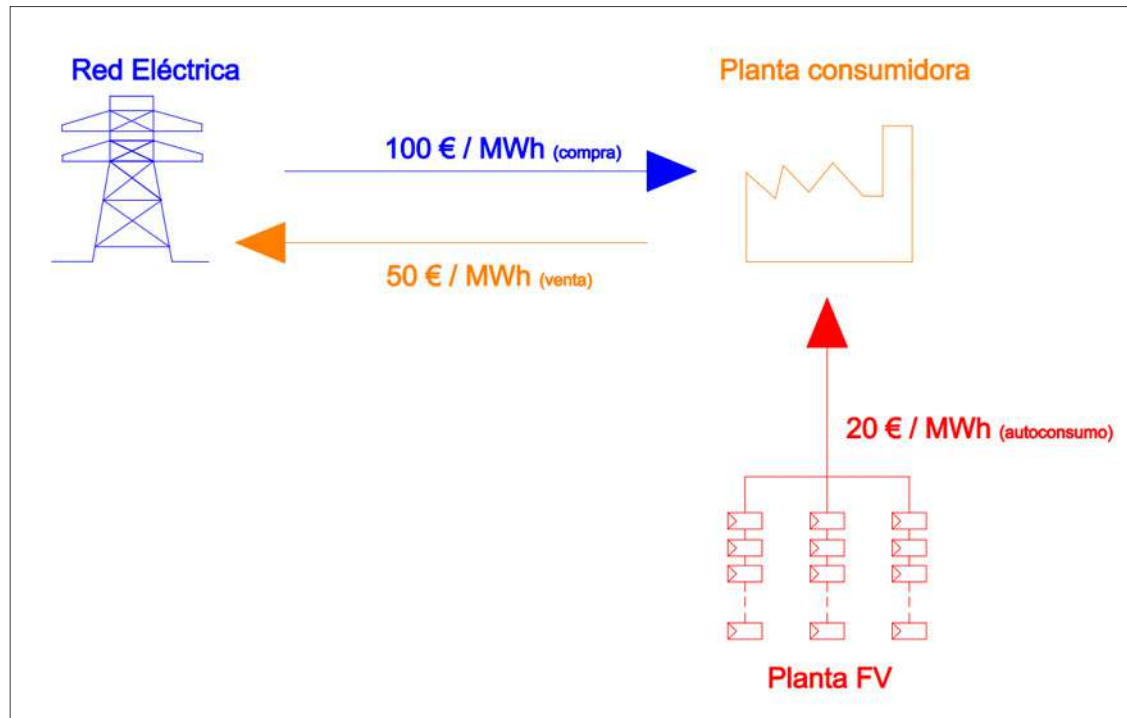
de que el precio de la electricidad se reduzca a los 35 €/MWh – 50 €/MWh, gracias al mix energético de energías renovables. Este panorama futuro es el que se debe tener en cuenta para realizar la inversión de la instalación fotovoltaica.

En el caso de autoconsumo con excedentes se tienen dos modalidades:

1. Excedentes compensables, en este caso se recibirá una compensación por parte de la empresa comercializadora en la factura eléctrica, por lo que el productor no debe darse de alta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

2. Excedentes no compensables, en este caso si se venderá la energía sobrante producida por lo que se trata de una actividad económica. Por ello, si se tiene que dar de alta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica el productor (agente de mercado).

La instalación fotovoltaica suministrará energía a nuestras instalaciones lo que dará lugar a un ahorro tanto energético como económico y a un ingreso en euros por la venta de la energía que sobra. Esto se puede ver en el esquema de flujos siguiente.



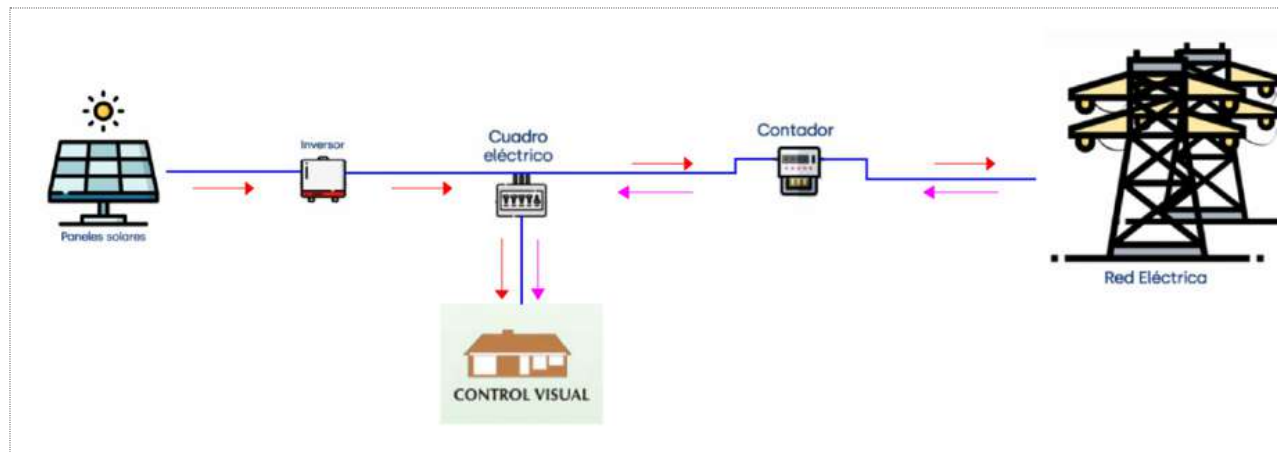
El precio de la energía que se compra, está alrededor de 100 €/MWh (precio medio histórico).

El precio al que vendo la energía al mercado mayorista es de 50 €/MWh (precio medio histórico).

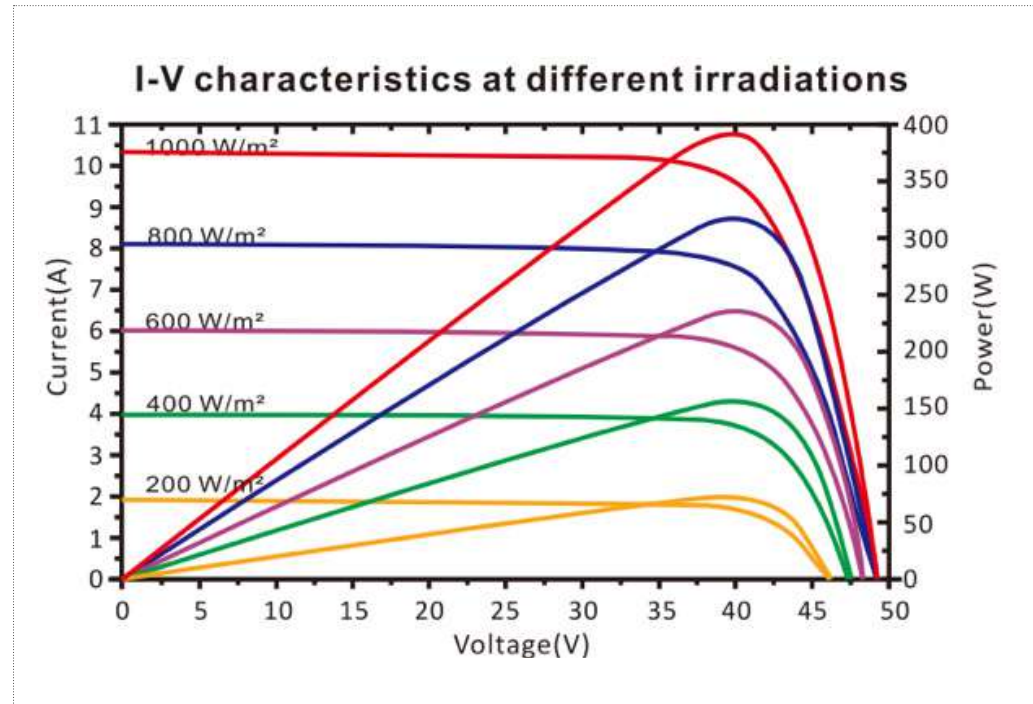
El coste de la energía fotovoltaica que produzco contando la inversión y lo que genera en su vida útil es de aproximadamente 20 €/MWh. Este precio de la energía es fijo durante toda la vida útil de la instalación.

Con este esquema se quieren resaltar dos conceptos:

1. Se seguirá consumiendo energía de la red eléctrica, aunque en un porcentaje menor según el dimensionamiento de la instalación.
2. Supondrá un ahorro económico a largo plazo para la planta.



En la gráfica se muestran la relación entre la intensidad de trabajo y el voltaje (eje izquierdo) para diferentes radiaciones de trabajo. También se muestra la relación entre el voltaje y la potencia del panel (eje derecho), a mayor voltaje llegando al punto óptimo mayor es la potencia que puede ofrecer el panel.



2. Estructura:

Dependiendo de la situación de los paneles se tendrá una estructura u otra.

- a. Hincadas: consiste en hincar en el terreno los postes principales de la estructura. Se distinguen dos tipos monopostes y bipostes. Se muestra un ejemplo de estructura biposte hincada.

En terrenos donde se tenga roca dura se requiere realizar un pre-drilling (pre-perforación). Con esta pre-perforación se quiere conseguir que los perfiles alcancen la profundidad requerida por el proyecto, facilitando así el hincado final de la estructura.

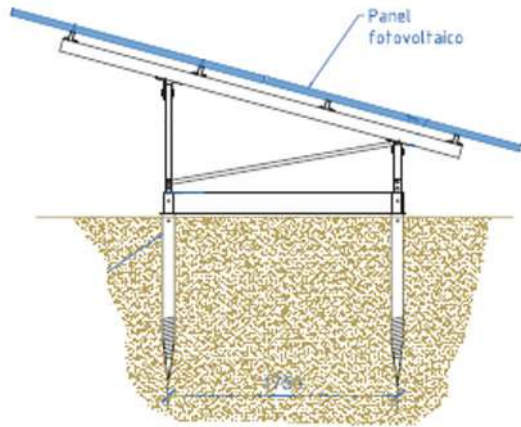
- c. De tornillo: en esta modalidad es necesario realizar una perforación previa para poder atornillar con mayor facilidad los postes principales.



ILUSTRACIÓN 32:
Estructura hincada
biposte



ILUSTRACIÓN 33:
Estructura hincada
monoposte



En la instalación de ambas estructuras se debe realizar un ensayo Pull-Out, este ensayo consiste en evaluar los esfuerzos, las deformaciones y las cargas a los que se puede someter la estructura. A continuación, se muestran dos ejemplos de ensayo de tracción y cortadura en una instalación real. El ensayo de cortadura se ejecutará con diferentes escalones de carga.



ILUSTRACIÓN 34:
Ensayo de tracción



ILUSTRACIÓN 35:
Ensayo de cortadura

3. Inversor de corriente

Es el elemento que se encarga de transformar la energía eléctrica de continua a alterna.

Se pueden tener dos distribuciones de inversores:

a. Distribuidos, se tendrían inversores de pequeña potencia distribuidos por la planta fotovoltaica. En este caso se pueden utilizar los inversores Huawei que van desde una potencia pico de 18 kW hasta inversores de 185 kW. A continuación, se muestra un inversor Huawei de 20 kW.

- ABB de 55 kW a 1400 kW
- SMA de 15 kW a 150 kW
- Ingeteam hasta 160 kW
- Delta hasta 80 kW
- SolarEdge hasta 120 kW



ILUSTRACIÓN 36:
Inversor Huawei



ILUSTRACIÓN 37:
Inversores Power Electronics

f. Centrales, se tiene un único inversor para toda la planta fotovoltaica. En este caso se pueden utilizar inversores de la marca Power Electronics, que tienen capacidad de hasta 3,6 MW. Entre otras marcas destacas están:

- SMA hasta 2160 kW
- Ingeteam hasta 7,2 MVA
- SUNGROW 125 kW hasta 6,3 MVA

Los elementos que se mencionan a continuación son los necesarios para la Conexión a red eléctrica interior de Centro de Trabajo.

A. Conexión a la red interior en Baja Tensión (esquema A)

1. Modificación Cuadro General de Baja Tensión (CGBT). En instalaciones existentes donde se dispone de un CGBT con la potencia suficiente para absorber y repartir la energía generada por el inversor se modificará este cuadro añadiendo la línea de entrada desde la generación.

2. Línea de conexión, es la línea que conectará la instalación fotovoltaica con CGBT. Esta línea se puede conectar en Baja Tensión o en Media Tensión.

B. Conexión a la red interior en Alta Tensión (situación B)

1. Centro de transformación, en ciertos casos, no es posible conectar en la parte de baja tensión por no haber potencia suficiente en el centro de transformación existente o por longitudes largas entre la generación y el transformador más cercano. En este caso se disponen de un nuevo centro de transformación que se conectará a la red de alta tensión existente (20kV).

2. Línea de conexión, es la línea que conectará la instalación fotovoltaica con la red de media tensión del centro de trabajo. Esta línea en Media Tensión se conectará a una nueva celda en el centro de entrega o en

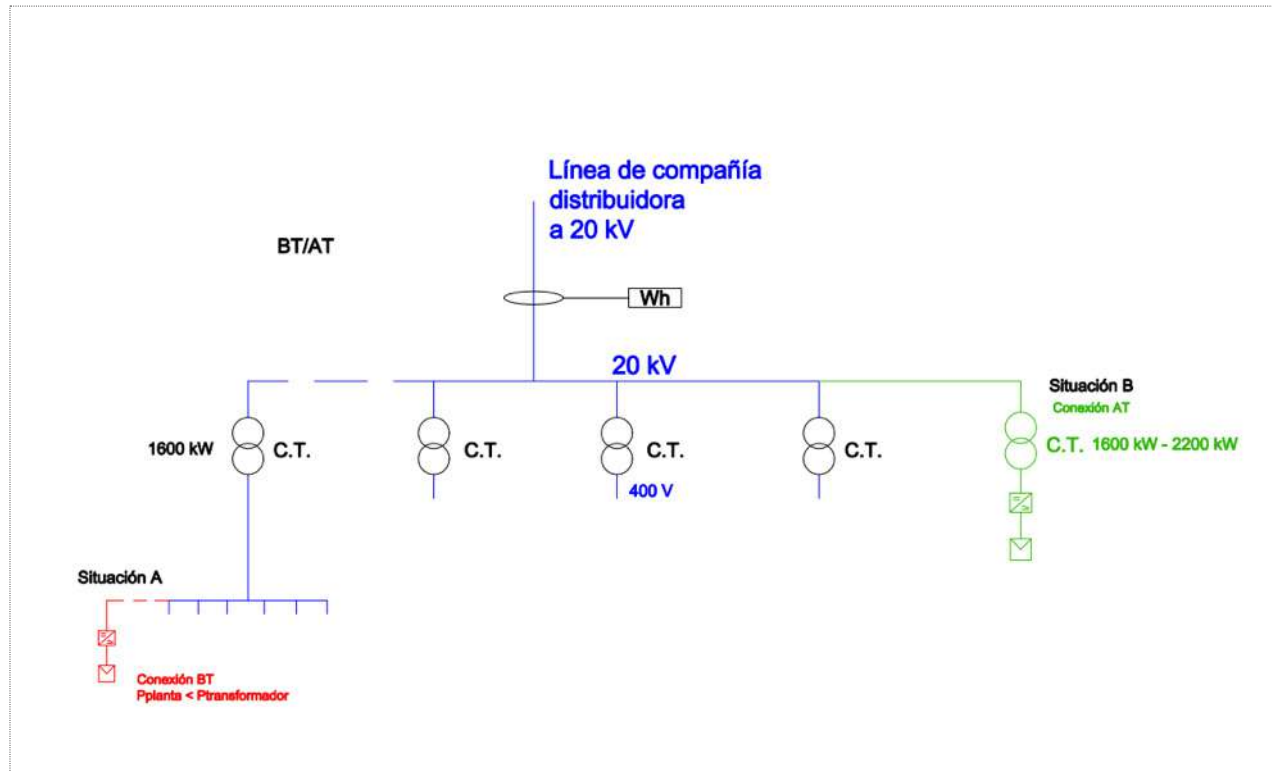
cualquier punto por donde discurra la red interior de media Tensión en caso de haber más de un CT en el centro de trabajo.

Elementos que pueden darse fuera de la instalación fotovoltaica.

Punto de conexión con la compañía distribuidora eléctrica.

1. La compañía pide modificación en la acometida.

Por ejemplo: Centro de seccionamiento telemandado para $P > 630 \text{ kW}$, suele ser el requisito "más habitual".



5.2. Dimensionamiento de una instalación con excedentes

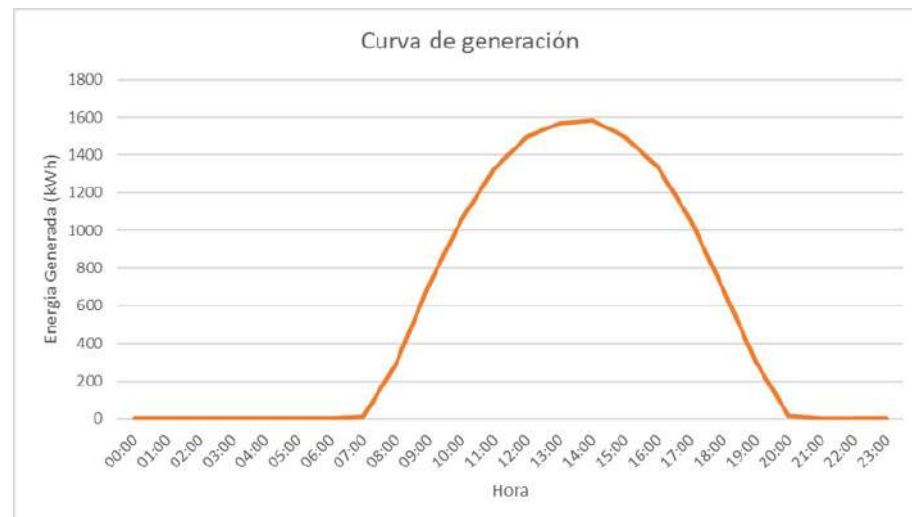
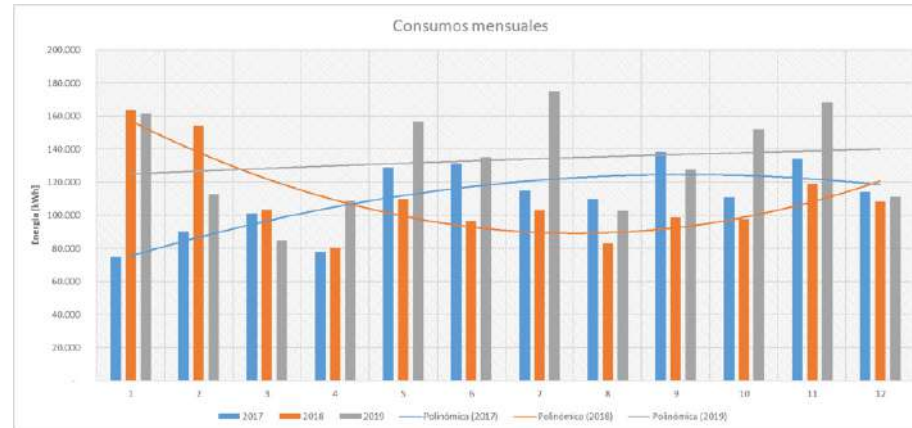
Se mostrará un ejemplo de estudio de una cantera real en producción dónde se autoconsumirá y se podrá verter a red. Esto supondrá un ahorro tanto económico como una reducción de las emisiones de CO2. Para poder realizar un buen dimensionamiento de la instalación será necesario tener al menos un año completo de los consumos de la instalación.

5.2.1. Curva de carga de la instalación

A continuación, se muestran los consumos agrupados por meses para tres años de la cantera a estudiar.

Para el último año el consumo asciende a 1.590 MWh/año por lo que este valor debe ser orientativo para poder dimensionar la instalación fotovoltaica.

La curva de generación de la instalación tipo de 2 MW sería la siguiente.

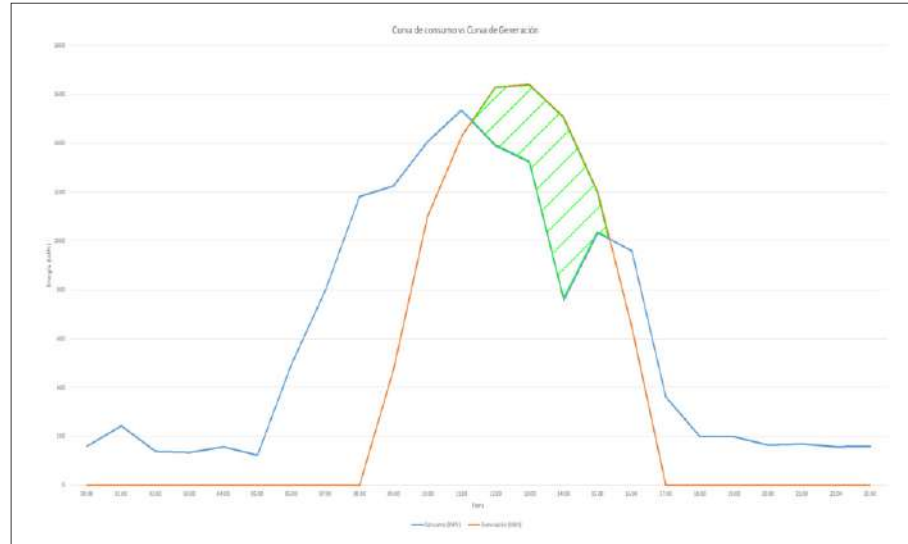


Una vez conocemos ambas curvas se obtiene la gráfica combinada de curva de generación y consumo.

La parte sombreada en verde es la que corresponde al exceso de generación y es la energía que se inyectará a la red.

5.2.2. Localización de la zona adecuada

Para este tipo de instalaciones se buscarán terrenos colindantes debido a su gran necesidad de superficie. En este caso se ha buscado una posible ubicación al lado de la planta, los terrenos marcados en rojo serían los necesarios para instalar la instalación fotovoltaica de 2.25 MWn. Con los ratios que se tienen la superficie necesaria para la instalación sería de aproximadamente 43.000 m².



5.2.3. Estudio Económico

Los ratios de construcción se sitúan en torno a los 500 €/kWp – 800 €/kWp, para este tipo de instalación se tomará de referencia 800 €/kWp incluyendo las instalaciones de conexión y acometida en alta tensión (20kV).

La inversión para una instalación de 2500 kWp ascendería aproximadamente a 2.160.000 €, solamente de la instalación fotovoltaica sin tener en cuenta el coste de las parcelas.

El flujo de caja se deberá calcular mediante los costes que se tendrán de la instalación:

- Valor de la energía que consume, alrededor de 0.085 €/kWh
- Gastos de mantenimiento y otros, rango que oscila entre los 600 € - 800 € anuales.
- Precio al que se pagará la energía vertida 35 €/MWh.
- Se tiene un coste de reinversión en el año 16 para sustitución de paneles, posibles problemas con el inversor.

Dependiendo de la fluctuación del precio de la energía se tendrá una rentabilidad u otra en función del coste de construcción €/kWp. Para una potencia pico de la instalación de 2.5 MW se tienen las siguientes variaciones de rentabilidad.

	Inversión en función de coste de construcción (€/kWp)			
Precio OMIE €/MWh	650	700	750	800
30	1%	1%	0%	-1%
35	3%	2%	1%	1%
40	4%	3%	3%	2%
45	5%	5%	4%	3%
50	7%	6%	5%	4%
55	8%	7%	6%	5%
60	9%	8%	7%	6%
65	10%	9%	8%	7%
70	11%	10%	9%	8%
75	12%	11%	10%	9%
80	13%	12%	11%	10%

El flujo de caja para el caso de Precio OMIE más caro (80€/MWh) y coste de construcción más caro (700 €/kWp) es el mostrado a continuación:

En cuanto a la rentabilidad del proyecto a 30 años con un coste de estructura de 800 €/kWp y un precio de mercado de 80 €/MWh se obtiene una TIR del 10%.

Según las estimaciones para los precios futuros entre los 35 €/MWh – 40 €/MWh con un coste de estructura de 800 €/kWp la rentabilidad estaría entorno a 2%.

Por lo que tenemos cuatro situaciones a resaltar:

- 1. Menor coste de estructura y mayor precio de OMIE → Rentabilidad del 13%**
- 2. Menor coste de estructura y menor precio de OMIE → Rentabilidad del 3%**
- 3. Mayor coste de estructura y mayor precio de OMIE → Rentabilidad del 10%**
- 4. Mayor coste de estructura y menor precio de OMIE → Rentabilidad del 1%**

AÑO	INVERSIONES	ENERGÍA (kWh)	INGRESOS	GASTOS	FLUJOS DE CAJA
1	2.160.000,00 €	2.083.050	135.398,25 €	19.132,20 €	- 2.043.733,95 €
2	- €	4.166.100	270.796,50 €	38.164,11 €	232.632,39 €
3	- €	4.164.017	270.661,10 €	39.456,15 €	231.204,95 €
4	- €	4.161.935	270.525,77 €	38.722,48 €	231.803,29 €
5	- €	4.159.854	270.390,51 €	39.008,19 €	231.382,32 €
6	- €	4.157.774	270.255,31 €	40.375,61 €	229.879,70 €
7	- €	4.155.695	270.120,19 €	39.592,96 €	230.527,22 €
8	- €	4.153.617	269.985,13 €	39.892,17 €	230.092,96 €
9	- €	4.151.541	269.850,13 €	41.322,50 €	228.527,64 €
10	- €	4.149.465	269.715,21 €	40.504,55 €	229.210,66 €
11	- €	4.147.390	269.580,35 €	40.817,87 €	228.762,48 €
12	- €	4.145.316	269.445,56 €	42.313,98 €	227.131,58 €
13	- €	4.143.244	269.310,84 €	41.459,12 €	227.851,72 €
14	- €	4.141.172	269.176,18 €	41.787,20 €	227.388,98 €
15	- €	4.139.101	269.041,59 €	43.352,10 €	225.689,49 €
16	432.000,00 €	4.137.032	268.907,07 €	42.458,64 €	- 205.551,56 €
17	- €	4.134.963	268.772,62 €	42.802,15 €	225.970,47 €
18	- €	4.132.896	268.638,23 €	44.438,98 €	224.199,25 €
19	- €	4.130.829	268.503,91 €	43.505,15 €	224.998,76 €
20	- €	4.128.764	268.369,66 €	43.864,80 €	224.504,86 €
21	- €	4.126.700	268.235,48 €	45.576,85 €	222.658,63 €
22	- €	4.124.636	268.101,36 €	44.600,81 €	223.500,55 €
23	- €	4.122.574	267.967,31 €	44.977,33 €	222.989,98 €
24	- €	4.120.513	267.833,32 €	46.768,03 €	221.065,30 €
25	- €	4.118.452	267.699,41 €	45.747,85 €	221.951,56 €
26	- €	4.116.393	267.565,56 €	46.142,02 €	221.423,54 €
27	- €	4.114.335	267.431,78 €	48.014,95 €	219.416,82 €
28	- €	4.112.278	267.298,06 €	46.948,62 €	220.349,44 €
29	- €	4.110.222	267.164,41 €	47.361,24 €	219.803,17 €
30	- €	4.108.167	267.030,83 €	49.320,17 €	217.710,66 €



**ENERGÍA
SOLAR TÉRMICA.
AGUA CORRIENTE
SANITARIA**

6 Otras energías Renovables

6.1. Energía Solar Térmica. Agua Corriente Sanitaria

España es el cuarto país europeo en el aprovechamiento de la energía solar térmica, por delante de países como Italia, Francia o Gran Bretaña. Hasta la fecha, muy pocas explotaciones mineras o instalaciones de beneficio/tratamiento de minerales, han optado por adoptar esta tecnología para generar ACS con destino a vestuarios, aseos y comedores.

Debe tenerse en cuenta, la diferente tipología de explotaciones mineras y plantas de beneficio, algunas de las cuales, no disponen de acceso a la red de suministro de energía eléctrica de baja/media tensión y mediante la implementación de esta tecnológica de aprovechamiento solar, se podrá generar agua caliente sanitaria con el consiguiente fomento del ahorro

energéticos, reducción emisión de GEI a la atmosfera y el aprovechamiento del recurso solar que nuestro territorio ofrece.

La energía solar térmica constituye una fuente energética inagotable, no produce afecciones sobre el medio físico, ni sobre la calidad del aire, ni sobre los suelos. Además, no provoca emisiones sonoras, y desde el punto de vista del impacto visual es una tipología de instalaciones aceptada socialmente en todo tipo de entornos (industriales, rurales, etc.) al poseer un carácter autónomo y descentralizado.

La energía solar térmica contribuye eficazmente a la reducción de emisiones de CO₂ y GEI uno de los principales compromisos que tiene actualmente contraído la sociedad española. Por término medio por cada metro cuadrado de captador solar instalado se dejan de emitir a atmósfera las si-

guientes cantidades de CO₂, en función del combustible a sustituir:

- 0,75 tCO₂/m² año, si se sustituye la electricidad como fuente de generación.
- 0,22 tCO₂/m² año, si se está sustituyendo al gasóleo de un generador eléctrico como fuente de generación.
- 0,19 tCO₂/m² año, si se está sustituyendo gas butano o propano de caldera existente como fuente de generación.

Además, la utilización de sistemas solares térmicos conlleva el aprovechamiento de uno de los principales recursos energéticos de carácter renovable e inagotable de España y sobre todo de la Comunitat Valenciana.

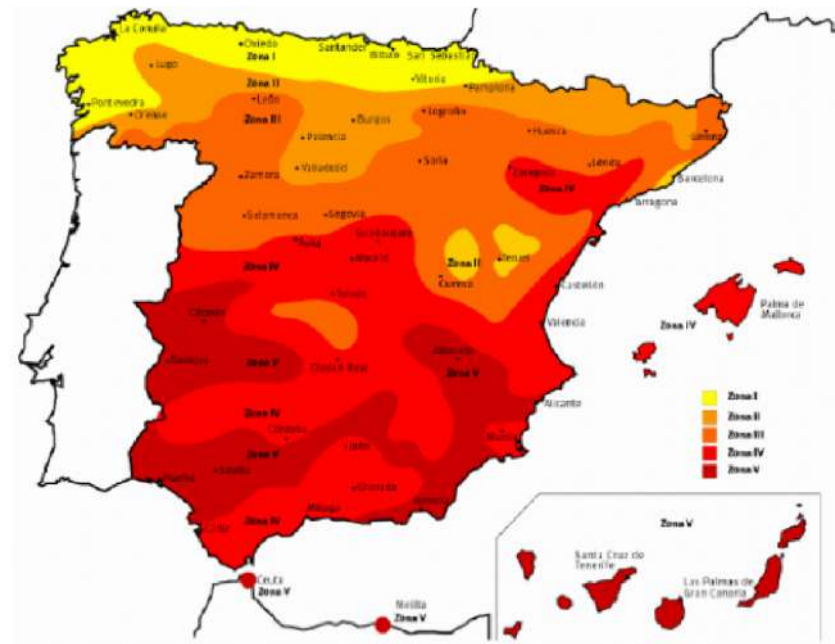
En la siguiente imagen, se muestra el Mapa de España generado a partir



de isóneas de radiación solar global anual sobre superficie horizontal.

La aplicación de estas instalaciones al calentamiento de agua conlleva generalmente una alta rentabilidad económica, considerando que:

- El ahorro energético puede llegar al 70%, respecto los combustibles fósiles y fuentes energéticas actualmente utilizadas.
- Los requerimientos de operación y mantenimiento son mínimos. Los gastos de mantenimiento suponen tan solo el 5% - 10% de los ahorros económicos derivados del ahorro de combustible.
- La vida útil de las instalaciones es de 15-20 años.



ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh/m ²)	< 3,8	3,8 - 4,2	4,2 - 4,6	4,6 - 5,0	> 5,0

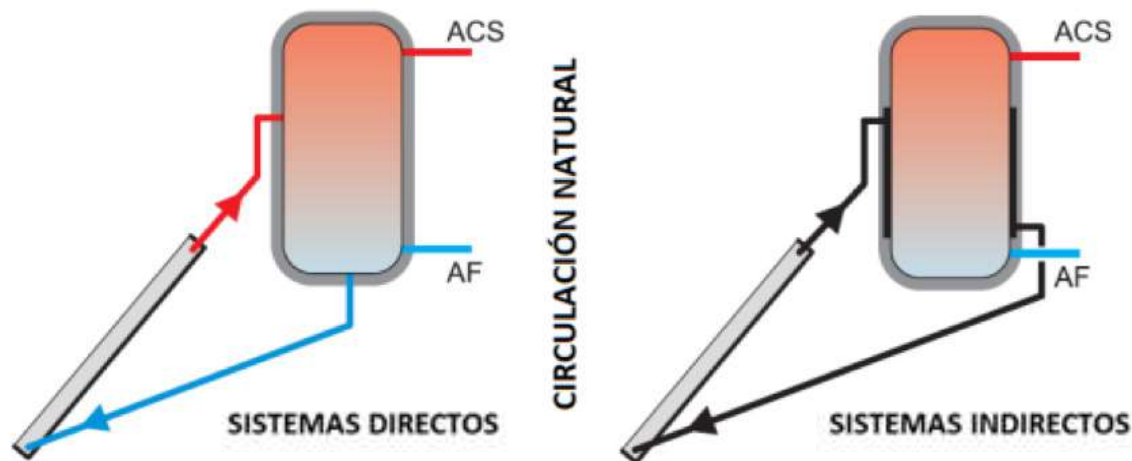
Existen una gran variabilidad de colectores solares, dependiendo del fin al que se vaya a dedicar, del material que lo compone, etc. Pero de acuerdo con las necesidades de la explotaciones mineras e instalaciones de beneficio, se puede afirmar que la tecnología más recomendada es la de colectores de placa plana, ya que es el modelo más utilizado actualmente y que mejor rendimiento y coste adquisición/mantenimiento presentan. Son colectores capaces de calentar el fluido de captación e intercambio térmico a

baja temperatura, menos de 100°C. Los colectores de placa plana son en la actualidad los más extendidos comercialmente. Su temperatura de trabajo se sitúa en un rango de 50-70°C, por lo que están indicados para producir agua caliente para muy diversas aplicaciones: ACS. Su coste de adquisición es del orden de 180 – 240 €/m².

Las instalaciones a contemplar en el presente ámbito de estudio, se puede denominar como pequeña instalación térmica, siendo sus principales características:

- Superficie captación: < 10 m².
- Potencia solar (Ps) en kW ($P_s = A \cdot 0,7 \text{ kW/m}^2$): < 7.
- Volumen de acumulación: > 200 l.
- Sistema de circulación intercambio,
- Número de bombas: sin bombas.

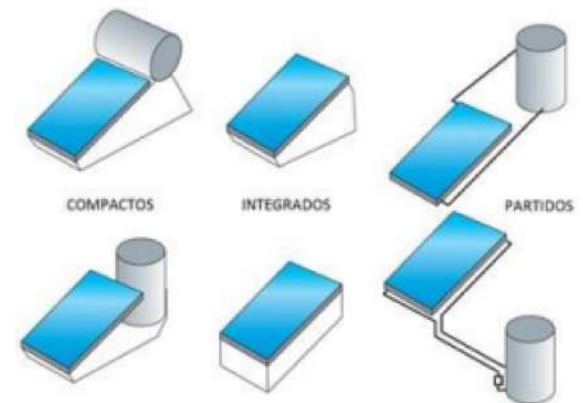
Como esquema básico de la instalación, se puede diferenciar entre sistema directo o indirecto:



Los sistemas de acumulación almacenan la energía térmica hasta que se realice su uso (aseos, vestuarios, etc). Fundamentalmente se utiliza la acumulación de calor sensible en líquido o agua caliente. El sistema se caracteriza por acumulación de consumo, el cual contiene siempre agua para consumo humano, que debe tener la calidad sanitaria correspondiente. El sistema de consumo está constituido por el conjunto de equipos y componentes a través de los cuales se satisface la demanda de agua caliente sanitaria; básicamente está constituido por la grifería y aparatos sanitarios, que se utilizan para proporcionar el

servicio de agua caliente sanitaria en la explotación minera. En función de la localización del acumulador de agua, en relación con la disposición de los captadores, se puede distinguir que, por la forma de acoplamiento de los principales componentes, captador y acumulador, las pequeñas instalaciones se pueden clasificar en tres tipos:

- Sistema compacto: cuando todos los componentes, como los captadores, acumulador y resto de accesorios, se encuentran montados en una sola unidad lista para ser instalada, aunque físicamente puedan estar diferen-





ciados. Se suelen instalar en terrazas horizontales, para lo cual van dotados de una estructura soporte, o en tejados inclinados, donde la integración arquitectónica puede ser compleja si las orientaciones del edificio no son adecuadas.

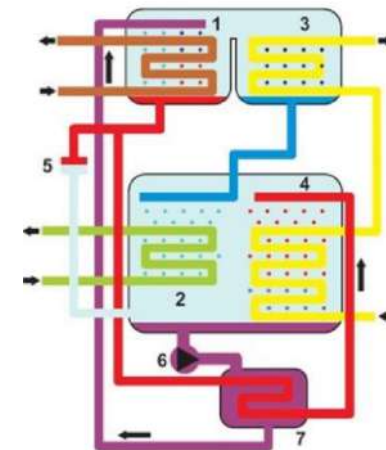
- Sistema integrado: es aquel sistema el cual integra las funciones de captación y acumulación de energía, es decir, captador y acumulador constituyen un único componente y no es posible distinguirlos físicamente.

- Sistema partido: existe una separación física y distancia relevante entre el sistema de captación y el de acumulación. Ofrecen más posibilidades de integración arquitectónica al poder tratar de forma independiente los sistemas de captación y de acumulación. Aunque normalmente son sistemas de circulación forzada, también pueden funcionar por termosifón si la ubicación, distancias, diseño y trazados de tuberías entre ambos sistemas son las adecuadas.

6.2. Energía Solar Térmica. Sistemas de refrigeración solar

Los sistemas de producción de frío para climatización (salas de control de plantas de tratamiento, oficinas, vestuarios, etc.) en explotaciones mineras y plantas de tratamiento, pueden ser realizados, en su mayoría, por equipos eléctricos de compresión mecánica, pero la disponibilidad del recurso solar son los principales atractivos para buscar soluciones que utilicen la energía solar para el abastecimiento energético de las instalaciones de refrigeración/calefacción. La principal ventaja de la climatización solar, es que proporciona continuidad al uso de las instalaciones solares térmicas durante todo el año y que las demandas de refrigeración son coincidentes con las disponibilidades de energía térmica procedentes de la energía solar.

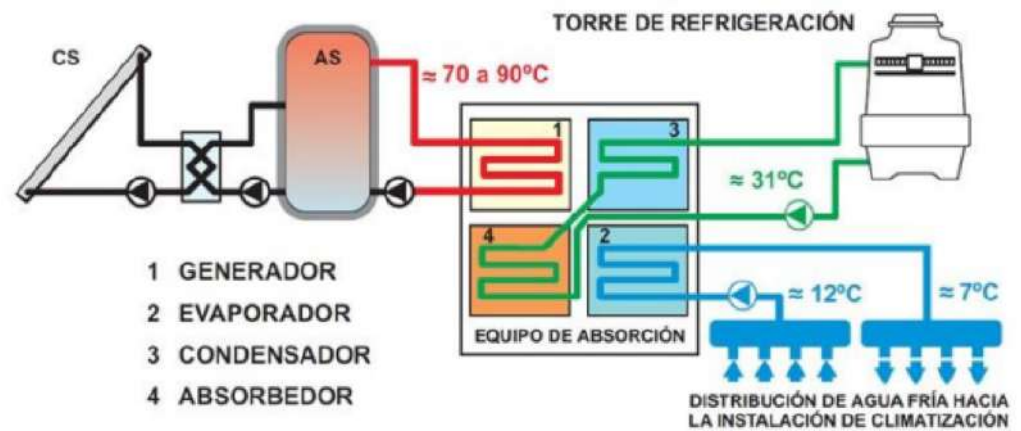
El equipo más utilizado es el equipo absorción, que produce agua fría a partir del calor proporcionado por la energía solar, en un generador que puede ser aportado por un fluido caliente (90°C). En el circuito interior existe una mezcla absorbente-refrigerante que se separa cuando este último se evapora, a bajas presiones y temperaturas, absorbiendo la energía para la vaporización que produce el efecto de refrigeración (7°C). El calor intercambiado se evacúa, como ocurre en los sistemas convencionales, mediante un sistema de disipación (Condensador) a una temperatura intermedia (30°C). Dependiendo del nivel de temperatura fría que se quiere alcanzar y de la temperatura del generador disponible, se utilizan diferentes pares absorbente-refrigerante: bromuro de litio agua, agua amoniaco, etc. Las máquinas de absorción precisan temperaturas de entrada en el generador que sean estables para que la operación sea efectiva.



- 1 GENERADOR
- 2 EVAPORADOR
- 3 CONDENSADOR
- 4 ABSORBEDOR
- 5 VÁLVULA EXPANSIÓN
- 6 BOMBA
- 7 INTERCAMBIADOR

- FLUIDO CALIENTE
- AGUA FRÍA
- AGUA DE TORRE
- VAPOR REFRIGERANTE
- LÍQUIDO REFRIGERANTE
- SOLUCIÓN DILUIDA
- SOLUCIÓN CONCENTRADA

La instalación solar de refrigeración por absorción, está constituida por un campo de captadores solares y un sistema de acumulación que alimenta al generador del equipo de absorción, una torre de refrigeración que actúa como sistema de disipación de calor al ambiente y un circuito de distribución de agua fría que conecta el evaporador del equipo con la instalación de climatización del edificio o de pendencia de la explotación minera o planta de beneficio.



6.3. Energía Geotérmica de Muy Baja Entalpía

La energía geotérmica a poca profundidad o de muy baja entalpía (menor de 30°C), es utilizada para la climatización, refrigeración de viviendas y producción de agua caliente sanitaria y que también puede ser aplicada en explotaciones mineras e instalaciones de beneficio, para refrigeración de oficinas, vestuarios y generación de ACS.

Hasta hace relativamente pocos años, la utilización de la energía térmica de la Tierra, ha estado restringida a regiones del planeta donde condiciones geológicas favorables hacen posible la transferencia de calor desde zonas calientes profundas hasta la superficie, o muy cerca de ella, y el posterior aprovechamiento de éste en forma de agua caliente en fase líquida o vapor.

La energía geotérmica es la energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie sólida de la Tierra. Esta definición es oficial en Alemania (VDI 4640) y ha sido adoptada por el Consejo Europeo de Energía Geotérmica (EGEC), engloba el calor almacenado en rocas, suelos y aguas subterráneas, cualquiera que sea su temperatura, profundidad y procedencia. No incluye el calor contenido en masas de agua superficiales, continentales o marinas, cuyo aprovechamiento también es posible mediante intercambiadores y bombas de calor.

Desde hace más de 30 años, como consecuencia de las diferentes crisis energéticas del siglo XX, en los países del Norte de Europa y de América, con inviernos muy fríos, se vienen empleando técnicas de intercambio geotérmico que utilizan circuitos cerrados de agua con fluido anticongelante, instalados en sondeos poco profundos o enterra-

dos a muy poca profundidad en el terreno, junto con bombas de calor “Geothermal Heat Pumps” (GHP’s) para satisfacer necesidades de calefacción, refrigeración y producción de agua caliente sanitaria en viviendas unifamiliares y edificios comerciales y a partir de ahora en explotaciones mineras.

La utilización de energía geotérmica de baja entalpía, aporta una serie de ventajas en pos de la sostenibilidad de las explotaciones mineras:

- **Energía limpia**

Ninguna instalación que emplee energía geotérmica precisa el consumo de combustibles fósiles, y por consiguiente, no contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero. Sólo consumen energía eléctrica para el funcionamiento de los compresores eléctricos, de las bombas de circulación y de los

ventiladores del interior del edificio. Esta energía eléctrica la podría suministrar la instalación fotovoltaica asociada a la explotación minera o instalación de beneficio. Las emisiones equivalentes de gases son únicamente las correspondientes a la producción en origen de esa energía, muy inferiores a las de los sistemas tradicionales.

- **Energía Económica**

Un sistema con bomba de calor geotérmica para una explotación minera, puede suponer un coste relativo de adquisición por regla general del doble de una instalación clásica de calefacción y refrigeración. Sin embargo, los costes de explotación son mucho más bajos que los de estos otros equipos, pues los costes de mantenimiento son generalmente muy reducidos y, fundamentalmente, porque su rendimiento energético elevado reduce el consumo de la energía de pago.

- **Energía Eficiente**

Gracias a la energía geotérmica, por la mayor estabilidad de las temperaturas del subsuelo, se podrán instalar bombas de calor de menor capacidad que si tuviesen que utilizar la temperatura ambiente exterior. En climas con variaciones de temperatura importantes, las bombas de calor geotérmicas tienen mejores prestaciones que las bombas de calor que utilizan aire exterior, cuyo rendimiento baja considerablemente con las temperaturas extremas.

- **Energía Continua**

La energía geotérmica depende de las características intrínsecas del subsuelo (gradiente geotérmico, permeabilidad de las rocas, etc.), constantes para cada caso concreto, lo cual asegura una gran regularidad en su utilización. Los coeficientes de disponibilidad de las centrales geotérmicas eléctricas son del 90% de

media, y en redes de calefacción se puede alcanzar el 100%. No depende del clima, de la radiación solar ni del viento. Está disponible 24 horas al día, 365 días al año.

La energía geotérmica de muy baja temperatura basa sus aplicaciones, en la capacidad que el subsuelo posee de acumular calor, y de mantener una temperatura sensiblemente constante a determinada profundidad, a lo largo de todo el año.

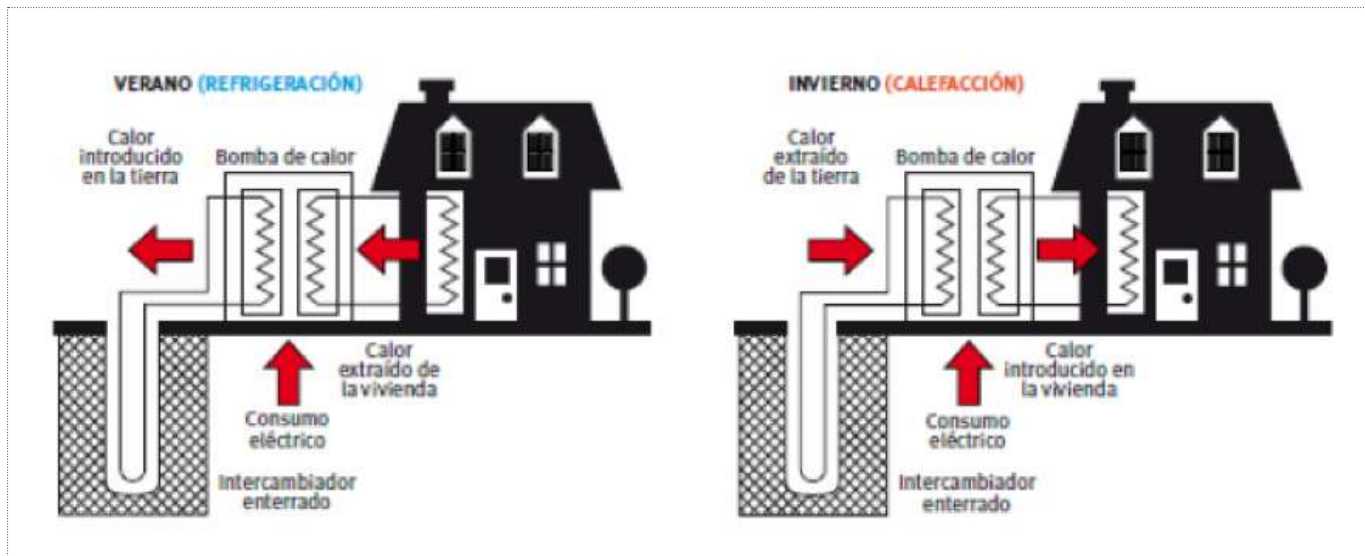
Es evidente que el comportamiento de los terrenos en cuanto a la transmisión del calor a través de ellos y a su capacidad de almacenarlo, condicionarán en gran medida el rendimiento de los aprovechamientos de este tipo de energía. Para las transferencias de calor por convección, la permeabilidad del terreno se convierte también en un factor importante, cuando no decisivo. Por ejemplo, unas gravas no disponen de una alta conductividad térmica por sí solas,

pero, saturadas de agua por su alta permeabilidad, pueden multiplicar por dicha variable. Sin embargo, unas arcillas en idénticas condiciones de saturación, alcanzan poco más que a duplicar la conductividad, debido a su baja permeabilidad.

Las aplicaciones van a depender, fundamentalmente, de la temperatura del terreno y de la capacidad del mismo, de transmitir o absorber el calor que

absorberá o cederá el espacio a climatizar. Este calor será conducido, desde o hasta el terreno, por un agente intercambiador de calor que, en la inmensa mayoría de los casos es un fluido con unas características especiales, como su bajo punto de congelación y su capacidad de mantener el calor, es decir, una baja inercia térmica; en realidad, suele ser agua con un aditivo, como algún glicol (alcohol especial de bajo

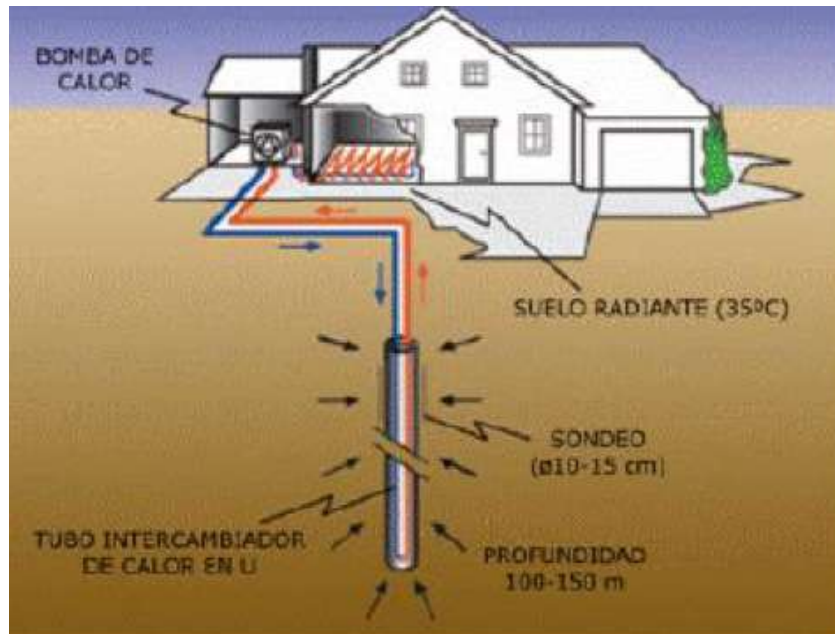
punto de congelación). Para esta modalidad de aprovechamiento, las temperaturas del subsuelo no excederán de los 30 °C, siendo las más comunes a utilizar las que oscilen en el rango de los 10-18 °C, y es evidente que este margen de temperaturas no es aprovechable directamente para la calefacción de las habitaciones que utiliza el ser humano, que demanda del orden de 40-50 °C, según las necesidades. Se

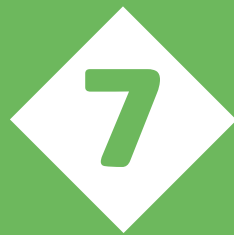


deduce inmediatamente que la forma de aumentar la temperatura del fluido de intercambio de calor deberá proceder de una fuente de energía ajena a la que se puede extraer del subsuelo; para ello, se utiliza un ingenio que el hombre se ha procurado desde hace más de 50 años, con un funcionamiento muy sencillo y con unos rendimientos muy notables, denominado Bomba de calor.

En su aplicación en explotaciones mineras y plantas de beneficio, se propone el sistema de Intercambiadores de calor verticales, que son ampliamente utilizados cuando se dispone de poca superficie y es necesaria una cantidad de energía considerable, además de cuando se desea una interrupción mínima del paisaje. La profundidad que alcanzan estos intercambiadores es

de 50-150 metros a través de la ejecución de sondeos/pozos, de modo que aprovecha la propiedad del terreno, en el que a determinada profundidad la temperatura se mantiene constante durante todo el año. En función de la litología y el nivel freático se elige un tipo de relleno que garantice la conductividad y altere mínimamente las condiciones del terreno.





**ASPECTOS JURÍDICOS A TENER EN
CUENTA EN LA IMPLANTACIÓN DE
INSTALACIONES DE GENERACIÓN
DE ENERGÍAS RENOVABLES EN
EXPLOTACIONES MINERAS**

7 Aspectos jurídicos a tener en cuenta en la implantación de instalaciones de generación de energías renovables en explotaciones mineras

7.1. Introducción

La actividad minera se rige por el principio de ubicación inamovible de los recursos minerales. Esto significa que se ha de explotar el mineral en el lugar en el que se encuentra y que su localización no se puede modificar, por lo que generalmente se ubican en suelo no urbanizable y conllevan un impacto evidente en el medio ambiente, razón por la cual en la regulación de las actividades mineras confluyen diversos títulos competenciales, que están además atribuidos a distintas Administraciones públicas.

Las instalaciones de generación de energía renovable (a excepción de las

instalaciones de autoconsumo instaladas en cubierta), se desarrollan normalmente, al igual que las actividades extractivas, en suelo no urbanizable. Es por ello que, al igual que ocurre en el ámbito de las actividades extractivas, en la autorización de las instalaciones de energía renovable concluyen distintas competencias atribuidas a distintas Administraciones Públicas.

Por lo tanto, al margen de las autorizaciones necesarias que, conforme a la normativa sectorial en materia de energía, son necesarias para la implantación de las instalaciones de generación de energía renovable, es necesario tener en cuenta el impacto urbanístico y ambiental para su im-

plantación, mediante el cumplimiento de los requisitos legales impuestos por las respectivas normativas aplicables y la obtención de las autorizaciones pertinentes de las distintas Administraciones Públicas con competencias en dichas materias.

Dichas competencias se suelen plasmar, con carácter general, en la necesidad de obtención de la autorización sectorial para su implantación en suelo no urbanizable (en la Comunidad Valenciana, tradicionalmente denominada Declaración de Interés Comunitario), y en la obtención de una autorización positiva de carácter ambiental tras el proceso de evaluación de impacto ambiental correspondiente.

Por otro lado, el artículo 25.2.d de la Ley Reguladora de las Bases del Régimen Local obliga a la legislación sectorial a asignar en todo caso a los Municipios competencias en materia de “gestión y ejecución” urbanística. Las competencias municipales en materia de gestión y de ejecución del planeamiento se plasma, en lo que ahora nos interesa, en que, como regla general, todos los actos de uso y ejecución del suelo están sujetos a licencia urbanística municipal, con la cual se quiere garantizar que dichos actos se ajusten al planeamiento urbanístico²

² Como veremos, muchos de estos requisitos no serán de aplicación para las instalaciones de autoconsumo.

En este contexto, el propósito de la presente guía tiene por objeto realizar un análisis general sobre los permisos, licencias y autorizaciones (“PLAs”) y obligaciones de registro que se requieren por parte de las administraciones estatal, autonómica y municipal para la construcción y explotación de proyectos de energía solar fotovoltaica.

Para la realización de la presente Guía de tramitación nos hemos centrado en instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica, tal y como ha sido señalado en los apartados precedentes.

Como planteamiento general, y a modo de resumen, para la implantación de instalaciones de generación

de energías renovables, se habrá de obtener las siguientes autorizaciones:

- 1) Permiso de acceso y conexión en materia de sector eléctrico, de acuerdo con el procedimiento que regula el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica (“RD 1183/2020”).
- 2) Autorizaciones en materia de sector eléctrico, de acuerdo con la normativa expuesta, en general, las instalaciones del grupo b.1.1. del artículo 2 del RD 413/2014 “Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica”, así como sus líneas eléctricas para la evacua-

ción de la energía producida, requieren para su construcción y posterior puesta en funcionamiento, de las siguientes autorizaciones en el ámbito del sector eléctrico:

- Autorización administrativa previa (“AAP”);
- Autorización administrativa de construcción (“AAC”);
- Autorización de explotación (“APM”); e
- Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (“RAIPEE”), en estado previo y en estado definitivo.

Además de obtener estas autorizaciones, también será exigible el cumplimiento de distintos requisitos técnicos como (i) el envío de telemidas a tiempo real; (ii) huecos de tensión; (iii) adscripción a un centro de control; así como (iv) el cumplimiento con la normativa aplicable de Códigos de Red.

3) Autorización sectorial para la implantación en suelo no urbanizable, tal y como exige el Decreto Legislativo 1/2021, de 18 de junio, del Consell de aprobación del texto refundido de la Ley de ordenación del territorio, urbanismo y paisaje.

4) Evaluación de Impacto Ambiental.

5) Licencia de obras conforme a lo dispuesto en el Decreto Legislativo 1/2021, de 18 de junio, del Consell de aprobación del texto refundido de la Ley de ordenación del territorio, urbanismo y paisaje; y Licencia ambiental conforme establece la Ley 6/2014, de 25 de julio, de Prevención, Calidad y Control ambiental de Actividades en la Comunitat Valenciana.

Este es el marco general autorizatorio en el ámbito de la Comunitat Valenciana para este tipo de instalaciones, al que habrá que añadir aquellas autorizaciones necesarias al implantar este tipo de instalaciones en las explotaciones mineras (modificación del Proyecto de Explotación y/o Restauración).

7.2. Procedimiento de autorización tras la entrada en vigor del Decreto-ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica

Hasta ahora, el promotor de una instalación de energía renovable fotovoltaica debía obtener todas las anteriores autorizaciones a través de procedimientos administrativos independientes, en los que en ocasiones se duplicaban trámites, y en ocasiones, se generaban multitud de retrasos en la tramitación.

Con la finalidad de simplificar y agilizar trámites que permitan cumplir los ambiciosos objetivos establecidos por la Generalitat Valenciana, el Decreto Ley 14/2020, ha establecido un **“procedimiento integrado de autorización de las centrales fotovoltaicas que vayan a emplazarse sobre el suelo no urbanizable”** (en adelante, PIA) que tiene por objeto unificar, en un único procedimiento ante el órgano competente en materia de energía, todas las cuestiones relativas a la instalación de producción en materia del sector eléctrico, evaluación ambiental y territorio y paisaje, sustituyendo así la aplicación de otros instrumentos de intervención en el suelo no urbanizable, y reduciendo la carga burocrática de los procedimientos.

Dicho procedimiento finalizará con un acto administrativo único en el que de

forma secuencial se pronunciará sobre la autorización de la implantación en el suelo no urbanizable (que sustituye la Declaración de Interés Comunitario exigida con carácter general en la legislación urbanística valenciana); la autorización administrativa previa prevista en la regulación del sector eléctrico; la declaración, en su caso, de utilidad pública de la instalación concreta; la autorización administrativa de construcción y la aprobación del plan de desmantelamiento de la instalación de generación³.

³ Dicho procedimiento únicamente aplica a instalaciones de generación y de autoconsumo con excedentes (no acogidos a compensación) que sean de competencia autonómica, esto es, de potencia inferior a 50 MW y que no sean proyectos que no afecten a otra Comunidad Autónoma.

Mediante la obtención de la Resolución final del PIA, el promotor obtendría (a falta de la licencia de obras de carácter reglado), las autorizaciones necesarias para alcanzar el estado de *ready to build*.

Por lo tanto, tras la aprobación del Decreto Ley 14/2020, podríamos sintetizar la tramitación en tres bloques:

1. Permiso de acceso y conexión en materia de sector eléctrico, de acuerdo con el procedimiento que regula el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica ("RD 1183/2020").

2. Procedimiento integrado de autorización de las centrales fotovoltaicas que vayan a emplazarse sobre el suelo no urbanizable conforme al Decreto Ley 14/2020. Dicho proce-

dimiento finalizaría con una única autorización que englobaría:

- a. Autorización administrativa previa ("AAP");
- b. Autorización administrativa de construcción ("AAC");
- c. Declaración de Impacto Ambiental.
- d. Autorización para la implantación en suelo no urbanizable.

3. Licencias urbanísticas e instrumentos de intervención ambiental. En este caso, será necesaria la licencia de obras y la licencia ambiental, ambas autorizaciones de carácter reglado, cuyo contenido vendrá condicionado por lo establecido en la Autorización del PIA.

4. A lo anterior, en este caso, habrá que añadir la necesaria **modificación del**

Proyecto de Restauración y, en su caso, del Proyecto de Explotación de la actividad minera para adecuar el mismo a la implantación de este tipo de instalaciones.

Se debe de advertir que los citados Bloques 1 a 3 necesitarán una segunda fase de tramitación para alcanzar lo que se conoce como estado "COD" (*"comercial operation date"*) para su entrada en funcionamiento, si bien el núcleo gordiano de la tramitación lo constituye el procedimiento para el *"ready to build"*.

Sentado lo anterior, y dentro de la complejidad que tienen estos expedientes, en el apartado 8 establecemos una descripción y cronograma de trámites y autorizaciones necesarias para la implantación de instalaciones de generación y/o autoconsumo fotovoltaicas en las explotaciones mineras.

7.3. Otras consideraciones relevantes del Decreto Ley 14/2020 en relación con la compatibilidad urbanística para la implantación de instalaciones de generación de energía renovable

Otro aspecto muy novedoso del Decreto Ley que entendemos tendrá un impacto directo en la tramitación administrativa es la regulación que contiene acerca de los criterios de compatibilidad urbanística de este tipo de instalaciones.

En cuanto a los criterios de compatibilidad urbanística para la tramitación de estos procedimientos, el art. 18 señala que todo suelo no urbanizable se considerará común cuando así haya previsto en el planeamiento vigente, ya sean adaptados o no a la legislación urbanística o normas subsidiarias que distingan en su suelo rural ámbitos protegidos.

Por su parte, el art. 19 establece la necesidad de informe de compatibilidad urbanística (carga al promotor), y establece que se deberá considerar compatible toda instalación fotovoltaica con cualquier suelo no urbanizable que no contemple expresamente como uso incompatible este tipo de instalaciones.

Dicho de otro modo, a falta de previsión expresa en contrario, el Decreto Ley establece que el uso de este tipo de instalaciones ha de entenderse compatible con el suelo no urbanizable.

Por último, ha de señalarse que el art. 9 del Decreto establece criterios específicos para la implantación de centrales fotovoltaicas en áreas sometidas a protección medioambiental que deberán ser tenidos en cuenta de cara a la implantación de este tipo de proyectos, especialmente en el ámbito de las actividades extractivas que, por su propia naturaleza, en muchos casos se sitúan en localizaciones que tienen alguna figura de protección.

7.4. Consideraciones sobre el alcance de la presente Guía

Aunque se ha recogido en los capítulos precedentes, a modo introductorio debemos señalar algunas asunciones y limitaciones de la presente Guía:

- (i) Esta Guía cubre las áreas fundamentales de análisis en la consideración de proyectos de esta naturaleza, a saber: (i) acceso y conexión a la red; (ii) sector eléctrico; (iii) medio ambiente; y (iv) urbanismo.
- (ii) La presente Guía contiene información de carácter general, sin que constituya opinión profesional ni asesoría jurídica.

(iii) Esta Guía no pretende ser un análisis detallado y exhaustivo de todos y cada uno de los trámites y autorizaciones necesarias para la implantación de proyectos fotovoltaicos ya que, como se expone a lo largo de la Guía, la tramitación particular de cada proyecto dependerá de sus especificaciones técnicas individualmente consideradas.

Pueden ser, por lo tanto, necesarias autorizaciones concretas en un proyecto y no en otros (p.e. autorizaciones de patrimonio cultural). Recomendamos, por ello, un estudio específico a nivel legal de cada Proyecto.

(iv) Nuestro análisis excluye asimismo aspectos relativos a las tasas administrativas devengadas con ocasión de los procedimientos administrativos a seguir para la obtención de las distintas clases de PLAs, por tratarse de una cuestión que debe ser confirmada caso por caso con la Administración competente para la tramitación de cada uno de los procedimientos.

(v) Teniendo en cuenta que el destinatario y usuario final de la presente Guía serán promotores que busquen implantar instalaciones fotovoltaicas en la superficie exterior/interior de un recinto minero, hemos asumido que los proyectos

a desarrollar tendrán una potencia menor a 50 MW y, por lo tanto, su tramitación será autonómica⁴, aplicando pues la legislación regional.

Asimismo, nos hemos ceñido a analizar la normativa aplicable en la Comunitat Valenciana, ya que entendemos que los intereses de los asociados de Arival se

⁴ El artículo 3.13.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, "LSE") establece que corresponde a la Administración General del Estado la competencia para autorizar instalaciones peninsulares de producción de energía eléctrica, incluyendo sus infraestructuras de evacuación, de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW.

Por lo tanto, le corresponde al órgano competente en materia de industria de las Comunidades Autónomas, las competencias relativas a la autorización de instalaciones solares fotovoltaicas de potencia igual o inferior a 50 MW, siempre que estas no excedan el ámbito territorial de una Comunidad Autónoma.

circunscriben geográficamente a esta Región.

Por lo tanto, la presente Guía no incluye el análisis de la tramitación administrativa de los proyectos de instalaciones de carácter supraautonómico.

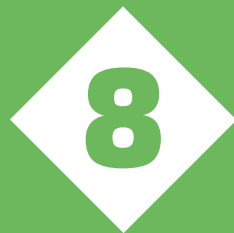
(vi) Igualmente, hemos entendido que los proyectos, si bien no tendrán una potencia mayor a 50 MW, sí serán mayores de 100 kW. Por lo tanto, las excepciones normativas aplicables a instalaciones iguales o menores a dicha potencia no han sido analizadas en la presente Guía.

(vii) Tampoco se ha analizado la normativa aplicable al Régimen Eco-

nómico de Energías Renovables, el cual se otorga mediante subastas pay-as-bid que consisten en un concepto que podría aproximarse a la suscripción de un contrato de compraventa de energía (PPA por sus siglas en inglés) de larga duración con el Estado Español.

Este análisis requerirá un trabajo específico para el caso de que los promotores de los proyectos estén interesados en participar en las mencionadas subastas energéticas.

(viii) Desde un punto de vista urbanístico, hemos asumido que los proyectos se desarrollarán en suelo rústico o no urbanizable, con las implicaciones autorizatorias que ello conlleva.



**DESARROLLO ESPECÍFICO SOBRE
LAS AUTORIZACIONES Y TRÁMITES
REGULATORIOS NECESARIOS PARA LA
IMPLANTACIÓN DE INSTALACIONES
DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
FOTOVOLTAICA DE VENTA A RED**

8 Desarrollo específico sobre las autorizaciones y trámites regulatorios necesarios para la implantación de instalaciones de generación de energía fotovoltaica de venta a red

8.1. Acceso y conexión

Con carácter general, todas las instalaciones de generación que superen una potencia de 100 kW deberán de solicitar permisos de acceso y conexión.

Los principales hitos que deberá alcanzar el promotor para superar los procedimientos de acceso y conexión consisten en el depósito de la garantía de acceso y conexión; en la obtención de los permisos de acceso y conexión; y, en la suscripción del contrato técnico de acceso (en adelante, "CTA").

A continuación, describimos el procedimiento de acceso y conexión que regula el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica ("**RD 1183/2020**"), que dividiremos en dos apartados: (a) primero, las actuaciones necesarias para poder comenzar la construcción de la instalación de energía renovable (instalaciones de generación y de evacuación), esto es, para alcanzar el llamado estado de *ready-to-build*; (b) Segundo, las actuaciones necesarias para obtener el estado de explotación, esto es, para llegar al estado de COD.



8.1.1. Procedimiento a seguir para obtener el estado de *ready-to-build*

Las solicitudes de acceso y conexión deberán presentarse ante el gestor de la red para la que se están solicitando los permisos.

1. De acuerdo con el artículo 5.2 del RD 1183/2020, las solicitudes de los permisos de acceso y conexión se tramitarán de manera conjunta en un único procedimiento.
2. El contenido de las solicitudes para el otorgamiento de acceso y conexión se establece en el artículo 3 de la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (“**CNMC**”). En adelante, “Circular 1/2021”.
3. Los gestores de redes están obligados a disponer de plataformas web que permitan conocer la capacidad de acceso disponible en cada nudo de forma inmediata.
4. El criterio general de ordenación del otorgamiento de acceso y conexión en el caso de solicitudes simultáneas en el tiempo sobre una misma posición será el de prelación temporal, que vendrá determinada por la fecha y hora de admisión a trámite de la solicitud².
5. Sin embargo, existen excepciones al principio de prelación temporal que para un mejor orden y, dado su carácter específico, tratamos de manera concreta en el **Anexo II** de la presente Guía.

² En caso de que la Administración no requiera subsanación de la documentación que conforma la solicitud, la fecha a efectos de la prelación temporal será la de su presentación ante el gestor de la red.

Por otro lado, en caso de que sí acontezca dicha subsanación, la fecha aplicable a efectos de prelación temporal será la de la correcta presentación de toda la documentación o información requerida.

Además, si dos solicitudes coinciden en el tiempo en la misma fecha y hora, entonces habrá que estar a la fecha de la remisión al órgano competente para autorizar la instalación del resguardo de constitución de la garantía de acceso y conexión (asimismo, en caso de que la solicitud englobe varias instalaciones, a la última de las fechas de remisión de las garantías respectivas).



6. La aportación del resguardo de constitución de una garantía económica equivalente a 40 €/kW, al órgano competente para la autorización de la instalación, es un requisito previo y necesario para la presentación de la solicitud de acceso y conexión.
7. Asimismo, al tiempo de presentación al órgano competente de dicha garantía, deberá solicitarse el expreso pronunciamiento sobre su adecuada constitución.
8. El gestor de la red podrá interesar subsanaciones en el plazo improrrogable de 20 días hábiles desde la recepción de la solicitud y, huelga decir, la falta de subsanación en tiempo y plazo de dichas subsanaciones determina igualmente la inadmisión de la solicitud.
 - (i) La no acreditación de la constitución de la garantía y del expreso pronunciamiento sobre su correcta constitución por el órgano competente se considera un defecto insubsanable que conlleva la inadmisión de la solicitud.
 - (ii) También son inadmisibles las solicitudes sobre nudos donde la capacidad de acceso sea nula, de acuerdo con la información que publican los gestores de la red.
9. En los casos donde se produzca una inadmisión de la solicitud de acceso y conexión se cancelará íntegramente la garantía depositada, con la excepción de que dicha inadmisión viniera motivada por la capacidad de acceso nula en un nudo, supuesto en el cual se ejecutará un 20% de la garantía.
10. Una vez admitida a trámite la solicitud se evaluará la existencia de capacidad³; así como la viabilidad de la conexión⁴, cuyo resultado se comunicará al solicitante. En todo caso, la denegación pondrá final al procedimiento y conllevará la ejecución de la garantía, salvo que venga determinada por causas no imputables directa ni indirectamente al solicitante.
11. Cuando se acepte total o parcialmente la solicitud el gestor de la red lo comunicará al solicitante, acompañando la propuesta previa que incluirá las condiciones técnicas para ejecutar la conexión, así como un presupuesto económico de las actuaciones necesarias que elaborará el gestor de la red.

³ Bajo los criterios establecidos por el Anexo I de la Circular 1/2021.

⁴ Bajo los criterios establecidos por el Anexo II de la Circular 1/2021.

12. Asimismo, deberá comunicarse también al promotor la identidad de los titulares de otras instalaciones con acceso concedido en el mismo nudo para que así, se proceda a la suscripción de un acuerdo previo para compartir las mismas⁵.
13. La propuesta previa explicada en el punto anterior, deberá ser notificada al solicitante en los siguientes plazos (contados a partir de su presentación):
 - a. Solicitudes formuladas en la red de transporte: 60 días.
 - b. Solicitudes formuladas en la red de distribución:

Días	Nivel de tensión
101	kV
30	Inferior a 36 kV
40	Igual o superior a 36 kV

En todo caso, nótese que los mencionados plazos se duplicarán cuando sea necesario solicitar el informe de aceptabilidad al gestor de la red de transporte o distribución “aguas arriba”⁶

⁵ Ello, en consonancia con el artículo 123.2 del 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 (“RD 1955/2000”), que indica lo siguiente:

“En el caso de líneas que cumplan funciones de evacuación de instalaciones de producción de energía eléctrica, en ningún caso, podrá otorgarse la autorización administrativa previa de las infraestructuras de evacuación de una instalación de generación sin la previa aportación de un documento, suscrito por todos los titulares de instalaciones con permisos de acceso y de conexión otorgados en la posición de línea de llegada a la subestación de la red de transporte o distribución, según proceda en cada caso, que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para las partes en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación. A estos efectos, el citado documento podrá ser aportado en el momento de realizar la solicitud a la que se refiere el apartado anterior o en cualquier momento del procedimiento de obtención de la autorización administrativa previa”.

⁶ El RD 1183/2020 define en su artículo 2.h) al “Gestor de la red aguas arriba” como: *“Aquel encargado de gestionar la red que se conecta a la red de este último mediante elementos que se sitúan en niveles de tensión superiores, o iguales siempre que dicho elemento esté situado con anterioridad al avance habitual en el sentido de la corriente eléctrica. A tal efecto, por sentido habitual de la corriente se entenderá aquel que permite la alimentación a los consumidores de menor tensión desde niveles de tensión superiores o iguales”.*

14. Previo traslado al promotor por término de 30 días para alegaciones, si el gestor de la red acepta la propuesta o solicitud de revisión efectuada por el primero, el referido gestor de la red emitirá los permisos de acceso y conexión en el plazo de 20 días.
15. Para mayor claridad respecto de los supuestos donde cabe inadmitir o denegar solicitudes, nos remitimos al Anexo III de la presente Guía.

8.1.2. Actuaciones a seguir para obtener el estado de operación o COD

Una vez obtenidos: (i) Los permisos de acceso y conexión; y, (ii) las autorizaciones a que se refiere el artículo 53.1 de la LSE⁷, incluidas sus infraestructuras de conexión, los promotores deberán suscribir un CTA con el titular de la red en la que se encuentre el punto de conexión⁸.

Dicho contrato se suscribirá en el plazo de 5 meses desde que se cumplan los mencionados hitos, y regirá las condiciones técnicas entre ambos.

El CTA podrá ser modificado a petición de cualquiera de las partes, siempre que exista acuerdo entre ellas y, las discrepancias que surjan en el marco del mismo serán tratadas como un conflicto de conexión .

Estarán exentos de formalizar el CTA con la compañía distribuidora:

- (i) Los consumidores conectados a tensiones inferiores a 36 kV;
- (ii) Las instalaciones de generación para autoconsumo sin excedentes; y,
- (iii) Las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que dispongan de contrato de acceso en vigor para las instalaciones de consumo asociadas.

⁷ Estas autorizaciones son (i) la autorización administrativa previa; (ii) la autorización administrativa de construcción; así como (iii) la autorización de explotación, las cuales deberán otorgarse para las instalaciones de generación y conexión necesarias para alcanzar el punto de conexión.

Dichas autorizaciones se abordan en el **apartado 4º** de la presente Guía.

⁸ **[Comentario Garrigues:** Ver artículo 10 y Anexo II de la Circular 1/2021 de la CNMC].



8.2. Procedimiento integrado para la obtención de las autorizaciones necesarias para alcanzar el estado de “ready to build”

En este apartado se abordan las autorizaciones a obtener por parte de los órganos competentes en materia de industria y medio ambiente de la Comunidad Valenciana para la fase de “ready to build”.

Los artículos 19 y siguientes del Decreto ley 14/2020 regulan un procedimiento integrado⁹ de autorización de centrales fotovoltaicas que vayan a emplazarse en suelo no urbanizable (PIA).

Dicho Procedimiento Integrado compele al promotor a formular las solicitudes de la AAP y de la AAC de forma conjunta y de manera telemática, que deberán dirigirse al servicio territorial competente en energía de la provincia donde se proyecte ubicar la instalación¹⁰.

En el marco de este procedimiento, tal y como se desarrolla a continuación, el promotor deberá tramitar y obtener –igualmente- el título habilitante desde la perspectiva de medio ambiente (si estuviere sujeto) así como la autorización en suelo no urbanizable.

⁹ Significa que engloba la autorización de las instalaciones de generación y evacuación desde distintas materias tales como: permisos a obtener del órgano competente en materia de industria, medio ambiente u ordenación del territorio].

¹⁰ Cuando el proyecto afecte a más de una provincia, la solicitud se dirigirá al servicio territorial correspondiente a la provincia en la que se haya proyectado la mayor área ocupada por los grupos conversores de energía primaria, incoándose un único procedimiento impulsado por dicho órgano].



8.2.1. Previo: Informe de compatibilidad urbanística

Con carácter previo al inicio del procedimiento integrado regulado por el Decreto 14/2020 y, por ende, a la solicitud de la AAP y la AAC, el promotor deberá solicitar al Ayuntamiento cuyo término municipal quede afectado por el proyecto la expedición del informe-certificado urbanístico municipal.

Dicho informe se pronunciará sobre la compatibilidad del proyecto con el planeamiento y las ordenanzas municipales y deberá ser evacuado en un plazo máximo de 1 mes desde su solicitud, cuyo silencio permitirá al promotor seguir con la tramitación administrativa.

8.2.2. Solicitud de AAP y AAC

De acuerdo con el artículo 21 del Decreto ley 14/2020, la solicitud de AAP y AAC deberá ser conjunta.

8.2.2.1 Contenido de la solicitud de AAP

La solicitud de AAP deberá reunir los siguientes requisitos:

- (i) Cumplir con las especificaciones del artículo 66 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.
- (ii) Acreditar la capacidad legal, técnica y económica, en los términos desarrollados por el artículo 121.3 del RD 1955/2000.
- (iii) Acompañar la siguiente documentación:
 - a. Anteproyecto de la instalación que deberá contener:
 - **Memoria:** especificando, Ubicación de la instalación o, cuando se trate de líneas de transporte o distribución de energía eléctrica, origen, recorrido y fin de la misma; Objeto de la instalación; Características principales de la misma; y, Justificación de la necesidad de la instalación y de que no genera incidencias negativas en el sistema.



- **Puntos de conexión de la infraestructura eléctrica:** Se indicará claramente el punto, o puntos si fuera el caso, de la red existente a la que se pretenden conectar las instalaciones de las que se solicita autorización, señalando, para cada uno de ellos, el emplazamiento geográfico, el titular y las características que lo definan.
 - **Planos** de la instalación a escala mínima 1:50.000.
 - **Presupuesto** estimado de la misma.
 - **Separata** de la parte de la documentación que sea de interés para las Administraciones Públicas, organismos y, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general con bienes o servicios a su cargo, afectadas por la instalación.
- b. Todas las solicitudes deberán ser acompañadas con el resguardo acreditativo del ingreso de la oportuna tasa administrativa, en los términos del artículo 5.3 del Decreto 88/2005.
- c. Resguardo del depósito de la garantía de acceso y conexión.

8.2.2.2. *Contenido de la solicitud de AAC*

16. La solicitud de AAC deberá ser acompañada por:

- (i) El proyecto técnico de ejecución suscrito por persona técnica competente.
- (ii) Declaración responsable acreditando el cumplimiento de la normativa de aplicación, firmada por la persona autora del proyecto técnico de ejecución.
- (iii) En el caso de instalaciones que vayan a ser cedidas al transportista único o empresa distribuidora de la zona, y se tramiten por el promotor, copia de las condiciones técnico-económicas emitidas por estas y aceptadas por el interesado.

- (iv) Separatas de aquéllas partes del proyecto que afecten a bienes y/o derechos de titularidad pública para que, las Administraciones Públicas competentes, establezcan el condicionado técnico aplicable¹¹.

En todo caso, los plazos y el procedimiento aplicable serán los mismos que los mencionados en las separatas de la AAP.

Tras los trámites mencionados, el órgano competente en materia de industria resolverá sobre el otorgamiento de la AAC que, en caso de ser positivo, expresará el plazo máximo para solicitar la autorización de explotación.

8.2.2.3. Otros apuntes relevantes sobre la solicitud conjunta de AAP y AAC

A la solicitud se le deberá acompañar la documentación que establezcan las regulaciones sectoriales, en función de sus características y emplazamiento, relativa a las siguientes materias:

- (i) Ordenación territorial, paisaje y urbanismo.
- (ii) Evaluación ambiental.
- (iii) Energía y seguridad industrial.
- (iv) Patrimonio cultural.
- (v) Afecciones al medio natural: espacios naturales protegidos, especies y hábitats, montes y vías pecuarias.
- (vi) Carreteras.
- (vii) Otras que puedan ser aplicables al proyecto, y que deberán ser identificadas por el promotor.

En este caso, y aunque el Decreto Ley no lo establece expresamente, se deberá acompañar la modificación del Proyecto de Restauración de la explotación minera.

Asimismo, también se deberá de adjuntar la documentación especificada en el Anexo III del Decreto ley 14/2020, parte de la cual ya ha sido mencionada en la presente sección de la Guía.

¹¹ La remisión de las separatas no será un trámite obligatorio cuando se den las circunstancias del artículo 11 del Decreto 88/2005].

8.2.3. Procedimiento

En el plazo de 2 meses desde la recepción de la solicitud, el órgano competente dictará acuerdo de admisión a trámite, cuyo silencio deberá ser interpretado en sentido negativo.

Tras una eventual admisión de la solicitud, el procedimiento administrativo seguirá pivotando sobre los siguientes hitos:

(i) Información pública durante un plazo de 30 días.

Asimismo, también saldrá a información pública la solicitud del título concreto que aplique cuando el proyecto esté sometido a evaluación ambiental.

(ii) Alegaciones.

En caso de formularse alegaciones por terceros, se dará traslado de las mismas al solicitante de la AAP para que este exprese cuanto considere oportuno ante el órgano competente en materia de industria, para lo que se le concederá un plazo no superior a 15 días.

(iii) Información a otras Administraciones Públicas.

Se dará traslado de las separatas y del documento de síntesis del estudio de impacto ambiental a aquellas Administraciones Públicas afectadas para que, en el plazo de 30 días, presenten su conformidad u oposición con la instalación proyectada, cuyo silencio será interpretado en sentido positivo.

De igual forma, en caso de recibirse alegaciones por alguna Administración Pública, estas serán trasladadas al promotor para que exprese cuanto considere en un plazo de 10 días que, esta vez, se devolverá a la Administración Pública que formuló las alegaciones para que muestre su conformidad o reparos en un nuevo plazo de 15 días, cuyo silencio será interpretado en sentido positivo¹².

12 La tramitación comprendida en la presente sección podrá ser suprimida si el promotor presenta, junto con la solicitud inicial de las autorizaciones, una declaración responsable de conformidad firmada por él, aceptando el condicionado o los informes favorables de las distintas administraciones, organismos o, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés económico general con bienes o derechos a su cargo afectados por la instalación, y que dichos informes han sido emitidos por estas con base en exactamente la misma documentación presentada con la solicitud inicial. Junto dicha declaración, el solicitante deberá acompañar los mencionados informes.

Con independencia de cualesquiera otros Informes sectoriales, en el caso de tramitación del Procedimiento integrado para la implantación de parques fotovoltaicos en explotaciones mineras, entendemos que será necesario obtener el Informe del órgano competente en materia de minas de la Generalitat Valenciana sobre el impacto de la instalación en la restauración del espacio minero. Como veremos más adelante, esta circunstancia conllevará probablemente la presentación en este trámite del Proyecto de Restauración adaptado.

8.2.4. Evaluación ambiental

Una vez superados los trámites descritos en la presente sección, en el caso de que el proyecto esté sometido a evaluación de impacto ambiental (ordinaria o simplificada), se dará traslado al órgano competente en materia de medio ambiente de la documentación pertinente.

Recibida esta documentación, el órgano competente emitirá un pronunciamiento sobre la evaluación ambiental en el plazo máximo de 45 días. Este plazo podrá prorrogarse por otro igual siempre y cuando sea requerido de acuerdo con la complejidad del proyecto.

Hasta la emisión de dicho pronunciamiento, el cómputo para resolver las autorizaciones energéticas quedará en suspenso.

De acuerdo con la legislación ambiental y tal y como queda explicado en la nota suscrita por la Subdirectora General de Evaluación Ambiental de la Dirección General de Medio Natural y Evaluación Ambiental de la Generalitat Valenciana, las tipologías de autorizaciones ambientales de aplicación a los proyectos fotovoltaicos son:

- (i) Evaluación de Impacto Ambiental Ordinaria (“**E. Ordinaria**”); y,
- (ii) Evaluación de Impacto Ambiental Simplificada (“**E. Simplificada**”).

Normativa	Epígrafe	Actuación	Instrumento
LEA	Anexo I 3.g)	Construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica con un voltaje igual o superior a 220 kV y una longitud superior a 15 km, salvo que discurren íntegramente en subterráneo por suelo urbanizado, así como sus subestaciones asociadas.	E. Ordinaria
	Anexo I 3.j)	Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes y que ocupen más de 100 ha de superficie.	
	Anexo II 4.a)	La producción de electricidad, vapor y agua caliente (proyectos no incluidos en el anexo I) con potencia instalada igual o superior a 100 MW.	
	Anexo II 4.b)	Construcción de líneas para la transmisión de energía eléctrica (proyectos no incluidos en el anexo I) con un voltaje igual o superior a 15 kV, que tengan una longitud superior a 3 km, salvo que discurren íntegramente en subterráneo por suelo urbanizado, así como sus subestaciones asociadas.	E. Simplificada
	Anexo II 4.i)	Instalaciones para producción de energía eléctrica a partir de la energía solar, destinada a su venta a la red, no incluidas en el Anexo I ni instaladas sobre cubiertas o tejados de edificios o en suelos urbanos y que, ocupen una superficie mayor de 10 ha.	
	Anexo I 2.g)	Transporte y distribución de energía eléctrica cuando el transporte no salga del territorio de la Comunidad Valenciana y el aprovechamiento de su distribución no afecte a otra comunidad autónoma, siempre que se de alguna de las circunstancias siguientes ¹⁷ : <ul style="list-style-type: none"> - Cuando la tensión nominal entre fases sea igual o superior a 132 KV. - Cuando se trate de líneas de más de 20 KV. que atraviesen, en todo o en parte, parques o parajes naturales, u otros espacios naturales protegidos mediante decreto de la Generalitat. 	E. Ordinaria
Decreto 162/1990	Anexo II 2	Transporte y distribución de energía eléctrica cuando el transporte no salga del territorio de la Comunidad Valenciana y el aprovechamiento de su distribución no afecte a otra comunidad autónoma, siempre que se de alguna de las circunstancias siguientes: <ul style="list-style-type: none"> - Que la tensión nominal entre fases sea superior a 20 KV e inferior a 132 KV. - Los proyectos que se relacionan en el artículo 63 de la Ley 3/1993, de 9 diciembre, de la Generalitat, Forestal de la Comunidad Valenciana. 	E. Simplificada ¹⁸

Por último, apuntar igualmente que aquéllos proyectos sujetos a previa evaluación de impacto ambiental, deberán obtener la licencia ambiental regulada en la Ley 6/2014, de 25 de julio, de Prevención, Calidad y Control ambiental de Actividades en la Comunitat Valenciana.

17 Entendemos que el legislador autonómico no ha expresado correctamente este punto, ya que la actividad de transporte y distribución de energía eléctrica reguladas, respectivamente en los artículos 4 y ss. y 36 y ss. del RD 1955/2000 limitan su ámbito subjetivo al Operador del Sistema (Red Eléctrica de España y a las Distribuidoras zonales).

Por lo tanto, la alusión correcta sería “instalaciones de conexión” tal y como definidas en el artículo 30 del RD 1955/2000, que son, de acuerdo con la normativa, aquéllas que conectan las instalaciones de generación con (precisamente) la red de distribución o transporte].

18 Denominada por la normativa autonómica “Procedimiento abreviado”, en el marco del cual se dictará una “Estimación de Impacto Ambiental”, que servirá de título favorable en materia de medio ambiente, cuando resulte aplicable.

8.2.5. Autorización en suelo no urbanizable

De acuerdo con el artículo 21.1 del Decreto ley 14/2020, la solicitud de AAP y AAC ante el órgano competente en materia de industria llevará implícita la solicitud de autorización en suelo no urbanizable (“ASNU”).

Para el otorgamiento de dicha autorización, durante el trámite de consultas a las administraciones públicas, organismos y empresas de servicio público o de servicios de interés económico afectadas por el proyecto, la documentación oportuna deberá ser trasladada al órgano competente en materia de ordenación del territorio para que emita un informe en el plazo de 30 días.

Dicho informe tendrá carácter vinculante y si como consecuencia del mismo fuera necesario realizar modificaciones en el proyecto, una vez estas estén reflejadas, será necesaria la emisión de un nuevo informe.

Para el otorgamiento de la ASNU, el informe deberá de ser favorable. Así pues, el órgano competente en materia de industria emitirá en la misma resolución la AAP, la AAC y la autorización en suelo no urbanizable.

La resolución que otorgue la ASNU determinará el periodo de vigencia de la implantación en suelo no urbanizable, que fijará el plazo de caducidad de las autorizaciones en materia de industria/energía otorgadas, el cual en ningún caso podrá superar los 30 años (sin perjuicio de las posibles prórrogas).

8.2.6. Resolución final del procedimiento integrado

El procedimiento integrado finaliza también en un acto administrativo único en el que de forma secuencial se pronunciará sobre (i) la autorización de la implantación en el suelo no urbanizable; (ii) la autorización administrativa previa prevista en la regulación del sector eléctrico; (iii) la declaración, en su caso, de utilidad pública de la instalación concreta; (iv) la autorización administrativa de construcción; y (v) la aprobación del plan de desmantelamiento de la instalación de generación.

Se ha de indicar que el artículo 3.3 del Decreto 14/2020 prevé una reducción de las tasas administrativas asociadas a las solicitudes de las instalaciones fotovoltaicas de generación de un 25% para instalaciones de menos de 10 MW de potencia instalada; y, de un 75% para aquéllas cuya potencia instalada no supere los 3 MW.

8.2.7. Adaptación/modificación del Proyecto de Restauración de la explotación minera

Junto a lo anterior, en este caso será necesario obtener la autorización por parte del órgano competente en materia de minas para la modificación del Proyecto de Restauración vigente en la explotación minera. **Asimismo, y aunque ello sea en casos más puntuales teniendo en cuenta las opciones técnicas anteriormente señaladas, también podría resultar necesario modificar eventualmente el Proyecto de Explotación.**

Aunque el Decreto Ley autonómico no establece si la aprobación del Proyecto de Restauración debería ser integrada en la Resolución final del procedimiento (como ocurre con la de suelo no urbanizable), sí que señala expresamente en el art. 8.2.d) que la implantación en suelos afectados por explotaciones mineras se realizará *“sin perjuicio del escrito cumplimiento de las obligaciones de restauración y rehabilitación exigidas por la regulación a los titulares y explotadores de tales actividades”*.

Por tanto, es evidente que en el caso de implantación de parques fotovoltaicos en explotaciones mineras será obtener **el visto bueno** del órgano con competencia en materia de minas. La cuestión que no establece el Decreto Ley es si la aprobación de dicho Proyecto podría incardinarse dentro del procedimiento integrado habida cuenta de la directa interrelación entre la restauración de la cantera y la implantación del parque.

En nuestra opinión, no existiría obstáculo para ello dado que **aunque no se señale expresamente, el espíritu de la norma es el de establecer un procedimiento integrado con una única autorización. Entendemos que no existiría obstáculo para acompañar a la documentación establecida en el Decreto Ley, un modificación del Proyecto de Restauración cuya aprobación fuera finalmente incorporada en la Resolución final del Procedimiento Integrado.**

Y para ello no existiría ningún obstáculo procedimental dado que.

- a) **El hecho de que el Decreto Ley contemple la emisión de Informe por parte de todos los organismos afectados, garantizaría que el departamento correspondiente en materia de minas y, en su caso, el órgano forestal, emitieran informe a la modificación de la restauración planteada.**

- b) **El órgano ambiental, si dicho trámite fuera necesario, informaría tanto al proyecto energético como a la modificación de la restauración impuesta por éste, evitando así duplicar trámites innecesarios.**
- c) **La Resolución del Procedimiento Integrado sería otorgada por el mismo órgano de de la Generalitat Valenciana es la misma, dado que es la competente en materia de minas y de energía.**
- d) Y tampoco lo habría desde el punto de vista del procedimiento establecido en el Real Decreto 975/2009, de 12 de junio, sobre gestión de los residuos de las industrias extractivas y de protección y rehabilitación del espacio afectado por actividades mineras, que regula la aprobación de los Proyectos de Restauración². Ni tampoco lo habría en el caso de los Planes de Restauración Integral en suelo forestales cuyo procedimiento está regulado en el Decreto 82/2005, de 22 de abril, del Consell de la Generalitat, de Ordenación Ambiental de Explotaciones Mineras en Espacios Forestales de la Comunidad Valenciana.

Tanto el trámite de información al público, como, en su caso, el Informe del órgano competente en materia forestal, **que exigen las citadas disposiciones**, y la evaluación de impacto ambiental, del Plan de Restauración **se integrarían ahora** dentro del PIA.

Por otro lado, técnicamente no tendría sentido tramitar un PIA sin que la Administración pudiera conocer y valorar qué repercusiones tendría sobre la restauración de los terrenos afectados por la explotación minera. **En todo caso, para garantizar una mayor certidumbre, podría ser aconsejable que se dictara alguna instrucción interna que pudiera clarificar la documentación a aportar y los tramites específicos cuando la instalación de generación se implante en una explotación minera.**

En todo caso, con independencia de que la aprobación de la modificación del Proyecto de Restauración formalmente pudiera incardinarse o no en el procedimiento integrado del Decreto Ley 14/2020, sí que parece evidente que para la autorización del PIA será, en todo caso, necesario aportar dicha modificación del Proyecto de Restauración como parte de la documentación técnica, en la medida en que se antoja como parte fundamental para el trámite de evaluación ambiental, así como para los Informes del órgano competente en materia de minas y/o forestal, entre otros.

² El art. 6.1 del Real Decreto establece, por ejemplo, respecto de la participación pública que dicho trámite podrá integrarse dentro del proyecto del aprovechamiento minero. Señala lo siguiente: *“Para evitar duplicidad de procesos y documentos, cuando la realización del proyecto de investigación o de aprovechamiento de los recursos minerales requiera proceso de evaluación de impacto ambiental, el trámite de información pública incluido en ella comprenderá también la participación pública en relación con la autorización del plan de restauración, siempre que se incluyan los asuntos determinados en el apartado 3 del presente artículo.”*

8.3. Autorizaciones necesarias para obtener el estado de COD para la explotación

8.3.1. Autorización de explotación

La Autorización de explotación es la autorización que permite, una vez ejecutado el proyecto, desde un punto de vista de normativa del sector eléctrico, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial.

Se otorga previa presentación de un certificado de final de obra suscrito por técnico facultativo competente, en el que ha de constar que la instalación se ha realizado de acuerdo con las especificaciones contenidas en el proyecto de ejecución aprobado, así como con las prescripciones de la reglamentación técnica aplicable.

Es importante remarcar que, en los supuestos de instalaciones realizadas por terceros que vayan a ser cedidas al transportista o al distribuidor de la zona, antes de su puesta en servicio, se aportará por el cesionario en el momento en el que se solicite la Autorización de explotación copia del acuerdo de cesión suscrito por ambas partes.

Asimismo, también se deberá de aportar el convenio de resarcimiento frente a terceros suscrito entre las partes, el cual tendrá una duración mínima de diez años ampliables en casos justificados.

8.3.2. RAIPEE

De acuerdo con los artículos 37 y siguientes del RD 413/2014, las instalaciones fotovoltaicas deberán estar inscritas en el RAIPEE, que tendrá dos secciones: (i) en la sección primera se inscribirán las instalaciones de potencia instalada superior a 50 MW; (ii) en la sección segunda, aquéllas con una potencia instalada igual o inferior a 50 MW.

En el caso de instalaciones de competencia autonómica, la tramitación se realiza en el registro autonómico y, posteriormente, serán las autoridades regionales las que comunicarán la inscripción en el registro autonómico para que se proceda a la inscripción en el RAIPEE estatal³.

³ La Comunidad Autónoma deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas ("DGPEM"), en el plazo de 1 mes, tanto la inscripción previa como la definitiva para que la DGPEM proceda a la inscripción en el RAIPEE.

En todo caso, la fecha de inscripción será la consignada en el Registro Autonómico].

8.3.3. Licencias municipales necesarias para la construcción y operación

El área de urbanismo engloba principalmente la obtención de las licencias urbanísticas a emitir por los Ayuntamiento cuyos términos municipales se encuentren afectados por el proyecto en cuestión.

De forma general, la implantación de un proyecto fotovoltaico requiere desde un punto de vista urbanístico de las siguientes licencias y autorizaciones municipales:

- **Licencia ambiental o Declaración responsable:** esta licencia debe ser concedida por el Ayuntamiento para autorizar la implantación del proyecto cuando la actividad cumple con el planeamiento y la normativa medioambiental. Teóricamente esta licencia ha de obtenerse con carácter previo al inicio de las obras.

Deberán obtener la licencia ambiental regulada en la Ley 6/2014, de 25 de julio, de Prevención, Calidad y Control ambiental de Actividades en la Comunitat Valenciana. aquéllos proyectos sujetos a previa evaluación de impacto ambiental.

El plazo máximo para resolver y notificar la licencia ambiental será de seis meses, a contar desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro del ayuntamiento competente para resolver.

- **Licencia de obras:** la licencia de obras se otorga por el Ayuntamiento cuando las obras de ejecución que se proyectan realizar cumplen con los parámetros urbanísticos y técnicos previstos en el planeamiento municipal.

El plazo para resolver las solicitudes de las licencias será aquél que reflejen las ordenanzas municipales, aunque de acuerdo con el artículo 240 del Decreto Legislativo 1/2021, de 18 de junio, del Consell de aprobación del texto refundido de la Ley de ordenación del territorio, urbanismo y paisaje (“DL 1/2021”), este no podrá superar los dos meses.

- **Licencia de funcionamiento:** una vez se encuentran ejecutadas las obras, el Ayuntamiento otorga esta licencia, tras verificar que las obras y las instalaciones han sido ejecutadas conforme al proyecto técnico aprobado y que se han cumplido las condiciones impuestas. No podrá iniciarse la actividad que se prevea sin haber obtenido previamente la correspondiente resolución de inicio de la actividad o licencia de funcionamiento.



- **Licencia de primera ocupación:** aunque no es habitual, ya que generalmente está reservada para nuevas edificaciones, una vez ejecutadas las obras, el Ayuntamiento puede otorgar esta licencia en la que se comprobará el ajuste de las obras a la licencia otorgada y el cumplimiento de la normativa técnica de aplicación.

El esquema expuesto es general, y se concretará en cada municipio con sus Ordenanzas específicas, y con las particularidades de la normativa ambiental.

8.4. Otros aspectos relevantes

8.4.1. Garantía de desmantelamiento

La resolución que emita la AAP y la AAC impondrá al promotor la obligación de constituir una garantía económica para el cumplimiento de la obligación de desmantelamiento y restauración, indicando el importe y advirtiendo al titular de la autorización la necesidad de acreditar la constitución de dicha garantía en el momento de solicitar la autorización de explotación. Este será un requisito esencial para el otorgamiento de la mencionada autorización de explotación.

Respecto de la cuantía de la garantía, esta será la capitalización del presupuesto de desmantelamiento del proyecto fotovoltaico y de restauración del terreno y entorno afectado al tipo de interés legal del dinero, considerando una vida útil de la instalación de 30 años.

Asimismo, el Decreto ley 14/2020 establece que en ningún caso el importe de la garantía será inferior al 5 % del presupuesto de ejecución material del proyecto técnico.

8.4.2. Canon urbanístico municipal

La concesión de la licencia urbanística municipal obligará al titular de la instalación a abonar el canon de uso y aprovechamiento en suelo no urbanizable, que será establecido por cada Ayuntamiento en su correspondiente licencia, por cuantía equivalente al 2% de los costes estimados de las obras de edificación y de las obras necesarias para la implantación de la instalación.



El devengo del canon se producirá en una única ocasión (otorgamiento de la licencia urbanística) pudiendo el Ayuntamiento acordar, previa solicitud del interesado, el fraccionamiento o aplazamiento del pago, dentro del plazo de vigencia concedido. Asimismo, debe notarse que el otorgamiento de una prórroga en el disfrute de las autorizaciones de industria (y, por ende, la vida útil del proyecto) no devengará un nuevo canon.

Asimismo:

- El Ayuntamiento ostenta la potestad de reducir el canon hasta en un 50% cuando la instalación sea susceptible de crear empleo local de forma significativa;
- El impago del canon dará lugar a la caducidad de las licencias urbanísticas; y
- La percepción del canon corresponde a los entes locales y las cantidades ingresadas serán integradas en el patrimonio municipal del suelo.

8.4.3. Prohibición de transmisión de autorizaciones

Hasta que no se obtenga la autorización de explotación, la AAP y la AAC no podrán transmitirse a un promotor distinto.

8.4.4. Sobredimensionamiento de líneas de evacuación

De acuerdo con el artículo 11.b) del Decreto ley 14/2020, las líneas eléctricas que unan las instalaciones de generación con la red de distribución y/o transporte, deberán de ejecutarse con una capacidad de, al menos, el 200% de la potencia instalada de la central fotovoltaica objeto de solicitud de autorización.

Ello, con el fin de que dicha infraestructura pueda emplearse para futuras ampliaciones u centrales fotovoltaicas.

El requisito expuesto es susceptible de ser eximido en casos debidamente justificados en los que no puedan producirse dichas ampliaciones o solicitudes de centrales.

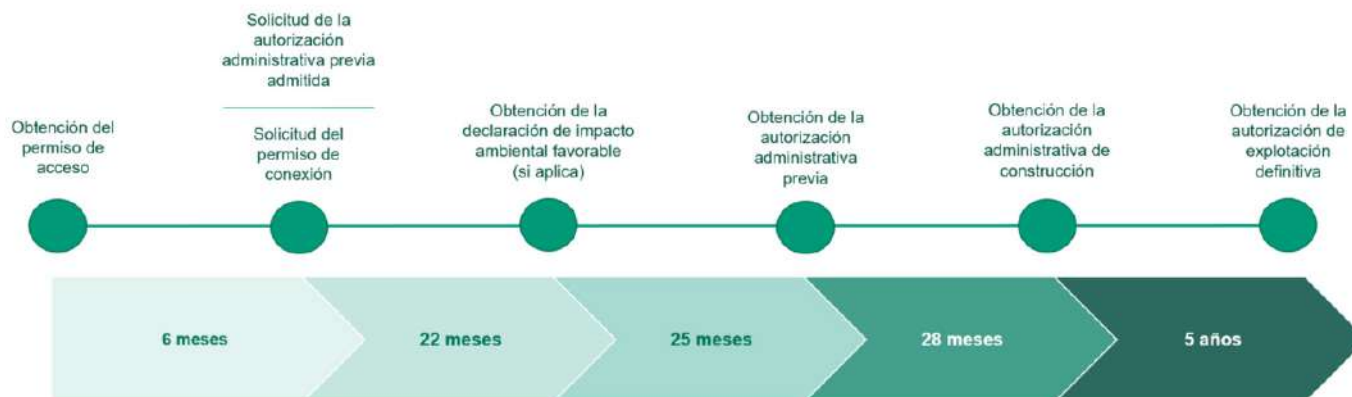
8.4.5. Plazos para completar determinados hitos durante la tramitación administrativa de instalaciones fotovoltaica: especial referencia al RD-l 23/2020

El 25 de junio de 2020 entró en vigor el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica (en adelante, “RD-l 23/2020”).

En un contexto donde la capacidad de acceso a la red es limitada, el RD-l 23/2020 pretende servir de solución para discriminar los proyectos más viables y sólidos, de aquellos especulativos.

Para ello, estructura un esquema normativo mediante el cual se imponen una serie de hitos a cumplir durante la tramitación administrativa de los proyectos so pena de caducidad de los permisos de acceso y conexión⁴.

Desde el 25 de junio de 2020, pues, a partir de la obtención de los permisos de acceso y conexión comenzarán a devengarse determinados plazos cuyo objetivo será la obtención de distintos PLAs que ilustramos en la siguiente página.



⁴ De acuerdo con el RD-l 23/2020, la caducidad de los permisos de acceso y conexión será automática y, la ejecución por el órgano competente para la emisión de las autorizaciones administrativas de las garantías económicas presentadas para la tramitación de la solicitud de acceso a la red, inmediata].

8.5. Cronograma de tramitación para la implantación de instalaciones de generación de energía fotovoltaica de venta a red

Se ha desarrollado unas tablas ilustrativas de los plazos para obtener aquéllos PLAs necesarios para alcanzar el estado de ready-to-build, que entendemos se trata de la fase de mayor complejidad técnica y jurídica en la tramitación.

Es decir, se pretende facilitar al usuario de la presente guía los tiempos y la cronología, según el proyecto que se vaya a tramitar, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Todos los plazos marcados por días, salvo dispuesto lo contrario, deberán de entenderse como días hábiles.
- Los plazos expuestos son de máximos, según la normativa, incluyendo supuestos de hecho donde durante la tramitación se exigirá subsanaciones al promotor del proyecto respecto de la solicitud de distintos PLAs que este solicite. Por lo tanto, debe de tenerse en cuenta que los plazos, generalmente, serán menos extensos que lo apuntado en el presente documento.
- Durante el procedimiento de evaluación ambiental, si bien la normativa prevé que la emisión del título administrativo final se otorgue en el plazo de 4 meses en el marco de la evaluación ordinaria; y de 3 meses, en el marco de la evaluación simplificada; nuestra experiencia es que dichos plazos suelen extenderse, hasta un total de 8 y 6 meses, respectivamente.
- En todo caso, la falta de resolución por parte de la Administración de los distintos PLAs en el plazo previsto legalmente no da lugar a la adquisición de los derechos ejercitados por silencio administrativo. Al mismo tiempo, la falta de resolución en plazo por parte de la Administración no impide su posterior resolución favorable.
- El contenido de las tablas tiene un carácter informativo y expone un marco general aplicable a los proyectos (a modo de guía), por lo que no tiene en cuenta las características y vicisitudes de cada proyecto concreto, y, por tanto, no constituye asesoramiento legal específico ni debe ser tomado como tal. En tales casos, deberá recabarse asesoramiento legal adaptado a las circunstancias particulares de cada proyecto antes de tomar cualquier decisión basada en este documento.



Acceso y conexión									
Requisito previo		Solicitud			Aceptación solicitud	Aceptación propuesta previa			Emisión permisos A&C
Confirmación correcto depósito garantía	Requerimiento subsanación	Cumplimiento subsanación	Admisión	Informe aguas arriba	Remisión propuesta previa	Posibilidad de solicitar revisión condiciones técnicas y económicas	Posibles nuevos requerimiento	Contestación gestor de la red	Resolución final
3 meses	20 días	20 días	20 días	40-70 días	30-60 días	30 días	10 días	15 días	20 días
3 meses		60 días		40-70 días	30-60 días		55 días		20 días
1 año									



Procedimiento Integrado									
Previo		Solicitud AAP y AAC							
Informe de Compatibilidad Urbanística	Llevará implícita la solicitud de autorización en suelo no urbanizable	Solicitud ocupación montes públicos / vías pecuarias	Acompañamiento de plan de desmantelamiento y restauración	Admisión a trámite	Información pública / Consulta Administraciones (*)	Traslado alegaciones	Conformidad alegaciones	Pronunciamiento ambiental	Resolución final
Requerimiento subsanación		Plazo subsanación							
1 mes	15 días	15 días	15 días	2 meses	30 días	15 días	15 días	45 días	Plazo máx. 10 meses
					Plazo máximo resolución: 10 meses desde admisión a trámite				
14 meses									
Licencias urbanísticas									
Licencia de actividad					Licencia de obras				
6 meses					2 meses				

(*) Tratándose de una explotación minera, en este trámite se debería solicitar Informe al órgano minero, quién debería informar acerca de la viabilidad/compatibilidad de la instalación con la explotación y restauración de la explotación minera, Informe que será determinante para la posterior modificación del Plan de Restauración Integral (PRI).



**DESARROLLO ESPECÍFICO SOBRE
LAS AUTORIZACIONES Y TRÁMITES
REGULATORIOS NECESARIOS PARA LA
IMPLANTACIÓN DE INSTALACIONES DE
AUTOCONSUMO CON Y SIN EXCEDENTES**

9 Desarrollo específico sobre las autorizaciones y trámites regulatorios necesarios para la implantación de instalaciones de autoconsumo con y sin excedentes

9.1. Acceso y conexión

9.1.1. Instalaciones de autoconsumo sin excedentes

De acuerdo con el artículo 7.1.b).i del RD 244/2019, las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, cualquiera que sea su potencia, estarán exentas de solicitar los permisos de acceso y conexión.

Por dicha razón, no se les exigirá el depósito de garantías reguladas en la normativa aplicable de acceso y conexión a la red.

9.1.2. Instalaciones de autoconsumo con excedentes

El artículo 17 del RD 1183/2020 exime a determinadas instalaciones de autoconsumo de la obtención de los permisos de acceso y conexión.

Sin embargo, ninguna de estas exenciones ampara a las instalaciones de autoconsumo con excedentes a operar sin haber obtenido previamente los mencionados permisos, razón por la cual nos remitimos en este punto a lo expuesto en el apartado 8.1 de esta Guía.



9.2.Procedimiento integrado para la obtención de las autorizaciones para alcanzar el estado “ready to build”

Como apunte preliminar, destacar que el artículo 3.3 del Decreto ley 14/2020 reduce en un 100% el pago de tasas administrativas asociadas a la tramitación de las solicitudes de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, con independencia de su potencia instalada.

Indicar que el artículo 3.3 del Decreto ley 14/2020 reduce en un 100% el pago de tasas administrativas asociadas a la tramitación de las solicitudes de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, con independencia de su potencia instalada.

9.2.1. Instalaciones de autoconsumo sin excedentes

De acuerdo con el artículo 2 bis del Decreto 88/2005, las instalaciones de generación en la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, con independencia de su potencia, estarán exentas de obtener la AAP y la AAC.

Del mismo modo, el artículo 219.2.2º del Decreto Legislativo 1/2021, de 18 de junio, del Consell de aprobación del texto refundido de la Ley de ordenación del territorio, urbanismo y paisaje exime a las instalaciones de autoconsumo de la obtención de declaración de interés comunitario, previo informe de la Consellería competente en materia de industria.

9.2.2. Instalaciones de autoconsumo con excedentes

La tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo con excedentes será la misma que aquella recogida para las instalaciones de generación en el apartado 8.2 de la presente Guía.

Asimismo, también será obligatorio la inscripción de estas instalaciones en el Registro Administrativo de Autoconsumo.

9.3. Autorizaciones necesarias para obtener el estado de COD para la explotación

9.3.1. Instalaciones de autoconsumo sin excedentes

Respecto de la Autorización de explotación, esta se sustituirá por el procedimiento para la puesta en servicio regulado en la ITC-RAT 22 del 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 tensión².

En relación a la inscripción en los registros correspondientes:

- (i) Registro autonómico de autoconsumo: El promotor deberá inscribir al sujeto consumidor en este registro adjuntando los datos del Anexo II del RD 244/2019. Este trámite se podrá realizar mediante el siguiente enlace.
- (ii) Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica: Se trata de un registro estatal cuya tramitación no supondrá ninguna carga para el promotor, ya que es un procedimiento entre administraciones.

Además, es declarativo, gratuito y telemático. Se divide en secciones donde, las instalaciones de autoconsumo sin excedentes pertenecerán a la sección primera.

- (iii) RAIPEE: Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes no se inscribirán en el RAIPEE, dado que no se les considera instalaciones de producción.

9.3.2. Instalaciones de autoconsumo con excedentes

También será obligatorio la inscripción de estas instalaciones en el Registro Administrativo de Autoconsumo.

² En todo caso y, dado que la aplicación de la mencionada ITC-RAT 22 depende de la tensión nominal de la instalación, recomendamos comprobar con el asesor técnico la aplicabilidad de esta norma en cada proyecto concreto].



9.4. Licencias municipales necesarias para la construcción y explotación

Será de aplicación dispuesto en el apartado 8.3.3, salvo en el caso de las instalaciones solares de autoconsumo sobre cubierta en edificaciones privadas existentes se tramitarán mediante declaración responsable conforme establece el art. 14.7 del Decreto Ley 14/2020.

9.5. Características aplicables a cualquier modalidad de autoconsumo

En todo caso, en cualquier modalidad de autoconsumo:

- El consumidor y el propietario de la instalación generadora (o instalaciones generadoras, de una o varias tecnologías) pueden ser personas físicas o jurídicas diferentes.
- Podrán instalarse elementos de almacenamiento asociados a las instalaciones de producción en todas las modalidades de autoconsumo. Tal y como se aclara en las Preguntas Frecuentes sobre autoconsumo publicadas en la web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (“FAQ”), estos elementos pueden compartirse por varias instalaciones de autoconsumo independientes.
- Es necesario que el consumidor o consumidores asociados dispongan de un contrato de suministro de electricidad.
- Debe tenerse en cuenta que un consumidor sólo podrá estar asociado a una modalidad de autoconsumo a la vez.
- La instalación de producción asociada puede ser única o existir varias instalaciones asociadas al mismo autoconsumo, y de la misma o de distinta tecnología.
- Se deberá disponer de, al menos, un equipo de medida bidireccional en el punto frontera o en su caso un equipo de medida en cada uno de los puntos frontera. Tal y como se detalla en las FAQ, además del contador en el punto frontera, será necesario un contador adicional de generación sólo cuando:



- Se realice autoconsumo colectivo, siendo necesario medir la energía generada con otro equipo para hacer el “reparto de energía” entre los consumidores participantes.
- La instalación de generación sea una instalación próxima a través de red, al hacer uso de las redes de distribución o, en su caso, de transporte.
- La tecnología de generación no sea renovable, cogeneración o residuos.
- En autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, si no se dispone de un único contrato de suministro, para poder diferenciar entre la demanda del consumidor y la demanda de los servicios auxiliares de producción. De este modo se podrá facturar correctamente lo que corresponde a cada uno.
- Instalaciones de generación de potencia aparente nominal igual o superior a 12 MVA.

En aquellos casos en los que exista más de una instalación de generación y los titulares de estas sean personas físicas o jurídicas diferentes, la exigencia de equipo de medida que registre la generación neta se extenderá a cada una de las instalaciones.

La obligación anterior tendrá carácter potestativo en aquellos casos en que exista más de una instalación de generación y el titular de las mismas sea la misma persona física o jurídica.

9.6. Cronograma de tramitación para la implantación de instalaciones de autoconsumo sin excedentes

Se ha desarrollado unas tablas ilustrativas de los plazos para obtener aquéllos PLAs necesarios para alcanzar el estado de ready-to-build de estas instalaciones, que entendemos se trata de la fase de mayor complejidad técnica y jurídica en la tramitación. En cuanto a las instalaciones de autoconsumo con excedentes, resultará de integra aplicación el cronograma establecido en el apartado 8.5.

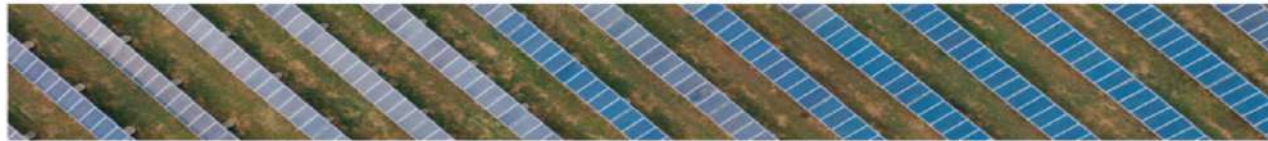


Es decir, se pretende facilitar al usuario de la presente guía los tiempos y la cronología, según el proyecto que se vaya a tramitar, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones

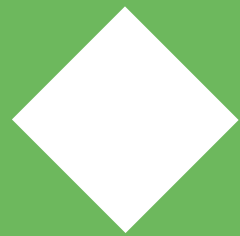
- Todos los plazos marcados por días, salvo dispuesto lo contrario, deberán de entenderse como días hábiles.
- Los plazos expuestos son de máximos, según la normativa, incluyendo supuestos de hecho donde durante la tramitación se exigirá subsanaciones al promotor del proyecto respecto de la solicitud de distintos PLAs que este solicite.

Por lo tanto, debe de tenerse en cuenta que los plazos, generalmente, serán menos extensos que lo apuntado en el presente documento.

- Durante el procedimiento de evaluación ambiental, si bien la normativa prevé que la emisión del título administrativo final se otorgue en el plazo de 4 meses en el marco de la evaluación ordinaria; y de 3 meses, en el marco de la evaluación simplificada; nuestra experiencia es que dichos plazos suelen extenderse, hasta un total de 8 y 6 meses, respectivamente.
- En todo caso, la falta de resolución por parte de la Administración de los distintos PLAs en el plazo previsto legalmente no da lugar a la adquisición de los derechos ejercitados por silencio administrativo. Al mismo tiempo, la falta de resolución en plazo por parte de la Administración no impide su posterior resolución favorable.
- El contenido de las tablas tiene un carácter informativo y expone un marco general aplicable a los proyectos (a modo de guía), por lo que no tiene en cuenta las características y vicisitudes de cada proyecto concreto, y, por tanto, no constituye asesoramiento legal específico ni debe ser tomado como tal. En tales casos, deberá recabarse asesoramiento legal adaptado a las circunstancias particulares de cada proyecto antes de tomar cualquier decisión basada en este documento.



Acceso y conexión							
Exentas							
Procedimiento Integrado							
Previo	AAP y AAC		Evaluación ambiental			Licencias urbanísticas	
Informe de Competibilidad Urbanística	Exentas	Subsanación solicitud	Subsanación expediente	Información pública / Consulta Administraciones	Remisión al promotor de alegaciones	Si se incorporan modificaciones	
1 mes	-	10 días	3 meses	30 días	30 días	Nuevo trámite de información pública: 60 días	2 - 6 meses
4 meses							
Trámite simplificado: El otorgamiento del título ambiental se emitirá en un máximo de 3 meses desde su solicitud							



ANEXO I - HIBRIDACIÓN

Anexo I - Hibridación

La tecnología solar fotovoltaica es de carácter no gestionable, lo que significa que sólo podrá generar energía cuando exista disponibilidad del recurso natural del que se aprovecha (radiación solar).

En este contexto, la hibridación de tecnología solar fotovoltaica con sistemas de almacenamiento (p.e. baterías de litio) se plantea como una posibilidad útil en distintos escenarios.

Por ejemplo, las horas mejor remuneradas en el mercado eléctrico español son las llamadas horas “pico”, que se corresponden con (alrededor de) las 22:00 horas de cada día.

Una instalación fotovoltaica podrá generar energía y almacenarla durante las horas “valle” (aquéllas con una remuneración menor) cargando su batería, y posteriormente realizar un arbitraje de precio, y verter la energía a la red descargando la batería durante las horas pico.

Otro ejemplo podría ser una industria electro-intensiva que opere por el día y por la noche. En ese escenario, sería factible sobredimensionar una planta fotovoltaica de autoconsumo para proveer a su titular durante el día, generando más energía de la que requiere y produciendo excedentes que serán cargados en el sistema de almacenamiento para disfrutarlos durante las horas pico o cercanas a las 22 horas.

El procedimiento para obtener los permisos de acceso y conexión de instalaciones híbridas que incorporen sistemas de almacenamiento es el mismo que aquél aplicable para las instalaciones de generación sin hibridación, excepto por las siguientes especificidades:

INSTALACIONES QUE NO CUENTAN PREVIAMENTE CON LOS PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN ²

Especialidades

Reducción en un 50 % de las garantías económicas para las tecnologías que aporten menor potencia en términos porcentuales.

Régimen retributivo de la hibridación

Los términos de percepción de la retribución se regularán por cada módulo de generación, constituyendo a estos efectos unidades retributivas diferenciadas. Es necesario que la instalación disponga de los equipos de medida necesarios para determinar la energía generada por cada una de ellas.

Autorizaciones industriales, medioambientales y urbanísticas

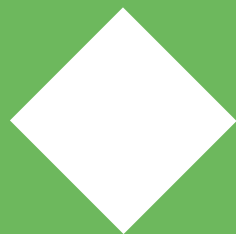
Téngase en cuenta que la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética realiza un mandato al Gobierno de España y a la CNMC para que en el plazo de 12 meses desde su entrada en vigor (i.e. 22 de mayo de 2022) procedan a presentar una propuesta de reforma del sector eléctrico que aborde entre otros elementos la regulación relativa al almacenamiento de energía.

Por ende, recomendamos realizar seguimiento sobre la tramitación y eventual aprobación de dicha normativa.

Por otro lado, se deberán obtener en todo caso las licencias urbanísticas necesarias tanto para habilitar la construcción del proyecto, como para autorizar la puesta en marcha del mismo.

² **[Comentario Garrigues:** *En el caso de que la instalación cuente ya con permisos de acceso y conexión y cumpla con los requisitos establecidos en el art. 27.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, se tratará de una actualización de los permisos de acceso y conexión, sin que sea necesario por tanto el otorgamiento de un nuevo permiso y, por ende, sin que sea aplicable el principio de prelación temporal.*

Aplicándose, además, ciertas especialidades, tales como los plazos previstos para el procedimiento abreviado y una reducción del 50 % de las garantías económicas para la nueva tecnología hibridada].



ANEXO II
CONCURSOS DE
CAPACIDAD

Anexo II - Concursos de capacidad

El Real Decreto 1183/2020 establece el principio de prelación temporal como criterio general para otorgar la capacidad disponible en las redes de distribución y transporte. Sin embargo, existen dos excepciones al mismo, en las que el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión se rige a través de procedimientos y criterios específicos, que procedemos a analizar:

A. CONCURSOS DE CAPACIDAD PARA GENERACIÓN RENOVABLE Y ALMACENAMIENTO

ESTOS CONCURSOS PODRÁN TENER LUGAR EN LOS SIGUIENTES GRUPOS DE NUDOS² DE LA RED

Grupos

Grupo 1
Nuevos nudos introducidos por (i) una nueva planificación o (ii) por la modificación de aspectos puntuales de la planificación vigente.

Presupuestos necesarios

Las solicitudes de acceso presentadas durante el proceso de planificación en (i) los nudos que tienen conexión con el nuevo nudo planificado; o, en (ii) las líneas eléctricas que los unen, deberán haber excedido de 500 MW en territorios peninsulares o de 250 MW en territorios no peninsulares.

² [Comentario Garrigues: No pueden tratarse de nudos de "transición justa"].

Grupos	Presupuestos necesarios
<p>Grupo 2 Nudos en los que se libere capacidad de acceso por (i) renuncia o caducidad de permisos de acceso o por (ii) otras causas.</p> <p>Grupo 3 Nudos en los que aflore nueva capacidad de acceso por (i) cambios normativos en sus criterios de cálculo o por (ii) actuaciones de mejora en las redes.</p>	<p>Deberá cumplirse alguna de las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Que en los dos años anteriores a la liberación o afloramiento de nueva capacidad, las solicitudes de acceso en esos nudos hayan excedido de 300 MW en territorios peninsulares o 150 MW en territorios no peninsulares; • Que en esos dos años las solicitudes de acceso en nudos de red de transporte eléctricamente conectados al nudo en que se libera o aflora nueva capacidad hayan excedido de 500 MW en territorios peninsulares o de 250 MW en territorios no peninsulares; • Que se hayan celebrado otros concursos en ese nudo o en otros nudos de la red de transporte eléctricamente conectados en los que las solicitudes presentadas excedan del triple de la capacidad de acceso en cada caso convocada.
<p>Común a todos los grupos</p>	<p>La capacidad disponible, liberada o aflorada en dichos nudos deberá ser igual o superior a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 100 MW, en el caso de nudos ubicados en el sistema eléctrico peninsular; y • 50 MW, en nudos ubicados en los territorios no peninsulares.

Procedimiento

El Operador del Sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía un informe que detallará los nudos en que se cumplen dichas condiciones, así como la capacidad de acceso en cada caso disponible, el primer día de cada mes.

En su caso, la Secretaría de Estado de Energía dispondrá de un plazo de dos meses para dictar la resolución en la que determine los nudos en los que vaya a celebrarse el correspondiente concurso.

En caso de no dictarse la Resolución en el antedicho plazo o, la Resolución solo se refiere a algunos nudos, se entenderá que: (i) No se va a celebrar concurso; y (ii) la capacidad disponible en los nudos así excluidos pasará a ser otorgable con arreglo al procedimiento general (criterio de prelación temporal).

Los concursos deberán ser convocados mediante Orden Ministerial en el plazo máximo de diez meses contados desde la fecha de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

A día de hoy, se han publicado dos resoluciones por parte de la Secretaría de Estado de Energía², a través de las cuales se han identificado 183 nudos de la red de transporte, todos en el sistema eléctrico peninsular.

Implicaciones

El operador del sistema deberá:

- Inadmitir las solicitudes que se presenten en el mismo;
- Suspender los procedimientos de acceso en curso; y,
- No emitir informes de aceptabilidad sobre solicitudes de acceso aguas abajo.

Los criterios de adjudicación de los concursos serán:

- Temporales, priorizando los proyectos que comiencen antes la inyección de energía a la red;
- Tecnológicos, priorizando los proyectos que maximicen el volumen de energía renovable que pueda ser integrado a la red; y,
- Técnicos, de modo que prioricen tecnologías en fase de I+D+i.

Si bien en cada concurso no podrán reservarse más de 30 MW a dichas tecnologías.

Además, se podrán incorporar los criterios de adjudicación de carácter socioeconómico y ambiental, tales como:

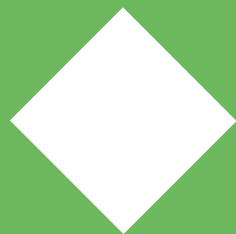
- La generación de empleo;
- El impacto en la cadena de valor industrial;
- La participación de inversores, empresas y administraciones;
- La existencia de mecanismos para reinvertir los beneficios en la zona donde se ubiquen las instalaciones; y,
- El eventual impacto ambiental de las instalaciones aplicando una puntuación en función del grado de afección.

² **Comentario Garrigues:** Las resoluciones de 29 de junio y 20 de agosto de –respectivamente- 2021, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se acuerda la celebración de concurso de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte].



2. LOS NUDOS DE TRANSICIÓN JUSTA

La segunda excepción se vincula a los llamados "nudos de transición justa", que son aquellos en los se produce la liberación de capacidad como consecuencia del cierre de centrales térmicas de carbón y termonucleares; previéndose que se podrán establecer procedimientos y requisitos específicos para la concesión de la totalidad o de parte de la capacidad de acceso liberada.



ANEXO III
CAUSAS DE INADMISIÓN Y
DENEGACIÓN DE SOLICITUDES
DE ACCESO Y CONEXIÓN

Anexo III - Causas de inadmisión y denegación de solicitudes de acceso y conexión

CAUSAS DE INADMISIÓN

A. Adecuación constitución garantía

No acreditar (i) la presentación ante el órgano competente para emitir la autorización de la instalación de copia del resguardo acreditativo de haber depositado garantía económica y que, (ii) dicho órgano, se haya pronunciado sobre la correcta adecuación de la misma.

C. Subsanación

No subsanar la información requerida en el plazo expresamente otorgado al efecto.

B. Nudos cuyo criterio de asignación de capacidad sea distinto al de prelación temporal

Que se haya instado una solicitud en un nudo sujeto a un concurso de capacidad de acceso en la red de transporte para la integración de renovables, o a un procedimiento específico para la adjudicación de capacidad en los nudos de transición justa

D. Solicitudes en nudos con capacidad disponible nula

Presentar una solicitud de acceso a la red en un nudo cuya capacidad de acceso sea nula, de acuerdo con la información que conste en las plataformas web de los gestores de la red²⁷.

²⁷ [Comentario Garrigues: No podrán ser inadmitidas por esta causa solicitudes de actualización de permisos que tengan por objeto la hibridación de una instalación existente].

Otros puntos de interés respecto de la inadmisión de solicitudes:

- La inadmisión de una solicitud de acceso y conexión tiene como consecuencia la devolución de la garantía.
- La devolución de la garantía se realizará en el plazo máximo de 3 meses desde que el promotor (i) presente ante el órgano competente para emitir la autorización de la instalación copia de la notificación de inadmisión de la solicitud; y, (ii) solicite la devolución de la garantía.
- El único supuesto donde procederá únicamente la devolución del 80% de la garantía, es aquel donde el promotor ha formulado una solicitud de acceso en un nudo con capacidad de acceso nula.

En este supuesto, la garantía será recuperada de forma íntegra si el promotor acredita que a las 8 de la mañana del día de constitución de la garantía, en la plataforma web del gestor de la red correspondiente, constaba capacidad disponible y otorgable en dicho nudo que no estuviera reservada a los concursos de capacidad de acceso.

Causas de denegación

El permiso de acceso sólo podrá ser denegado por falta de capacidad de acceso en función de los criterios establecidos en el Anexo I de la Circular 1/2021 de la CNMC.

Por su parte, el permiso de conexión sólo podrá ser denegado si el titular de la red justifica correctamente la inviabilidad de la conexión sobre la base de los criterios establecidos en la Circular 1/2021 de la CNMC.

La denegación de la solicitud de acceso y conexión por causas no imputables (directa ni indirectamente) al solicitante, permitirá recuperar la garantía.

