



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



---

# CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW CONECTADA A RED EN LA ISLA DE FUERTEVENTURA

---

Alumno

**Óscar Delgado Fumero**

Tutor

**Juan Ángel Saiz Jiménez**



Grado en Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño  
**Universidad Politécnica de Valencia**

Valencia, Junio de 2018

## Tabla de contenido

<b>1.- Objeto del proyecto.....</b>	<b>3</b>
<b>2.- Justificación del proyecto .....</b>	<b>4</b>
<b>3.- Situación energética actual.....</b>	<b>5</b>
<b>3.1.- Topología de la red de transporte eléctrico.....</b>	<b>7</b>
<b>4.- Memoria técnica del proyecto.....</b>	<b>10</b>
<b>4.1.- Posibles localizaciones de la central fotovoltaica .....</b>	<b>10</b>
4.1.1.- Calderón Hondo.....	13
4.1.2.- Antigua - Triquivijate.....	15
4.1.3.- Tuineje.....	16
4.1.3.1.- Este de Tuineje.....	17
4.1.3.2.- Los Arrabales.....	17
4.1.3.3.- Rosa de Catalina García – Sur de Tamasite .....	18
4.1.3.4.- Juan Gopar – Piedra Hincada – Mazacote.....	19
4.1.3.5.- Este de Tesejerague.....	20
4.1.4.- Istmo de Jandía.....	21
<b>4.2.- Elección de la zona .....</b>	<b>22</b>
4.2.1.- Ordenación y usos del territorio .....	24
4.2.1.1.- Ordenación autonómica (Ley del Suelo y de los Espacios Naturales de Canarias, 4/2017 del Gobierno de Canarias) .....	24
4.2.1.2.- Ordenación insular (Plan Insular de Ordenación de Fuerteventura) .....	26
4.2.1.3.- Ordenación municipal (Normas Subsidiarias de Tuineje).....	30
4.2.2.- Impacto y protecciones medioambientales.....	32
4.2.3.- Parcelas a ocupar .....	36
<b>4.3.- Radiación solar de la zona .....</b>	<b>38</b>
<b>4.4.- Planteamiento inicial del esquema eléctrico general .....</b>	<b>44</b>
<b>4.5.- Panel fotovoltaico .....</b>	<b>45</b>
<b>4.6.- Inversor .....</b>	<b>49</b>
4.6.1.- Elección del inversor .....	49
4.6.2.- Configuración de las placas por cada inversor.....	53
<b>4.7.- Centro de transformación 20 kV.....</b>	<b>55</b>
<b>4.8.- Soportes para los paneles solares .....</b>	<b>58</b>
4.8.1.- Tipos de soporte para paneles solares.....	58
4.8.1.1.- Estructura fija.....	58
4.8.1.2.- Seguimiento de eje horizontal.....	59
4.8.1.3.- Seguimiento de eje vertical-azimutal.....	60
4.8.1.4.- Seguimiento de dos ejes .....	61
4.8.2.- Elección del tipo de estructura y características de diseño .....	63
4.8.3.- Orientación y espacio entre filas.....	67
<b>4.9.- Diseño de un sistema modular: parque fotovoltaico + inversor + CT 20kV.....</b>	<b>69</b>
<b>4.10.- Subestación transformadora elevadora 20/132 kV .....</b>	<b>72</b>
<b>4.11.- Distribución de los elementos de la central.....</b>	<b>75</b>
<b>4.12.- Cálculo de la sección de los conductores y protecciones .....</b>	<b>76</b>
4.12.1.1.- Segmento serie placas – caja de conexión (DC) .....	76
4.12.1.2.- Segmento cajas de conexión – cajas de concentración (DC) .....	77

4.12.1.2.- Segmento caja de concentración – inversor (DC).....	79
4.12.1.3.- Segmento transformador 20 kV – Subestación transformadora (AC) .....	81
4.12.2.- Pérdidas asociadas a conductores .....	85
<b>4.13.- Sistema de puesta a tierra .....</b>	<b>86</b>
<b>4.14.- Línea de evacuación de 132kV.....</b>	<b>89</b>
<b>4.15.- Operación y mantenimiento de la central .....</b>	<b>92</b>
4.15.1.- Control de producción.....	92
4.15.2.- Integración de generación a partir de fuentes renovables en Canarias .....	93
4.15.2.1.- Centros de control de generación .....	94
4.15.2.2.- Interlocución con los centros de control de Red Eléctrica y los CCG .....	95
4.15.2.3.- Centro de control de generación para la central fotovoltaica.....	96
4.15.2.- Mantenimiento y seguridad.....	97
<b>5.- Producción eléctrica de la central .....</b>	<b>100</b>
5.1.- Energía producida mes a mes .....	100
5.2.- Estimación de la potencia diaria según mes y previsión del mix energético.....	103
5.3.- Ahorro de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	108
<b>6.- Estudio económico .....</b>	<b>111</b>
6.1.- Presupuesto .....	111
6.2.- Flujo de caja año a año de la instalación .....	117
<b>7.- Visión a futuros del proyecto.....</b>	<b>119</b>
<b>8.- Conclusiones y valoración global .....</b>	<b>124</b>
<b>9.- Bibliografía.....</b>	<b>125</b>
<b>10.- Esquemas eléctricos .....</b>	<b>127</b>
1. Agrupación de 4 módulos (parque FV + inversor + centro de transformación 20kV) 128	
2. Conjunto de la central.....	129
3. Subestación transformadora 20/132 kV .....	130
<b>11.- Planos.....</b>	<b>131</b>
4. Plano de localización.....	132
5. Planta de la central .....	133
6. Detalle de módulo parque FV + inversor + centro transformación 20kV.....	134
7. Subestación transformadora.....	135
8. Distribución parcelaria y plano de terreno LIDAR .....	136
<b>ANEXO I: Reportaje fotográfico de la zona.....</b>	<b>137</b>
<b>ANEXO II: Previsión del mix de generación en días tipo .....</b>	<b>144</b>

## 1.- Objeto del proyecto

En el presente proyecto se pretende abordar el diseño una central de producción de energía eléctrica de 100 MW mediante el uso de tecnología fotovoltaica, con la justificación de los diferentes aspectos técnicos, económicos, territoriales y medioambientales que serán tomados en cuenta.

La central estará situada en la zona denominada ‘Rosa de Catalina García’, perteneciente al término municipal de Tuineje, al sur de la isla canaria de Fuerteventura. Se trata de una zona semidesértica con gran radiación solar, improductiva agrariamente en su mayor parte debido al abandono y con usos de suelo compatibles con el proyecto según la normativa de ordenación vigente autonómica, insular y municipal. La superficie total de la central será de 160 hectáreas distribuidas a lo largo de diferentes parcelas.

La central constará de un parque fotovoltaico asociado de 125,74 MWp de potencia total formado por 339.840 paneles de 370Wp, dividido en 32 bloques inversores con una potencia máxima de salida de 3,6 MW cada uno. La red interna será a 20 kV, contando la central con una subestación elevadora a 132 kV con dos transformadores de 50MVA y elementos de maniobra y medida telemandados desde un centro de control de generación adscrito a REE. La línea de evacuación de 132kV conectará la central con el punto de conexión de la red de transporte del sistema eléctrico insular.

La producción eléctrica de la central se estima en 231,1 GWh su primer año. La generación diaria aportará aproximadamente un 13-18%(según época del año) de la energía eléctrica demandada en el sistema Fuerteventura-Lanzarote, con un máximo instantáneo de potencia de alrededor del 50% del total de demanda a las 12:00 de la mañana los meses de primavera y verano. La vida útil programada será de un mínimo de 25 años, y se estima que se evitará el vertido a la atmósfera de más 184.000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

El presupuesto final de la instalación es de 84.382.301,14 €, con una relación de 0,671€/Wp instalado en placas. La amortización completa de la instalación, teniendo en cuenta mantenimiento, seguridad y pérdidas de eficiencia se estima en un periodo inferior a 8 años.

Mediante la realización de este trabajo de fin de grado se pretende aplicar los conocimientos teóricos y prácticos adquiridos a lo largo del grado de Ingeniería Eléctrica, así como ir más allá en muchos otros aspectos, con el fin de profundizar conocimientos de cara al futuro.

Se ha evitado el uso de herramientas especializadas que obtengan datos de forma automática, justificándose las decisiones tomadas mediante cálculos representativos.

## 2.- Justificación del proyecto

Las justificaciones para este proyecto son varias, a saber:

- La isla de Fuerteventura goza de muchos recursos energéticos naturales y renovables, como es el caso del sol, el viento y la marea.
- Estos recursos no están siendo aprovechados lo suficiente, pues la aportación renovable al mix energético rara vez alcanza picos momentáneos del 10-15%.
- Se dispone de vastas extensiones de terreno para grandes instalaciones de aprovechamiento solar, ya sea en forma fotovoltaica o térmica.
- La mayor parte de la producción energética de la isla está basada en generadores diésel, muy contaminantes y caros.
- Existe una gran dependencia de combustible fósil, creando una gran vulnerabilidad económica dada la volatilidad del precio del mismo.
- La energía fotovoltaica está alcanzando precios muy bajos, que facilitan enormemente la rentabilidad de grandes instalaciones.
- La isla goza de la distinción Reserva de la Biosfera desde el año 2010, la cual promueve un uso más limpio y sostenible de los recursos de la isla.
- Canarias: **8% de generación renovable respecto al total.**
- España en su conjunto ronda el 40%, contando hidráulicas.
- La tasa de emisión de CO<sub>2</sub> del sistema de producción eléctrica Fuerteventura-Lanzarote ronda los 0,75 t/MWh, mientras que en la península es de alrededor de 0,2-0,3 t/MWh.

Es por tanto, con todos estos motivos, un proyecto a todas luces interesante de investigar y llevar a cabo, pues existen necesidades a cubrir y supone mejoras de eficiencia en la generación de energía eléctrica, tanto en el ámbito medioambiental como en el económico.

### 3.- Situación energética actual

En la actualidad, de las 7 islas canarias solo hay dos que se encuentran eléctricamente conectadas, Fuerteventura y Lanzarote. Esto potencia aún más la idea de construir una central fotovoltaica, pues la producción de la planta fotovoltaica se distribuiría entre la demanda de las dos islas.

El sistema Fuerteventura-Lanzarote tiene unos picos de consumo de 210MW durante el día (~10:00) y 235MW alrededor de las 20:30h. Fuerteventura por sí misma tiene unos picos de demanda de alrededor de 90MW al mediodía y 100MW en el segundo pico diario.

Esto quiere decir que con una central de 100MW, en momentos pico la producción podría llegar a sobrepasar la demanda total de Fuerteventura y se transmitiría el sobrante a la isla de Lanzarote, que se encuentra en un mix energético similar al de Fuerteventura, pues ni siquiera tiene turbinas de gas y alrededor del 90% de su energía se genera mediante motores diésel.

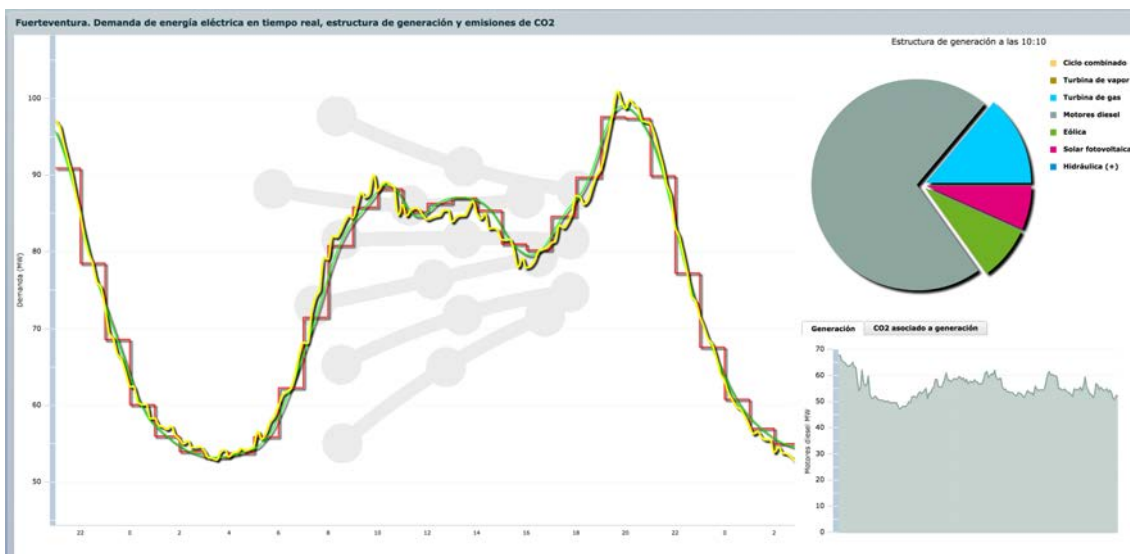
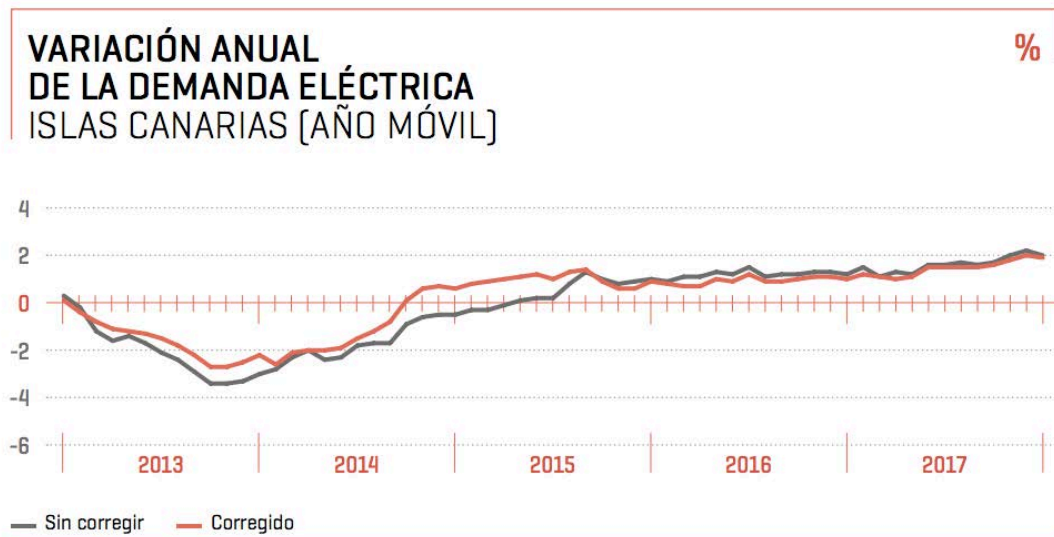


Ilustración 1. Demanda diaria en la isla de Fuerteventura. Fuente: REE.es

Por otro lado, es importante también señalar la poca relevancia que tienen las energías renovables en la generación energética en Canarias. Según datos del informe “Energías renovables en el sistema eléctrico español”, elaborado por Red Eléctrica de España, la energía renovable en Canarias supone actualmente tan solo un 8% de la energía generada y consumida anualmente. Esto es a todas luces un valor muy bajo, pues la media nacional se sitúa en alrededor del 40%.

Este dato es más flagrante aún cuando se tiene en cuenta las condiciones climatológicas de las Islas Canarias, con recurso eólico y radiación solar por encima de la media de la península ibérica.

Por otro lado, la demanda eléctrica de las islas viene creciendo año a año tras haber superado unos años de crisis con descensos. Según el avance del informe sobre el sistema eléctrico español de 2017, realizado por REE.es, este aumento de demanda se cifra en el 2% anual.



[www.ree.es](http://www.ree.es)

Ilustración 2. Fuente: "Avance del informe del sistema eléctrico español 2017". REE.

### 3.1.- Topología de la red de transporte eléctrico

La red de transporte canaria tiene la siguiente estructura:

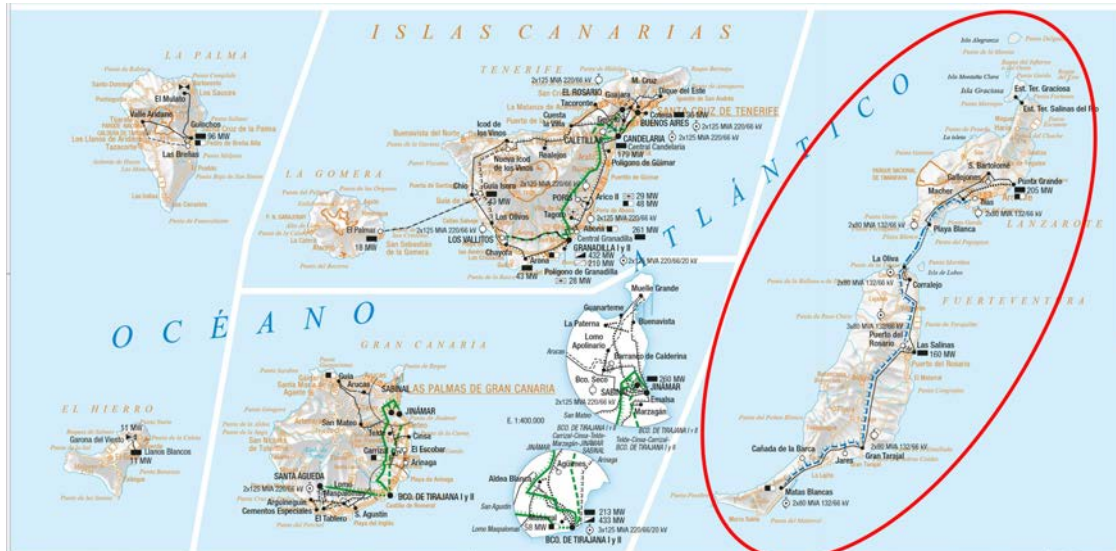


Ilustración 3. Estructura de la red de transporte canaria. Fuente: REE.es

Observamos como realmente todos, salvo Fuerteventura y Lanzarote, son sistemas eléctricos aislados. La Gomera y Tenerife se encuentran en proceso de interconexión. Por tanto, se dice que Canarias está formada por 6 sistemas eléctricos aislados.

Al ser redes más simples que las del sistema peninsular, son más sencillas de manejar pero a la vez mucho menos robustas. También dificulta la integración de las energías renovables, pues las opciones de exportar energía sobrante son más complicadas, y según qué isla las opciones de almacenamiento a gran escala en saltos hidráulicos también son complicadas, o directamente imposibles.

Podemos distinguir diferentes tipologías de conexión de la red, determinadas en gran parte por el relieve de cada isla y la distribución poblacional de las mismas. Así observamos como por ejemplo en Gran Canaria y Tenerife encontramos una red de transporte mallada/en anillo, mientras que en Fuerteventura y Lanzarote es una red radial o de antena, que atraviesa ambas islas de norte a sur.



En cuanto a la topología del sistema que nos interesa, el formado por las islas de Fuerteventura y Lanzarote, es el siguiente:

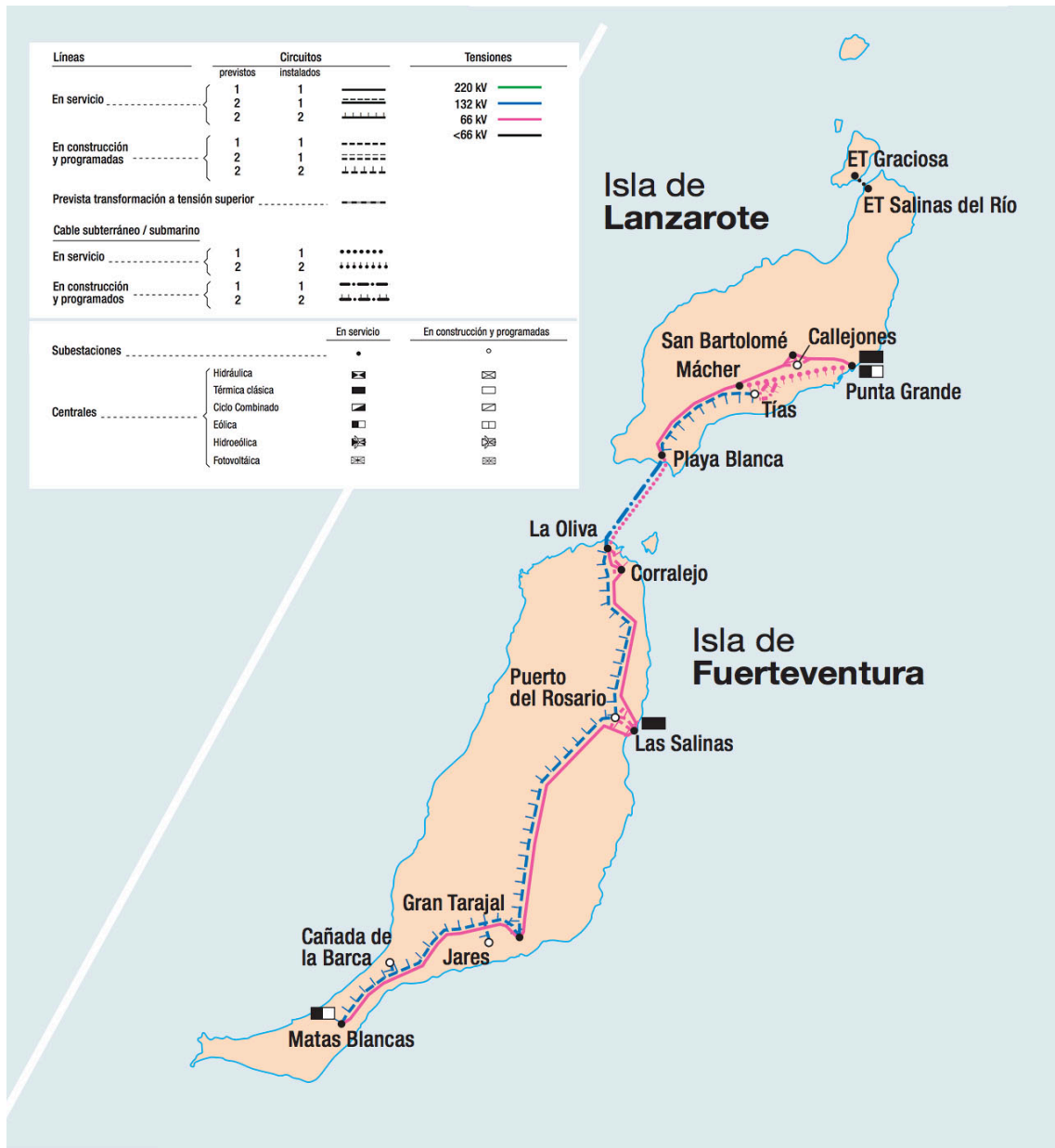


Ilustración 4. Red de transporte del subsistema Lanzarote-Fuerteventura. Fuente: REE.es

Observamos como existe una gran central térmica en cada isla, Las Salinas en el caso de Fuerteventura y Punta Grande en el caso de Lanzarote, apoyadas por dos parques eólicos, aunque con potencias muy inferiores a las centrales térmicas, siendo de 10MWp en el caso de Cañada de la Barca(Fuerteventura) y de 4,6MWp en el caso de Punta Grande(Lanzarote). Si bien es cierto que existen otros pequeños productores de energía renovable, sabiendo que la demanda pico combinada de ambas islas sobrepasa los 230MW, estas potencias resultan cuanto menos muy pequeñas respecto al total.

Por otro lado, es importante destacar que la red de transporte de Fuerteventura está siendo modernizada, pasando de un simple circuito a 66kV a un doble circuito a 132kV. Esto facilitará la evacuación de la energía generada por la central fotovoltaica cuando se encuentre en funcionamiento.

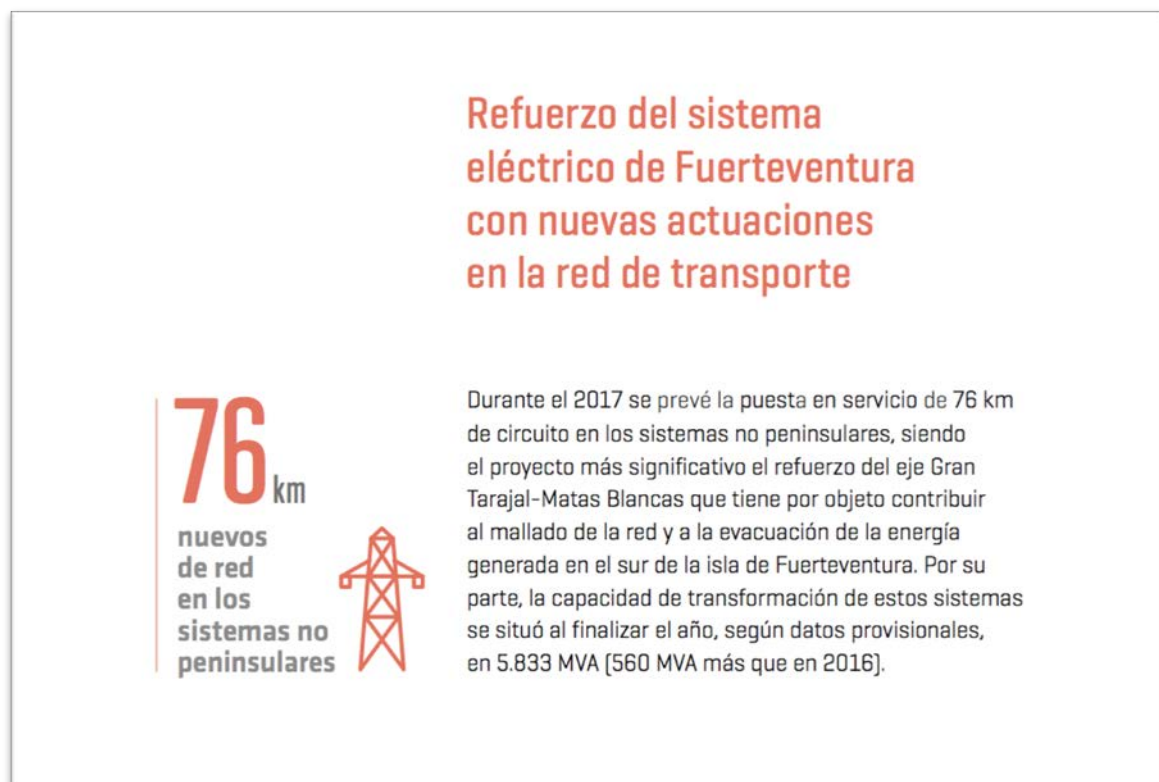


Ilustración 5. Extracto del avance del informe del sistema eléctrico español, 2017. REE.

## 4.- Memoria técnica del proyecto

### 4.1.- Posibles localizaciones de la central fotovoltaica

Fuerteventura se caracteriza por ser una isla grande, llana y semidesértica. Apenas presenta grandes desniveles (el pico más alto es de 807 msnm) y las precipitaciones son escasas todo el año. Presenta vastas extensiones de terreno sin ningún aprovechamiento especial. Su superficie total es de 1.659,74 km<sup>2</sup>.

Para empezar, se hará un cálculo simple del espacio necesario para la central fotovoltaica. Calculando unos 5m<sup>2</sup> por panel (estimando equipamiento auxiliar) y paneles de 340Wp:

$$N^{\circ} \text{ de paneles solares} = \frac{100 \times 10^6 \text{ Wp}}{340 \text{ Wp/placa}} \times \frac{5 \text{ m}^2}{\text{placa}} = 1,470 \text{ km}^2$$

Esto viene siendo aproximadamente una parcela cuadrada de algo más de 1210m de lado.



Ilustración 6. Plano de ortofoto de la isla de Fuerteventura. Fuente: GRAFCAN/IDE Canarias

Atendiendo a la radiación solar, esta es similar en toda la isla, aunque la experiencia popular nos invita a pensar que no es así, por la afluencia común de nubes en ciertas zonas (y la ausencia en otras).

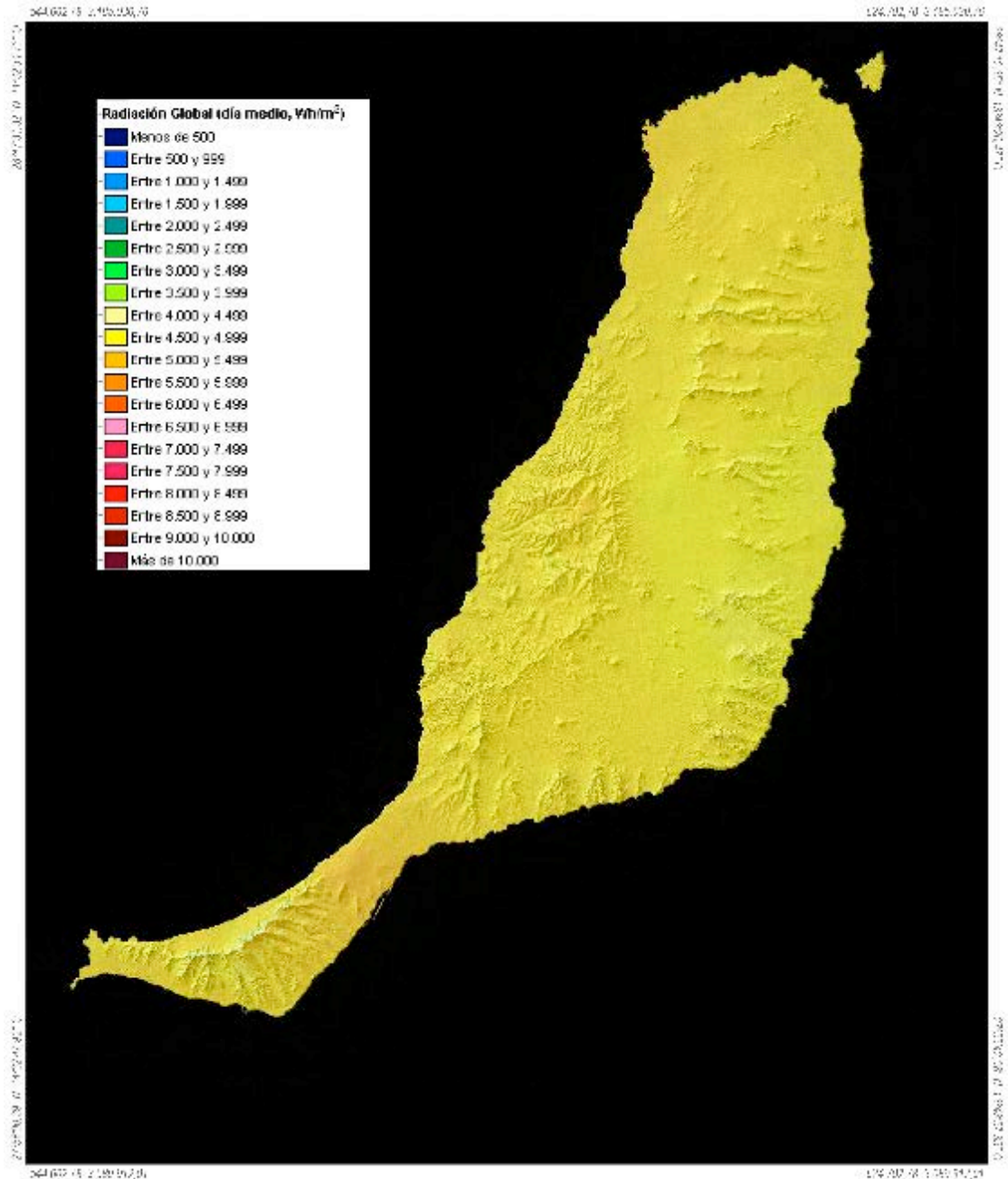


Ilustración 7. Mapa de radiación solar en la isla de Fuerteventura. Fuente: GRAFCAN/ IDE Canarias

Este mapa de radiación está elaborado por el IDE Canarias (Infraestructura de Datos Espaciales) en conjunción con el ITC (Instituto Tecnológico de Canarias) mediante datos obtenidos de múltiples estaciones meteorológicas repartidas por las diferentes islas. Está debidamente documentada la forma de obtención de los datos en su página web.

Por último, atendiendo a la orografía del terreno, encontramos las siguientes zonas a estudiar, todas ellas caracterizadas por ser vastas, llanas y cercanas a la red de transporte eléctrico.

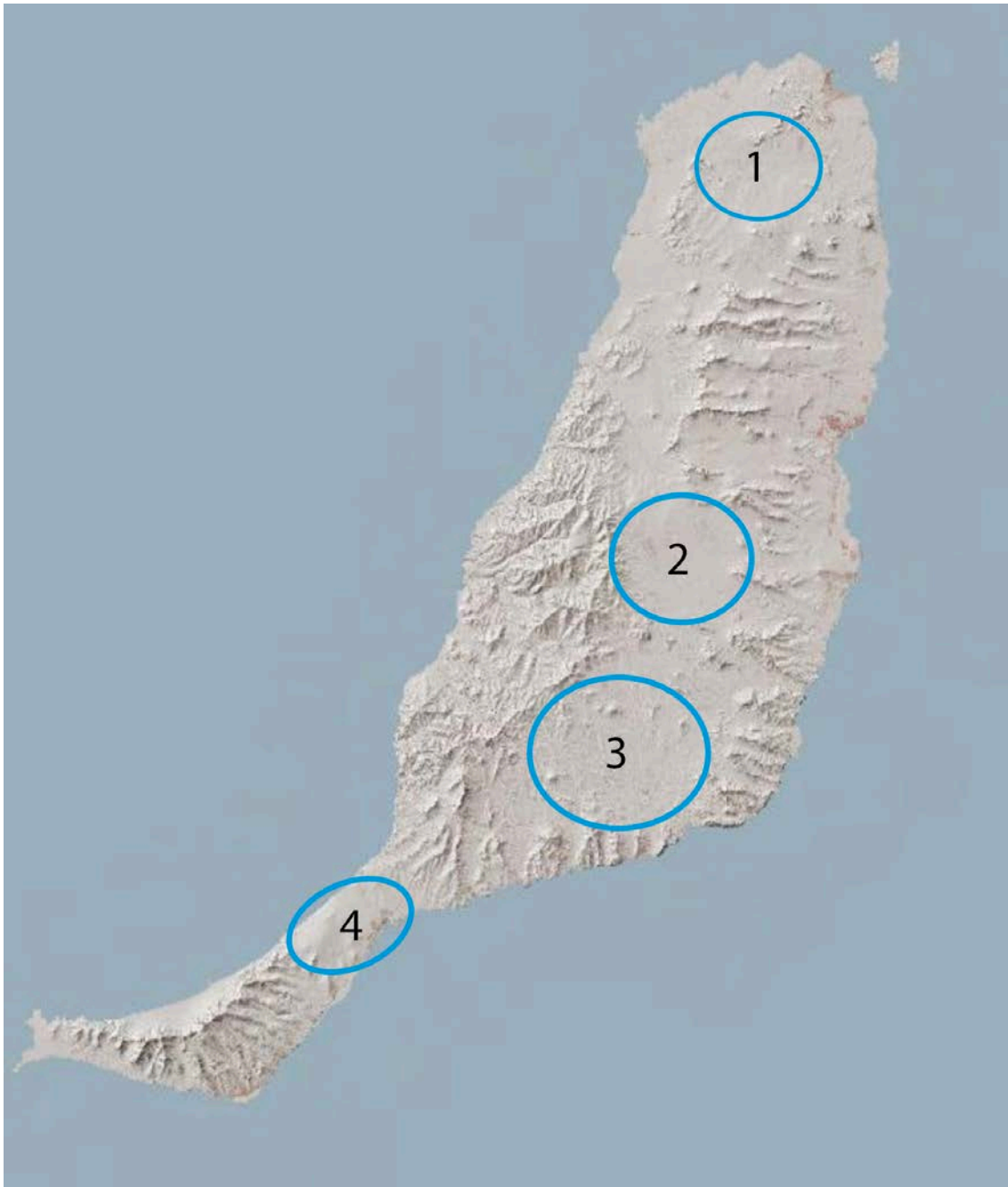


Ilustración 8. Mapa de relieve de Fuerteventura. Fuente: ITC/GRAFCAN

Las zonas las denominaremos, según su cercanía a diferentes núcleos o por el nombre que adquiere la zona:

- 1.- Calderón Hondo
- 2.- Antigua - Triquivijate
- 3.- Tuineje
- 4.- Istmo de Jandía

A continuación estudiaremos la idoneidad de cada una de las zonas, según sus pros y sus contras.

#### 4.1.1.- Calderón Hondo

La zona de Calderón Hondo se caracteriza por su proximidad a un cráter de un volcán. El terreno es volcánico -malpaís como se conoce en las islas-. El cráter del volcán podría ser utilizado como depósito en elevación para un salto hidráulico, con el fin de tener un método de almacenar energía, de forma análoga a como funciona la central hidroéolica Gorona del Viento, en la isla de El Hierro, donde se eleva agua hacia un cráter de un volcán.



Ilustración 9. Calderón Hondo. Fuente: Fotos Aéreas de Canarias.

El terreno donde iría colocada la central sería el siguiente:



Ilustración 10. Zona para la central. Google Earth.

Mediante medidas con el software Google Earth podemos estimar este terreno en alrededor de  $2,33\text{km}^2$ , como se ve en la siguiente imagen:

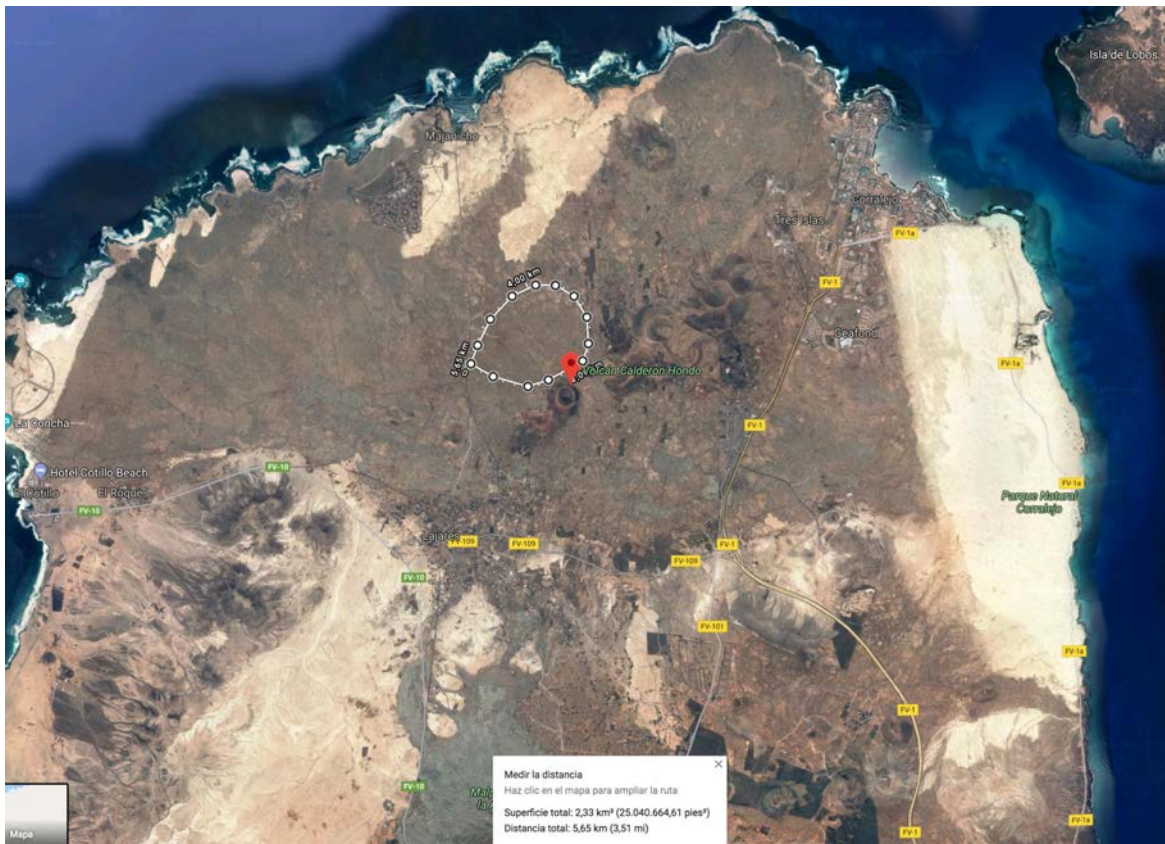


Ilustración 11. Superficie disponible. Google Earth.

Resumiendo, tenemos las siguientes características:

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- La caldera podría servir para almacenaje hidráulico, si bien es verdad que la altura no es ideal (poca: <math>\sim 100\text{m}</math>).</li> <li>- Cerca de la interconexión con Lanzarote: podría favorecer el traspaso de energía de una isla a otra.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zona de malpaís: podría ser un impedimento para la construcción (terreno protegido).</li> <li>- No tanta radiación como en otras zonas de la isla.</li> <li>- Montañas relativamente cerca que podría causar sombras puntuales.</li> </ul>

#### 4.1.2.- Antigua - Triquivijate

Zona de la llanura central de la isla, cercana a los pueblos de Triquivijate y de Antigua. Se compone de una vasta llanura sin ningún aprovechamiento especial, de alrededor de 5Km<sup>2</sup>.

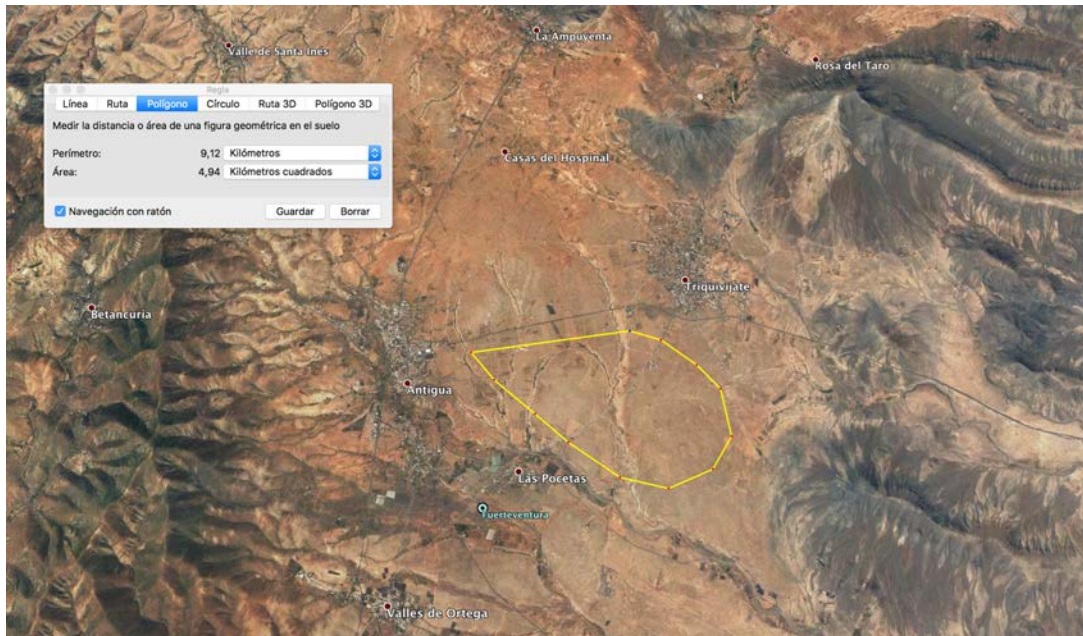


Ilustración 12. Zona de Triquivijate-Antigua. Google Earth.

Disponemos de una vasta extensión de terreno para nuestro propósito.



Ilustración 13. Zona de Triquivijate-Antigua. Google Earth.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zona central de la isla: buena distribución para la red de transporte norte-sur</li> <li>- Zona muy grande</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Menor radiación que en otras zonas de la isla (algo más nuboso).</li> <li>- Lejano a cualquier subestación.</li> </ul>



#### 4.1.3.- Tuineje

En este caso existen varias zonas a estudiar. Tuineje es el municipio que las engloba a todas ellas. Es de especial interés la cercanía que puede existir a la subestación eléctrica Gran Tarajal, marcada en el plano, cercana a la localidad homónima.

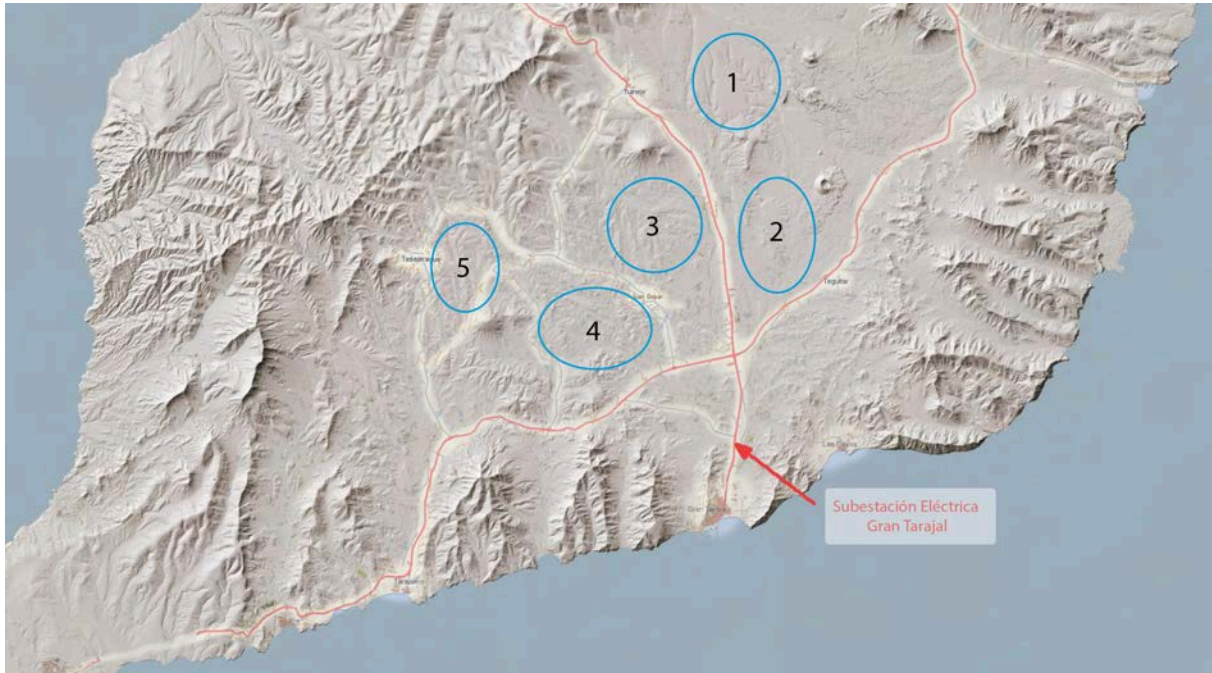


Ilustración 14. Posibles zonas en el municipio de Tuineje. Fuente: GRAFCAN/Elaboración propia.

En cualquier caso, todas estas zonas tienen las siguientes similitudes:

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas áridas, sin aprovechamiento.</li> <li>- Gran radiación solar.</li> <li>- Sin montañas cercanas.</li> <li>- Muy cercano a subestación Gran Tarajal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Algunas de ellas pueden ser cercanas a zonas de escorrentía y/o espacios naturales protegidos.</li> </ul>

Las zonas estarán denominadas de la siguiente manera:

- 1.- Este de Tuineje
- 2.- Los Arrabales
- 3.- Rosa de Catalina García
- 4.- Juan Gopar
- 5.- Este de Tesejerague

#### 4.1.3.1.- Este de Tuineje

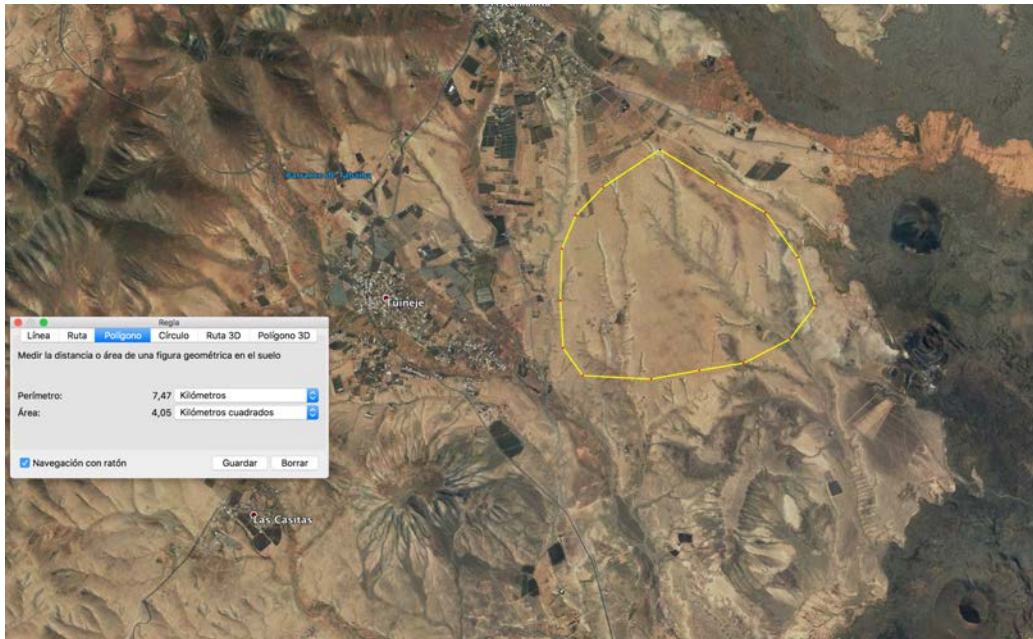


Ilustración 15. Zona al este de la población de Tuineje. Google Earth.

**Superficie: 4km<sup>2</sup>**

#### 4.1.3.2.- Los Arrabales

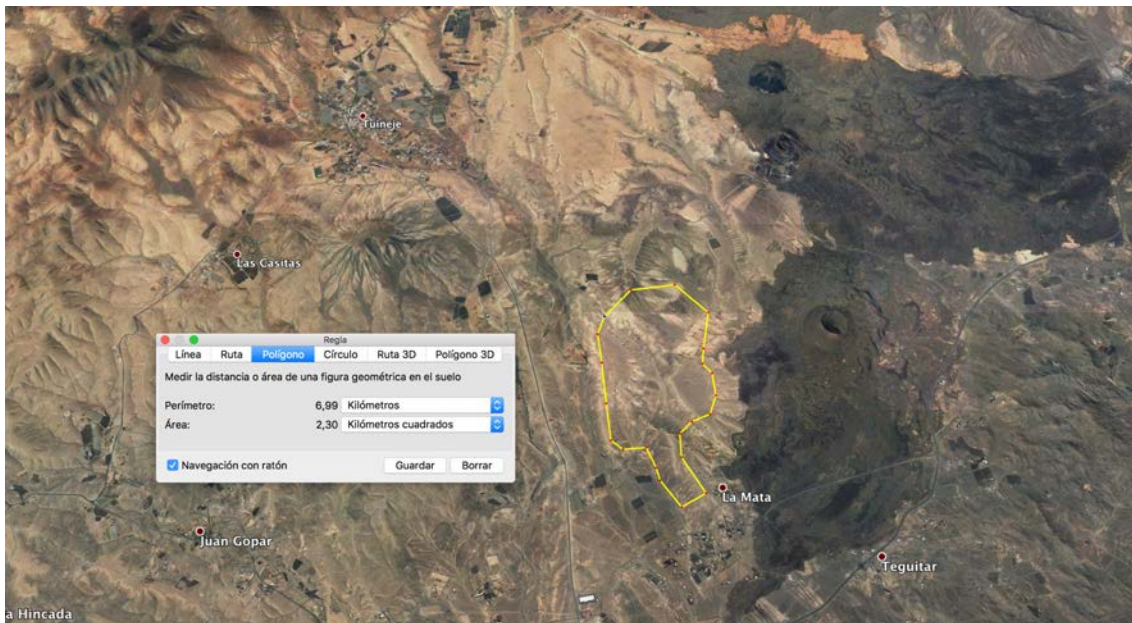


Ilustración 16. Zona de los Arrabales. Google Earth.

**Superficie: 2,3 km<sup>2</sup>**

Salvo que es cercano a una zona protegida, muy interesante para el proyecto.

#### 4.1.3.3.- Rosa de Catalina García – Sur de Tamasite



Ilustración 17. Zona de Rosa de Catalina García. Google Earth

Otra vista



Ilustración 18. Vista secundaria de la zona de Rosa de Catalina García. Google Earth

**Superficie: 4,4 km<sup>2</sup>**

#### 4.1.3.4.- Juan Gopar – Piedra Hincada – Mazacote

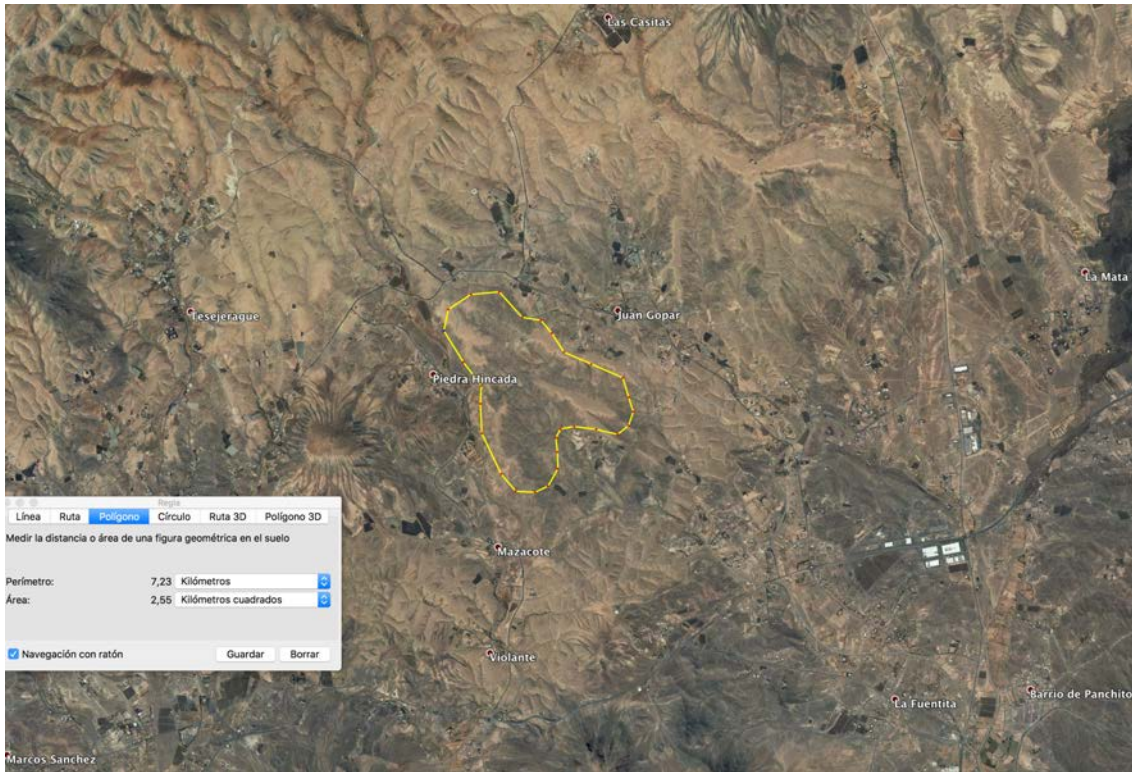


Ilustración 19. Zona de Juan Gopar. Google Earth.

Otra vista



Ilustración 20. Vista secundaria de la zona de Juan Gopar. Google Earth.

**Superficie: 2,5 km<sup>2</sup>**

#### 4.1.3.5.- Este de Tesejerague

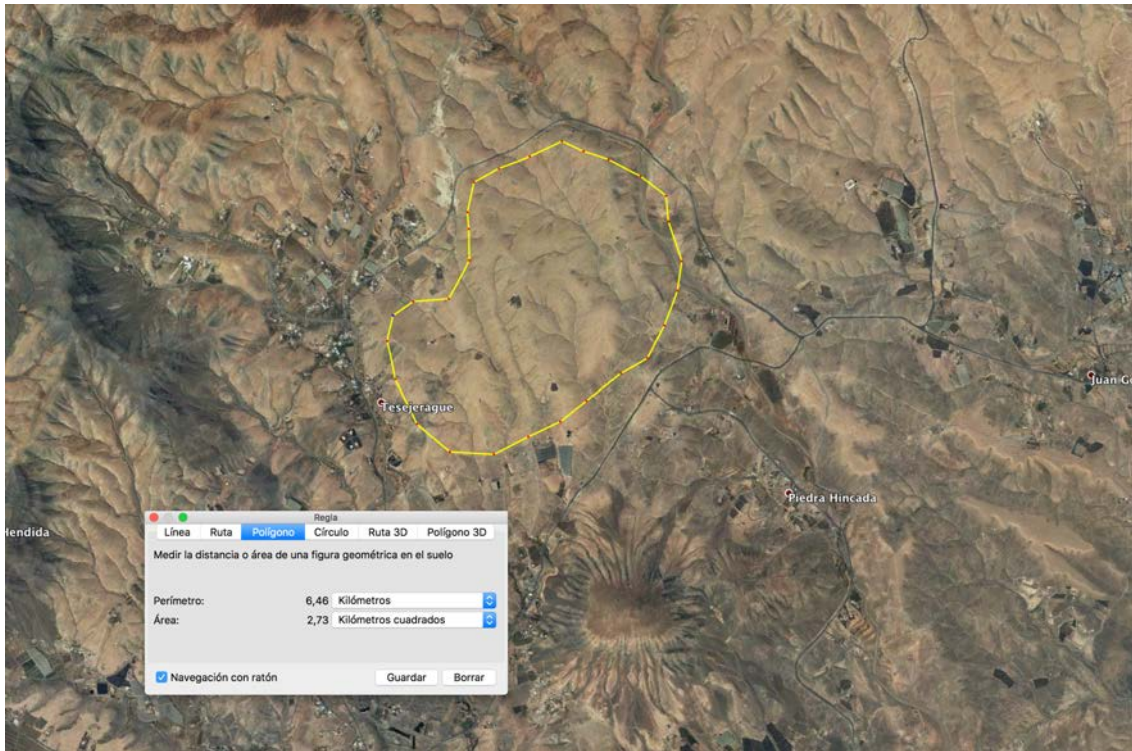


Ilustración 21. Zona al este de Tesejerague. Google Earth.

**Superficie: 2,7 km<sup>2</sup>**

#### 4.1.4.- Istmo de Jandía



Ilustración 22. Zona del istmo de Jandía. Google Earth.

**Superficie: >6,6 km<sup>2</sup>**

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Amplia zona</li> <li>- Alta radiación, más que en el resto de la isla.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Muy ventoso</li> <li>- Arena → Alto mantenimiento, suciedad en los paneles</li> <li>- Paisaje protegido</li> </ul>

#### 4.2.- Elección de la zona

Las dos zonas más interesantes para la colocación de la central son Los Arrabales y la Rosa de Catalina García, ambas en el término municipal de Tuineje. Si bien la zona de Los Arrabales se caracteriza por ser más llana, habría que distribuir la central en, al menos, dos zonas separadas entre sí. Técnicamente, esto es posible, sin embargo, la zona de Rosa de Catalina García permite aunar toda la central en un bloque compacto.

Por otro lado, la zona de los Arrabales recibe su denominación de la caldera con el mismo nombre cercana. Alrededor de la caldera el terreno es malpaís: colada volcánica proveniente de erupciones anteriores. Este territorio está fuertemente protegido por medidas ambientales, y si bien la central no estaría situada en el malpaís, sí que estaría colindante a la zona. Esto podría suponer problemas a la hora de obtener permisos ambientales.

Además, la zona de los Arrabales también está salpicada de gavias, algunas de ellas en considerable deterioro. Las gavias son construcciones típicas de la isla de Fuerteventura utilizadas para acumular el agua de escorrentía, basadas en levantar muros de tierra de entre 0,75 y 1m que cerquen la parcela de cultivo. Estas construcciones también están protegidas por ser patrimonio histórico de la isla.



*Ilustración 23. Zona de Los Arrabales, detalle de gavias deterioradas. Elaboración propia.*

Por tanto, se elige como ubicación final para la central en la zona de Rosa de Catalina García por los siguientes motivos:

- Se encuentra en el centro de la isla. La distribución para los flujos de energía es favorable.
- Se encuentra cerca de la subestación eléctrica Gran Tarajal (~5Km).
- Llanura muy vasta y con poco relieve.
- La zona goza de alta radiación y poca nubosidad.
- Hay espacio más que suficiente (~4,4Km<sup>2</sup>, para algo menos de 1,5Km<sup>2</sup> necesarios).
- Sin actividad actual, con ordenación del territorio compatible con nuestro cometido.
- Ambientalmente compatible.

A continuación se estudiará la ordenación, los usos del territorio y las protecciones medioambientales, para verificar que son compatibles con el proyecto.



*Ilustración 24. Zona de Rosa de Catalina García. Elaboración propia.*



#### 4.2.1.- Ordenación y usos del territorio

Se estudiarán los diferentes grados de ordenación según los diferentes organismos que tienen competencias en la materia.

##### 4.2.1.1.- Ordenación autonómica (Ley del Suelo y de los Espacios Naturales de Canarias, 4/2017 del Gobierno de Canarias)

La Ley del Suelo y los Espacios Naturales de Canarias es un documento que pretende aunar y recoger en un texto único todas las normas que regulen la protección, la ordenación y el uso del suelo, incluyendo aquellas que ordenan los espacios naturales. En la práctica, se trata de un documento extenso que aumenta las competencias de los Ayuntamientos, especialmente los de más de 100.000 habitantes (en total 4 en toda Canarias) y rebaja los controles que ejerce la comunidad autónoma. Facilita los trámites, a cambio de quizás generar un mayor descontrol en la utilización del suelo.

En la siguiente vista con el GRAFCAN podemos ver el planteamiento vigente. Si centramos la vista en la zona de interés, vemos como está definida como SRAA (Suelo Rústico de Asentamiento Agrícola). También existe una zona SRPH (Suelo Rústico de Protección Hidráulica), sin embargo, esta zona comprende el barranco proveniente desde la zona de Las Casitas hasta el cauce principal del barranco de Gran Tarajal, zona que no es de interés para el proyecto, pues se utilizará la zona al sur del mismo.



Ilustración 25. Captura del planeamiento sobre la zona a estudiar. GRAFCAN.

Según la documentación de la Ley, publicada en el BOC núm. 138, del 19 de Julio de 2017 y en el BOE núm. 216, del 8 de septiembre de 2017, este tipo de suelo se rige por lo siguiente:

**Sección 3.ª Suelo rústico de asentamientos rurales o agrícolas**

**Artículo 68. Usos generales.**

1. En los asentamientos rurales o agrícolas podrán autorizarse las actividades que correspondan a la naturaleza de las fincas y las construcciones e instalaciones que fueran precisas para el ejercicio de ese derecho, reconocidos en los términos de esta ley y precisados en el planeamiento.

2. En los suelos previstos para los asentamientos rurales o agrícolas, se podrán realizar aquellos usos que expresamente contemple el planeamiento, el cual deberá asimismo definir los criterios dimensionales y, cuando esos asentamientos tengan carácter tradicional, deberá establecer las medidas precisas para mantener sus características singulares.

---

Página 53

---

**BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO**  
**LEGISLACIÓN CONSOLIDADA**

---

3. En los suelos previstos para los asentamientos rurales o agrícolas se podrá autorizar la ejecución de sistemas generales y de los proyectos de obras o servicios públicos a que se refiere el artículo 19 de esta ley, sin que les sea aplicable lo establecido en esta ley sobre actuaciones de interés público o social.

*Ilustración 26. Recorte de la Ley del Suelo sobre los usos generales en suelo rústico de asentamientos rurales o agrícolas.*

Habilita para el proyecto. El artículo 19 versa sobre la cooperación interadministrativa necesaria para los diferentes tipos de proyectos que puedan afectar a las competencias de varios órganos, como es el caso que nos ocupa. En los siguientes apartados se estudiará la ordenación según los criterios insulares y municipales.

**Artículo 19. Cooperación en actuaciones con relevancia territorial.**

1. Las actuaciones que se relacionan a continuación están sujetas a cooperación interadministrativa:

a) Los instrumentos de ordenación de los recursos naturales, de ordenación del territorio y de planeamiento urbanístico, previstos en la presente ley.

b) Cualquier plan, programa o proyecto de obras o servicios públicos de las administraciones de la comunidad autónoma, las islas y los municipios que afecte, por razón de la localización o uso territoriales, a las competencias del resto de las administraciones públicas.

c) Los proyectos de construcción, edificación o uso del suelo para obras o servicios públicos de la Administración pública de la comunidad autónoma o de los cabildos insulares, aunque afecten al territorio de un solo municipio. Quedan excluidas las actuaciones de mantenimiento y conservación necesarias para el buen funcionamiento de las obras y servicios públicos.

*Ilustración 27. Recorte del artículo 19 de la Ley del Suelo.*

Por tanto, el uso del suelo es compatible con el proyecto, siempre que el planteamiento insular lo sea, que lo es.

#### 4.2.1.2.- Ordenación insular (Plan Insular de Ordenación de Fuerteventura)

El Plan Insular de Ordenación de Fuerteventura, PIOF, es un plan de ordenación territorial que establece y determina la estructura y características de la política territorial, prevista por las instituciones competentes y plasmada a través de las técnicas, planes y programas correspondientes para la isla (ámbito insular), así como su forma de aplicación. Conjunto al PIOF se elabora el PORN, Plan de Ordenación de los Recursos Naturales, cuya zonificación es especialmente relevante para nuestro proyecto.

En la actualidad, el plan vigente data del 2001, sin embargo, se encuentra en proceso final de aprobación el nuevo plan, cuyos primeros trámites comenzaron en 2009, con versiones con aprobaciones parciales de 2015. Este plan ha resultado especialmente polémico por limitar el suelo productivo de la isla. Nos ceñiremos al nuevo, pues el antiguo no contempla usos de suelo para instalaciones de generación eléctrica a partir de energía renovable.

La zona a tratar es la siguiente:

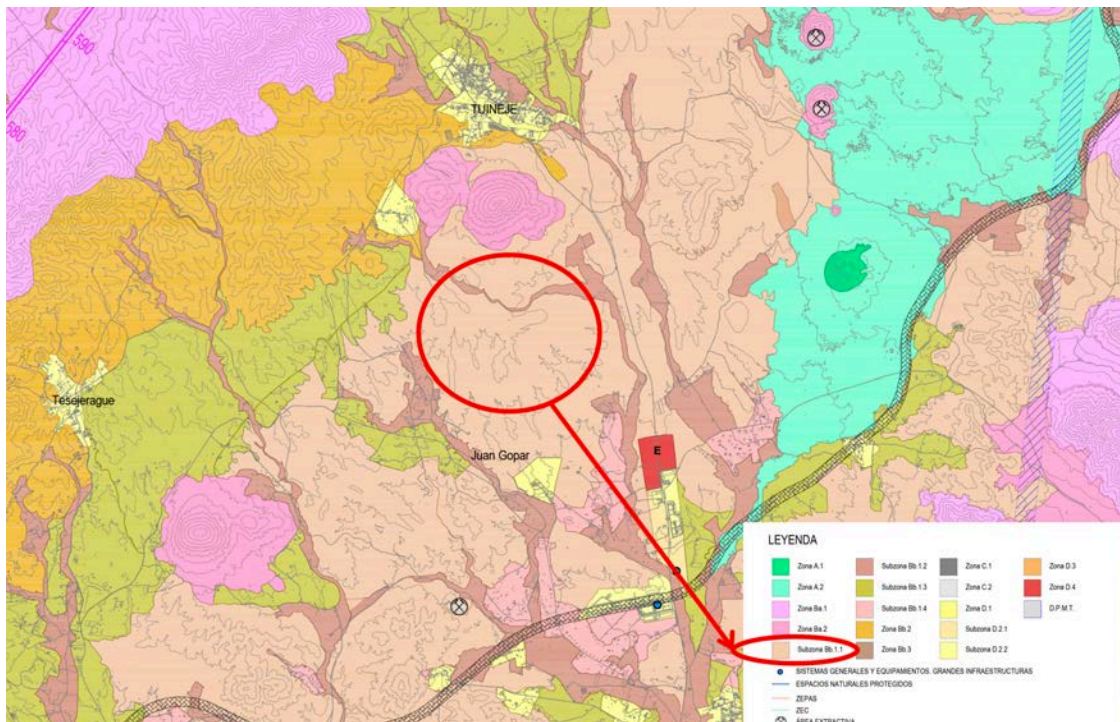


Ilustración 28. Zona a estudiar del PION/PORN. Fuente: Cabildo de Fuerteventura - Gobierno de Canarias

Se observa como se trata de una subzona Bb1.1. Si se comprueba la documentación relativa se observa la siguiente descripción de cada una de las zonas:

1. Zona A: Zona de mayores valores naturales insulares, con suelos de alta y muy alta calidad para la conservación y áreas de interés bióticas pero con una baja capacidad productiva activa.

**2. Zona B: Zona donde coexisten valores naturales y rurales.**

3. Zona C: Zona que comprende áreas del territorio susceptibles de albergar diversos equipamientos, construcciones o instalaciones puntuales de interés general. Zona no productiva que integrándose en el sistema rural por carecer de transformación urbanística, al igual que de valores naturales y paisajísticos, no poseen valores productivos relevantes. Su valor como vacío viene ligado a la cercanía a los núcleos de población, la potencialidad de acogida de actividades no tradicionales, y la susceptibilidad para albergar la implantación de acciones puntuales de equipamientos e infraestructuras asociadas a la actividad urbana que por su naturaleza o tamaño sean incompatibles para implantar en suelos urbanos.

4. Zona D: Zona que incluye los suelos clasificados como urbanos, urbanizables y asentamientos rurales, así como aquellos que por determinación del planeamiento puedan llegar a serlo.

Dentro de cada zona existen subzonas. Dado que la que nos interesa la subzona Bb1.1, se estudiará la misma.

“Zona Bb: Zona que alberga actividades productivas de tipo tradicional o que, por su morfología, accesos y demás factores del proceso productivo, sea susceptible de albergarlas, Suelos con dominio de valores agropecuarios productivos tradicionales y/o intensivos. Se divide en 3 zonas.”

“Zona Bb1: (Usos agrarios o vinculados) suelos con valores productivos agrarios. A su vez se divide en cuatro subzonas.”

“Zona Bb1.1: Subzona de aptitud productiva: Formada por aquellos glacies y laderas, interfluvios alomados dedicados a las actividades agrícolas tradicionales que en ocasiones cuenta con un alto nivel de abandono agrario e incluso, con una pérdida del parcelario agrícola. Pueden ser o no, áreas de interés faunístico de aves esteparias y/o rapaces. Suelos con valores agrarios productivos potenciales para la agricultura tradicional, autoconsumo y/o sostenible, así como apara conectar área de interés bióticos o espacios verdes.”

Por tanto, queda claro que es una zona de interés agrario, que en este caso se encuentra sin producción y en abandono. Dentro de las zonas B, la Bb es la menos restrictiva, pues las zonas Ba están sujetas a protecciones de patrimonio natural por contener valores paisajísticos, forestales, naturales y/o actividades tradicionales.



Ilustración 29. Muro de piedra parcialmente derruido en las proximidades de la zona. Montaña de Tamasite al fondo. Elaboración propia

Por otro lado, aparte de la ordenación del territorio es necesario saber los usos compatibles del suelo. En la documentación del PIOF/PORN se puede encontrar una matriz de usos de suelo según el tipo de zona en que se encuentre. La matriz de usos que nos interesa está reflejada en la siguiente tabla, aplicable a la producción de energía eléctrica con fuentes renovables.

MATRIZ DE CAPACIDAD DE ACOGIDA DE USOS Y ACTIVIDADES DEL PIOF														
ZONIFICACIÓN	A				B				C				D	
	Natural		Bn		Bh				Instalaciones				DI	DC
	AN1	AN2	Bn1	Bn2	Bh1.1	Bh1.2	Bh1.3	Bh1.4	Bh5	Bh3	Instalaciones, Equipamientos y actividades	Instalaciones, Equipamientos que puedan consolidarse	Nódulos residuales consolidados por unificación sustantiva	Asentamientos dispersos
<b>Infraestructuras de energía:</b>														
Central Térmica	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	1	1	4	
Central de producción de energía renovable:														
<b>Fotovoltaica:</b>														
- I Autoconsumo	6	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	
- II Granjas fotovoltaicas (Cooperativas a mediana escala)	6	6	6	4	2	1	1	1	1	1	1	1	4	4
- III Complejos de energías renovables (grandes infraestructuras con una superficie considerable de ocupación)	6	6	6	5	4	4	4	4	4	2	1	1	4	4
<b>Eólica:</b>														
- Autoconsumo	6	6	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	4	4
- Parques eólicos	5	6	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	4	4
<b>Infraestructuras públicas</b>	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

El uso está clasificado como “Infraestructuras de energía → Fotovoltaicas → Complejos de energías renovables (grandes infraestructuras con una superficie considerable de ocupación)”. Casa perfectamente con el proyecto. Al cruzarlo con la subzona Bb1.1, se

cataloga la capacidad de acogida de usos y actividades con un 4. Comprobando la documentación relativa:

2.- El planeamiento que desarrolle el presente Plan Insular no podrá modificar la delimitación de las Zonas PORN. No obstante no se considerará modificación el posible ajuste de límites derivados de la mayor precisión en la cartografía o de la escala de trabajo, ni la aplicación de las competencias relativas a zonificación del planeamiento de desarrollo, de acuerdo con lo previsto en la legislación vigente y las condiciones indicadas en el presente Plan Insular.

**Artículo 16.- USOS Y ACTIVIDADES EN LAS ZONAS PORN (NAD)**

1.- Una vez definida la zonificación, se recogen a continuación en el cuadro denominado "Matriz de Capacidad de Acogida de Usos y Actividades", cada una de las Zonas con los distintos usos y actividades compatibles o incompatibles, con el fin de evitar la alteración de los recursos naturales:

**MATRIZ DE CAPACIDAD DE ACOGIDA DE USOS Y ACTIVIDADES**

Leyenda:

1. Vocacional a potenciar<sup>a</sup> \*
2. Vocacional por temporadas o en lugares señalados por el planeamiento territorial, ambiental y/o urbanístico –zonas-<sup>b</sup> \*
3. Compatible para mantener<sup>c</sup> \*
4. Compatible con medidas ambientales para las áreas de interés florístico y faunístico sometido a informe de biodiversidad<sup>d</sup> \*
5. Compatible sometido a informe de biodiversidad<sup>c</sup> \*
6. Incompatible por tratarse de zonas para la protección, conservación y mejora de los valores existentes.
7. No aplicable

<sup>a</sup> Podrán autorizarse nuevas instalaciones, ampliaciones, rehabilitaciones, o renovaciones de instalaciones y edificaciones, acorde a los usos ocasionales y a los criterios establecidos en el presente documento.  
<sup>b</sup> Podrán autorizarse nuevas instalaciones, ampliaciones, rehabilitaciones, o renovaciones de instalaciones y edificaciones, acorde a los usos ocasionales y a los criterios establecidos en el presente documento, previa determinación de épocas y/o zonas permitidas por el correspondiente instrumento de planeamiento territorial, ambiental y/o urbanístico.  
<sup>c</sup> Podrán autorizarse ampliaciones, rehabilitaciones, o renovaciones de instalaciones y edificaciones anexas a las explotaciones, nunca nuevas explotaciones.  
<sup>d</sup> Medidas ambientales recogidas en el artículo 20 de este documento normativo.  
\* Todos los usos, instalaciones y actividades que se pretendan instalar dentro de cualquier servidumbre sectorial (aviación civil, costas, carreteras, aguas,...) requerirán de forma preceptiva informe del órgano competente en la materia sectorial afectada.

Tomo VI. Normas. Aprobación Provisional 15

Ilustración 30. Documentación del PORN. Matriz de usos de suelo.

Observamos como el uso es compatible, con la necesidad de elaborar medidas ambientales para las áreas de interés florístico y faunístico sometidas a informe de biodiversidad.

#### 4.2.1.3.- Ordenación municipal (Normas Subsidiarias de Tuineje)

También existe un planteamiento de ordenación municipal, las Normas Subsidiarias de Tuineje. Las Normas Urbanísticas del documento tienen por objeto la regulación del planeamiento, la urbanización y la edificación de las diferentes zonas del municipio, fijando las condiciones que han de reunir las actuaciones a realizar en el ámbito de aplicación de las Normas.

Estas normas fueron aprobadas de forma definitiva en el pleno del COTMAC (Comisión de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente de Canarias) el 18/05/90 y publicadas en el BOC (Boletín Oficial de Canarias) 031/90. Sigue vigente en la actualidad.

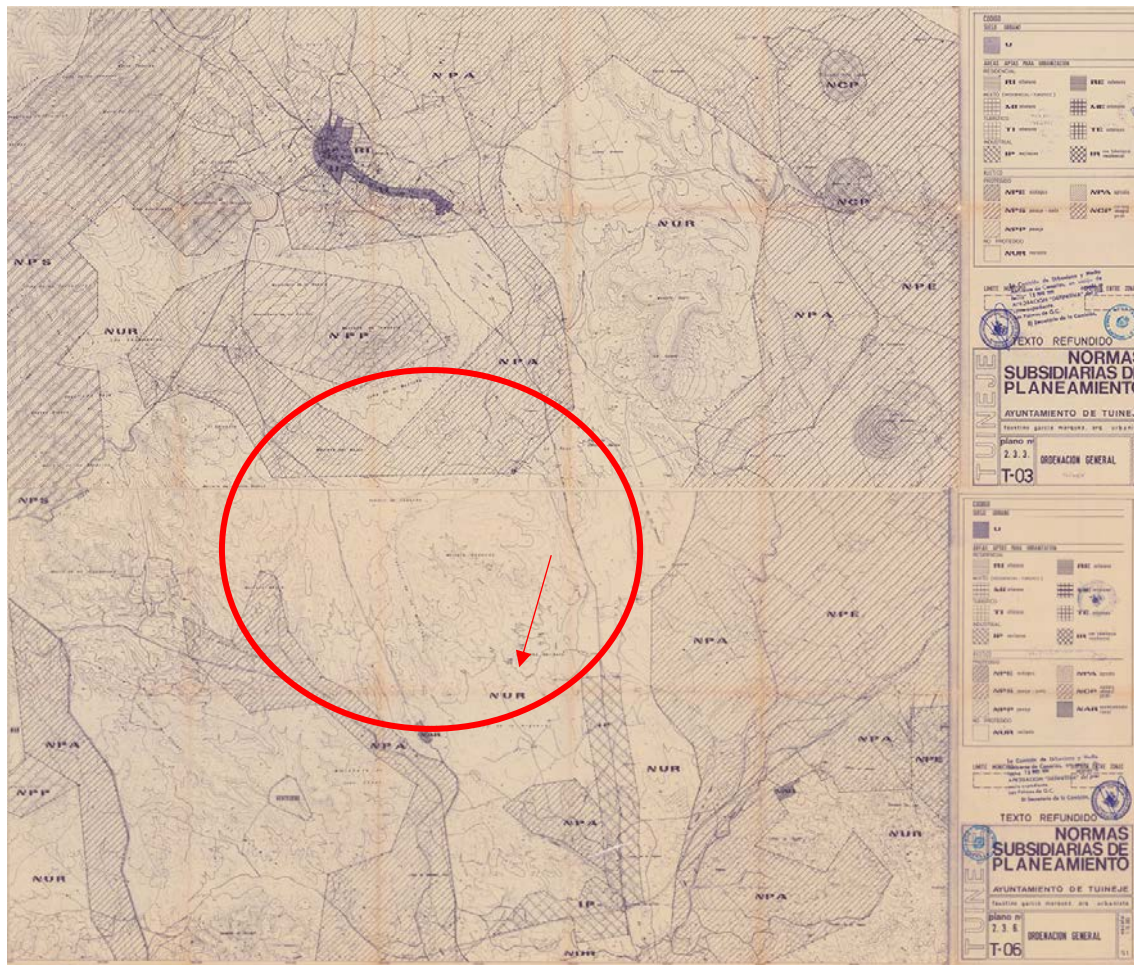


Ilustración 31. Plano de las Normas Subsidiarias de Tuineje. Fuente: Ayto. de Tuineje/GRAFCAN.

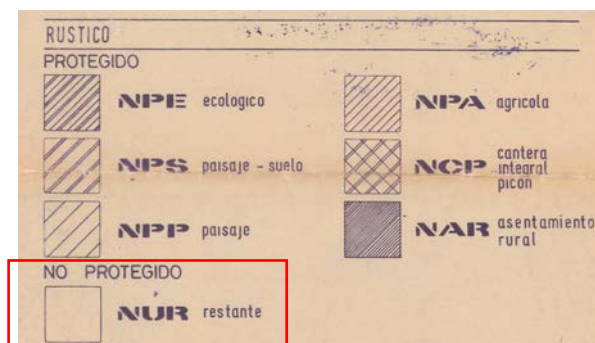


Ilustración 32. Leyenda.

Se observa como la zona está catalogada como “NUR”, es decir, suelo rústico no protegido. Favorable para el proyecto.

Sin embargo, dado que el plan municipal no está adaptado al nuevo Plan Insular de Ordenación de Fuerteventura, la documentación del PIOF establece que la ordenación de todas las zonas rústicas de los planes municipales queda relegada a la ordenación del PIOF, tal y como enuncia la disposición transitoria 1ª:

### **DISPOSICIONES TRANSITORIAS.**

#### **1ª . DV.**

Hasta tanto no se aprueben los planes urbanísticos de carácter municipal o especial, o las revisiones/modificaciones de los mismos para el desarrollo o adaptación de las determinaciones de carácter vinculante de este Plan Insular que sean incompatibles con las determinaciones de aquellos, las presentes normas tendrán de forma directa carácter obligatorio, incluso en los niveles que se hayan señalado como indicativos/orientativos o fueran más restrictivos que los establecidos por los planes y normas vigentes.

*Ilustración 33. Disposición transitoria 1ª del PIOF.*



#### 4.2.2.- Impacto y protecciones medioambientales

Según la Ley del Suelo 4/2017 del Gobierno de Canarias, en su ANEXO I, “Evaluación ambiental de proyectos”, todas las instalaciones de producción eléctrica con una potencia instalada de 100MW o superior, incluyendo las instalaciones basadas en energía solar, estarán sometidas a una evaluación ambiental simplificada, menos exhaustiva que la ordinaria.

<i>B. Proyectos sometidos a evaluación ambiental simplificada</i>
<p>Grupo 4. Industria energética.</p> <p>a) Instalaciones industriales para:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1.º La producción de electricidad, vapor y agua caliente con potencia instalada igual o superior a 100 MW.</li><li>2.º El transporte de gas, vapor y agua caliente.</li><li>3.º El transporte y transmisión de energía eléctrica (proyectos no incluidos en la letra A de este anexo) con un voltaje igual o superior a 15 kV, que tengan una longitud superior a 3 kilómetros, salvo que discurren íntegramente en subterráneo por suelo urbanizado, y sus subestaciones asociadas.</li></ol> <p>b) Fabricación industrial de briquetas de hulla y de lignito.</p> <p>c) Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica.</p> <p>d) Instalaciones para el transporte de vapor y agua caliente de oleoductos y gasoductos, excepto en el suelo urbano, que tengan una longitud superior a 10 kilómetros y tuberías para el transporte de flujos de CO<sub>2</sub> con fines de almacenamiento geológico (proyectos no incluidos en la letra A de este anexo).</p> <p>e) Almacenamiento subterráneo de gases combustibles.</p> <p>f) Instalaciones para el procesamiento y almacenamiento de residuos radiactivos (que no estén incluidas en la letra A de este anexo).</p> <p>g) Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) no incluidas en la letra A de este anexo, salvo las destinadas a autoconsumo que no excedan los 100 kW de potencia total.</p> <p>h) Instalaciones para la producción de energía en medio marino.</p> <p>i) Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar, destinada a su venta a la red, no incluidas en el anexo A ni instaladas sobre cubiertas o tejados de edificios o en suelos urbanos y que ocupen una superficie mayor de 10 hectáreas.</p> <p>j) Almacenamiento de gas natural sobre el terreno. Tanques con capacidad unitaria superior a 200 toneladas.</p> <p>k) Almacenamiento sobre el terreno de combustibles fósiles no incluidos en el anexo I.</p> <p>l) Instalaciones para la producción de lingotes de hierro o de acero (fusión primaria o secundaria), incluidas las instalaciones de fundición continua con una capacidad de más de 2,5 toneladas por hora.</p>

*Ilustración 34. Recorte de la Ley 4/2007 en referencia a instalaciones energéticas.*

El suelo donde se planifica la central está prácticamente libre de protecciones ambientales. No es parte de la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos, una red que abarca aproximadamente el 40% de la superficie de las islas y cuya función engloba, además de la distinción, medidas para incentivar la conservación activa de las zonas protegidas, mediante la colaboración entre los diferentes estamentos: Gobierno de Canarias, Cabildos Insulares, Patronatos Insulares, Consejo Asesor de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio y el Consejo de Espacios Naturales Protegidos.



Ilustración 35. Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos. GRAFCAN/Elaboración propia.

Por otro lado, tampoco forma parte de la red Natura2000:

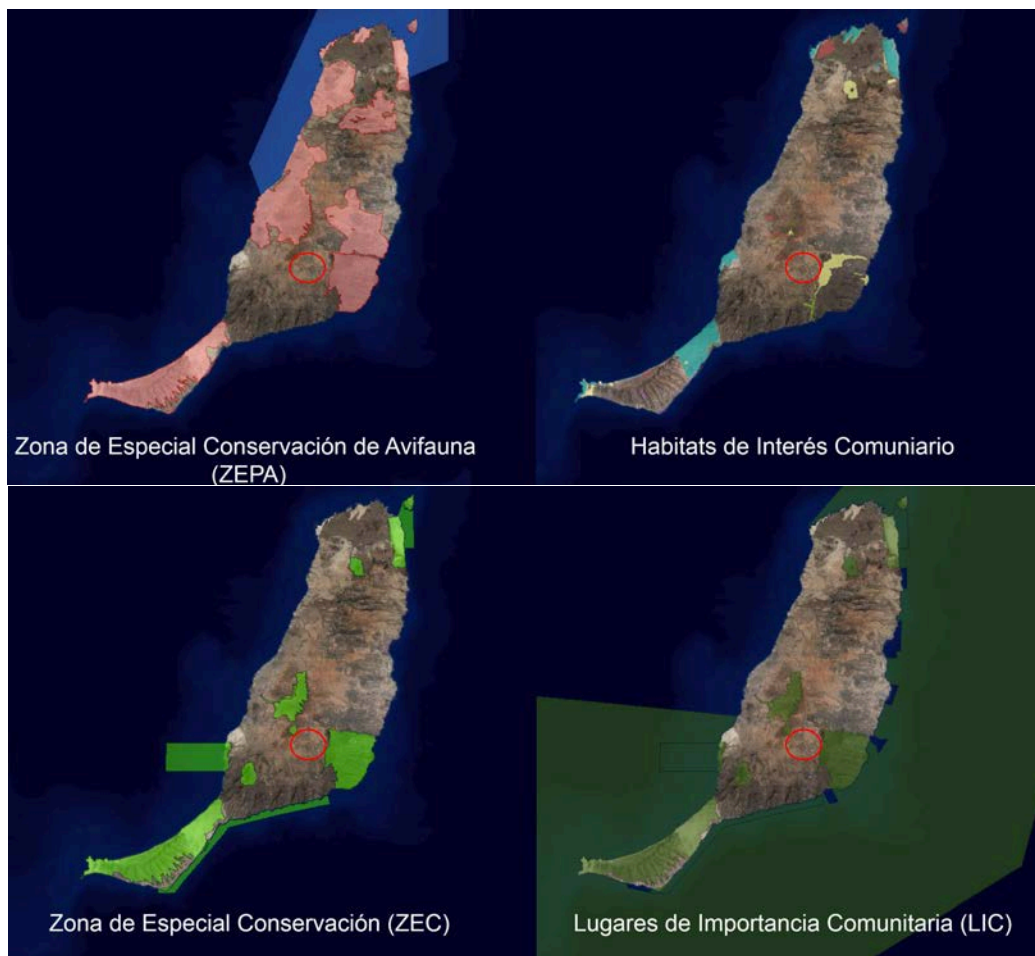


Ilustración 36. Áreas de la Red Natura 2000. GRAFCAN/Elaboración propia.

Sin embargo, sí que es un “Área Importante para la Conservación de las Aves” (IBAS, de sus siglas en inglés ‘Important Bird AreaS’). Es un proyecto llevado a cabo por SEO/BirdLife, que busca la protección de hábitats de aves amenazadas.



Ilustración 37. Áreas importantes para las aves, IBAS. GRAFCAN.

En la zona pueden habitar varias especies de aves que se encuentran en peligro, como el guirre mayorero y la hubara canaria, ambas especies endémicas de Canarias, con mayor presencia en Fuerteventura que en el resto de las islas. El Estudio de Impacto Ambiental deberá tener en cuenta este punto.



Ilustración 38. Hubara canaria y guirre mayorero. Fuente: GREFA.org/Manuel de la Riva

Por otro lado, la isla de Fuerteventura al completo tiene la distinción de Reserva de la Biosfera. Las Reservas de la Biosfera, declaradas por la UNESCO, son áreas geográficas representativas de los diferentes hábitats del planeta, ecosistemas no alterados por la acción del ser humano, en las cuales habitan especies representativas de la diversidad nacional, incluyendo las endémicas, las que están amenazadas o en peligro de extinción



*Ilustración 39. Logotipo de Fuerteventura, Reserva de la Biosfera. Fuente: Cabildo de Fuerteventura.*

Lanzarote, El Hierro, La Palma, La Gomera y Fuerteventura constituyen Reservas de la Biosfera en toda su extensión.



*Ilustración 40. Reservas de la Biosfera en Canarias. GRAFCAN.*

#### 4.2.3.- Parcelas a ocupar

Dada la distribución de las parcelas de la zona, por sus irregulares lindes y sus grandes extensiones, es complicado establecer la central abarcando la totalidad de ciertas parcelas, por lo que se distribuirá a lo largo de varias, sin llegar a abarcar toda la superficie de las mismas. Sería interesante negociar una división de parcelas que se ajustara mejor a nuestras necesidades.

También es importante recalcar que la topografía del terreno no es perfectamente llana, sino que se compone de pequeños montículos. Ante esto, hay dos soluciones:

- Movimientos de tierra para allanar el terreno, habiendo de estudiar la nueva situación hidrográfica del terreno para mantener las escorrentías preexistentes.
- Adaptar la posición de las estructuras de paneles a la orografía del terreno. Esto podría hacer que la central ocupara más espacio, situación no especialmente desfavorable pues existe superficie más que de sobra.

No se incidirá en exceso este apartado pues no es el objeto del proyecto, pero se menciona para un futuro estudio.



Ilustración 41. Plano de terreno LIDAR de la zona de la central. Fuente: GRAFCAN

Habiendo demarcado el espacio necesario para la central, la relación de parcelas que se ocuparán total o parcialmente son las siguientes:

Polígono	Parcela	Superficie (m <sup>2</sup> )	Ocupación estimada
10	123	1.912.328	Parcial (~30%)
	124	938.875	Parcial (~30%)
	250	46.276	Parcial (~75%)
	251	511.617	Parcial (~30%)
	641	1.057.105	Parcial (~50%)
	716	129.390	Parcial (~10%)
	753	20.427	Total
	790	20.000	Parcial (~60%)

Por estas razones, sería interesante una división de parcelas más acorde a nuestras necesidades, sabiendo que esto sería posible en cuanto a la normativa de las dimensiones mínimas de las parcelas, tal y como recogen las Normas Subsidiarias de Tuineje en su apartado 4.3.2.2, con unas dimensiones mínimas de 10.000m<sup>2</sup>. Se puede observar el plano parcelario en mayor detalle en el apartado correspondiente.



Ilustración 42. Distribución parcelaria del terreno donde irá colocada la central. Fuente: GRAFCAN

#### 4.3.- Radiación solar de la zona

En el siguiente mapa solar, extraído de la web solargis.info, podemos observar como Fuerteventura es probablemente la isla con más radiación del archipiélago:

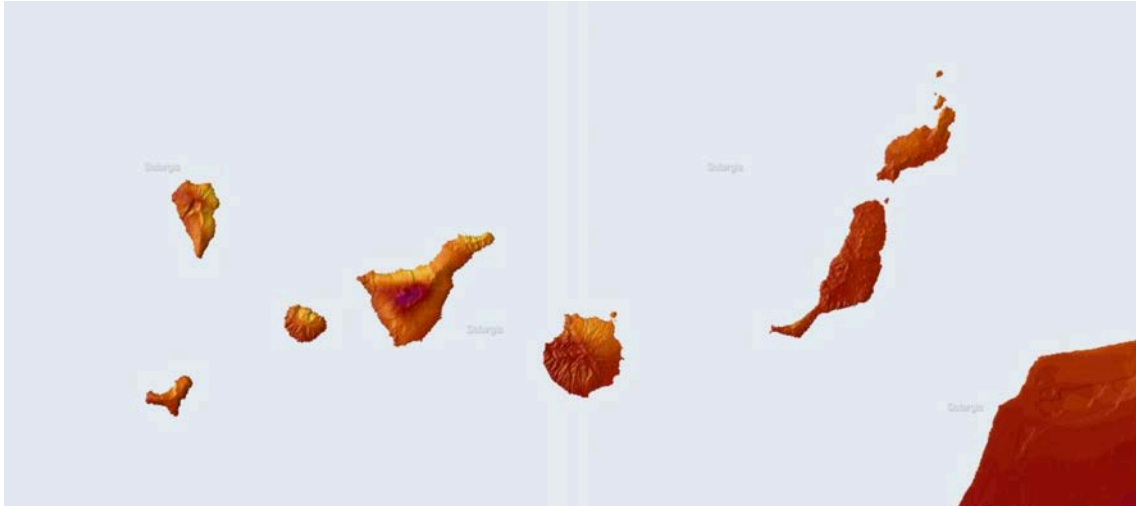


Ilustración 43. Mapa solar de Canarias. Fuente: solargis.info

Y más aún si comparamos con zonas de la península ibérica:



Ilustración 44. Mapa solar de la península ibérica. Fuente: solargis.info

Esto nos hace ver que la isla es realmente un lugar más que apropiado para el aprovechamiento del recurso solar.

Para obtener la radiación de la zona, filtraremos los datos de tres bases de datos diferentes:

- **ITC/GRAFCAN (Instituto Tecnológico de Canarias)**



El ITC es una empresa pública creada por el Gobierno de Canarias en 1992 y dependiente de la Consejería de Empleo, Industria y Comercio para desempeñar actividades relacionadas con la Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+I), al servicio de las empresas de Canarias. Se encuentra desarrollando múltiples proyectos científico-tecnológicos. Se puede consultar la radiación solar en Canarias.

- **ADRASE (Acceso a Datos de Radiación Solar en España)**



ADRASE es un proyecto dependiente de CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas), organismo público adscrito a la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación del Ministerio de Economía y Competitividad de España. Se puede consultar la radiación en todo el territorio español, es decir: península, Baleares, Ceuta, Melilla y Canarias.

- **PVGIS**



El PVGIS es un sistema web desarrollado por la comisión europea que permite visualizar radiaciones de Europa, África y Asia.



Nótese que cada uno tiene sus pros y sus contras, e intentaremos elegir el más idóneo para nuestro proyecto.

La irradiación media anual sobre un plano horizontal en la localización según cada una de las tres bases de datos es la siguiente:

ITC / GRAFCAN	5,64 kWh/m <sup>2</sup> día
ADRASE	5,8 kWh/m <sup>2</sup> día
PVGIS	6,06 kWh/m <sup>2</sup> día

Como vemos, existen diferencias significativas entre las tres bases de datos, de unos 400 Wh/m<sup>2</sup> día entre el ITC/GRAFCAN y el PVGIS. Si comparamos los valores mes a mes:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
ITC / GRAFCAN	3,6	4,61	5,951	6,569	7,314	7,536	7,426	6,923	6,063	4,783	3,659	3,191
ADRASE	3,7	4,8	6	6,8	7,5	7,7	7,6	7,1	6,1	4,9	3,8	3,3
PVGIS	3,94	4,8	6,45	7,03	7,67	8,01	8,12	7,47	6,27	5,3	4,08	3,55

Representando los valores en una gráfica:

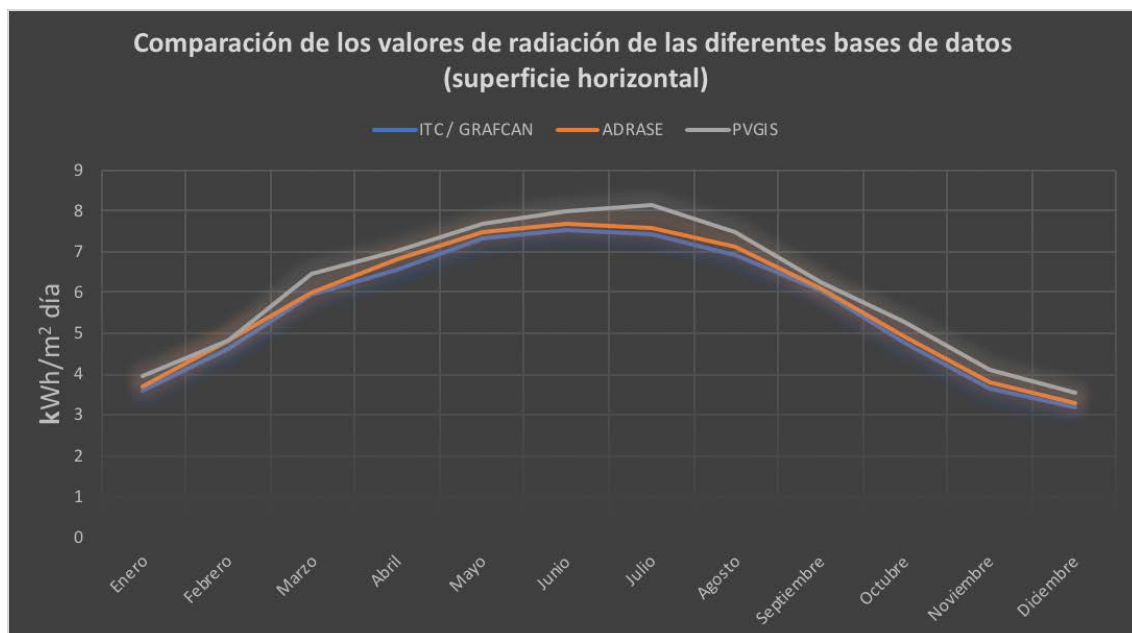


Gráfico 1. Valores de radiación en plano horizontal según base de datos.

Observamos como realmente las diferencias no son demasiado grandes, si bien sabiendo que dado el gran tamaño de la instalación, la producción final si variará enormemente. En el caso de ADRASE nos proporciona una gráfica más detallada, con intervalos de percentiles:

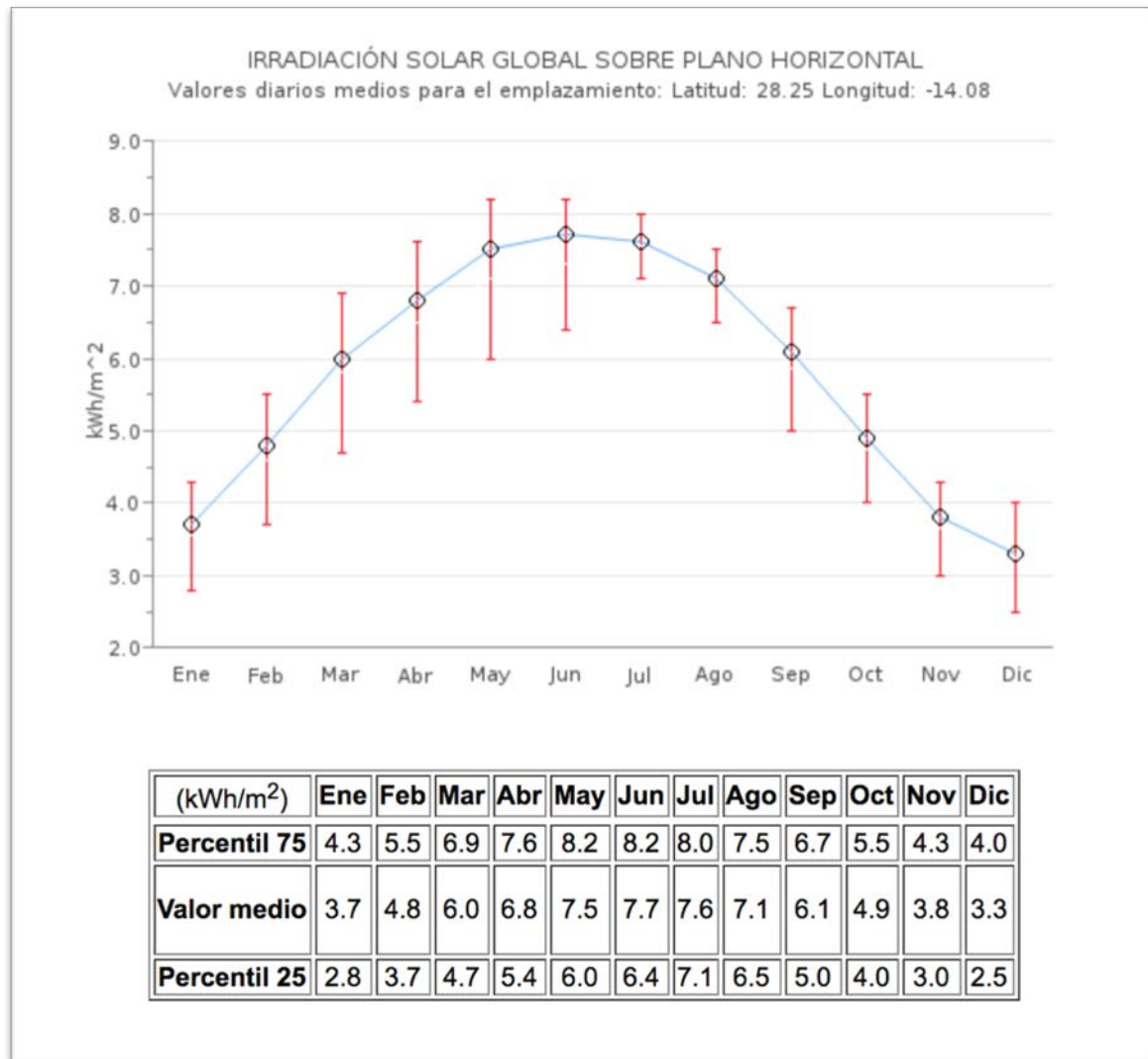


Ilustración 45. Radiación anual sobre plano horizontal. Fuente: ADRASE.

Sin embargo, dado que los paneles no van a estar colocados en posición horizontal, pasamos a comparar ahora los valores para la inclinación óptima: 27°. ADRASE no posee la opción de consultar radiación para una superficie inclinada, por lo que nos limitamos a las opciones de ITC/GRAFCAN y PVGIS. La irradiación media anual es la siguiente:

ITC / GRAFCAN	6,134 kWh/m <sup>2</sup> día
PVGIS	6,6 kWh/m <sup>2</sup> día

Observamos como vuelve a haber una diferencia sustancial entre ambos valores. Si comparamos ambas bases de datos mes a mes:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
ITC / GRAFCAN	5,142	5,991	6,858	6,666	6,748	6,635	6,664	6,744	6,637	5,896	5,002	4,626
PVGIS	5,51	6,09	7,31	7,17	7,19	7,22	7,43	7,35	6,82	6,44	5,51	5,07

Graficando estos resultados:

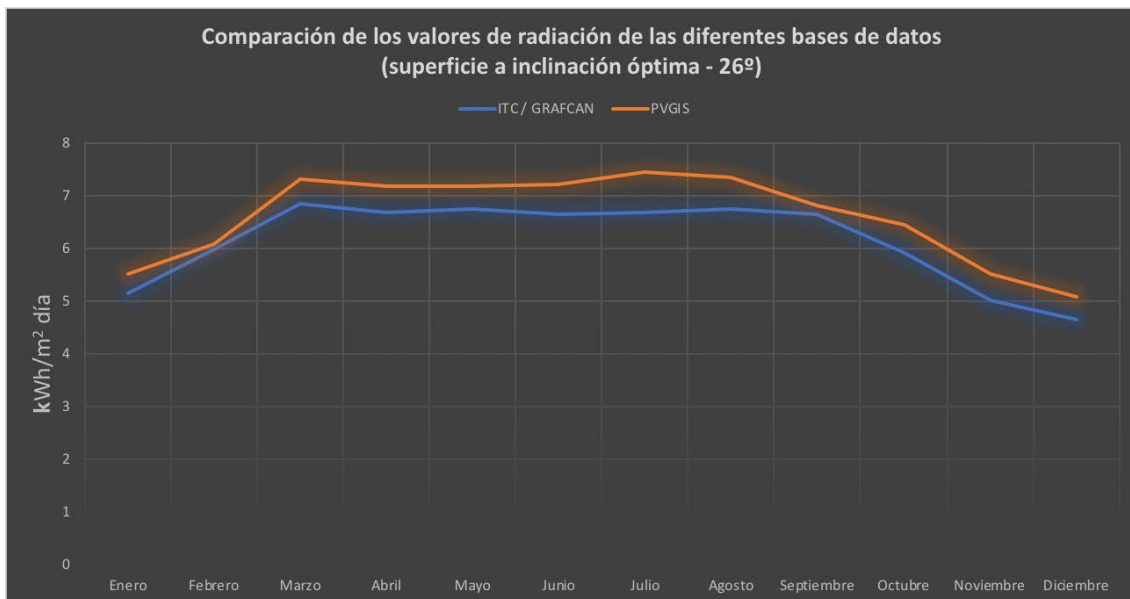


Gráfico 2. Valores de radiación en plano inclinado a 27º (óptimo)

Se observa como ambas gráficas transcurren de forma prácticamente paralela durante todo el año, por lo tanto, si bien en dimensión difieren, la forma sí que es similar en ambas.

Ahora se ha de decidir qué datos se tomarán para el estudio real. Los datos del ITC/GRAFCAN están tomados a partir de múltiples estaciones meteorológicas ubicadas por las islas Canarias. Difícilmente el PVGIS puede igualar eso, si bien tiene una flexibilidad mucho mayor, pues abarca datos de radiación para varios continentes.

Se utilizarán la base de datos de ITC/GRAFCAN, pues los datos tomados de las diferentes estaciones meteorológicas de la zona son apoyados con la realización de cálculos e interpolaciones entre ellas, como está recogido en el fichero con explicaciones técnicas enlazado a continuación:

<http://www.idecanarias.es/resources/MapaSolar.pdf>

El hecho de escoger la opción de ITC/GRAFCAN supone partir de la base de unos datos de radiación más bajos que los del PVGIS, que asegurarían una mayor rentabilidad y producción de la central. Sin embargo, tal y como se explica en el documento enlazado, el mapa solar del ITC está realizado para, entre otras cosas, conseguir una mejor precisión y resolución que otros, como el PVGIS y el SoDa.

Mediante la elección de esta base de datos habrá cierto margen en la producción final, pues al ser más conservadores que los del PVGIS y los del ADRASE, es posible que la producción a posteriori sea mayor de la calculada.

A modo ilustrativo, a continuación se muestra un mapa solar de España sobre plano horizontal elaborado por el PVGIS. Recaltar una vez más la alta radiación existente en las islas Canarias con respecto a la península ibérica, que ya es alta de por sí.

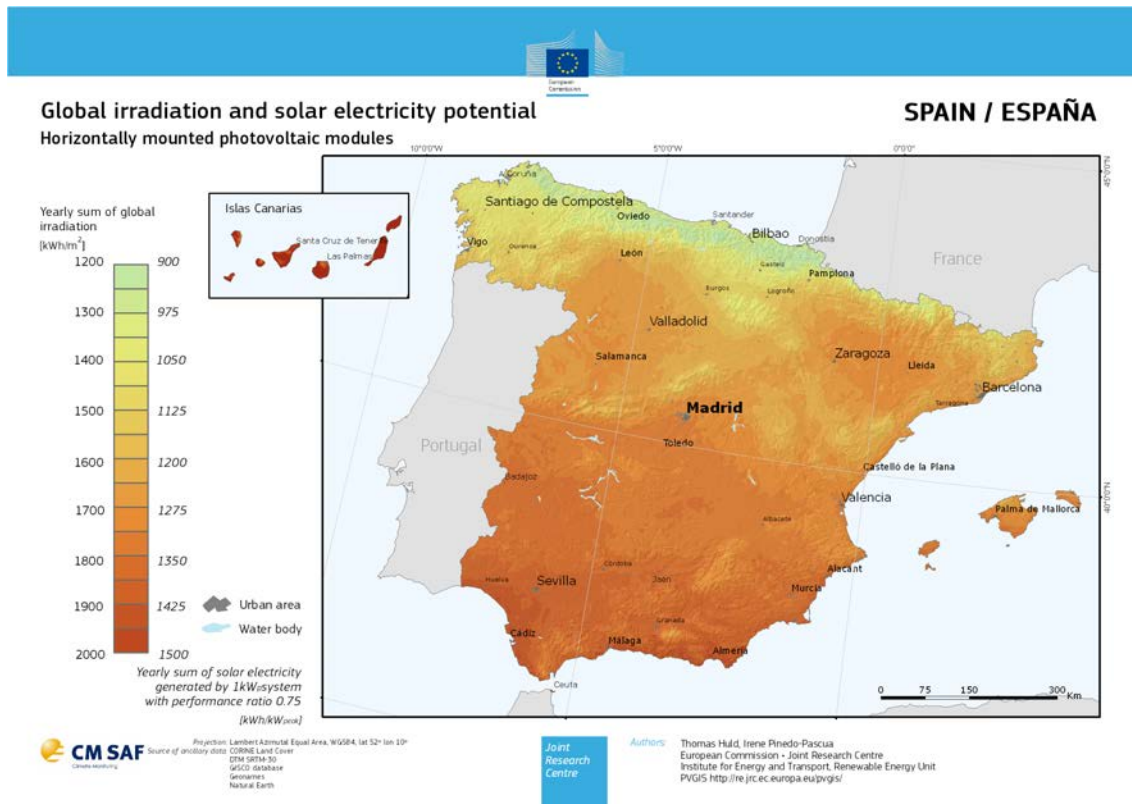
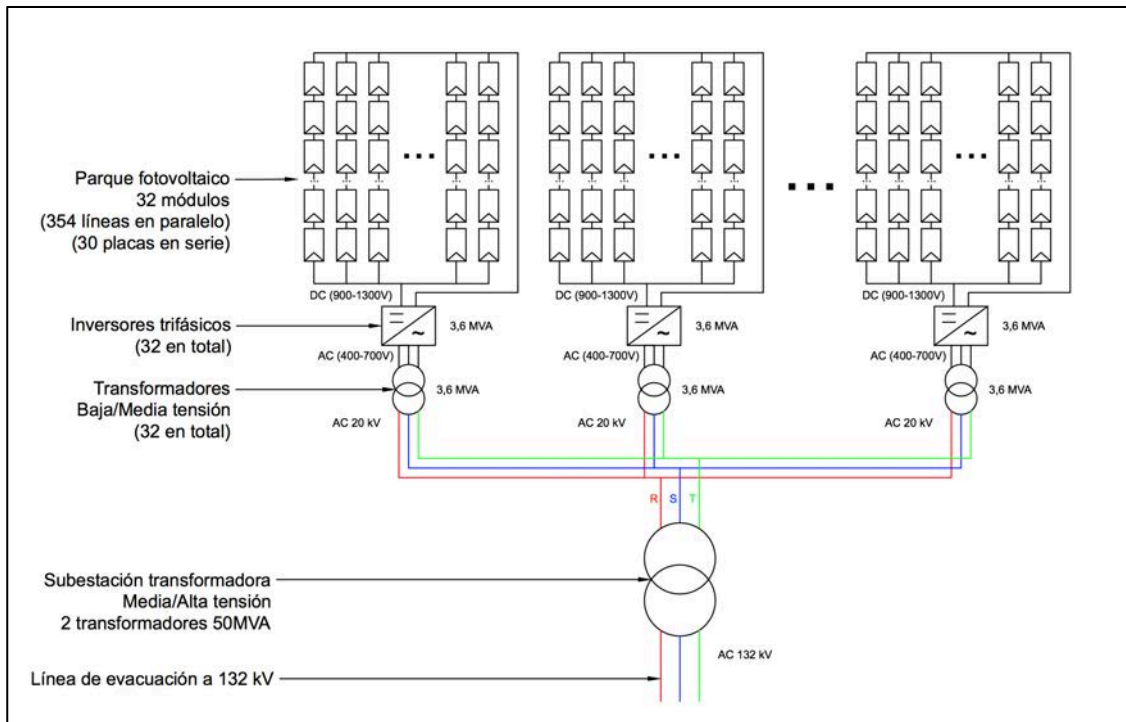


Ilustración 46. Mapa solar sobre plano horizontal. Fuente: PVGIS.

#### 4.4.- Planteamiento inicial del esquema eléctrico general

El esquema eléctrico básico a desarrollar será el siguiente:



En los siguientes apartados se justificará el número de elementos de cada tipo de los que constará la central.

La central constará de parques fotovoltaicos, cuya salida en corriente continua será transformada mediante inversores a una red trifásica. A la salida de los inversores irán colocados transformadores elevadores de la tensión a 20kV. La potencia de los inversores se elegirá teniendo en cuenta la idoneidad de que esta sea alta para reducir el número de módulos a disponer.

La salida a 20kV de los transformadores asociados a los inversores conducirá al embarrado de entrada de la subestación elevadora de la central. Esta subestación elevará la tensión hasta 132 kV para la evacuación de la energía. La línea de evacuación conectará preferentemente con una subestación de distribución de la isla o directamente con la red de transporte.

#### 4.5.- Panel fotovoltaico

Para la elección del panel fotovoltaico se tendrán en cuenta diferentes aspectos:

- Potencia unitaria media-alta (340+ Wp)
- Tensión de trabajo elevada (1000-1500V)
- Fabricante reconocido
- Garantías de rendimiento óptimas

Tras sondear múltiples modelos de diferentes fabricantes, se ha optado por un modelo puntero del fabricante Trina Solar, compañía de origen chino que se encuentra entre los primeros fabricantes en número GW fotovoltaicos instalados año a año en el mundo.

El modelo escogido es el Tallmax Plus TSM-DE14A(II). Cuenta con un rango de potencias que va desde los 340 hasta los 375Wp. Para este proyecto, se utilizará el modelo con 370Wp de potencia nominal. Dada la alta potencia de cada módulo individual, se necesitarán menos módulos para configurar la instalación final, abaratando y simplificando las operaciones de primera instalación y mantenimiento.

Los valores eléctricos que presenta el panel son los siguientes:

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-370
Potencia nominal- $P_{m\acute{a}x}$ (Wp)*	370
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5
Tensión en el punto $P_{m\acute{a}x}$ - $V_{MP}$ (V)	39,7
Corriente en el punto $P_{m\acute{a}x}$ - $I_{MPP}$ (A)	9,33
Tensión en circuito abierto- $V_{OC}$ (V)	48,3
Corriente de cortocircuito- $I_{SC}$ (A)	9,83
Eficiencia del módulo $\eta_m$ (%)	19,0

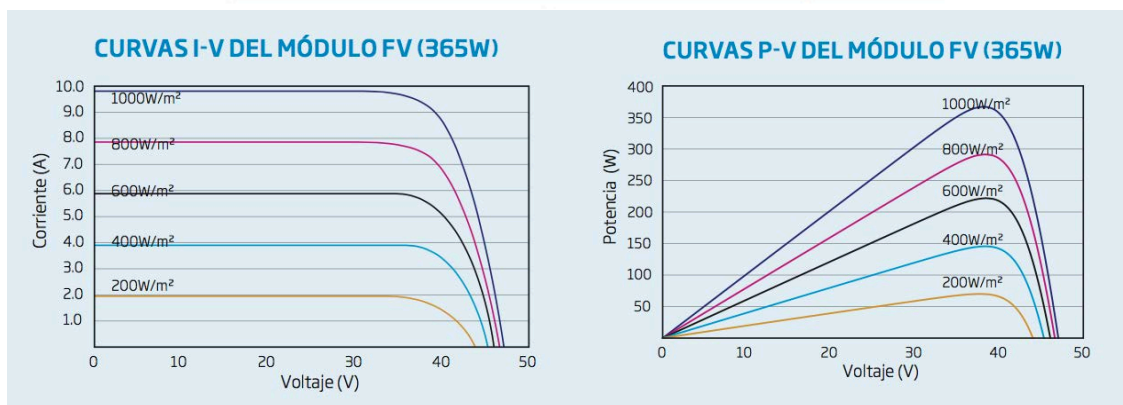


Ilustración 47. Características eléctricas del panel fotovoltaico Fuente: Datasheet del modelo de Trina Solar.

Estos datos son en condiciones ideales, es decir, una irradiancia de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  y una temperatura en la célula de  $25^\circ\text{C}$ . Evidentemente, estas condiciones difícilmente se cumplirán en la realidad práctica, sin embargo, esas cuestiones ya las trataremos más adelante mediante el uso de diferentes herramientas para el cálculo de la producción efectiva.

En cuanto a las características físicas-mecánicas del panel, tenemos lo siguiente:

DATOS MECÁNICOS	
Células solares	Monocristalinas $156,75 \times 156,75$ mm
Distribución de las células	72 células (6 x 12)
Dimensiones del módulo	$1960 \times 992 \times 40$ mm
Peso	26,0 kg con cristal de 4,0 mm; 22,5 kg con cristal de 3,2 mm
Vidrio	Cristal de 4,0 mm para nuestro modelo Monocristalino PERC; Cristal de 3,2 mm para nuestro modelo estándar Monocristalino, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
Capa trasera	Blanca
Marco	Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP67 o IP68
Cables	Resistente a los rayos UV, sección de cables $4,0\text{ mm}^2$ , 1200 mm
Conector	MC4 EVO2/UTX/TS4

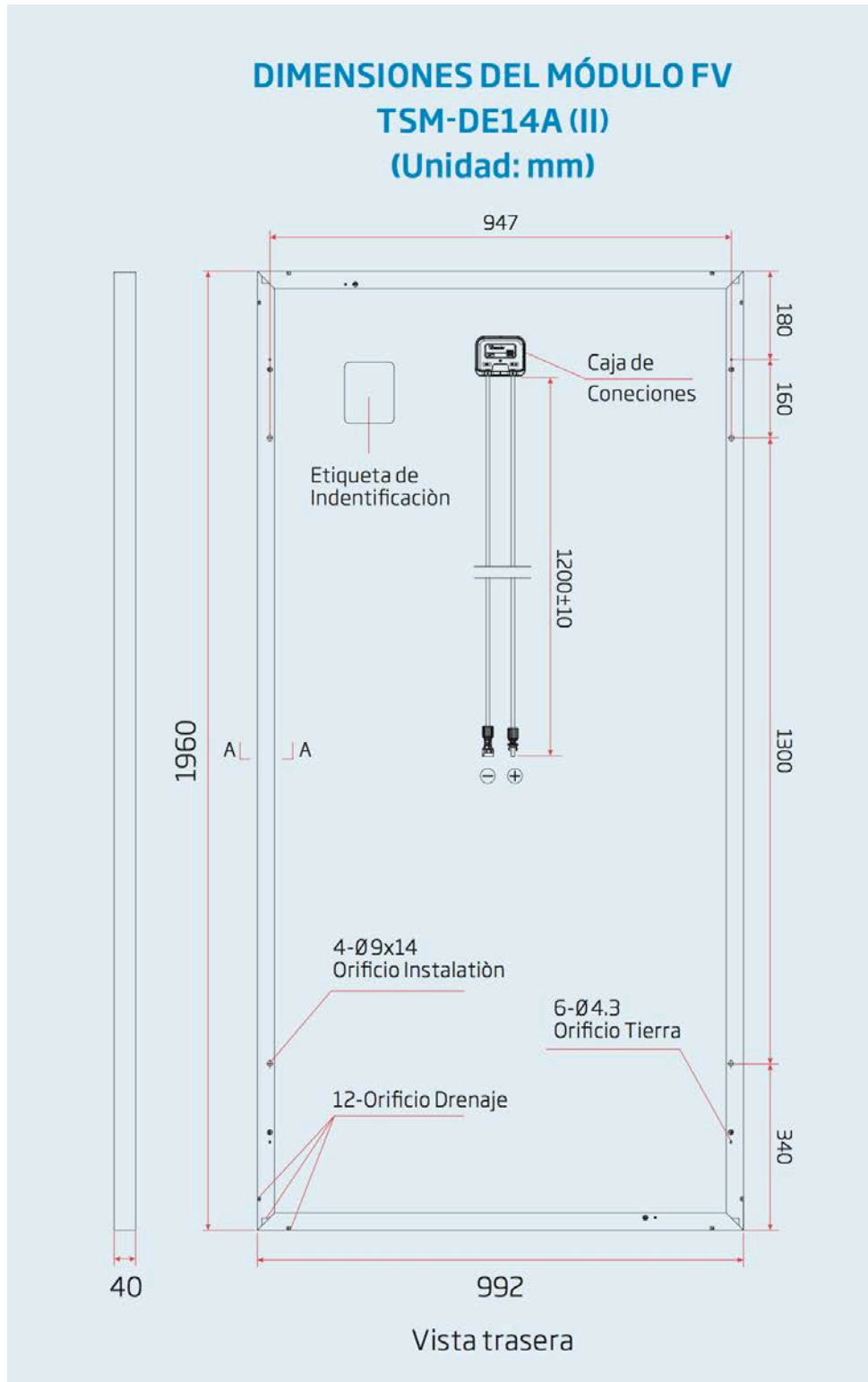
LÍMITES DE TEMPERATURA		LÍMITES OPERATIVOS	
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	$44^\circ\text{C} (\pm 2\text{K})$	Temperatura de operación	$-40$ a $+85^\circ\text{C}$
Coefficiente de temperatura de $P_{\text{MAX}}$	$-0,39\%/K$	Tensión máxima del sistema	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Coefficiente de temperatura de $V_{\text{OC}}$	$-0,29\%/K$	Capacidad máxima del fusible*	15 A (Potencia $\leq 350$ W) 20 A (Potencia $\geq 355$ W)
Coefficiente de temperatura de $I_{\text{SC}}$	$0,05\%/K$	Carga de nieve	5400 Pa
		Carga de viento	2400 Pa

Ilustración 48. Características mecánicas del panel fotovoltaico. Fuente: Datasheet del modelo de Trina Solar.

Evidentemente, están preparados para soportar las inclemencias del tiempo pues estarán instalados a la intemperie. Es importante la tolerancia a las altas temperaturas ( $85^\circ\text{C}$ ), pues el panel estará sometido a temperaturas muy altas durante gran parte de su vida útil. En cuanto a las temperaturas negativas o la carga de nieve son aspectos menos importantes, pues dada la localización, rara vez se bajará de  $10^\circ\text{C}$  y nunca se han registrado nevadas.

Sí es cierto que la carga de viento puede ser importante en la localización de la central, por lo que será importante la correcta fijación de los paneles a los soportes.

Por último, la vista trasera del panel es la siguiente:



Ilustraciòn 49. Vista trasera del panel, con las conexiones detalladas. Datasheet del modelo de Trina Solar.

La garantía que presenta el fabricante es destacable dentro del sector. Está resumida en la siguiente captura:





Ilustración 50. Garantía de rendimiento del panel solar.

Vemos como asegura un rendimiento lineal a 25 años + 10 años de garantía del producto. El rendimiento mínimo que estima a 25 años es del 80%, aunque según mediciones efectuadas en otras placas más antiguas de tecnología similar, este rendimiento en la práctica es mayor.

Por último, también indica que posee certificados para condiciones climatológicas extremas, a saber:



### Certificados para condiciones medioambientales extremas

- Cargas de viento de 2400 Pa
- Cargas de nieve de 5400 Pa
- Piedras de granizo de 35 mm a 97 Km/h
- Resistencia al amoníaco
- Resistencia a la niebla salina
- Resistencia a la abrasión por arena y polvo

Ilustración 51. Certificados para condiciones medioambientales extremas.

A destacar la resistencia a la abrasión por arena y polvo, especialmente importante en el ambiente en el que trabajará en la central, pues será un ambiente prácticamente desértico.

#### 4.6.- Inversor

##### 4.6.1.- Elección del inversor

Dado que la potencia nominal con la que se desea configurar la central es de 100MW<sub>p</sub>, la suma de las potencias de salida de todos los inversores será igual o cercana a esta cifra.

El mercado de los inversores fotovoltaicos de conexión a red está avanzando hacia la implantación de tensiones de 1500V. Esto permite colocar un mayor número de paneles en serie, limitando la corriente y por tanto disminuyendo las pérdidas por efecto Joule y limitando la sección de los conductores. Dado que los paneles fotovoltaicos que hemos seleccionado están preparados específicamente para trabajar a estas tensiones, se buscará un modelo de inversor que pueda trabajar a estos potenciales.

Tras indagar por los catálogos de diferentes fabricantes de reconocido prestigio como Siemens-Gamesa, Ingeteam y Schneider Electric, establecemos el siguiente cuadro comparativo para decidir por criterios técnicos por qué inversor nos decantamos:

Característica	Siemens-Gamesa	Ingeteam	Schneider Electric
Potencia de salida 25° C (MW)	2,5	2,34 – 3,6 (amplio rango de modelos)	1,8 / 2 / 2,2
Potencia de salida 50° C (MW)	2,25	2,1 – 3,2	1,8 / 2 / 2,06
Tensión de salida nominal AC (V)	660	450 ... 690 (según modelo)	585
Variación máxima de tensión AC	± 10%	No especifica	± 20%
Rango de tensión de entrada FV para MPPT (V)	935 - 1250	X – 1300V (x varía según modelo, aumenta conforme la potencia nominal)	865/905 - 1500
Tensión de entrada máxima (V)	1500	1500	1500
Rendimiento	98,2 %	98,5 %	98,5 %
Volumen del bloque inversor (m <sup>3</sup> )	5,3	11	8,58

Se ha de tener en cuenta que dado que la tensión saliente en AC de los inversores no es de 400V (o similar), el transformador tendrá que ser hecho a medida, no siendo posible utilizar los existentes en catálogo de fabricantes usados para distribución.

Lo ideal será acercar la tensión de trabajo al máximo que permita el MPPT, sabiendo que la tensión máxima de la serie de placas nunca podrá ser superior a la máxima admitida por el inversor.

Básicamente, todos los inversores tienen características similares, si bien el de Schneider Electric parece un poco más justo de características que los otros dos.

La opción a elegir un modelo de Ingecon, que en concreto son dos unidades del bloque inversor INGECON SUN 1800TL B690, de la familia PowerMax Dual B Series. Dada la gran potencia nominal que posee, nos será necesario colocar menos unidades para configurar la central fotovoltaica. Las características completas son las siguientes:

<b>DUAL INGECON SUN 1800TL B690 (3600 kVA)</b>	
<b>Entrada campo FV (DC)</b>	
Potencia del campo FV recomendada	3550 – 4660 kWp
Rango de voltaje MPP	994 – 1300 V
Tensión máxima	1500 V
Corriente máxima	1850 A por bloque
Nº de entradas con portafusible	6 – 15 por bloque
Dimensiones del fusible	63 – 500 A / 1500V
Tipo de conexión	Barras de cobre
Nº de bloques de potencia	2
MPPT	2
<b>Salida (AC)</b>	
Potencia IP56 @ 30°C / 50°C	3586 / 3174 kVA
Corriente IP56 @ 30°C / 50°C	3000 / 2656 A
Tensión de salida	690 V esquema IT
Frecuencia	50/60 Hz
Factor de potencia	1
Ajuste de factor de potencia	Sí, Smáx= 3589 kVA
THD	< 3%
<b>Protecciones</b>	
Sobretensiones tipo II (más detalles en el datasheet)	
Apertura en carga motorizada, tanto AC como DC	
Hasta 15 pares de fusibles en el lado de DC	
Interruptor automático para cortocircuitos y sobrecargas en AC	
Monitorización de fallos de aislamiento	
Protección anti-isla (apertura automática)	
Botón de paro de emergencia	

Es relevante comentar que la hoja de características del inversor especifica dos potencias y corrientes de salida, según el grado de protección del inversor, IP54 o IP56. El IP56, más restrictivo, limita la entrada de polvo/arena (pequeñas partículas) dentro del inversor. Para ello se utiliza el “sand strap kit”, que limita el flujo de aire entrante y saliente del inversor, por tanto la refrigeración del mismo y por consiguiente la potencia de salida que puede proporcionar. Dada que la zona a instalar es desértica, con afluencia común de calima (polvo subsahariano en suspensión en el aire) la opción que tomaremos será esta última, con la mayor protección para la entrada de partículas en el sistema.



Ilustración 52. Inversor PowerMax Bual B Series de Ingeteam.

El esquema eléctrico del bloque es el siguiente:

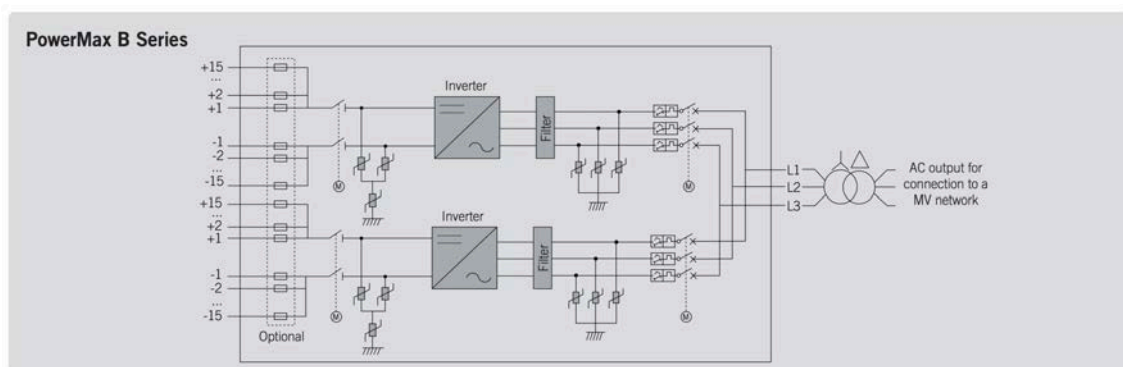


Ilustración 53. Esquema eléctrico del inversor. Ingeteam.

Se compone de dos bloques inversores, cada uno de ellos con hasta quince entradas/salidas, con fusibles opcionales en cada una de las entradas. Posee las correspondientes protecciones antes mencionadas tanto en el lado de continua (campo fotovoltaico) como en el lado de alterna (salida). Obviamente, a la salida se deberá colocar

un transformador que eleve el voltaje a media tensión (MV – *Middle Voltage*), preferiblemente 20kV, para efectuar su conexión a la red.

En cuanto a las dimensiones del bloque, son las siguientes:

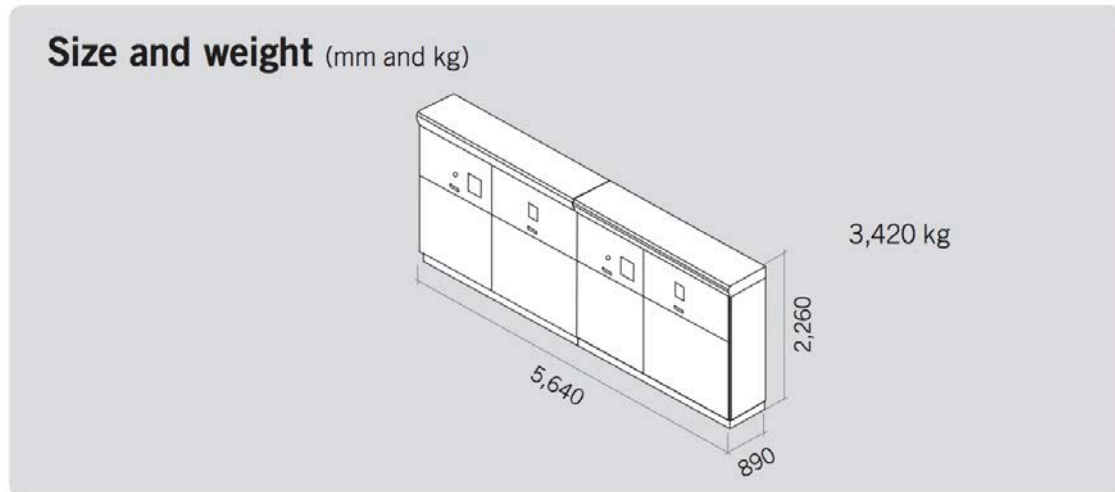


Ilustración 54. Dimensiones físicas del inversor. Ingeteam.

Ocupa un volumen de 11,34 m<sup>2</sup>. En principio, el tamaño no es un problema pues existe espacio de sobra en los terrenos. El peso del conjunto es de 3420kg, por lo que tanto por tamaño como por peso lo que será necesaria maquinaria para su instalación.

Por último, la eficiencia que presenta el inversor varía según la tensión de entrada que presente el campo fotovoltaico, variando tal y como muestra la siguiente gráfica (El eje x es el porcentaje de carga total del inversor). Hay que tener en cuenta que no es exactamente el modelo que usaremos, pero es de la misma familia y presumiblemente con la misma tecnología, pues solo varía su potencia nominal.

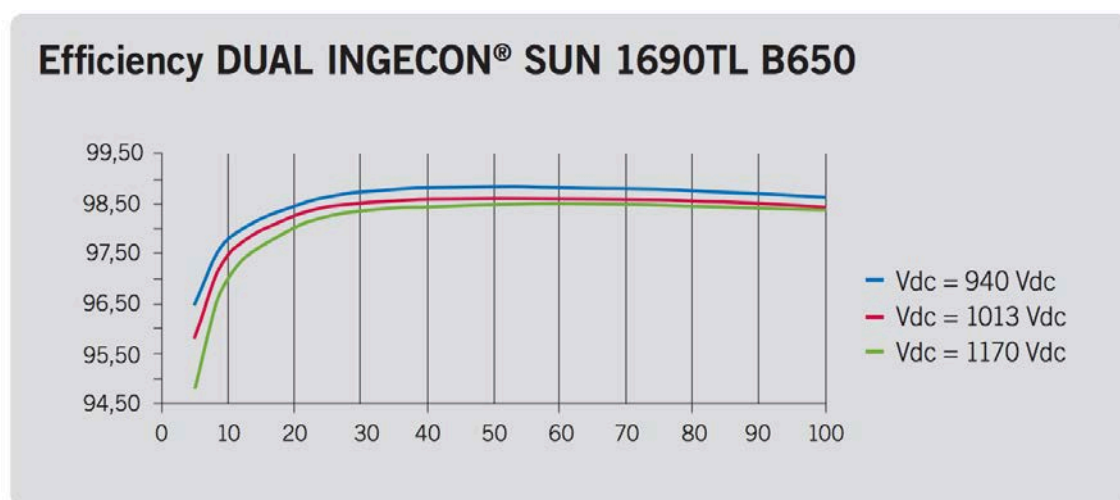


Ilustración 55. Variación de rendimiento según tensión de entrada al inversor. Ingeteam.

Por otro lado, ahora que es conocida la potencia del inversor, se puede saber cuántos tendremos que configurar en paralelo para obtener una potencia total de la central de

100MW. Sabiendo que la potencia que puede proporcionar el inversor a 50°C y con la protección contra polvo y arena es de 3174 kVA (FP = 1):

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{100 \text{ MW}}{3,174 \text{ MW}} = 31,5 \text{ inversores}$$

Que redondearemos a 32 inversores, lo que dará una potencia máxima de salida en las condiciones antes indicadas de:

$$\text{Potencia máxima de salida} = 32 \times 3,174 = \mathbf{101,57 \text{ MWp}}$$

Algo superior a los 100MWp que en un principio se plantearon.

#### 4.6.2.- Configuración de las placas por cada inversor

Ahora que es conocido el modelo de inversor y de placas que se usarán para la central, se puede configurar cómo estarán dispuestas las series de placas.

El fabricante del inversor recomienda conectar entre 3550 y 4660 kWp de potencia fotovoltaica por inversor. Este abanico de potencia en el campo fotovoltaico está definido por el fabricante para suplir las pérdidas que se producen en el panel, tanto por suciedad, temperatura, inclinación no ortogonal respecto al sol, etc. Por tanto, para obtener la máxima producción, conviene aumentar este campo al máximo. Sin embargo, dadas las condiciones del lugar, con temperaturas usualmente altas, la potencia máxima de salida del inversor normalmente no será de 3,6MVA (30°C), sino de 3,174MVA (50°C). Por tanto, con 4MWp en placas, el sobredimensionamiento será de 26%, aceptable para la aplicación. Esto supone:

$$N^{\circ} \text{ de placas por inversor apróx.} = \frac{\text{Potencia inversor}}{\text{Potencia placa}} = \frac{4.000 \text{ kWp}}{0,370 \text{ kWp}} = 10.810 \text{ placas}$$

La tensión máxima a la que el inversor puede seguir trabajando en el punto de máxima potencia es de 1300V. Sabiendo que la placa tiene una tensión de trabajo de 39,7V:

$$N^{\circ} \text{ máximo de placas en serie} = \frac{1300 \text{ V}}{39,7 \text{ V}} = 35,42 \rightarrow 35 \text{ placas}$$

También se ha de atender al criterio de la máxima tensión que soporta el inversor, frente a la tensión máxima (de circuito abierto) que presenta la placa. Aunque es un valor difícilmente alcanzable en una situación normal, es necesario calcularla.

$$N^{\circ} \text{ máximo de placas en serie} = \frac{1500 \text{ V}}{48,3 \text{ V}} = 31,06 \rightarrow 31 \text{ placas}$$

Dado que este valor es más restrictivo que el anterior, para evitar problemas a posteriori en la instalación referimos a este resultado. Una vez sabido el número de placas en serie que se colocarán en cada *string*, podemos saber cuántas líneas en paralelo se dispondrán en cada inversor.

$$N^{\circ} \text{ líneas en paralelo} = \frac{10.810 \text{ placas}}{31} = 348,7 \rightarrow 348 \text{ líneas en paralelo}$$

Comprobamos que la intensidad máxima del inversor será compatible con esta configuración, sabiendo que la intensidad máxima de la serie de placas es de 9,33 A.

$$I_{\text{máx campo FV}} = 348 \text{ líneas} \times 9,33 \text{ A} = 3.246,84 \text{ A}$$

En el datasheet del inversor se nos indica que la intensidad máxima por bloque inversor es de 1.850 A. Sabiendo que tenemos dos bloques inversores:

$$I_{\text{máx entrada inversor}} = 2 \times 1850 = 3.700 \text{ A} > 3.246,84$$

Por tanto, la configuración es válida. Sin embargo, para que la distribución quede mejor repartida (esto se verá en un apartado más adelante), estableceremos 6 líneas más en paralelo, y series de 30 paneles. Mediante este cambio quedarán menos huecos en el terreno, se aprovechará mejor el espacio disponible y se podrán interconectar los paneles al tresbolillo. Por tanto:

$$I_{\text{máx campo FV}} = 354 \text{ líneas} \times 9,33 \text{ A} = 3.302,82 \text{ A} < 3.700 \text{ A (máx)}$$

Se puede saber el número de paneles que tendrá cada inversor:

$$N^{\circ} \text{ de placas por inversor} = 354 \times 30 = 10.620 \text{ paneles}$$

Y también el número total de placas que tendrá la central:

$$N^{\circ} \text{ total de placas} = 32 \text{ inversores} \times 354 \text{ líneas} \times 30 \text{ placas serie}$$

$$N^{\circ} \text{ total de placas de la central} = \mathbf{339.840 \text{ placas}}$$

La potencia en paneles fotovoltaicos por cada inversor será:

$$\text{Potencia FV por inversor} = 370 \text{ Wp} \times 354 \times 30 = 3,929 \text{ MWp}$$

Es decir, un sobredimensionamiento del 23,7% para la potencia a 50°C. La distribución de los paneles en los soportes la dejaremos para el correspondiente apartado.

#### 4.7.- Centro de transformación 20 kV

En este punto del proyecto existe el problema de que la potencia nominal de cada inversor es superior a la potencia nominal de los transformadores que se encuentran en los catálogos de los fabricantes (alcanzan valores de hasta 2500 kVA, cuando nuestro inversor puede llegar a producir 3586), siguiendo la norma UNE 21428-1:2011 sobre transformadores en aceite o la norma UNE 21538-1:2013 sobre transformadores secos. Dado que la instalación será en intemperie, en principio interesa un transformador sumergido en aceite.

Bien es cierto que los fabricantes dan la opción de negociar la fabricación de modelos con más potencia, aunque el coste será mayor. Los fabricantes sondeados han sido ABB, Schneider Electric y Ormazabal.

#### Características 24 kV: A<sub>0</sub> B<sub>K</sub>

Características eléctricas		24 kV A <sub>0</sub> B <sub>K</sub>											
Potencia asignada [kVA]		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500*
Tensión asignada (Ur)	Primaria [kV] Secundaria en vacío [V]	< 24 420											
Grupo de Conexión		Dyn11											
Pérdidas en Vacío - P <sub>0</sub> [W]	Lista A <sub>0</sub>	90	145	210	300	430	600	650	770	950	1200	1450	1750
Pérdidas en Carga - P <sub>c</sub> [W]	Lista B <sub>K</sub>	875	1475	2000	2750	3850	5400	7000	9000	11000	14000	18000	22000
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4						6					
Nivel de Potencia Acústica L <sub>WA</sub> [dB]	Lista A <sub>0</sub>	39	41	44	47	50	52	53	55	56	58	60	60
Caída de tensión a plena carga (%)	cosφ=1	1,81	1,54	1,32	1,17	1,04	0,93	1,05	1,08	1,06	1,05	1,08	1,06
	cosφ=0,8	3,57	3,43	3,31	3,22	3,13	3,06	4,35	4,37	4,35	4,35	4,37	4,35
	cosφ=1	98,11	98,41	98,64	98,79	98,94	99,06	99,05	99,03	99,05	99,06	99,04	99,06
Rendimiento (%)	CARGA 100%	97,64	98,02	98,30	98,50	98,68	98,82	98,82	98,79	98,82	98,83	98,80	98,83
	CARGA 75%	98,47	98,72	98,90	99,02	99,14	99,24	99,24	99,23	99,24	99,25	99,23	99,25
	cosφ=0,8	98,10	98,40	98,63	98,78	98,93	99,05	99,05	99,04	99,06	99,06	99,04	99,07

Dimensiones [mm]		24 kV A <sub>0</sub> B <sub>K</sub>											
Arrollamientos de Aluminio		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
A (Largo)		910	940	1046	1276	1426	1526	1706	1776	1996	1940	1960	2060
B (Ancho)		643	733	743	876	876	936	1046	1106	1256	1180	1160	1320
C (Alto a tapa)		759	767	873	932	1032	1133	1163	1163	1208	1540	1760	1810
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		1144	1152	1258	1317	1417	1518	1548	1548	1593	1925	2145	2195
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		849	857	963	1022	1122	1223	1253	1253	1298	1630	1850	1900
D2 (Alto a BT con Palas)		919	927	1033	1166	1266	1394	1496	1496	1541	1910	2130	2240
F (Separación MT)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
H (Separación entre BT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
J (Distancia entre ruedas)		520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
K (Ancho rueda)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
Ø (Diámetro rueda)		125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
L (Rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
Distancia entre ganchos para poste		530	530	530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Volumen Aceite (Litros)		138	148	213	300	377	441	572	582	692	980	1190	1380
Peso total (Kg)		486	572	753	1075	1389	1817	2233	2342	2826	4120	4970	5830

Otras dimensiones bajo pedido.  
(\*) Por favor, contacte con **Ormazabal** para valores técnicos superiores a 2500 kVA.

Ilustración 56. Captura del catálogo de transformadores de Ormazabal. Modelos genéricos hasta 2500 kVA.

Ante esto, una solución podría ser escoger un modelo de inversor con una potencia de salida menor de 2,5MVA. Sin embargo, la tensión de salida no es de 400V (o cercana), por lo que el transformador tendría que ser fabricado a medida para nuestra central de cualquier manera, con el coste añadido que ello lleva implícito.

La opción por la que se ha optado es implantar la solución integral que Ingeteam, el fabricante del inversor escogido, propone: aunando en un único contenedor (apto para el transporte marítimo) tanto el inversor como el centro de transformación. El inversor es cualquiera de los modelos que tiene en catálogo, y el centro de transformación eleva la tensión de salida hasta un máximo de 36kV, en nuestro caso elevaremos hasta 20kV.



Mediante esta solución se consigue abaratar y simplificar sustancialmente la instalación y transporte de los elementos de la central, así como asegurar el correcto funcionamiento del conjunto al estar testado previamente el acoplamiento entre los dos elementos.

El conjunto inversor – centro de transformación es denominado por Ingecon como “PowerStation CON 20” y tiene el siguiente aspecto:

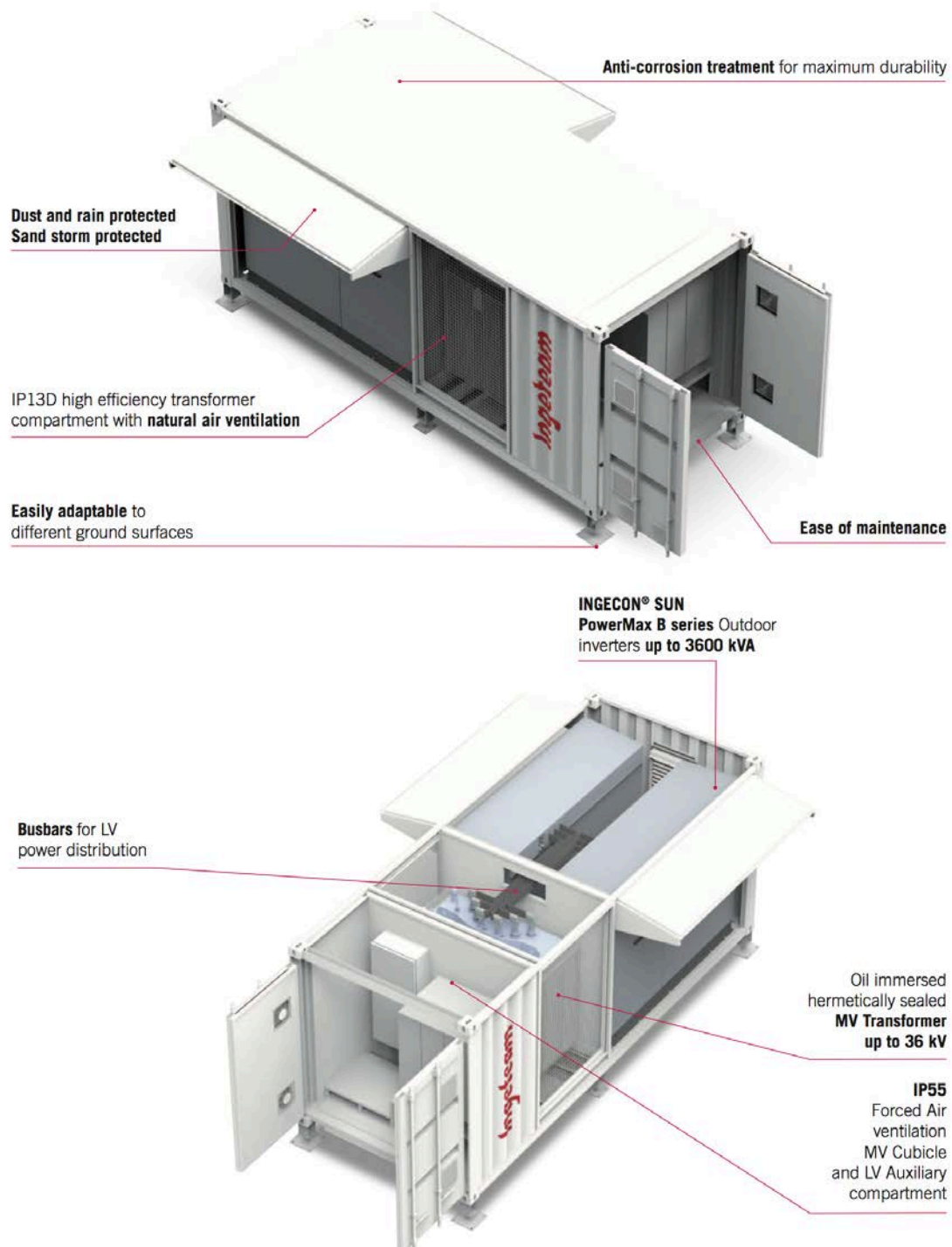


Ilustración 57. Aspecto exterior del PowerStation CON 20. Ingecon.

Vemos como hay tres compartimentos diferenciados:

- Inversor.
- Transformador.
- Compartimento auxiliar de media tensión.

El transformador es bañado en aceite, y está refrigerado por aire tanto de forma natural como forzada. La conexión entre transformador y inversor es mediante un embarrado, evitando el uso de cableado. Esto es una gran ventaja frente a una solución no integral, pues el uso de cableado para la conexión sería más complicado (la intensidad saliente del inversor puede llegar hasta 3000 A).

El contenedor tiene las correspondientes rejillas para permitir la ventilación por aire y las protecciones contra lluvia y polvo donde corresponde. Las dimensiones del mismo son las siguientes:

Size (mm)	Length	Width	Height
Body dimensions	6,057	2,438	2,591
Overall dimensions with all doors open	7,228.5	4,605.2	2,591
Foundation dimensions	8,000	5,000	300

The image shows technical drawings for the PowerStation CON 20. It includes two isometric views and two orthographic views. The top isometric view shows the unit with dimensions 6,057 (length), 2,438 (width), and 2,591 (height). The bottom isometric view shows the unit with doors open, with dimensions 7,228.5 (length), 4,605.2 (width), and 2,591 (height). The orthographic views show the front and side profiles with their respective dimensions: 6,057 and 2,438 for the front view, and 7,228.5 and 4,605.2 for the side view. The brand name 'Ingecon' is visible on the side of the unit in the isometric views.

Ilustración 58. Dimensiones del PowerStation CON 20. Ingecon.

El hecho de que el mismo conjunto también disponga de celdas de media tensión facilitará la conexión entre los diferentes módulos, no siendo necesaria aparatenta externa.

## 4.8.- Soportes para los paneles solares

### 4.8.1.- Tipos de soporte para paneles solares

Se pueden distinguir diferentes tipos de estructuras para paneles fotovoltaicos, según si incluyen seguimiento solar o no. Se estudiarán las diferentes opciones para poder tomar una decisión acertada. Se pueden clasificar en los siguientes tipos:

#### 4.8.1.1.- Estructura fija

Este tipo de estructura consta generalmente de rieles metálicos (por lo general aluminio) a los que se fijan los paneles fotovoltaicos. El inconveniente de este tipo de estructura es que la inclinación y el azimut es fijo y no se puede variar, y por ende, no se puede optimizar la producción de energía mediante la orientación de los paneles para que se encuentren ortogonales al sol.

En las ventajas, claramente se encuentra el poco mantenimiento y el bajo coste. El mantenimiento a efectuar es prácticamente despreciable, pues no posee partes móviles que se presten al desgaste. En cuanto al precio, es sin duda la opción más económica de todas con diferencia.



Ilustración 59. Estructura fija para paneles solares. Fuente: dreamstime.com

#### 4.9.1.2.- Seguimiento de eje horizontal

La superficie pivota respecto a un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur. Esto quiere decir que el panel puede estar ortogonalmente orientado hacia el este o hacia el oeste. Mediante este sistema se consigue una buena mejora de producción para una estructura relativamente sencilla, pues en principio solo es necesario un motor por cada serie de paneles, que moverá todos los paneles de forma solidaria. Este sistema es especialmente útil en localizaciones cerca del ecuador, donde el sol se encuentra por lo general más alto en el cielo.



Ilustración 60. Sistema de seguimiento de eje horizontal. Fuente: Wikipedia Commons.

El panel seguirá la inclinación del sol desde que amanece por el este hasta que se esconde por el oeste, sin embargo el azimut permanecerá “fijo”.

La producción con este tipo de seguimiento puede ser del 10 al 20% mayor que con una estructura fija, sin embargo, es necesario estudiar si este incremento se compensa con el coste y el mantenimiento extra que será necesario en la instalación

#### 4.8.1.3.- Seguimiento de eje vertical-azimutal

En este caso el funcionamiento es el contrario: el panel pivotará sobre un eje vertical, estando el panel en su inclinación óptima. En principio este sistema es más favorable para localizaciones alejadas del ecuador, donde el sol la trayectoria del sol sea más cercana al horizonte.

El panel buscará en todo momento coincidir con el azimut del sol, quedando la inclinación del mismo totalmente fija.

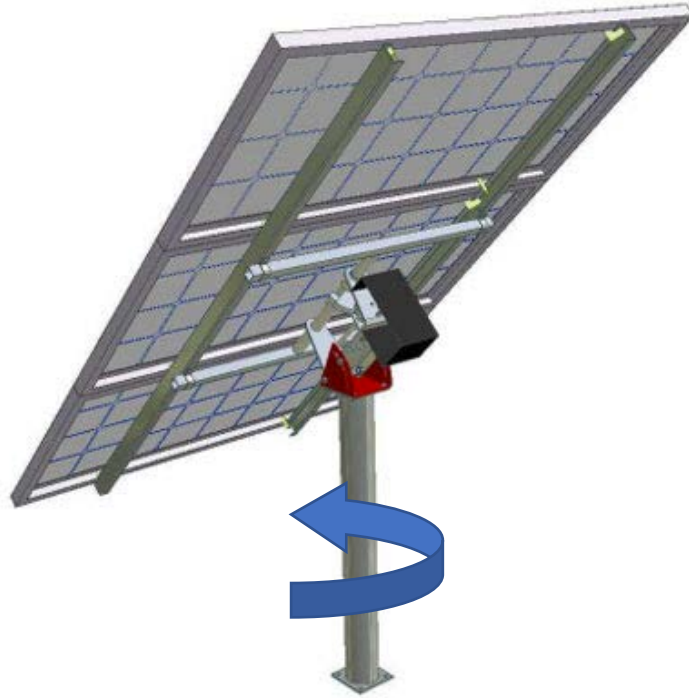


Ilustración 61. Seguidor de eje vertical. Fuente: sumiseran.es

Este tipo de seguimiento también tiene un incremento de entre el 10% y el 20% con respecto a una estructura fija.

Este sistema presenta el mismo problema que el anterior, es necesario comprobar si merece la pena ese incremento de producción a cambio del coste y el mantenimiento que implica el seguimiento.

#### 4.8.1.4.- Seguimiento de dos ejes

El sistema de seguimiento a dos ejes es sin duda el más completo de los diferentes sistemas, pues combina tanto un seguimiento de la inclinación solar como el seguimiento azimutal del sol. Mediante esta dupla se consigue que los paneles solares estén en todo momento ortogonales al sol. Sin embargo, este sistema presenta varias desventajas:

- El sistema de seguimiento es más complicado, y dado que el movimiento es mayor, ocupa una mayor superficie. Se suele agrupar múltiples paneles en un mismo seguidor para disminuir el número de seguidores, que tienen un gran coste.
- La cimentación es mayor, y dado que la superficie de paneles es también mayor, el factor viento puede ser complicado.



Ilustración 62. Detalles de seguidores solares de doble eje. Fuente: Juan Ángel Saiz (1) / tiendaocanis.com (2)

La producción con estos seguidores es entre un 30 y un 45% mayor que con estructuras fijas, y sobretodo, la producción es más regular durante todo el día, como se ve en la siguiente gráfica:

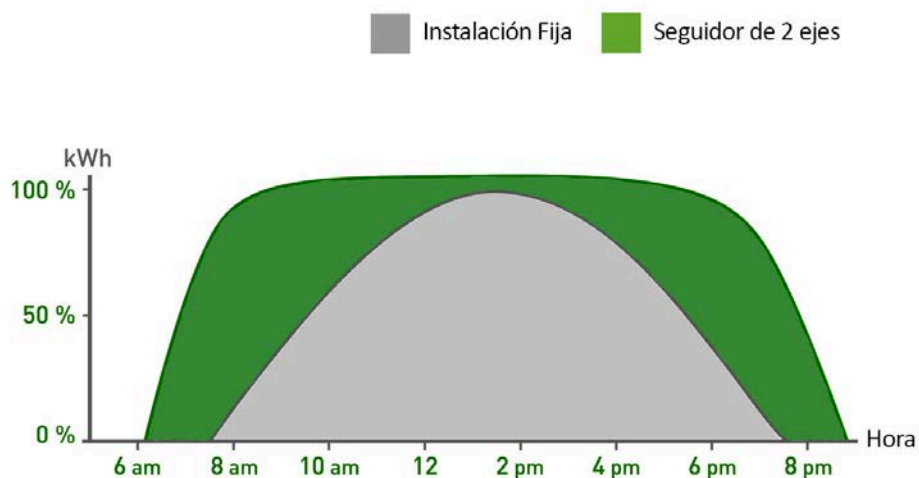


Ilustración 63. Producción con seguidor solar vs. estructura fija. Fuente: Valldoreix-gp.com

Por supuesto, el mantenimiento, coste y espacio necesario de este sistema es bastante superior a los otros, aunque también lo es la producción. En principio, este sistema es ideal para producir grandes cantidades de energía de forma más regular.

A continuación se muestran imágenes de diferentes parques fotovoltaicos con seguimientos de doble eje:



*Ilustración 64. Seguidores solares en Cariñena, España. Fuente: Wikipedia Commons.*



*Ilustración 65. Central fotovoltaica de seguimiento en El Hito. Fuente: Juan Ángel Saiz*

#### 4.8.2.- Elección del tipo de estructura y características de diseño

Vistas las diferentes opciones, nos decantamos por la opción de una estructura fija por las siguientes razones:

- La localización es un ambiente semidesértico, con una presencia de polvo sahariano en el aire -calima- muy frecuente. Esto complicaría el correcto funcionamiento y mantenimiento de los motores de los sistemas de seguimiento.
- El coste añadido de los sistemas de seguimiento es realmente alto, tanto de instalación como de mantenimiento.
- Al estar cerca del ecuador, la trayectoria del sol sobre el cielo es relativamente menos variable que en zonas alejadas, lo cual impulsa la elección de una estructura fija (más regularidad en la producción a lo largo del año).

Por tanto, una vez decidido que elegiremos una estructura fija para los paneles solares, hemos de fijar unas características de diseño. Dado el tamaño de la instalación, la estructura será prefabricada a medida en aluminio anodizado, siguiendo las dimensiones de los paneles que se usarán en la instalación. Esta es la solución más comúnmente tomada para este tipo de instalaciones, pues por ejemplo los huecos para fijar mediante tornillos (o el tipo de fijación que lleve) ya vendrán en el lugar adecuado.

Sabemos que cada inversor tendrá 354 líneas en paralelo, a razón de 30 placas en serie cada una de ellas. Lo ideal será distribuir las de tal manera que no haya que compartir una misma estructura para diferentes inversores, para simplificar el esquema y poder crear una unidad “modular” que conste de campo fotovoltaico + inversor/CT 20kV.

354 es divisible entero entre 3, dando 118. Esto quiere decir que si en cada estructura establecemos tres *arrays* horizontales serán necesarias 118 estructuras por inversor. Dado que la serie es de 30 placas, cada estructura tendrá este tamaño de largo. Por tanto, cada estructura será capaz de soportar 90 placas, distribuidas en tres series horizontales.



Ilustración 66. Ejemplo de central fotovoltaica con una configuración similar a la elegida. Fuente: solar-energia.net



Los paneles serán colocados en posición vertical para simplificar su conexionado (se podrán conectar al tresbolillo, no siendo necesario utilizar cable de retorno extra). Los paneles estarán en la inclinación óptima de la localización:  $26^\circ$ .

Existen múltiples fabricantes que fabrican estructuras a medida para este tipo de instalaciones. Entre estos fabricantes se encuentra por ejemplo Solar FlexRack, caracterizado por tener un sistema de sujeción de los paneles al soporte rápido y seguro, sin necesidad de tornillos, lo que facilita la instalación de grandes números de placas.

Sin embargo, no utilizaremos una estructura de una fabricante en concreto, sino que usaremos una “estándar”, sin concretar en demasía aspectos de diseño, pues no es el objeto de este proyecto. Simplemente calcularemos las medidas para dimensionar los planos de la instalación.

Las dimensiones de la estructura serán las que indica el siguiente plano de perfil. Es un boceto simple, pero que nos servirá para dimensionar los espacios necesarios para los diferentes elementos de la central.

Por tanto, el siguiente diseño pretende servir de orientación para el diseño definitivo de la estructura. No se han tenido en cuenta cimentaciones ni refuerzos adicionales, no siendo estas tareas objeto principal del proyecto.

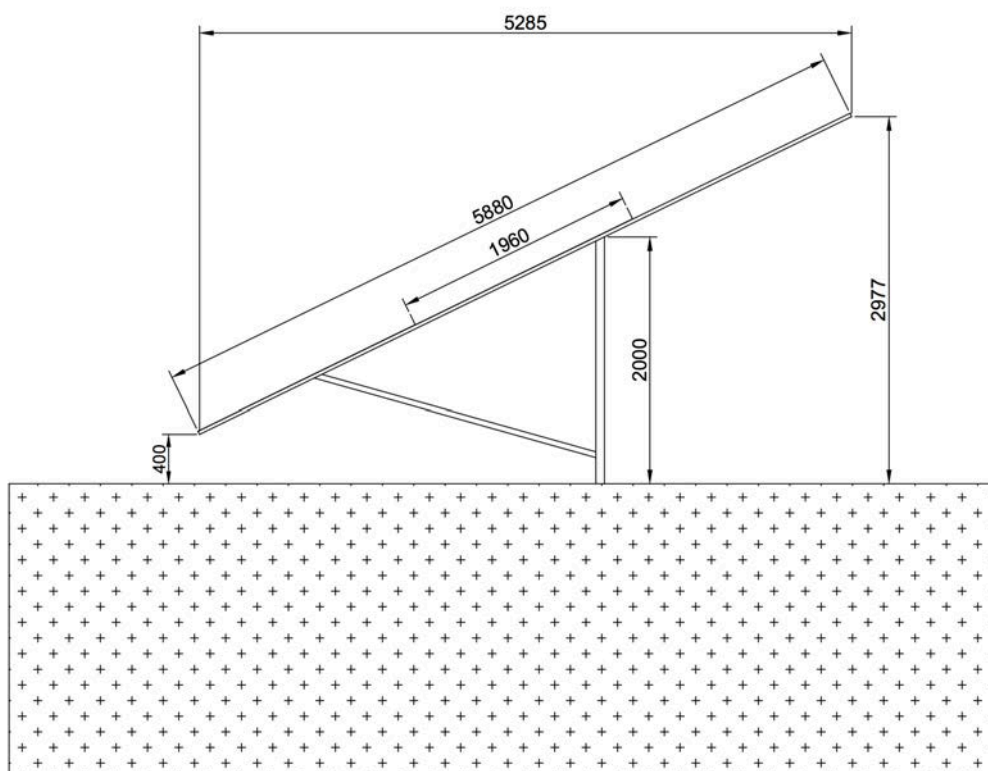


Ilustración 67. Dimensiones del perfil de la estructura para los paneles solares. Medidas en mm. Elaboración propia.

Los paneles tienen 1960mm de largo, incluyendo los marcos. La configuración de 3 paneles en vertical deja una estructura tal que así, dejando 40cm entre el suelo y la parte más próxima del panel inferior. Esto es para evitar problemas como puntuales aguas de escorrentía, sombras de vegetación, etc.

Dado que se ha decidido que las estructuras tendrán un largo de 30 paneles para poder colocar tres series de paneles en cada estructura independiente, para facilitar el conexionado, la longitud total de la estructura será:

$$\text{Longitud estructura} = \text{Ancho panel} \times 30 = 992\text{mm} \times 30 = 29760\text{ mm}$$

Es decir, la longitud total de la estructura será de 29,760m. Dejando algo de margen para el acoplamiento de los paneles, estableceremos 30m de largo. Esto permitirá dejar un pequeño hueco o “gap” entre cada uno de los paneles, a saber:

$$30.000\text{mm} - 29.760\text{mm} = 24\text{mm}$$

$$\frac{24\text{mm}}{29 \text{ intersecciones entre paneles}} = \frac{8,2\text{ mm}}{\text{intersección}}$$

Es decir entre cada panel se podrá dejar algo más 8mm de espacio. Esto será útil para disipar el calor, evacuar el agua de lluvia, evitar la acumulación de suciedad y conseguir que las ráfagas de viento tengan vías de fuga y no impacten de lleno contra el conjunto de la estructura.

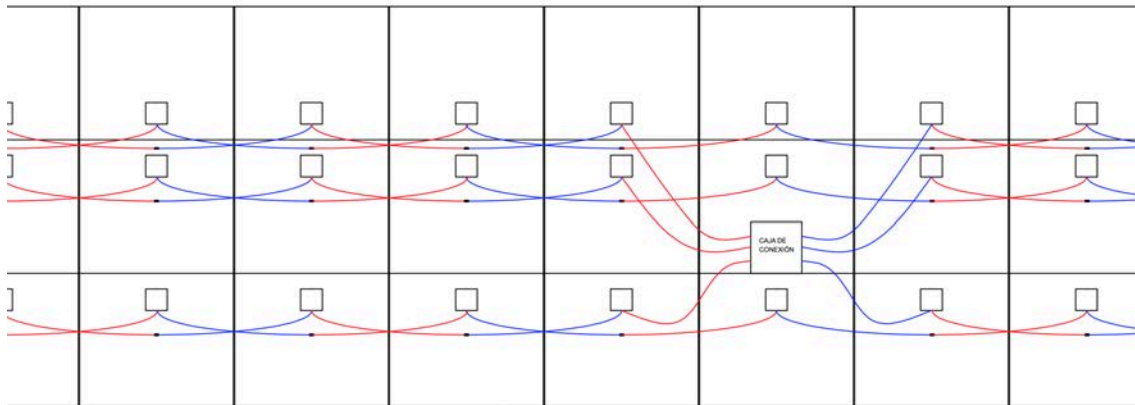
Dado que la estructura tendrá unos rieles longitudinales a los que se sujetarán los paneles, la colocación de los paneles será sencilla.



Ilustración 68. Ejemplo de estructura similar a la elegida. Fuente: kitenergy.com

En la parte central trasera tendrá una caja de conexión para las tres series de paneles, de donde se derivará el conductor que llevará hasta la caja de concentración, donde se agruparán varias series de paneles de diferentes estructuras para de ahí llevar mediante conductores unificados hasta el inversor.

La elección de una serie de 30 paneles en lugar de 31 como permitía técnicamente el inversor se basa en poder conexionar los paneles al tresbolillo. Esto permitirá no utilizar cable de retorno para la conexión a la caja de conexión, siendo necesarios únicamente los propios cables que vienen con las placas.



*Ilustración 69. Detalle de la conexión al tresbolillo de las placas y la conexión a la caja de conexión de la estructura. Vista de alzado de la parte trasera de la estructura de las placas solares.*

La fila superior de placas estará colocada con las conexiones hacia el lado de abajo, para facilitar la conexión a la caja de conexiones con los propios conductores. La caja de conexión estará aproximadamente en el centro de la estructura.

Recalcar que la caja de conexión irá anclada a un poste de la estructura (no dibujado en el boceto anterior), y que dentro de ella irán los correspondientes fusibles de cada línea. De la caja de conexión saldrán los conductores que irán a para a la caja de concentración, que aunarà 8 estructuras.

Los conectores de las placas solares serán del estándar MC4, EVO2/UTX/TS4. Se trata de un conector macho y otro hembra, positivo y negativo, de manera que no hay equivocación posible a la hora de realizar la instalación y conexionado.



*Ilustración 70. Conector MC4. Fuente: Monsolar.com*

El largo de los cables acoplados a los paneles es de 1,2m, válido para nuestra instalación. Hay que tener en cuenta que en el croquis anterior es un plano frontal, donde los paneles están inclinados respecto al alzado. La caja de conexión estará sujeta a uno de los postes que sujetan la estructura, por lo que estará más cerca de los paneles (y en sombra).

#### 4.8.3.- Orientación y espacio entre filas

De cara a aprovechar la máxima radiación solar durante el día, inclinaremos los paneles hacia el sur.

Para calcular el espacio que tendremos que dejar entre filas, usaremos una regla que ha demostrado su eficacia, siguiendo lo siguiente:

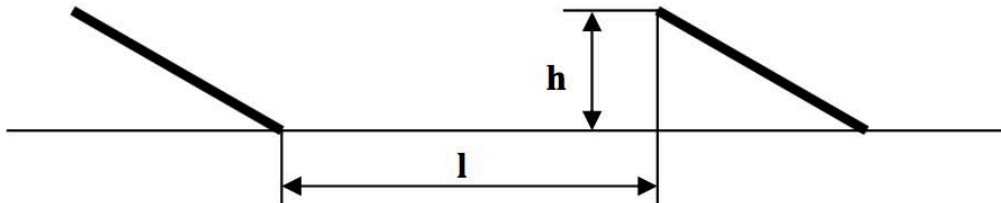


Ilustración 71. Distancia entre paneles. Fuente: Juan Ángel Saiz.

Siendo:

$$l = k \times h$$

Siendo k un factor dependiente de la latitud en la que se encuentre la instalación:

$$k = \frac{1}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

Al ser la latitud de nuestra localización 28°, la k resulta:

$$k = \frac{1}{\tan(61 - 28)} = 1,539$$

Y por tanto, la longitud mínima que tendremos que dejar entre cada una de nuestras estructuras para evitar que se hagan sombras entre ellas (de forma significativa, pues tanto al amanecer como al atardecer habrán sombras puntuales). Redondeamos a 3m los 2,977 metros de altura que tiene la estructura para dar un pequeño margen de error.

$$l = k \times h = 1,539 \times 3m = 4,617m$$

Vemos como es un espacio más que suficiente para poder transitar con maquinaria entre las filas de paneles. Redondearemos a 4,7m para dar algo más de maniobrabilidad y elegir un número redondo.

En la siguiente imagen podemos observar una configuración muy similar a la que implantaremos en nuestra central:



*Ilustración 72. Configuración de paneles muy similar a la que implantaremos en nuestra central.  
Fuente: energiaestrategica.com*

La imagen es del parque solar Cañada Honda, ubicado en Argentina y con una potencia pico de 5MW. Vemos como efectivamente los espacios entre paneles son amplios y tienen una accesibilidad compatible con tareas de mantenimiento rutinarias, a la vez que no producirán sombras relevantes entre las diferentes estructuras.

#### 4.9.- Diseño de un sistema modular: parque fotovoltaico + inversor + CT 20kV

Nuestra central estará básicamente formada por varias unidades de un parque fotovoltaico asociado a un inversor y centro de transformación a 20kV. Como vimos anteriormente, el inversor y el centro de transformación estarán aunados en un único elemento, lo cual simplificará tareas de instalación y diseño.

Sabemos tendremos un total de 32 inversores, cada uno de ellos con un total de 10.620 paneles solares, distribuidos en 354 líneas en paralelo. Se realizó el cambio de las 348 líneas iniciales a 354 para una mejor distribución física de los elementos, pues permitía crear un módulo más compacto y con menos huecos.

Ya que hemos dimensionado las estructuras para que cada una de ellas abarque tres líneas en paralelo con las series completas, tendremos que colocar 118 estructuras por inversor + centro de transformación.

Instalaremos una mitad del parque fotovoltaico a cada lado del inversor. Mediante esta medida disminuirémos la longitud máxima de los conductores entre las placas y el inversor. También implica que tendremos 58 estructuras a cada lado. Dado que los paneles estarán orientados al sur, la estructura de los paneles tendrá que estar alineada con el eje oeste-este.

El vial de acceso será de 10m. De esta manera se podrá maniobrar maquinaria para la instalación o mantenimiento sin problemas en las cercanías. Bajo este mismo vial discurrirán los conductores desde el centro de transformación hasta la subestación elevadora a 132kV.

Con todas estas premisas, se propone la siguiente solución:

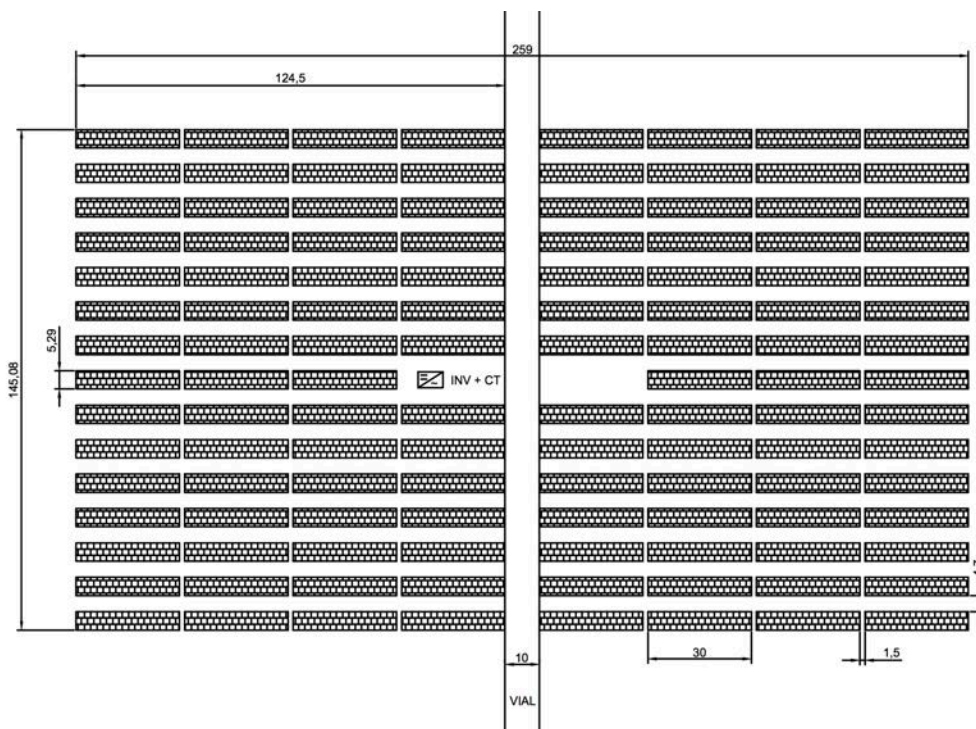


Ilustración 73. Distribución de las estructuras de paneles. Medidas en metros.

El plano se encuentra con más detalle en el apartado correspondiente.

Las interconexiones entre los diferentes elementos se harán soterradas y por las trazas que indica el plano siguiente, siendo el color azul para el tramo de las estructuras a las cajas de concentración, el verde el tramo de las cajas de concentración al inversor y el rojo el tramo saliente del inversor.

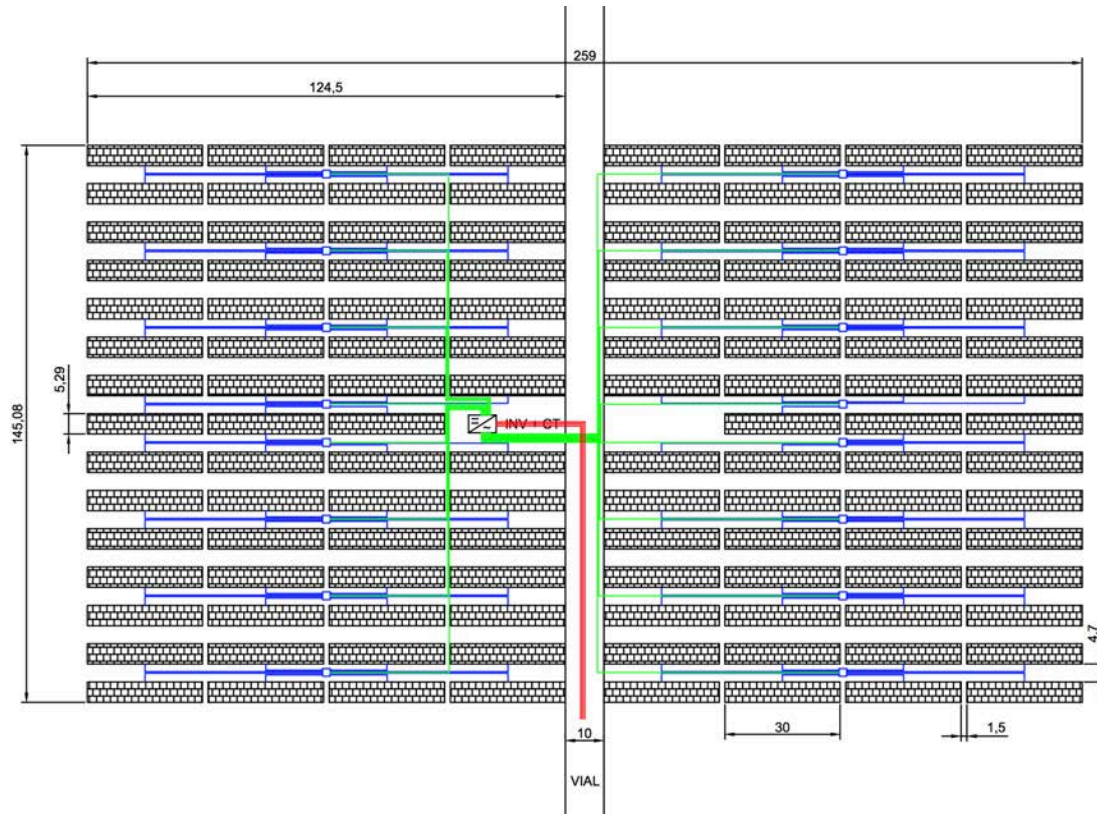


Ilustración 74. Recorrido de los conductores sobre planta.

Azul = Caja conexión – Caja concentración  
Verde = Caja concentración – Inversor  
Rojo = Inversor – ST/Celda de maniobra

Mediante esta distribución tenemos un módulo compacto que se puede replicar a lo largo del terreno. Dado que el inversor en realidad son dos bloques inversores independientes, se conectará la mitad de las estructuras a cada bloque.

Para la conexión de los paneles a los inversores se agruparán estructuras. Se usarán cajas de concentración para agrupar todos los paneles de 8 estructuras, es decir, 24 líneas en paralelo de 30 paneles cada una. La única excepción serán las cuatro cajas de concentración centrales, que tendrán 5 y 6 respectivamente. Dentro de las cajas de conexión irán los correspondientes fusibles de cada serie, más un interruptor seccionador para desconectar la estructura de la red y poder efectuar operaciones de mantenimiento y reparación con seguridad.



Ilustración 75. Ejemplo de caja de conexiones de instalación fotovoltaica. Fotografía propia.

Por otro lado, el esquema eléctrico de esta agrupación de 8 estructuras es el siguiente (se encuentra en más detalle en el apartado correspondiente):

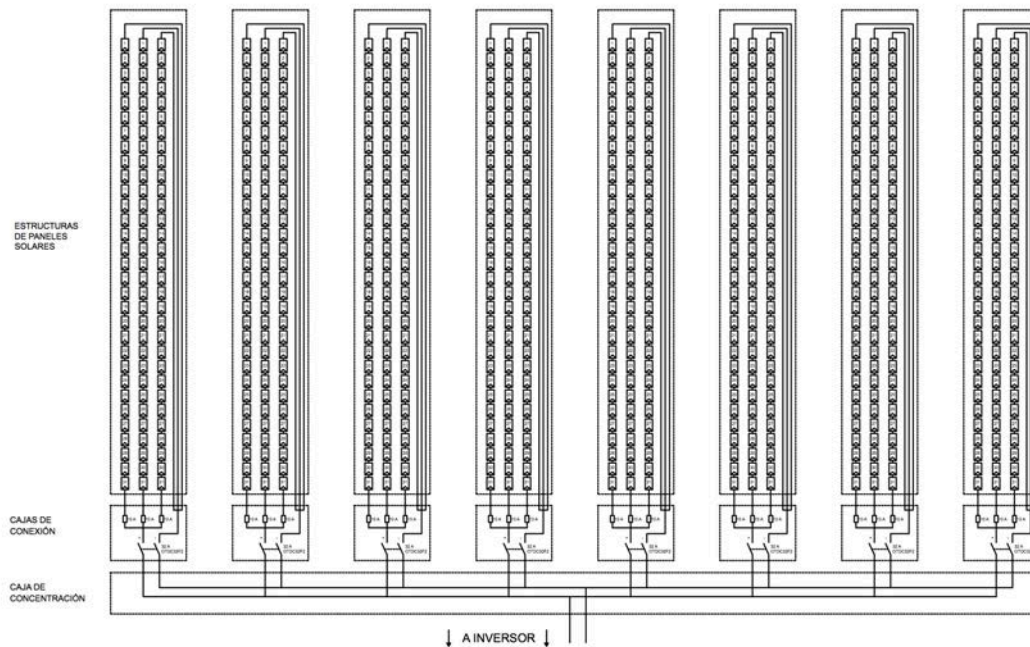


Ilustración 76. Esquema eléctrico de los conjuntos de 8 estructuras.

Para la conexión con la subestación elevadora, se agruparán bloques de cuatro módulos/inversores, con lo cual tendremos 8 líneas conductoras a la subestación elevadora.



#### 4.10.- Subestación transformadora elevadora 20/132 kV

La subestación es necesaria para evacuar correctamente la potencia producida por la central. No es recomendable transportar en largas distancias grandes potencias mediante líneas de 20kV, pues las pérdidas pueden ser demasiado altas y/o el conductor demasiado grande y pesado para que sea rentable el transporte a este voltaje. Por tanto, la subestación elevará la tensión a 132kV.

El mero diseño de esta subestación podría comprender un trabajo de esta envergadura en sí mismo. Sin embargo, el objeto de este proyecto es otro, por lo que no se profundizará en exceso en este apartado.

La subestación será de intemperie, con una configuración de barra partida, con posición de acoplamiento de ambas barras. Tendrá dos transformadores de tensión regulable de 50MVA, para que la producción de toda la central no dependa de un solo elemento, por tanto estará compuesta de dos barras que trabajarán de manera independiente, una para cada transformador.

La central cuenta con una configuración de 32 inversores, con salidas a 20 kV gracias a los transformadores acoplados a cada uno de ellos. Como se comentó anteriormente, se agruparán 4 módulos para las líneas de conexión a la subestación. Esto quiere decir que existirán 8 líneas entrantes a la subestación, 4 para cada transformador.

El esquema eléctrico básico de la configuración de la subestación será el siguiente:

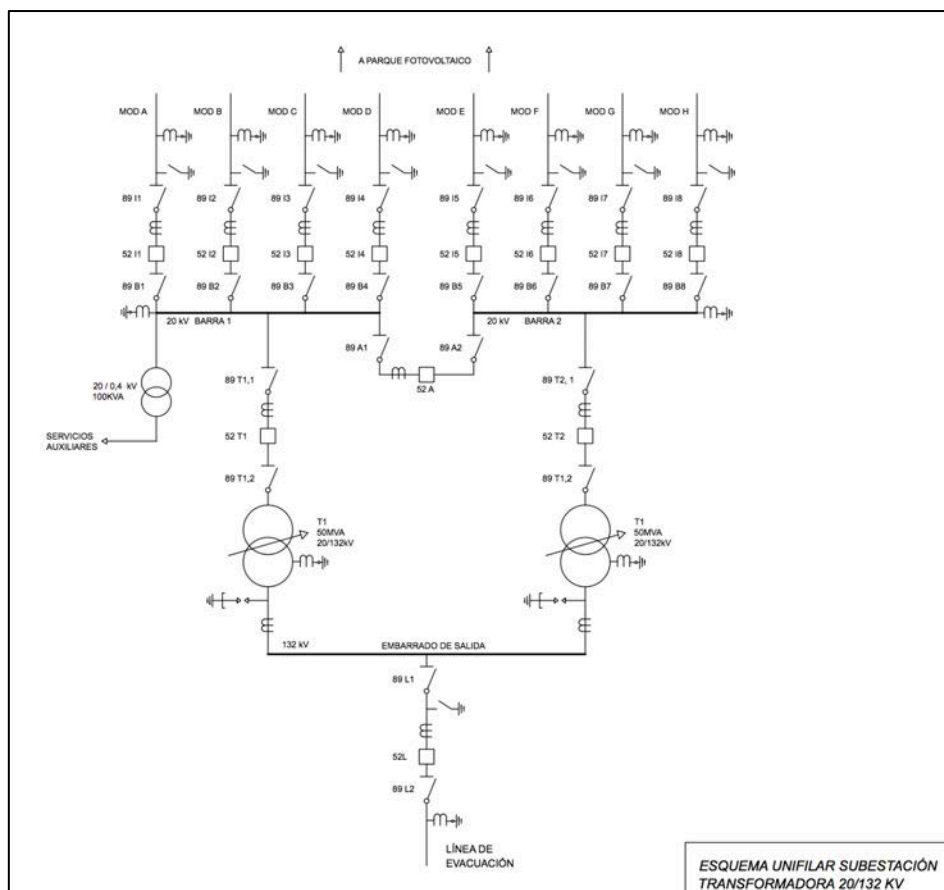


Ilustración 77. Esquema eléctrico de la subestación transformadora.

El esquema se puede comprobar con mayor detalle en el apartado correspondiente.

Cada entrada desde los inversores tendrá una configuración típica de seccionador + disyuntor + seccionador. A la entrada de los transformadores de potencia también se colocará la misma configuración, aunque en este caso la intensidad a soportar será la suma de las cuatro anteriores. Todos los aparatos de maniobra serán telemandados y controlables desde el centro de control de generación.

Por último, en la salida del embarrado de evacuación, antes de la línea, se colocará aparataje de maniobra a 132kV, en la misma configuración que antes: seccionador + disyuntor + seccionador.

Habrán equipos de medida (transformadores de tensión e intensidad) en cada una de las líneas de entrada a la subestación, es decir, agrupando cuatro inversores cada una. También estarán presentes en los dos ramales de los transformadores, así como en la línea de evacuación, debiendo ser estos de especial sensibilidad pues serán usados para la tarificación de la energía eléctrica. Estos aparatos de medida cumplirán lo establecido en la ITC RAT 08: “Transformadores de medida y protección”. Por otro lado, las líneas que conectan los embarrados con los transformadores de potencia estarán protegidas con sendos pararrayos, que descargarán a tierra una eventual sobretensión producida por aparato eléctrico.

Con respecto a la puesta a tierra, esta seguirá las directrices de la ITC RAT 13: “Instalaciones de puesta a tierra”. Para ello será necesario determinar la resistividad del terreno para dimensionar las protecciones, de manera que no existan tensiones de paso o de contacto peligrosas para la seguridad humana. Paralelamente, se tomarán medidas adicionales para evitar posibles contactos indirectos, como hacer inaccesibles zonas peligrosas, disponer de suelos o pavimentos que aislen suficientemente de tierra las zonas de contacto peligrosas, aislar todas las empuñaduras o mandos que hayan de ser tocados, como chasis y bastidores de aparatos de maniobra, puertas metálicas, vallas, envolventes de conjuntos de armarios metálicos y toda aquella masa metálica que se pueda estimar como peligrosa para la seguridad humana ante una derivación. Se establecerán conexiones equipotenciales entre la zona donde se realice el servicio y todos los elementos conductores accesibles desde de la misma y se aislarán los conductores de tierra a su entrada en el terreno.

Se diferenciará y aislará lo como indica el reglamento las tierras de protección con las de servicio, siendo ésta última la usada para:

- Los neutros de los transformadores de potencia, de servicios auxiliares y de medida.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.
- Las tomas de tierra de los pararrayos para eliminación de sobretensiones por descargas atmosféricas.

El mallazo electrosoldado que conformará la puesta a tierra se recubrirá con, al menos, una capa superficial de 10cm de grava, extendiéndose este recubrimiento a toda la explanada de la subestación. Además, se instalarán picas de puesta a tierra, conectadas al mallazo, en aquellos lugares donde se considere necesario mejorar la efectividad de la puesta a

tierra. Cada pararrayos/explosor irá directamente conectado a una pica de puesta a tierra, siendo estas metálicas y de 2m de longitud, según normativa.

Por otro lado, adjunto a la subestación y también en el interior del segundo vallado perimetral, se encontrará el edificio de control y de servicios auxiliares. Este edificio contendrá las celdas de medida y dos transformadores auxiliar, uno de ellos para cubrir posibles averías del principal, así como toda la aparamenta de telemando y comunicaciones con el exterior. Así mismo contará con la sala de control, donde se podrá visualizar todos los datos de producción y estado de la central, una sala de reuniones y una sala común.

En el otro lado, se dispondrá una nave de una nave industrial que servirá de almacén. En ella se almacenarán todos los recambios (placas solares, conductores, fusibles, etc.) así como útiles de reparación y mantenimiento. También se aparcará en su interior el parque móvil del equipo de mantenimiento de la central, consistente en, al menos, un camión de reducidas dimensiones donde poder transportar material tanto de reparación como de recambio a cualquier punto de la central y un camión cisterna, para poder efectuar tareas de limpieza.

Se podrá acceder hasta las dependencias mediante un vial asfaltado, con anchura mínima de 10m. El plano de la subestación se encuentra en más detalle en el apartado correspondiente.

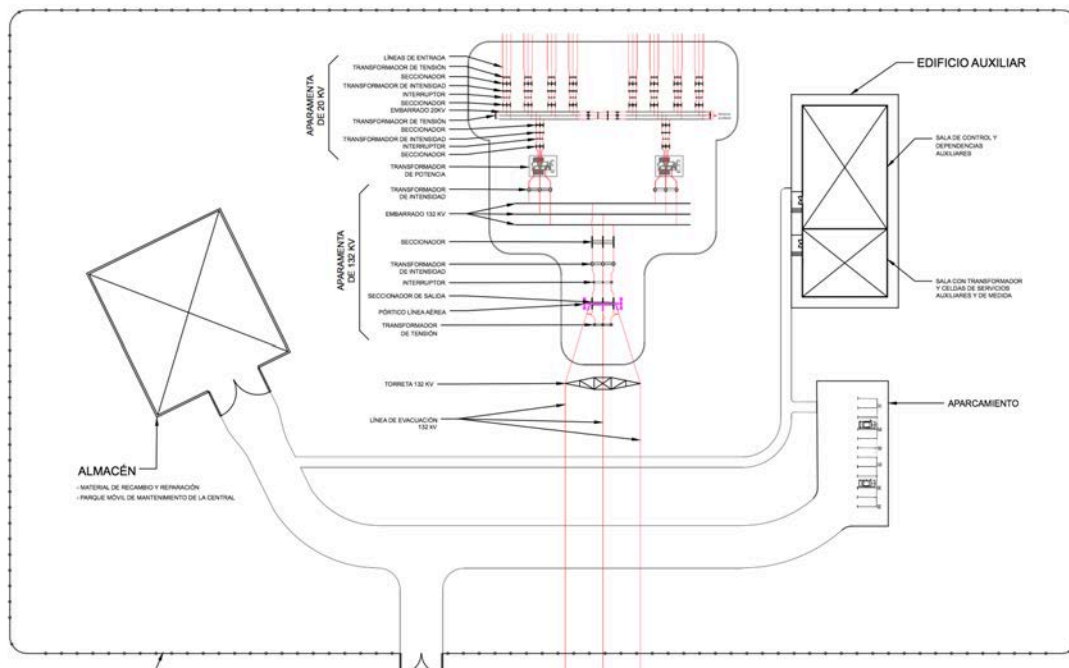


Ilustración 78. Plano en planta de la subestación elevadora.

#### 4.11.- Distribución de los elementos de la central

Una vez sabido el espacio necesario para la central, procedemos a distribuir los módulos por la superficie disponible. Tras barajar diferentes opciones, se ha decantado por la siguiente distribución:

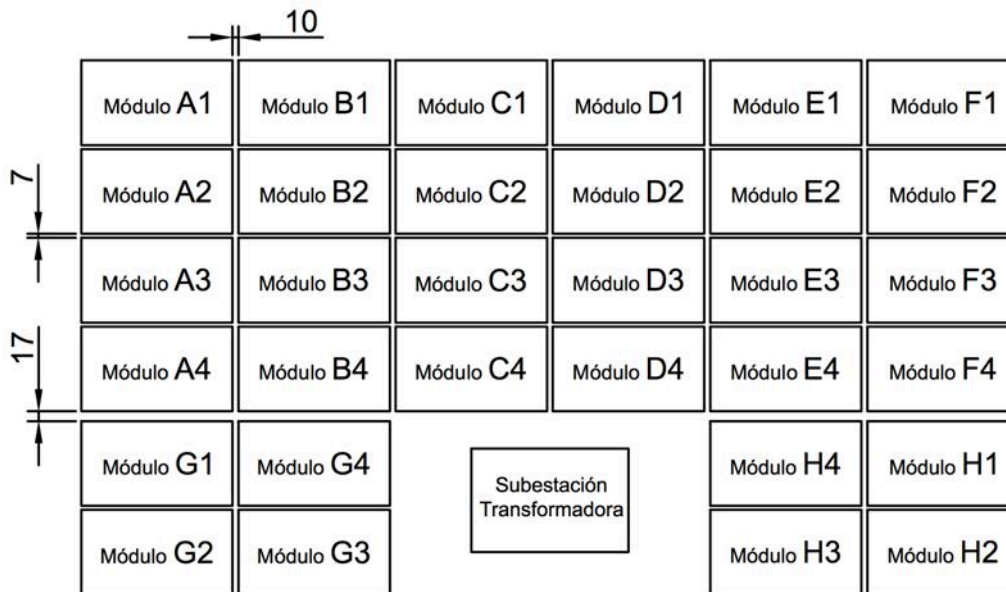


Ilustración 79. Distribución de los módulos y subestación de la central.

Mediante esta distribución se consigue un buen equilibrio entre la limitación de las longitudes de los conductores y la localización de la subestación transformadora en el contorno de la central, para facilitar el acceso y la salida de la línea de evacuación de la central. Las dimensiones finales son 992m de norte a sur y 1614m de este a oeste, incluyendo el vallado perimetral.

En el espacio dedicado a la subestación eléctrica se dispondrá de todas las dependencias auxiliares, tales como almacén de material, edificio de control y medida y por supuesto toda la aparatada de la subestación, tanto de media como de alta tensión.

#### 4.12.- Cálculo de la sección de los conductores y protecciones

En el caso de instalaciones de generación, no hay normativa que regule una máxima caída de tensión admisible dentro de la propia instalación, pues la podremos elevar posteriormente en el autotransformador. Sin embargo, A criterio propio, estableceremos un 3% máximo de caída de tensión porcentual. De esta manera restringiremos también las posibles pérdidas asociadas en conductores.

Dado que hemos creado una unidad modular que repetiremos a lo largo del terreno 32 veces, simplificaremos los cálculos, centrándonos en el caso más desfavorable. Calcularemos la sección de los conductores en base a los dos principios fundamentales: intensidad máxima admisible (criterio térmico) y caída de tensión.

##### 4.12.1.1.- Segmento serie placas – caja de conexión (DC)

En este caso, el conductor que hará la conexión es el propio que viene acoplado a las placas solares, de  $4\text{mm}^2$ . La corriente de máxima potencia será de 9,33 A, a una tensión máxima de 1500 V. El fabricante ya ha dimensionado el cable correctamente para estas características de funcionamiento. Los cables irán al aire.

Cada línea irá protegida por un fusible unipolar estándar de 10 A, en el lado positivo del cable. Dado que la tensión máxima es de 1500V, los fusibles deberán estar dimensionados para ello. El fabricante LittleFuse proporciona fusibles diseñados para tales tensiones, especialmente orientados a instalaciones solares. Nos valdremos de su catálogo para la elección, eligiendo el modelo SPXV010. También se incluirá un seccionador, del fabricante ABB, en concreto el modelo OTDC32F2, especialmente pensado para instalaciones fotovoltaicas con una tensión máxima de 1500VDC. Mediante este seccionador podremos desconectar el campo fotovoltaico para realizar operaciones de mantenimiento con seguridad.



Ilustración 80. Fusible preparado para instalaciones solares de 1500Vdc.

#### 4.12.1.2.- Segmento cajas de conexión – cajas de concentración (DC)

En este caso, los conductores habrán de soportar la suma de tres intensidades de series de placas, es decir,  $27,99 \approx 28$  A.

Observando el plano, se observa que las longitudes de los cables en planta varían entre los 48,25m y 16,35m.

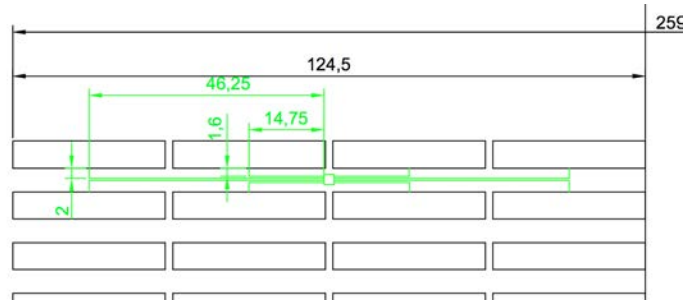


Ilustración 81. Longitudes de los conductores de conexión a la caja de concentración (en verde).

Dado que el esquema se repite para todos los módulos solo tendremos que calcular estos dos casos. Por tanto, tenemos los siguientes datos:

Tensión de trabajo = 1191 V
Intensidad nominal (1,25) = 35 A
Temperatura ambiente = 20°C (soterrado)
Temperatura aislante = 70°C
Cable soterrado en canalización entubada
Material conductor = aluminio
Aislamiento en PVC

Tal y como indica la ITC-BT 07, la profundidad a la que irá enterrado el conductor no será inferior a 0,8m. La reglamentación sobre el tubo por donde discurrirá el conductor seguirá las directrices de la ITC-BT 21, siendo el tubo independiente para cada circuito preferentemente.

Comprobando la norma UNE 20460-5-523:2004, encontramos la tabla correspondiente a las intensidades máximas admisibles según el tipo de instalación. El método de instalación referido será el D: “Cables bipolares enterrados y entubados”.

D		Cables BIPOLARES entubados y enterrados.													2PVC / 2EPR 2XLPE		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13			
D		Cables TRIPOLARES entubados y enterrados.													3PVC / 3EPR 3XLPE		
Aluminio	mm <sup>2</sup>	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240		
	13,5	17,5	23	31	41	53	63	86	104	133	161	186	226	256	300		
	14	18,5	24	32	43	48	63	90	110	140	170	197	245	280	330		
	15	20	26	33	44	53	70	96	117	150	183	212	261	298	352		
	16,5	22	28	36	46	58	73	103	125	160	195	226	283	323	382		
	18,5	25	32	41	51	61	78	107	130	165	201	234	293	336	409		
	19,5	26	34	44	55	66	83	112	136	174	211	247	308	353	439		
	21	28	36	46	57	69	87	117	142	181	219	258	321	368	459		
	23	30	39	49	60	73	91	121	147	187	227	268	333	382	479		
	24	31	40	51	62	75	94	124	151	192	233	275	342	392	499		
	26	33	42	53	64	78	97	127	155	197	239	282	351	402	519		
	28	35	44	55	66	80	99	129	157	200	243	287	358	410	529		
	38	45	56	67	80	96	116	146	176	221	266	312	386	440	569		
45	49	60	72	85	102	122	153	184	230	276	323	400	455	599			
49	51	62	74	87	104	124	155	186	233	280	328	407	463	619			
56	55	66	78	91	108	128	160	191	239	287	336	417	474	649			
67	61	72	84	97	114	134	166	197	246	295	344	427	485	669			
80	66	77	89	102	119	139	171	202	250	299	348	429	487	679			
94	71	82	94	107	124	144	176	207	255	304	353	434	492	729			
108	76	87	99	112	129	149	181	212	260	309	358	439	497	779			
126	81	92	104	117	134	154	186	217	265	314	363	444	502	829			
146	86	97	109	122	139	159	191	222	270	319	368	449	507	879			
166	91	102	114	127	144	164	196	227	275	324	373	454	512	929			
186	96	107	119	132	149	169	201	232	280	329	378	459	517	979			
216	101	112	124	137	154	174	206	237	285	334	383	464	522	1029			
246	106	117	129	142	159	179	211	242	290	339	388	469	527	1079			
286	111	122	134	147	164	184	216	247	295	344	393	474	531	1129			
336	116	127	139	152	169	189	221	252	300	349	398	479	534	1179			
396	121	132	144	157	174	194	226	257	305	354	403	484	538	1229			
466	126	137	149	162	179	199	231	262	310	359	408	489	542	1279			
546	131	142	154	167	184	204	236	267	315	364	413	494	546	1329			
636	136	147	159	172	189	209	241	272	320	369	418	499	550	1379			
746	141	152	164	177	194	214	246	277	325	374	423	504	554	1429			
876	146	157	169	182	199	219	251	282	330	379	428	509	558	1479			
1026	151	162	174	187	204	224	256	287	335	384	433	514	558	1529			
1196	156	167	179	192	209	229	261	292	340	389	438	519	562	1579			
1386	161	172	184	197	214	234	266	297	345	394	443	524	566	1629			
1596	166	177	189	202	219	239	271	302	350	399	448	529	570	1679			
1836	171	182	194	207	224	244	276	307	355	404	453	534	574	1729			
2106	176	187	199	212	229	249	281	312	360	409	458	539	578	1779			
2406	181	192	204	217	234	254	286	317	365	414	463	544	582	1829			
2736	186	197	209	222	239	259	291	322	370	419	468	549	586	1879			
3196	191	202	214	227	244	264	296	327	375	424	473	554	590	1929			
3796	196	207	219	232	249	269	301	332	380	429	478	559	594	1979			
4546	201	212	224	237	254	274	306	337	385	434	483	564	598	2029			
5456	206	217	229	242	259	279	311	342	390	439	488	569	602	2079			
6546	211	222	234	247	264	284	316	347	395	444	493	574	606	2129			
7836	216	227	239	252	269	289	321	352	400	449	498	579	610	2179			
9346	221	232	244	257	274	294	326	357	405	454	503	584	614	2229			
11096	226	237	249	262	279	299	331	362	409	459	508	589	618	2279			
13116	231	242	254	267	284	304	336	367	414	464	513	594	622	2329			
15516	236	247	259	272	289	309	341	372	419	469	518	599	626	2379			
18316	241	252	264	277	294	314	346	377	424	474	523	604	630	2429			
21516	246	257	269	282	299	319	351	382	429	479	528	609	634	2479			

Ilustración 82. Tabla de intensidades máximas admisibles.

La sección del cable admisible será de al menos de  $10\text{mm}^2$ , es decir, una intensidad máxima admisible de 36 A, superior a los 28 A nominales. Ahora debemos calcular la caída de tensión que tendremos en el conductor. La longitud máxima en planta es de 48,25m, sin embargo, para prever los doblamientos y demás virajes del conductor, aplicaremos un factor de sobredimensionamiento de la longitud del 10%. Por tanto, la longitud total del cable será de 53,08m.

La resistencia del aluminio a  $20^\circ\text{C}$ , según CEI 60909, es de  $29,41\text{ m}\Omega\cdot\text{mm}^2/\text{m}$ , y la conductividad de  $34,0\text{ m}/\text{m}\Omega\cdot\text{mm}^2$ . La caída de tensión en un conductor de corriente continua viene definida por la siguiente ecuación:

$$\Delta U = U1 - U2 = \frac{2 * Long * \rho * I}{S}$$

Despejando y sustituyendo, para una caída de tensión máxima del 0,5%:

$$S_{\text{mín}} = \frac{2 * Long * \rho * I}{\epsilon * U} = \frac{2 * 53,08 * 0,02941 * 35}{0,005 * 1191} = \mathbf{18,35\text{ mm}^2}$$

Por tanto, dado que este criterio es más restrictivo que el térmico, escogeremos la sección de conductor inmediatamente superior:  $25\text{mm}^2$ . La caída de tensión máxima efectiva por tanto será de:

$$\Delta U = U1 - U2 = \frac{2 * 53,08 * 0,02941 * 35}{25} = 4,37\text{ V (0,37\%)}$$

#### 4.12.1.2.- Segmento caja de concentración – inversor (DC)

En este caso, tendremos 8 entradas a la caja de concentración, cada una de las cuales con una intensidad de diseño de 35 A, con el coeficiente de 1,25 ya aplicado. Por tanto, la intensidad saliente que tendremos de la misma será:

$$I_{total} = 8 \times 35 \text{ A} = 280 \text{ A}$$

En este caso, dada la gran cantidad de corriente a transportar, será necesario más de un circuito para la evacuación de toda la potencia. Para este caso habrá que aplicarse un factor corrector de agrupación de conductores activos, tal y como describe la siguiente tabla:

**tabla A.52-3; UNE 20460-5-553:2004**

Punto	Disposición	Nº circuitos o de cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas vertical u horizontal.	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Se opta por una sección de 120mm<sup>2</sup> a doble circuito, con una intensidad admisible de 189 A. Por tanto, la intensidad máxima será:

$$I_{m\acute{a}x} = 2 \times 189 \text{ A} \times 0,8 = 302,4 \text{ A}$$

Superior a los 280 A de diseño. Ahora, atendiendo al criterio de una caída de tensión en este tramo menor del 0,7% y sabiendo que la mayor longitud que presenta es de 128,79m:

$$S_{m\acute{i}n} = \frac{2 * L_{eq} * \rho * I}{\epsilon * U} = \frac{2 * (128,79 * 1,1) * 0,02941 * 280}{0,007 * 1191} = 279,86 \text{ mm}^2$$

Por tanto, dado que la sección total es mayor que los dos conductores de 120mm<sup>2</sup>, se habrá de escoger el inmediatamente superior al requerido, es decir, doble circuito de 150mm<sup>2</sup>.

Y por tanto, la caída de tensión máxima que presentará el conductor será:



$$\Delta U = U_1 - U_2 = \frac{2 * (128,79 * 1,1) * 0,02941 * 280}{300} = 7,77 \text{ V (0,65\%)}$$

En este caso, se ha tomado una mayor flexibilidad para la caída de tensión pues de lo contrario el conductor sería excesivamente grueso, si bien un valor del 0,65% (en el peor de los casos) es más que comedido.

Por último, este tramo estará protegido contra sobrecorrientes y calentamientos con fusibles a la entrada de los inversores. Dado que la corriente de trabajo es de 280 A, elegiremos un modelo de fusible con una intensidad nominal de 315 A, del fabricante SIBA, con número de modelo “20 406 28.315”. Este fusible tiene una potencia de corte de hasta 30kA y una tensión de trabajo de hasta 1500 V DC, especialmente preparados para trabajar en sistemas fotovoltaicos.

URPV		Rated Voltage	Rated Breaking Test	Class	Standard(s)				
UL Pending		[Un] 1500V <sub>DC</sub>	Capacity 30kA (L/R=3ms)	gPV 1500V <sub>DC</sub> (UL)	UL 2579 IEC 60 269-6				
Size NH3L 165									
Rated Current I <sub>n</sub> [A]	With Top Indicator and Fitting for Microswitch Article Number	UL	SQB0	SQB1	SQB2	SQB3	Power Loss [W]	Pre-arcing i <sup>2</sup> t [A <sup>2</sup> s]	Total i <sup>2</sup> t* @1500V <sub>DC</sub> [A <sup>2</sup> s]
40			X						
50	20 406 28.50		X	X					
63	20 406 28.63		X	X					
80	20 406 28.80		X	X					
100	20 406 28.100		X	X	X				
125	20 406 28.125			X	X				
150	20 406 28.150			X	X				
160	20 406 28.160			X	X				
175	20 406 28.175			X	X				
200	20 406 28.200			X	X	X			
250	20 406 28.250				X	X			
280	20 406 28.280				X	X			
315	<b>20 406 28.315</b>				X	X			
350						X			
400						X			
450						X			
Weight [kg / 1]									* L/R = 3ms

Ilustración 83. Modelos de fusibles de SIBA para aplicaciones fotovoltaicas de hasta 1500V DC.

#### 4.12.1.3.- Segmento transformador 20 kV – Subestación transformadora (AC)

Para este tramo, la corriente es alterna trifásica, por lo que el cálculo de la sección varía ligeramente. En este caso, las longitudes sí que serán variables. Tenemos la siguiente distribución de módulos agrupados:

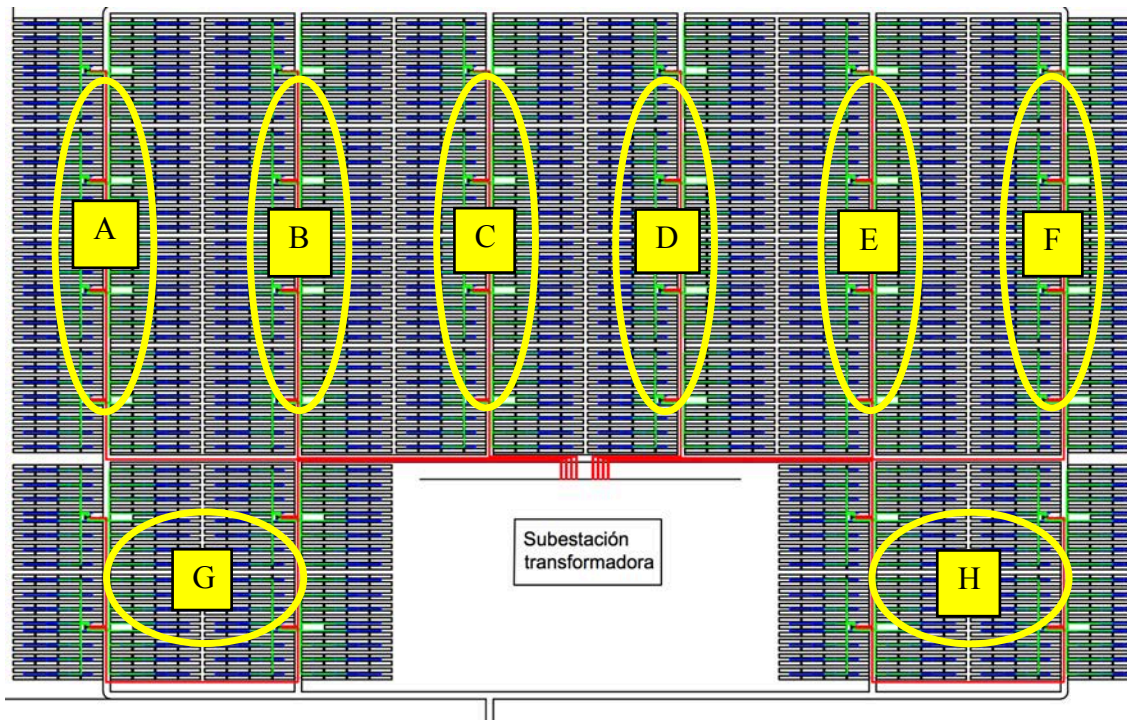


Ilustración 84. Distribución de la agrupación de módulos, con el cableado superpuesto.

La intensidad máxima saliente de cada inversor vendrá determinada por la siguiente fórmula, tomando como factor de potencia  $\cos\phi=1$  (regulable en el inversor).

$$I = 1,25 \times \frac{S}{\sqrt{3} V} = 1,25 \times \frac{3,6 \times 10^6 W}{\sqrt{3} \times 20 V \times 10^3} = 129,90 A$$

##### 4.12.1.3.1.- Agrupaciones A-F

Vemos como las agrupaciones A-B-C-D-E-F y G-H tendrán las mismas longitudes en las interconexiones de sus módulos. Las medidas y las intensidades de cada tramo son las siguientes (las distancias están corregidas al alza un 5% más para prever doblamientos del conductor):

Segmento (Agrupaciones A-F)	Longitud (x1,03)	Intensidad
Módulo 1 – Módulo 2	201,78m	129,90 A
Módulo 2 – Módulo 3	201,78m	259,81 A
Módulo 3 – Módulo 4	201,78m	389,71 A

Para estos conductores se utilizará cobre, para evitar en la medida de lo posible las pérdidas. Consultando la tabla 3 de la UNE 20460-5-523:2004, en el tipo de instalación D – “Cables tripolares enterrados y entubados”, nos desplaza hasta la columna 13.

D		Cables TRIPOLARES entubados y enterrados.												3PVC / 3EPR 3XPLE	
			mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Cobre		1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	22/26	18/22
		2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	29/34	24/29
		4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	38/44	31/37
		6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	47/56	39/46
		10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	63/73	52/61
		16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	81/95	67/79
		25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	104/121	86/101
		35				110	117	126	137	147	158	169	185	125/146	103/122
		50				134	141	153	167	179	192	207	225	148/173	122/144
		70				171	179	196	213	229	246	268	289	183/213	151/178
		95				207	216	238	258	278	298	328	352	216/252	179/211
		120				239	249	276	299	322	346	382	410	246/287	203/240
		150				285	318	344	371	395	441	473	506	278/324	230/271
		185				324	362	392	424	450	506	542	582	312/363	258/304
	240				380	424	461	500	538	599	641	681	361/419	297/351	

Para el primer y el segundo tramo serán suficientes un único circuito, de 150mm<sup>2</sup> en ambos casos, usando XLPE de aislante en el cable. Sin embargo, para el tercer tramo habremos de distribuir la intensidad saliente en al menos dos circuitos. Utilizaremos dos conductores de 150mm<sup>2</sup>. El factor de agrupación será de 0,80, tal y como indica la tabla de la citada norma UNE anteriormente utilizada.

$$I_{admissible} = 2 \times 271 A \times 0,8 = 433,6 A > 389,71 A$$

Por otro lado, debemos comprobar la caída de tensión máxima que presentará cada uno de los tramos. La resistividad del mismo a 20°C es de  $1/58 = 0,017241 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ , sin embargo, tomaremos la resistividad a 90°C, máxima temperatura que llegará a alcanzar el aislante, con lo cual  $\rho_{Cu 90^\circ C} = 0,02273 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ . La fórmula que define la sección en base a la caída de tensión admisible es la siguiente:

$$S = \frac{\rho \times \sqrt{3} \times I \times L}{\epsilon * U}$$

Cuyas secciones mínimas son mucho menos restrictivas que en el criterio térmico. Resumiendo, se tienen las siguientes caídas de tensión en cada uno de los tramos, tomando doble circuito también en el segundo tramo:

Segmento (Agrupaciones A-F)	Sección	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
Módulo 1 – Módulo 2	1 x 150mm <sup>2</sup>	6,88	0,034
Módulo 2 – Módulo 3	2 x 150mm <sup>2</sup>	6,88	0,034
Módulo 3 – Módulo 4	2 x 150mm <sup>2</sup>	10,32	0,051
TOTAL		24,079	0,120 %

Ahora se debe calcular la sección del conductor que conectará el cuarto grupo inversor con la subestación transformadora. Dado que las distancias son mayores, aplicaremos un coeficiente de sobredimensionamiento de la longitud del conductor del 3%, en lugar del 5% anterior. Las distancias son las siguientes:

Agrupación	Longitud (x1,03)	Intensidad
A / F	792,25 m	519,6 A
B / E	526,54 m	
C / D	260,86 m	

Volviendo a la tabla anterior, comprobamos rápidamente como no existe ningún conductor que pueda manejar toda la intensidad saliente de las agrupaciones de 4 inversores, por lo que tendremos que agrupar varios circuitos. Para los tres casos utilizaremos tres circuitos de un conductor de 150mm<sup>2</sup> con aislamiento de XLPE, cuya intensidad máxima admisible por criterio térmico será:

$$I_{adm} = 3 \times 297 \text{ A} \times 0,7 = 623,7 \text{ A} > 519,6 \text{ A}$$

Las caídas de tensión serán, aplicando la misma fórmula que en el apartado anterior:

Agrupación	Sección	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A / F	3 x 150mm <sup>2</sup>	36,016	0,180
B / E	3 x 150mm <sup>2</sup>	23,937	0,119
C / D	3 x 150mm <sup>2</sup>	11,859	0,059

Por tanto, la caída de tensión máxima para cada agrupación (desde el primer módulo) será la siguiente:

Agrupación	Caída de tensión total (V)	Caída de tensión total (%)
A / F	66,977	0,335
B / E	54,898	0,274
C / D	42,820	0,214

Con bastante margen por debajo del 0,5% máximo que estimamos en un principio, por lo que damos las secciones por válidas.

#### 4.12.1.3.2.- Agrupaciones G-H

En este caso, las longitudes son las siguientes:

Segmento (Agrupaciones G-H)	Longitud (x1,03)	Intensidad
Módulo 1 – Módulo 2	201,78m	129,90 A
Módulo 2 – Módulo 3	474,58m	259,81 A
Módulo 3 – Módulo 4	201,78m	389,71 A

Eligiendo las siguientes secciones, las caídas de tensión son las siguientes:

Segmento (Agrupaciones G-H)	Sección	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
Módulo 1 – Módulo 2	1 x 150mm <sup>2</sup>	6,88	0,034
Módulo 2 – Módulo 3	2 x 150mm <sup>2</sup>	11,18	0,081
Módulo 3 – Módulo 4	2 x 150mm <sup>2</sup>	10,32	0,051
TOTAL		32,380	0,167 %

En este caso, ambas agrupaciones tienen la misma distancia hasta la subestación, 502,52m:

Agrupación	Sección	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
G / H	3 x 150mm <sup>2</sup>	22,845	0,114

Por lo que la caída de tensión máxima en las agrupaciones 7 y 8 será:

Agrupación	Caída de tensión total (V)	Caída de tensión total (%)
G / H	56,225	0,281

También bastante por debajo del 0,5% máximo fijado en un principio.

Por tanto, la configuración final de los conductores es la siguiente:

Segmento	Sección	Material	Aislante
Placas fotovoltaicas – Caja de conexión	4mm <sup>2</sup>	Aluminio	- (no específica)
Caja de conexión – Caja de concentración	25 mm <sup>2</sup>	Aluminio	PVC
Caja de concentración – Inversor	2 x 150 mm <sup>2</sup>	Aluminio	PVC
Módulo 1 – Módulo 2	1 x 150 mm <sup>2</sup>	Cobre	XLPE
Módulo 2 – Módulo 3	2 x 150 mm <sup>2</sup>	Cobre	XLPE
Módulo 3 – Módulo 4	2 x 150 mm <sup>2</sup>	Cobre	XLPE
Módulo 4 - Subestación	3 x 150 mm <sup>2</sup>	Cobre	XLPE

#### 4.12.2.- Pérdidas asociadas a conductores

Sabidas las intensidades máximas que recorrerán cada tramo, se pueden calcular las pérdidas máximas debidas a efecto Joule en los conductores. La ecuación que define las pérdidas es la siguiente:

$$P = I^2 \times R = I^2 \times \rho \times \frac{L}{S}$$

Estas pérdidas son las que causarán el calentamiento en los conductores.

Los datos de los circuitos son los siguientes, con los parámetros eléctricos referidos al punto de potencia máxima:

Tramo		Longitud máxima (m)	Tensión (kV)	Intensidad máxima (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )
Placas - Caja conexión		30	1,191	9,33	4
Cajas conexión - cajas concentración		48,25		28	25
Cajas concentración - inversor		128,79		224	300
Inversor - ST	Tramo 1	201,78	20	122,85	150
	Tramo 2	201,78		245,07	300
	Tramo 3	201,78		368,55	300
	Tramo 4	792,25		491,4	450

Por tanto, las pérdidas máximas que se podrán presentar en el peor de los casos en cada circuito son las siguientes:

Tramo		Potencia máx. circuito (kW)	Pérdidas (W)	% Pérdidas	
DC	Placas - Caja conexión	11,1	14,840	0,1337%	
	Cajas conexión - cajas concentración	33,3	34,393	0,1033%	
	Cajas concentración - inversor	266,4	489,617	0,1838%	
AC	Inversor - ST	Tramo 1	3600	461,463	0,0128%
		Tramo 2	7200	918,199	0,0127%
		Tramo 3	10800	2076,582	0,0192%
		Tramo 4	14400	9663,167	0,0671%
<b>TOTAL</b>			<b>13.658,26 W</b>	<b>0,532 %</b>	

#### 4.13.- Sistema de puesta a tierra

En España, ante la ausencia de reglamentación técnica específica sobre el sistema de puesta a tierra de placas fotovoltaicas, el diseño de la misma queda a buen criterio del proyectista. Sí que existe una reglamentación sobre las puestas a tierra de instalaciones fotovoltaicas, pero en el ámbito de las instalaciones de menos de 100KVA conectadas a la red de baja tensión, el Real Decreto 1663/2000. Se seguirán las directrices generales de la ITC BT 18, instalaciones de puesta a tierra.

Para nuestra instalación, implementaremos un conductor de cobre desnudo soterrado. Este conductor estará conectado a las diferentes masas metálicas de la instalación, tanto a las estructuras de los paneles (que también harán de toma de tierra mediante su hincado en el terreno) como a los propios paneles fotovoltaicos. La conexión a estos se efectuará mediante el conductor de protección en el orificio dispuesto para tal efecto, situado cerca de una de las esquinas del marco, en la parte posterior. Todas las conexiones se efectuarán por derivación, sin ningún mecanismo que pueda interrumpir la línea continua del conductor de protección.

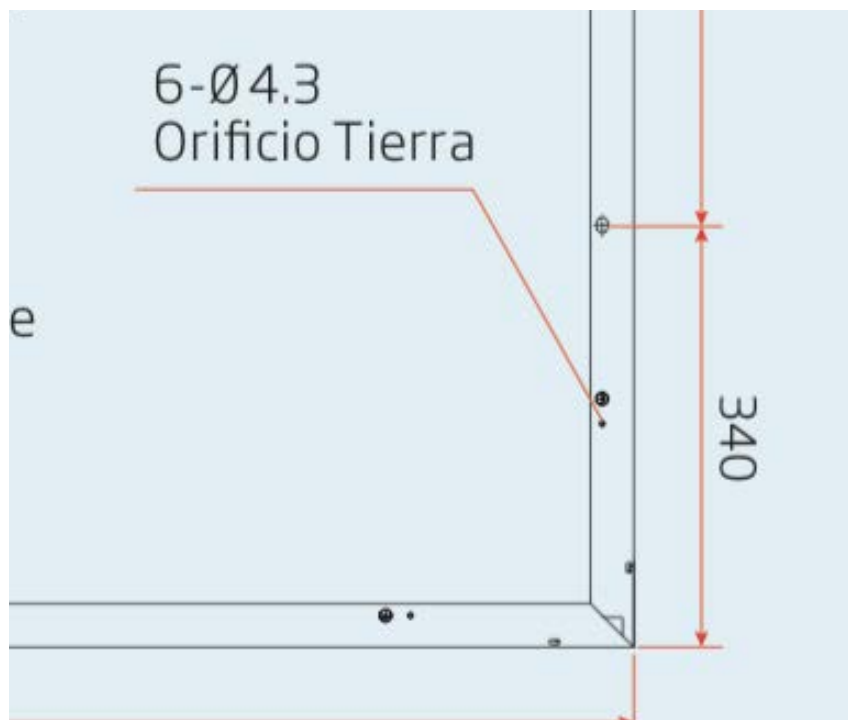


Ilustración 85. Situación del orificio para la conexión de la puesta a tierra del panel.

Para asegurarnos del correcto conexionado y una buena durabilidad, la conexión se efectuará mediante un terminal auxiliar de acero inoxidable. Con esta medida podremos retirar módulos individuales sin tener que retirar el cable de protección de toda la estructura.

El conductor estará en contacto en todo momento con las 90 placas de la estructura y con un punto de la estructura. Mediante esta configuración evitaremos posibles tensiones de contacto que se puedan originar debido a faltas de aislamiento o derivaciones.

El conductor de cobre enterrado será de al menos  $25\text{mm}^2$ . La profundidad a la que irá soterrado no será inferior a 0,5m, preferentemente al menos 0,8m.

El inversor posee un monitor de fallos de aislamiento, que desconectará el campo fotovoltaico ante una falla. Los conductores de protección que unirán los electrodos de puesta a tierra con las masas metálicas tendrán un diámetro no inferior a  $4\text{mm}^2$ , el mismo que el de los conductores activos existentes entre placas. Dado que en condiciones normales no conducirá carga alguna, no afectará a los cálculos efectuados en el apartado 4.12. Este conductor será aislado y estará correctamente representado con los colores amarillo y verde del cable de protección de la instalación.

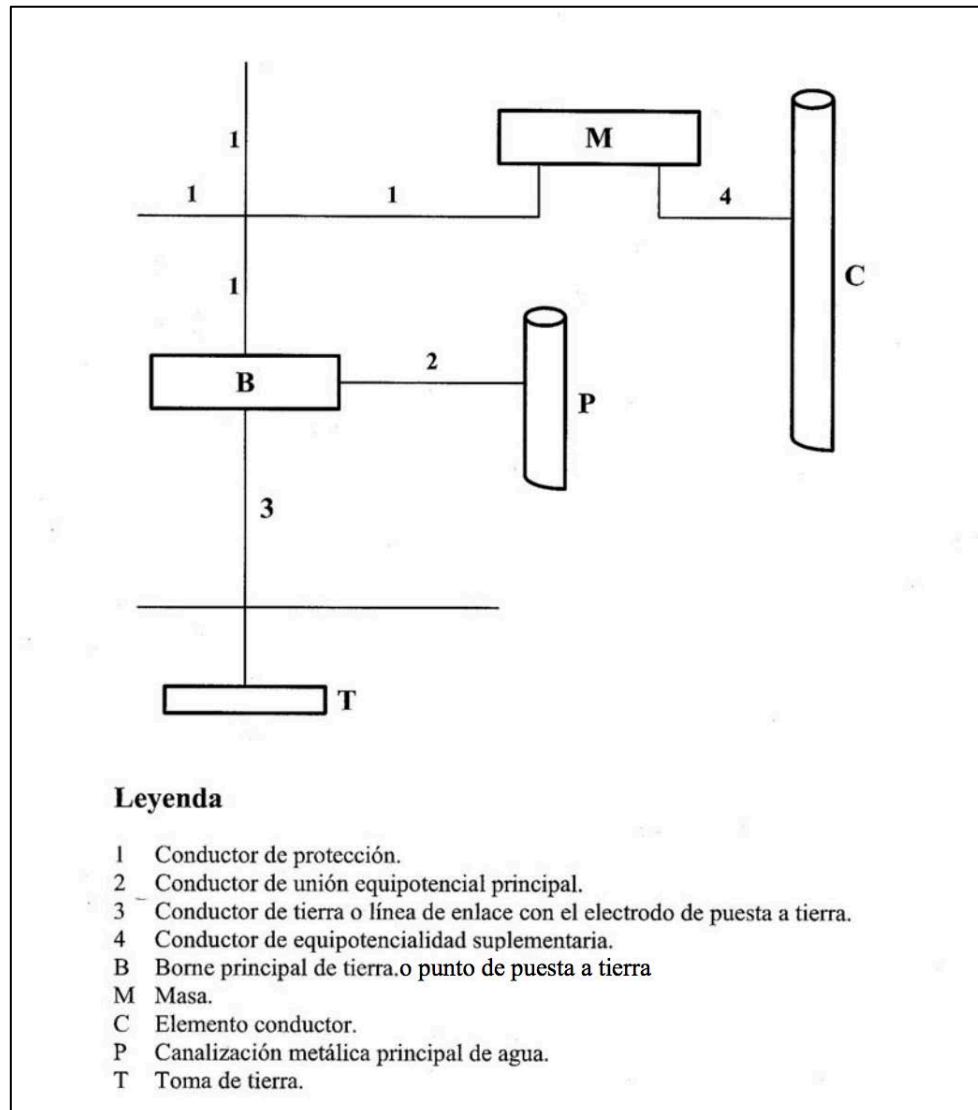


Ilustración 86. Representación esquemática del circuito de puesta a tierra. ITC BT 18

Para evitar poner en peligro la seguridad humana, se dimensionará la instalación de puesta a tierra de manera que se eviten tensiones de contacto de más de  $24\text{V}$ , correspondiente a locales húmedos y/o de intemperie.

Tal y como indica la tabla 4 de la ITC BT 18, se tomará una resistividad del terreno de  $500\Omega\text{m}$ , correspondiente a “terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes”.

Los conductores de protección (PE) conducirán a la caja de conexión, de este derivarán a las cajas de concentración y de ahí se conectará al conductor de tierra que finalmente hará conexión con el electrodo de puesta a tierra, tal y como indica el esquema representativo





de la ITC BT 18. El conductor de tierra tendrá una resistencia mecánica adecuada y ofrecerá una elevada resistencia a la corrosión.

En caso de ser necesario, se complementará la configuración del electrodo de puesta a tierra con picas de cobre o acero recubierto con cobre, siendo estas de un diámetro no inferior a 14mm y una longitud de 2m.

La puesta a tierra de la solución integral inversor + centro de transformación 0,4/20kV vendrá determinada por el fabricante, si bien esta estará correctamente dimensionada y separada galvánicamente de la tierra de protección de los módulos solares.

Por otro lado, para evitar sobretensiones debidas a tormentas eléctricas, se instalarán uno o varios pararrayos, tal y como indica la ITC-RAT 09, encomendándose a las directrices de la UNE-EN 60099-1 y UNE-EN 60099-4. Los bornes de tierra de los mismos se unirán a la toma de tierra de acuerdo a lo establecido en la ITC-RAT 13.

#### 4.14.- Línea de evacuación de 132kV

La línea que evacuará la energía generada por la central tendrá su base de partida en la subestación elevadora y conectará, a priori, con la subestación eléctrica de Gran Tarajal, a unos 5km del emplazamiento de la central. El punto de conexión vendrá determinado en base a la respuesta de Red Eléctrica de España a la solicitud de punto de conexión a la red. Sería muy interesante la conexión directa a la red de transporte, más cercana a la central, sin embargo, es desfavorable que se otorgue este permiso dada la potencia a conectar a la red.

No profundizaremos en exceso en el diseño de la línea de evacuación, pues al igual que en la subestación, el mero diseño de la línea eléctrica, tanto en los cálculos eléctricos como los mecánicos, podría requerir un trabajo de estas dimensiones por sí mismo.

La línea deberá seguir las directrices ITC-LAT 07, la Instrucción Técnica Reglamentaria para líneas aéreas con conductores desnudos.

Dada la potencia a transportar, 100MW, una línea de simple circuito será suficiente. La línea partirá desde la subestación de la central hasta la subestación eléctrica de Gran Tarajal, cuyo recorrido en línea recta es aproximadamente el siguiente:



Ilustración 87. Recorrido en línea recta desde la central fotovoltaica hasta la subestación de GT.  
Fuente:GRAFCAN/Elaboración propia

El recorrido presenta varias complicaciones, como el paso cercano o directamente atravesando varias poblaciones diseminadas (Juan Gopar, La Fuentita, El Cuchillite), por lo que sería necesario el estudio de un recorrido alternativo.

El plano de perfil de la misma sería el siguiente:

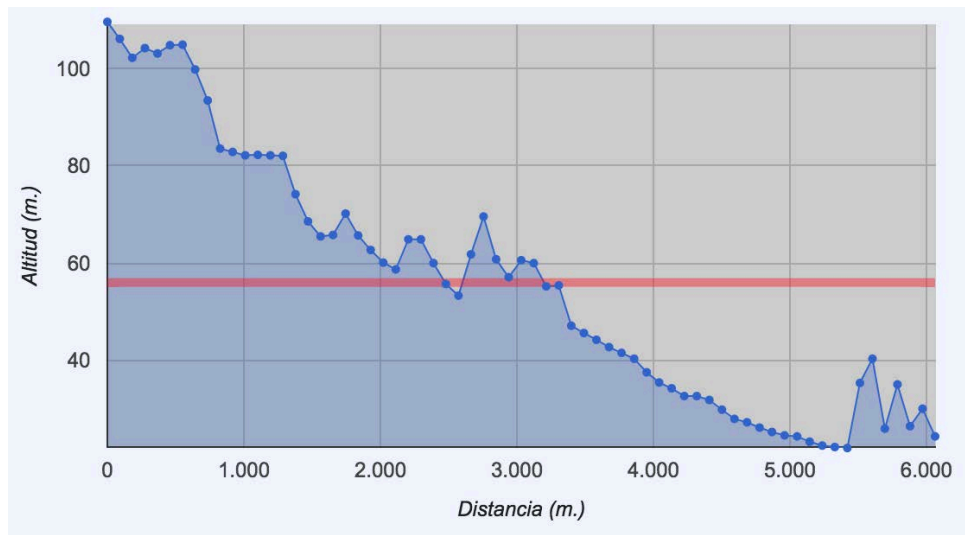


Ilustración 88. Perfil de altitud de la línea. GRAFCAN

Como es lógico al aproximarse a la costa, el perfil de la línea desciende. Se puede entender el recorrido como prácticamente llano, pues apenas desciende 100m a lo largo de 6km, algo más de 16 metros de descenso por kilómetro longitudinal de media. Esto es favorable de cara a los cálculos mecánicos de los apoyos, especialmente para el estudio del volteo de cadenas en apoyos de alineación.

En el caso de que el punto de conexión fuera la red de transporte, el recorrido sería mucho más corto y sencillo. Si bien el tramo de la red de 132kV de la ST Gran Tarajal a la ST Salinas aún no está finalizado y el recorrido no es firme.



Ilustración 89. Situación aproximada de la línea de transporte 132kV (aún no finalizada) y la central fotovoltaica.

En caso de que el punto de conexión fuera la nueva subestación proyectada Jares, la distancia a recorrer sería mayor, aproximadamente algo menos de 8km en línea recta.



*Ilustración 90. Distancia entre la situación aproximada de la subestación proyectada Jares y la central fotovoltaica.*

## 4.15.- Operación y mantenimiento de la central

### 4.15.1.- Control de producción

Toda la información de la producción será recibida en tiempo real en la sala de control de la central.

Cada inversor está equipado con equipo de telecomunicaciones que transmite en tiempo real la potencia que está produciendo el campo fotovoltaico asociado. Esta información también será almacenada en dataloggers, y puede ser revisada a posteriori.

Cada campo de inversor + campo fotovoltaico tendrá asociado varias células fotovoltaicas calibradas. Con ellas, tendremos una medida fiable de la radiación que existe, y por tanto, la producción esperable que podemos tener. Mediante la comparación de la producción real y la previsible, podremos detectar pérdidas de rendimiento y fallos en la instalación, que serán subsanados por el correspondiente equipo de mantenimiento.

Una vez probado el sistema, se podría establecer un umbral máximo de diferencia entre la producción real y la previsible como por ejemplo del 3%, para enviar un equipo de mantenimiento a solventar el problema.



*Ilustración 91. Células solares calibradas. Fuente: Nousol Solar Energy Systems.*

Desde la sala de control se operará un SCADA que permitirá visualizar y controlar los diferentes elementos de la central y de la subestación. Mediante esta monitorización podremos comprobar las producciones de los diferentes inversores de la central, así como controlar los diferentes accionamientos telemandados. También estarán disponibles los accionamientos de la subestación elevadora.

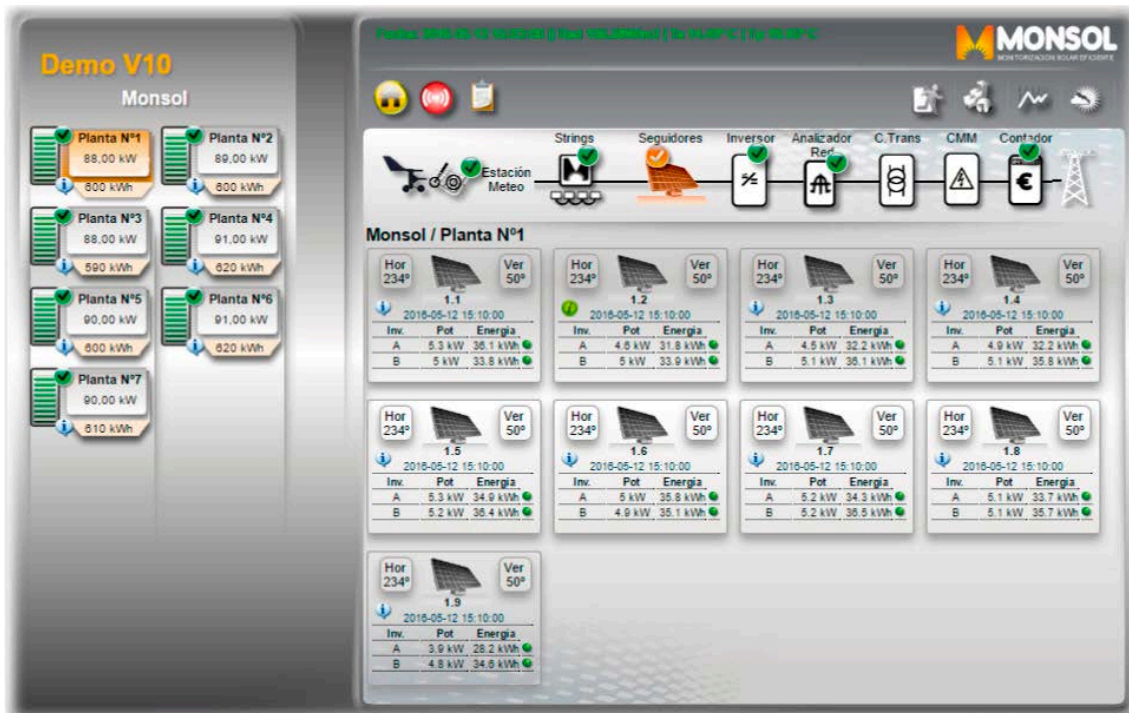


Ilustración 92. Ejemplo de SCADA para central fotovoltaica. Fuente: MONSOL.

#### 4.15.2.- Integración de generación a partir de fuentes renovables en Canarias

Dada las singularidades del sistema eléctrico canario, Red Eléctrica de España también regula para facilitar la integración de sistemas renovables en la infraestructura y funcionamiento de la red.

Esto viene dado por las complicaciones que presenta la generación de energía eléctrica basada en fuentes renovables, pues tiene variabilidad en la producción debido a factores externos e incontrolables por el humano (nubosidad, falta de viento, etc.). Mediante la regulación se persiguen varias cosas:

- Predicción de la producción de los sistemas renovables
- Garantizar niveles de calidad en el suministro eléctrico
- Equilibrio de producción y consumo eléctrico

El Real Decreto 413/2014, del 6 de Junio, regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este real decreto establece que las instalaciones ubicadas en terrenos no peninsulares estarán sujetas al procedimiento de despacho y liquidación de generación en dichos territorios, establecido en la normativa que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho de estos sistemas.

La necesidad de un control sobre la producción de sistemas renovables es crucial, pues la variabilidad de generación hace que pueda derivar en inestabilidades del sistema. Aquí es donde entran los centros de control de generación, que supervisan en todo momento la producción en tiempo real y previsible de la central y cuentan con elementos de control de accionamientos telemandados.

#### *4.15.2.1.- Centros de control de generación*

Según la propia documentación en REE.es:

“De acuerdo con la normativa española establecida por primera vez en el RD 1454/2005, continuada en el RD 661/2007 y ratificada en el RD 413/2014, las instalaciones con potencia superior a 1 MW tienen la obligación de adscribirse a un Centro de Control de Generación (CCG) previamente habilitado como interlocutor con el operador del sistema en los territorios no peninsulares. El RD 413/2014 establece que desde el 1 de junio de 2015 este límite de potencia se reduce a 0,5 MW. Por tanto, **desde los centros de control de Red Eléctrica, se supervisa y controla la producción de las instalaciones o agrupaciones de generación renovable de tamaño mayor de 0,5 MW.**

A través de los centros de control de generación (habilitados por el operador del sistema como interlocutores con el operador del sistema con la suficiente capacidad de control, mando y seguimiento para actuar como agregadores de información), los centros de control de Red Eléctrica reciben, cada 12 segundos máximo, información en tiempo real de cada instalación a través de las telemedidas en tiempo real relativa al estado de conexión, la producción tanto de potencia activa como de reactiva y la tensión en el punto de conexión.

Toda esta información es captada por el sistema de control de Red Eléctrica de España haciéndose accesible al operador las 24 horas del día, todos los días del año, permitiendo realizar análisis en tiempo real del escenario actual, prever las medidas de operación necesarias para que el sistema se mantenga en un estado seguro y emitir, en caso de detectarse situaciones inadmisibles en el sistema, órdenes de limitación de la producción a las instalaciones de generación renovable no gestionable que deben cumplirse en menos de 15 minutos.

De este modo, desde los centros de control de Red Eléctrica se hace posible la integración creciente de energía renovable, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y permitiendo que la cobertura de la demanda pueda realizarse con energías variables, sin comprometer la seguridad y calidad del suministro.”

#### 4.15.2.2.- Interlocución con los centros de control de Red Eléctrica y los CCG

Como indica la documentación de REE:

**“El elevado número de productores presentes en el sistema eléctrico exige una interlocución segura y eficiente entre Red Eléctrica y los generadores, y requiere la adscripción de éstos en Centros de Control de Generación (CCG).** Los CCG reciben la información de los generadores adscritos a ellos, la transmiten al centro de control de Red Eléctrica y, en caso necesario, transmiten las órdenes del centro de control de Red Eléctrica a los generadores para asegurar que la energía renovable pueda integrarse con seguridad en el sistema eléctrico.

Los CCG deben estar provistos de una adecuada conexión con el centro de control de Red Eléctrica, contar con la suficiente capacidad de control, mando y seguimiento sobre la generación adscrita a ellos y tener la capacitación apropiada de sus recursos humanos para garantizar una interlocución segura con Red Eléctrica y su funcionalidad 24 horas al día, todos los días del año.

Los requerimientos y obligaciones de los centros de control se recogen actualmente en el párrafo c) del artículo 7 del RD 413/2014 y en los procedimientos de operación P.O. SEIE 9 y P.O. SEIE 8.2.

Asimismo, actualmente el RD 413/2014 establece los requisitos necesarios para obtener la autorización de Red Eléctrica para la puesta en servicio de una instalación de generación y la consecuente inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Adicionalmente, los procedimientos de operación P.O. SEIE 2.2 y P.O. SEIE 3.1 establecen los criterios para la programación de la generación en general y el P.O. SEIE 3.7 los criterios adicionales para la programación de generación renovable no gestionable.

Red Eléctrica publica, a través de esta sección, la información relativa a los CCG actualmente acreditados.

Aquellos generadores de fuentes renovables, cogeneración o residuos o CCGs que deseen ampliar información y estén interesados en establecer la interlocución en tiempo real y conexión con los centros de control de Red Eléctrica, pueden realizar una solicitud de ampliación de la información de los requisitos técnicos y sobre el proceso de habilitación de un CCG a través de la siguiente dirección de correo: [gestioncecrecanarias@ree.es](mailto:gestioncecrecanarias@ree.es).”

Toda esta documentación se puede consultar en el siguiente enlace:

<http://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario/integracion-renovables-canarias>



#### 4.15.2.3.- Centro de control de generación para la central fotovoltaica

En la propia web de REE.es viene detallada una relación de centros de control de generación habilitados para Canarias.

CENTROS DE CONTROL HABILITADOS (CANARIAS)
CEPSA (*)
ENDESA GENERACIÓN (*)
ENÉRGYA VM (*)
ITER (*)
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN S.A.U. (*)
AXPO IBERIA (*)
GNERA ENERGÍA (*)

Ilustración 93. Centros de control de generación habilitados por REE para Canarias. Fuente: REE.es

Dado que el control del centro ha de estar supeditado a algún centro de los adscritos, en principio se podría elegir Endesa Generación, pues es la distribuidora eléctrica en Canarias. Podría cogerse otra, sin embargo, al ser Fuerteventura una isla menor, es posible que fuera más complicado que esa empresa tuviera soporte también ahí, si bien Endesa sí que lo tendrá. Recalcar que Unión Eléctrica de Canarias Generación S.A.U. es la antigua distribuidora eléctrica de Canarias, más conocida como UNELCO, que fue absorbida por Endesa.



Ilustración 94. Antiguo logotipo de UNELCO, aún presente en muchas instalaciones.

Sin embargo, también cabría la opción de habilitar un centro de control propio que cumpliera los requisitos estipulados por Red Eléctrica de España. En cualquier caso, el centro de control de generación tendrá control telemandado y presencial de los accionamientos de la central, además de recibir los datos de producción y estado de los elementos telemandados en todo momento.

#### 4.15.2.- Mantenimiento y seguridad

Dada la proximidad de la isla a la costa africana, la presencia de polvo subsahariano en el aire -calima- es frecuente. Esto ocasiona que el mantenimiento y limpieza de la central deba ser frecuente para evitar la acumulación de polvo que pueda disminuir la producción y eficiencia de la central. Por tanto, se efectuará un mantenimiento tanto preventivo como correctivo.



*Ilustración 95. Nube de polvo subsahariano sobre Canarias. Fuente: AEMET.*

La distancia entre las diferentes estructuras de paneles se ha dimensionado en 4,7m para evitar sombras. Con esta distancia, existe espacio para el tránsito de vehículos. Esto facilitará el mantenimiento y limpieza de los paneles. Se dispondrá de un camión cisterna permanente en la central para la limpieza de la central.

Mediante un mantenimiento programado, preventivo y correctivo, cuadrillas de operarios se encargarán de la revisión eléctrica y mantenimiento de todos los elementos de la central.

Las principales comprobaciones serán visuales. Esto abarca comprobar el correcto estado de los conductores y de las conexiones de las placas solares. Periódicamente, se comprobará más exhaustivamente el correcto funcionamiento de diferentes elementos mediante personal cualificado.

En cualquier caso, gracias a las células calibradas repartidas por toda la central, podremos detectar anomalías en la producción de la central. Cuando se detecten diferencias apreciables, se enviará un equipo de mantenimiento al sector problemático para detectar y corregir la falla.



*Ilustración 96. Operarios limpiando la suciedad de paneles fotovoltaicos.  
Fuente: Mithapur 17MW Solar Plant (Youtube).*

También se podría implementar algo que se viene dando en diferentes instalaciones fotovoltaicas: plantar vegetación bajo las estructuras de los paneles para regular la temperatura. Es una opción complicada dadas las condiciones de la localización, pero se podría someter a estudio.

En el apartado de seguridad, se dispondrá de vigilantes de seguridad 24h en la central para evitar hurtos o la entrada de cualquier persona ajena a la central. Esto será complementado con un sistema de circuito cerrado de televisión correctamente instalado que permitirá vigilar la totalidad del perímetro de la central así como puntos estratégicos de la misma, como la subestación, la sala de control, etc.



*Ilustración 97. Sistema de CCTV en una explotación fotovoltaica en Fuerteventura. Elaboración propia.*

En cuanto a la seguridad de los operarios, tanto en la construcción como en la explotación de la central se deberá seguir ciertas pautas para la prevención de riesgos laborales. Para ello se elaborará y se verificará del cumplimiento de un plan de seguridad y salud.

Este documento se elaborará cumpliendo la normativa vigente y abarcando todas las acciones que se desarrollen en el ámbito de la central. Esto incluye todas las fases de la obra: desde el movimiento de tierras hasta la puesta en marcha y explotación de la misma.

El estudio incluirá también el procedimiento a seguir en caso de cualquier accidente, así como información general sobre datos de la obra.



## 5.- Producción eléctrica de la central

### 5.1.- Energía producida mes a mes

Sabiendo la radiación existente, es posible calcular la producción esperable mes a mes de la central. La radiación está expresada en kWh/m<sup>2</sup> día, o lo que es lo mismo, en Horas Solares Pico (HSP), que vienen a ser horas equivalentes a las que el sol incide a 1000W/m<sup>2</sup> a lo largo del día. Esta es una unidad que facilita los cálculos y que además es muy representativa gráficamente. Recuperando los datos de radiación obtenidos desde el ITC/GRAFCAN:

Mes	Radiación diaria (HSP)	Radiación mensual (HSP)
Enero	5,143	159,43
Febrero	5,991	167,75
Marzo	6,858	212,60
Abril	6,666	199,98
Mayo	6,748	209,19
Junio	6,635	199,05
Julio	6,664	206,58
Agosto	6,744	209,06
Septiembre	6,637	199,11
Octubre	5,896	182,78
Noviembre	5,002	150,06
Diciembre	4,626	143,41

Ahora se ha que calcular el coeficiente de intensidad. Mediante este coeficiente se podrá calcular la producción en base al campo fotovoltaico instalado.

$$I_{coef} = Imp \times N^{\circ} \text{ líneas en paralelo} \times N^{\circ} \text{ inversores}$$

$$I_{coef} = 9,33 \times 354 \times 32 = \mathbf{105.690,24 \text{ Apico}}$$

Esta intensidad es la que producirá el campo fotovoltaico en condiciones HSP. Por tanto, sabiendo el número de horas al mes, podemos obtener la producción mensual en Ah.

Mes	Radiación mensual (HSP)	Coeficiente (Apico)	Producción (Ah)
Enero	159,43	105690,24	16850194,96
Febrero	167,75	105690,24	17729537,76
Marzo	212,60	105690,24	22469745,02
Abril	199,98	105690,24	21135934,2
Mayo	209,19	105690,24	22109341,31
Junio	199,05	105690,24	21037642,27

Julio	206,58	105690,24	21833489,78
Agosto	209,06	105690,24	22095601,57
Septiembre	199,11	105690,24	21043983,69
Octubre	182,78	105690,24	19318062,07
Noviembre	150,06	105690,24	15859877,41
Diciembre	143,41	105690,24	15157037,32

Sabiendo que la tensión de trabajo a máxima potencia es 1191 V, podemos saber la producción mensual en kWh, más interesante. Además, aplicaremos un coeficiente de pérdidas del 18%, debido a diferentes aspectos: suciedad en las placas, temperatura, caídas de tensión en los conductores, eventuales averías, etc.

Mes	Producción (MWh)
Enero	16456,24
Febrero	17315,02
Marzo	21944,40
Abril	20641,78
Mayo	21592,42
Junio	20545,78
Julio	21323,02
Agosto	21579,01
Septiembre	20551,98
Octubre	18866,41
Noviembre	15489,07
Diciembre	14802,67
<b>ANUAL</b>	<b>231107,79</b>

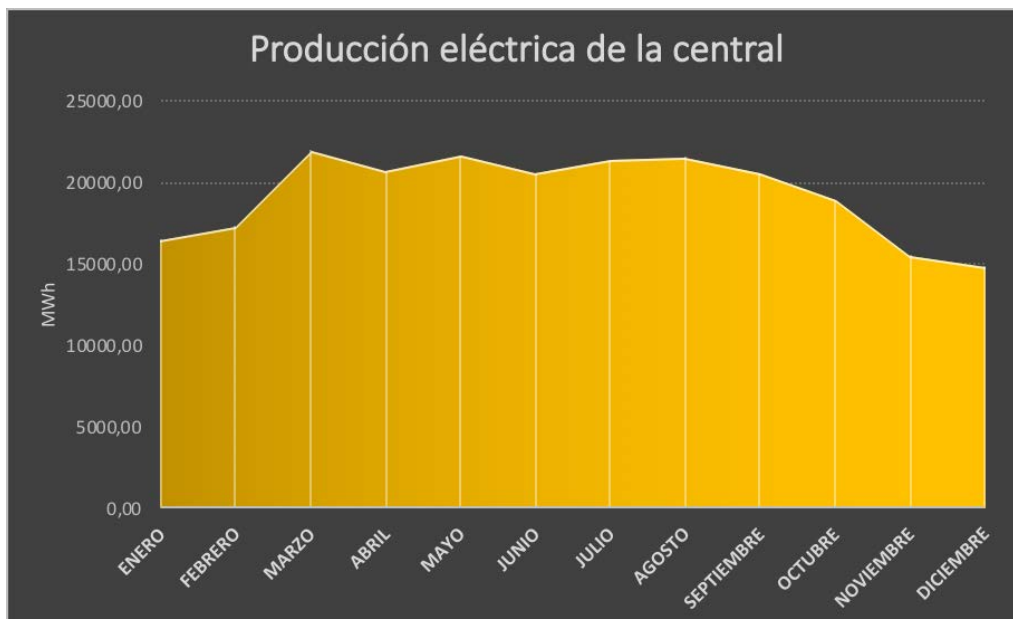


Gráfico 3. Producción mensual esperable de la central.

Por tanto, esa será la producción esperable de la central el primer año de su explotación. También se puede calcular la relación  $Wh/W_p$ , que proporcionará un coeficiente de aprovechamiento de las placas en base al número de horas anual esperable que funcionará a máxima potencia.

$$\frac{Wh}{W_p} = \frac{231.107,79 \text{ MWh}}{125,74 \text{ MW}_p} = 1837,98 \text{ h}$$

Sin embargo, la degradación de los componentes de la misma hará que previsiblemente la producción sea menor conforme pasen los años. Ajustándonos a la garantía de los diferentes elementos, especialmente de las placas solares, se estima la pérdida en un 0,8% anual, si bien en la práctica se ha comprobado que está pérdida por lo general es menor. Si nos ajustamos a unas pérdidas del 0,5% anual, más acorde a datos medidos en instalaciones reales, la gráfica es la siguiente:

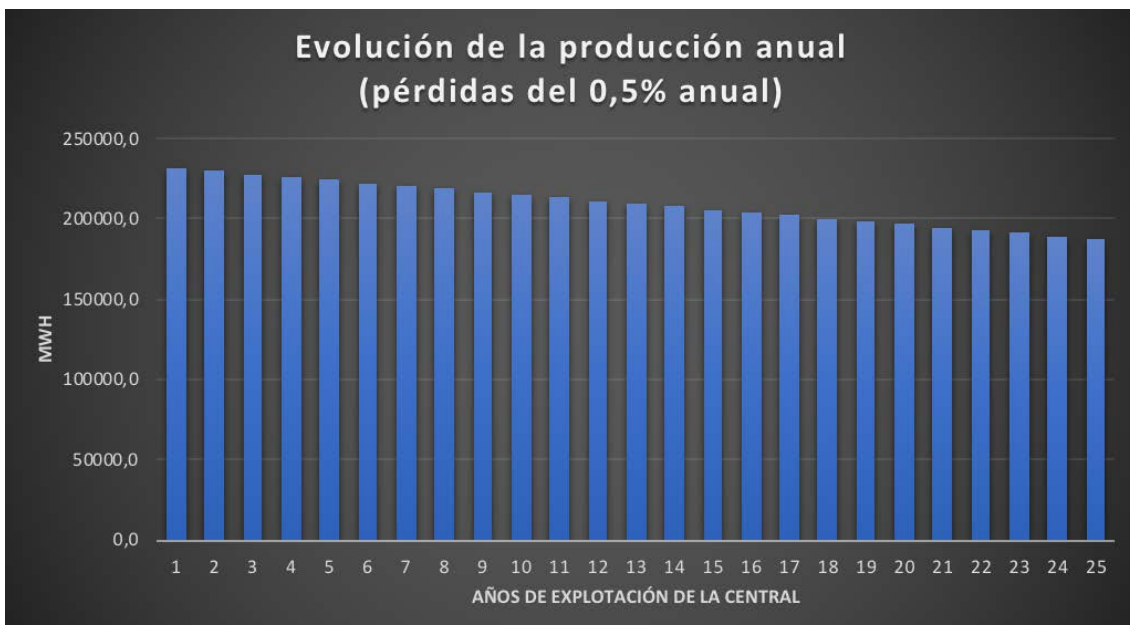


Gráfico 4. Producción anual de la central.

Vemos como pasamos de los más de 231 GWh de producción el primer año hasta los 187,4 GWh del 25º año de explotación, año hasta el que se estima la vida útil de la mayoría de los componentes.

## 5.2.- Estimación de la potencia diaria según mes y previsión del mix energético

Mediante este apartado se puede comprobar los picos de potencia esperables que proporcionará la central. Esto es importante de cara a observar una primera aproximación a la integración en el sistema eléctrico.

Dado que la base de datos del ITC no proporciona datos horarios para la radiación solar, nos basaremos en los datos del PVGIS. Ya que los del PVGIS son mayores que los del ITC, aplicaremos un coeficiente regulatorio para que se asemejen.

Ya se comprobó anteriormente que salvando el desfase en el eje y, la función de la gráfica de ambos servicios es enormemente parecida, tal y como se ve en el gráfico 2, del apartado 4.2 del presente documento. Comprobando la desviación existente en cada mes, y promediando con todo el año, se llega a la conclusión de que existe de media un 7,5% de diferencia en las mediciones de ambos servicios. Por tanto, los resultados de radiación que se obtengan del PVGIS serán corregidos a la baja ese mismo coeficiente. La radiación a cotejar será la media diaria, no la de cielo claro (máxima).

HSP	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
ITC / GRAFCAN	5,142	5,991	6,858	6,666	6,748	6,635	6,664	6,744	6,637	5,896	5,002	4,626
PVGIS	5,51	6,09	7,31	7,17	7,19	7,22	7,43	7,35	6,82	6,44	5,51	5,07
Desviación (%)	7,157	1,652	6,591	7,561	6,550	8,817	11,495	8,986	2,757	9,227	10,156	9,598

**Promedio desviación = 7,545 %**

PVGIS proporciona la radiación en segmentos cuartihorarios, por lo que la suma habrá de dividirse por 4 para obtener valores por hora. Haciendo una comprobación de que la corrección es válida (energías en MWh):

Mes	TOTAL DIARIO (PVGIS Corregido)	TOTAL MENSUAL (PVGIS Corregido)	TOTAL MENSUAL (Estimación ITC)	Variación (%)
Enero	531,331	16471,25	16456,24	0,0912
Febrero	586,505	16422,14	17315,02	-5,1567
Marzo	701,741	21753,97	21944,40	-0,8678
Abril	686,767	20603,02	20641,78	-0,1878
Mayo	686,600	21284,61	21592,42	-1,4256
Junio	684,550	20536,49	20545,78	-0,0452
Julio	704,268	21832,32	21323,02	2,3885
Agosto	697,497	21622,40	21579,01	0,2011
Septiembre	657,845	19735,35	20551,98	-3,9735
Octubre	628,660	19488,47	18866,41	3,2972
Noviembre	534,955	16048,65	15489,07	3,6127
Diciembre	493,133	15287,13	14802,67	3,2728
<b>TOTAL</b>		<b>231085,80</b>	<b>231107,79</b>	<b>-0,0095</b>

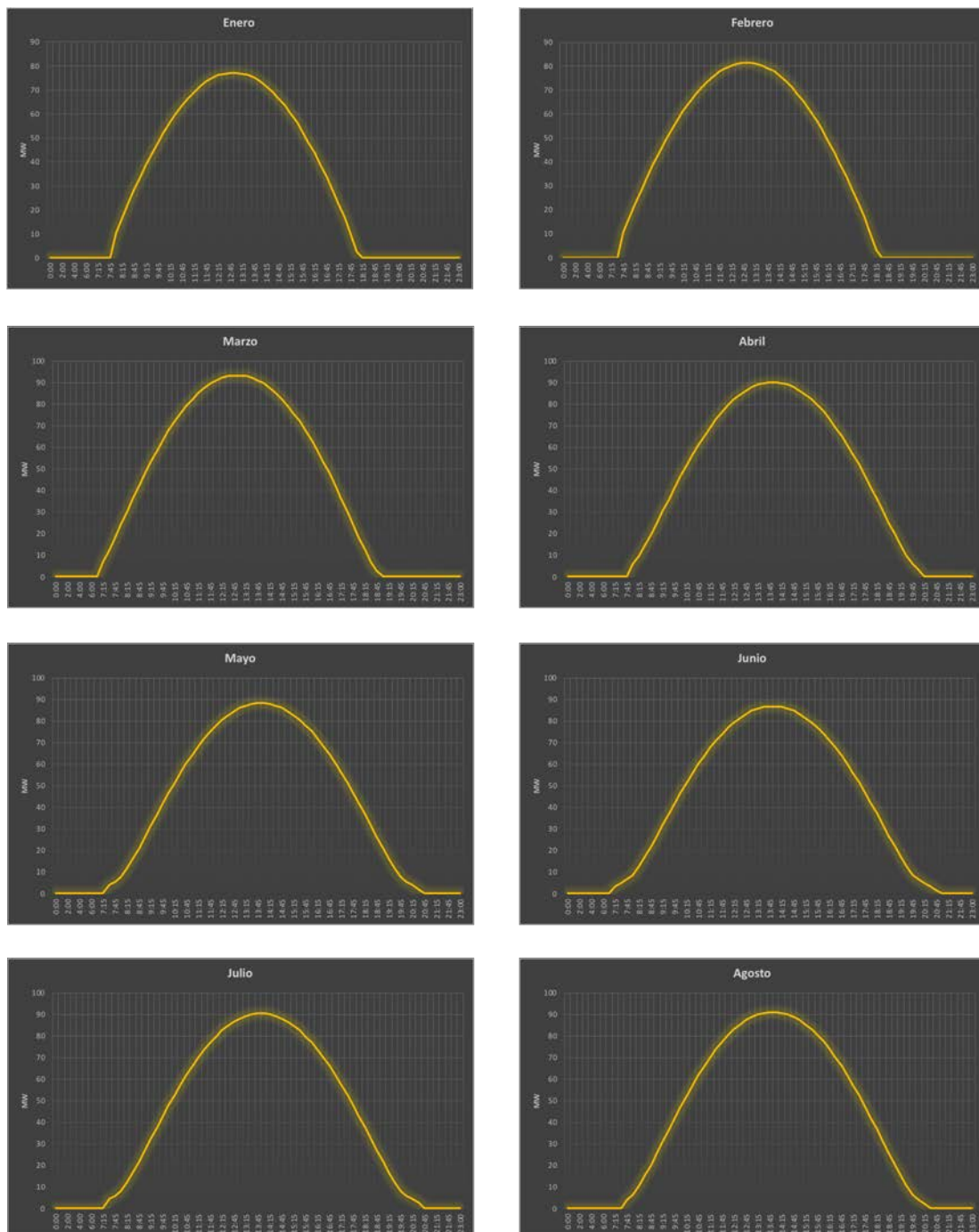
Tabla 1. Comparación entre radiaciones corregidas del PVGIS y el ITC.



Por tanto, una vez obtenidos los datos de radiación horaria, se puede comprobar la producción instantánea esperable de la central de un día representativo de cualquier mes. La fórmula para calcular la potencia es la siguiente:

$$P = N^{\circ} \text{ paneles} \times \left( P_{\text{panel}} \times \frac{\text{Radiación}}{1000} \right) \times 0,82$$

La radiación es dividida por 1000 dado que la potencia pico del panel solo lo proporcionará cuando el sol irradie a 1000W/m<sup>2</sup>. El coeficiente de pérdidas es del 18%. Las gráficas mes a mes son las siguientes:



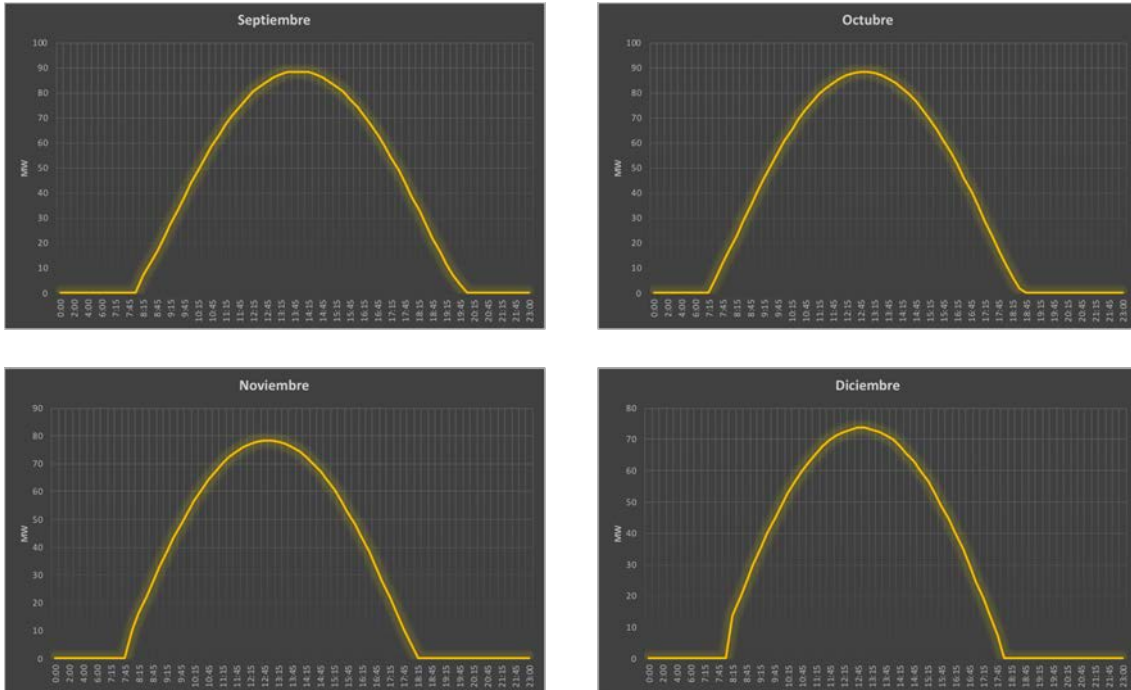


Gráfico 5. Producción horaria según mes.

Evidentemente, todas tienen la misma forma, si bien el máximo y los puntos de inicio y fin de la producción sí que varían a lo largo del año. En la siguiente gráfica conjunta se pueden comprobar estas variaciones:

Por otro lado, la curva del mix energético, tomando de ejemplo el día 1 de Mayo de 2018, quedaría así:

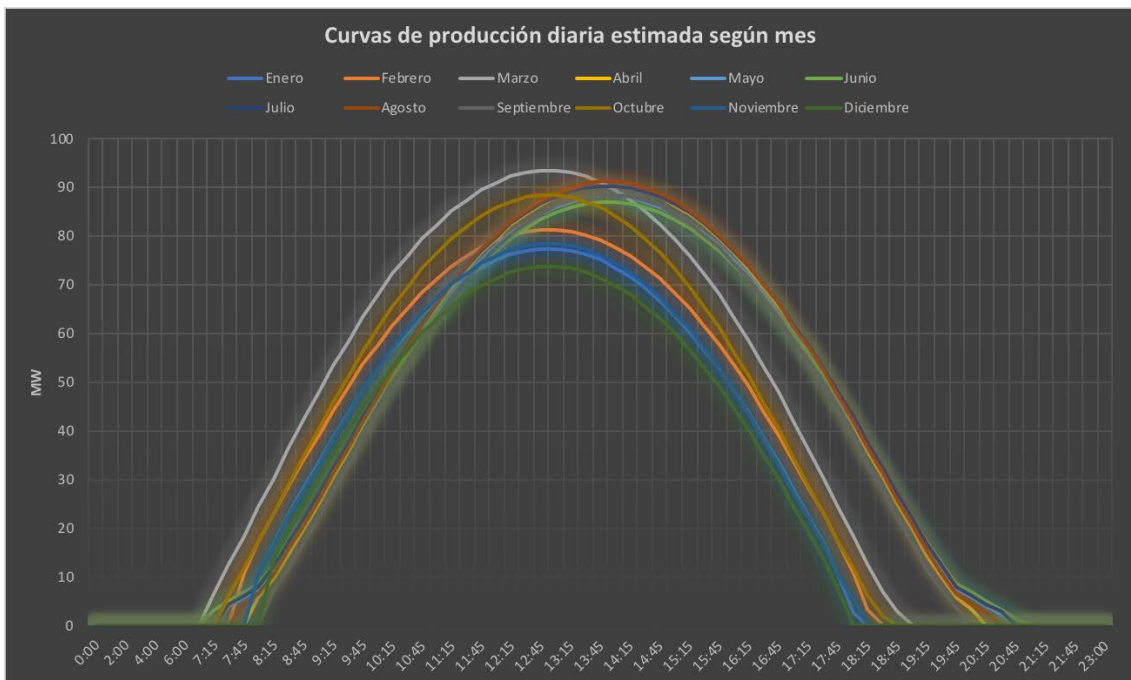


Gráfico 6. Curvas de producción de todos los meses del año.

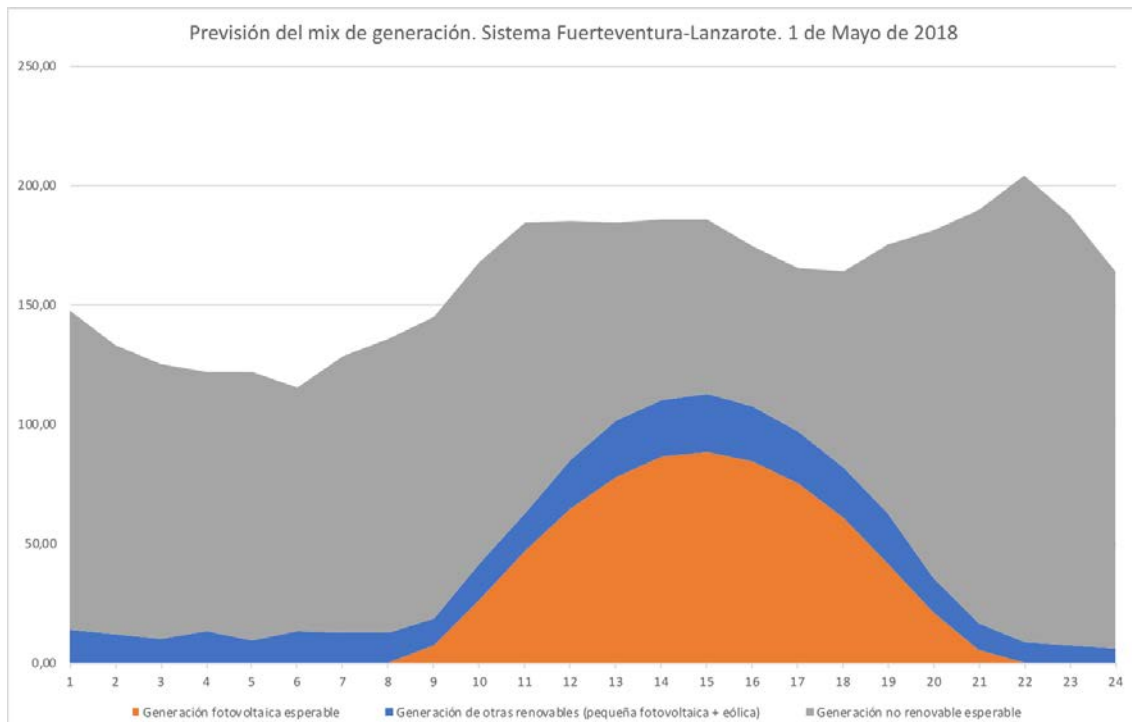


Gráfico 7. Curva del mix generación con la demanda del día 1 de Mayo de 2018. Fuente: REE/Elaboración propia

A las 3 de la tarde se alcanzaría una tasa de generación a partir de fuentes renovables del 61,58%. Los datos de la gráfica se encuentran desglosados en la siguiente tabla:

Hora	Generación total (1 Mayo 2018)	Generación fotovoltaica esperable	Generación de otras renovables (1 Mayo 2018)	Generación no renovable esperable	% Generación no renovable esperable
0	147,20	0,00	13,90	133,30	90,56
1	132,91	0,00	12,31	120,60	90,74
2	125,39	0,00	10,09	115,30	91,95
3	121,90	0,00	13,10	108,80	89,25
4	121,50	0,00	9,50	112,00	92,18
5	115,32	0,00	13,12	102,20	88,62
6	128,50	0,00	12,90	115,60	89,96
7	135,30	0,00	12,80	122,50	90,54
8	145,10	7,63	11,10	126,37	87,09
9	168,00	26,23	15,10	126,67	75,40
10	184,19	46,64	16,19	121,36	65,89
11	185,00	64,57	20,70	99,73	53,91
12	184,30	78,02	23,70	82,58	44,81
13	185,50	86,03	23,80	75,67	40,79
14	185,40	88,22	24,40	72,78	39,26
15	174,39	84,60	22,79	67,00	38,42
16	164,99	75,16	21,99	67,84	41,12
17	163,70	60,47	21,20	82,03	50,11
18	174,90	41,68	21,20	112,02	64,05
19	181,00	21,17	14,50	145,33	80,29
20	189,30	5,63	11,30	172,37	91,06
21	203,89	0,00	8,89	195,00	95,64
22	187,40	0,00	7,50	179,90	96,00
23	164,01	0,00	5,81	158,20	96,46
TOTAL/MEDIA		686,03 MWh	367,90 MWh	2815,17 MWh	74,34 %

Observamos como la producción no llega a 100MW, debido a las diferentes pérdidas y que el sol sólo incide en la posición óptima en dos momentos al año, y sobretodo porque se han tomado datos de radiación media, y no de cielo despejado. Para la elaboración de

esta tabla se ha tomado la premisa de que toda la generación renovable desplazará la producción no renovable. En principio esto debería ser así, siempre y cuando técnicamente no se comprometa la estabilidad y calidad de la red. La variación en la aportación a la generación total se puede observar en la siguiente tabla, según cada día tipo:

		Pre central		Post central	
		Renovable	No renovable	Renovable	No renovable
12 Agosto 2017 (Sábado)		6,13 %	93,87 %	20,94 %	79,06 %
19 Noviembre 2017 (Domingo)		2,03 %	97,97 %	14,90 %	85,10 %
15 Marzo 2018 (Jueves)		3,80 %	96,20 %	20,21 %	79,79 %
1 Mayo 2018 (Martes)	Sistema conjunto Fuerteventura- Lanzarote	9,51 %	90,49 %	27,24 %	72,76 %
	Sistema Fuerteventura	9,20 %	90,80 %	46,20 %	54,39 %

A continuación se muestra la gráfica del mix energético esperado del 1 de Mayo de 2018, pero referida únicamente al sistema eléctrico de Fuerteventura. Como vemos, se generan excedentes que son traspasados a la isla de Lanzarote. Todas estas tablas y más información se pueden comprobar con más detalle en el ANEXO II.

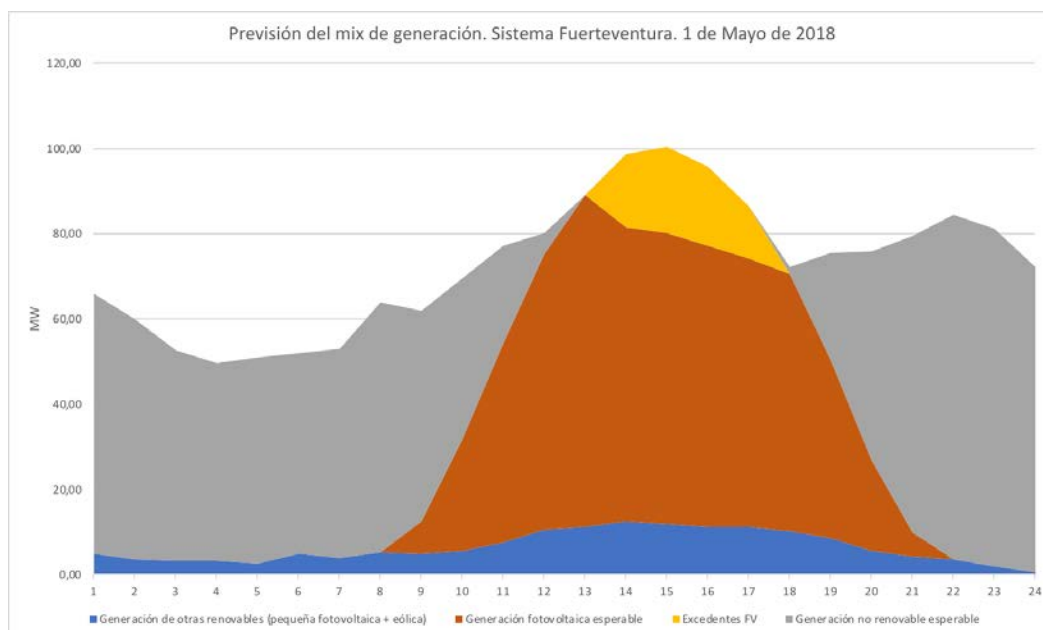


Gráfico 8. Previsión del mix de generación 1 de Mayo 2018, sistema Fuerteventura.

### 5.3.- Ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub>

Mediante la información mostrada en REE.es, se puede comprobar el CO<sub>2</sub> asociado a generación en cada momento del día. Tomando muestras estadísticas, se puede tasar la cantidad de CO<sub>2</sub> que se vierte a la atmósfera debido a la producción eléctrica, tanto la tasa global (toda la producción) tanto la tasa asociada a las fuentes no renovables.

Para esto, se ha estudiado la producción energética y sus emisiones asociadas de cuatro días del último año, abarcando días laborables y festivos de Agosto, Noviembre, Marzo y Mayo para tener una muestra lo más válida posible. La información se ha plasmado en tablas como la siguiente (se pueden comprobar todas en el ANEXO II):

1-may-18		Martes				
Hora	Generación total (MWh)	Generación no renovable (MWh)	CO <sub>2</sub> asociado (t)	% Generación No Renovable	Tasa CO <sub>2</sub> Total (t/MWh)	Tasa CO <sub>2</sub> No renovable (t/MWh)
0	147,20	133,3	101	90,56	0,686	0,758
1	132,91	120,6	92	90,74	0,692	0,763
2	125,39	115,3	88	91,95	0,702	0,763
3	121,90	108,8	83	89,25	0,681	0,763
4	121,50	112	85	92,18	0,700	0,759
5	115,32	102,2	82	88,62	0,711	0,802
6	128,50	115,6	88	89,96	0,685	0,761
7	135,30	122,5	100	90,54	0,739	0,816
8	145,10	134	109	92,35	0,751	0,813
9	168,00	152,9	124	91,01	0,738	0,811
10	184,19	168	135	91,21	0,733	0,804
11	185,00	164,3	133	88,81	0,719	0,809
12	184,30	160,6	130	87,14	0,705	0,809
13	185,50	161,7	130	87,17	0,701	0,804
14	185,40	161	130	86,84	0,701	0,807
15	174,39	151,6	122	86,93	0,700	0,805
16	164,99	143	115	86,67	0,697	0,804
17	163,70	142,5	115	87,05	0,703	0,807
18	174,90	153,7	124	87,88	0,709	0,807
19	181,00	166,5	134	91,99	0,740	0,805
20	189,30	178	143	94,03	0,755	0,803
21	203,89	195	156	95,64	0,765	0,800
22	187,40	179,9	144	96,00	0,768	0,800
23	164,01	158,2	128	96,46	0,780	0,809
			<b>MEDIA</b>	<b>90,46</b>	<b>0,72</b>	<b>0,79</b>

Tabla 2. Datos de producción y emisiones del día 1 de Mayo de 2018 del sistema eléctrico Fuerteventura-Lanzarote.  
Fuente: REE.es/Elaboración propia

De los 4 días estudiados, se puede observar como el día que más generación no renovable suplió la demanda energética, esta supuso el 98,07%, mientras que el día que presentó el valor más bajo supuso el 90,49%. A todas luces, esto son valores muy altos para mantener una sostenibilidad ambiental.

En cuanto a la tasa de emisiones de CO<sub>2</sub> por los combustibles fósiles, esta depende de varios factores de funcionamiento de los motores diésel. De media, la tasa de emisiones global los cuatro días estudiados fue de 0,74 toneladas de CO<sub>2</sub> por MWh, mientras que si nos centramos en la tasa únicamente de las fuentes de energía no renovables estas suponen el 0,80 t CO<sub>2</sub>/MWh de media.

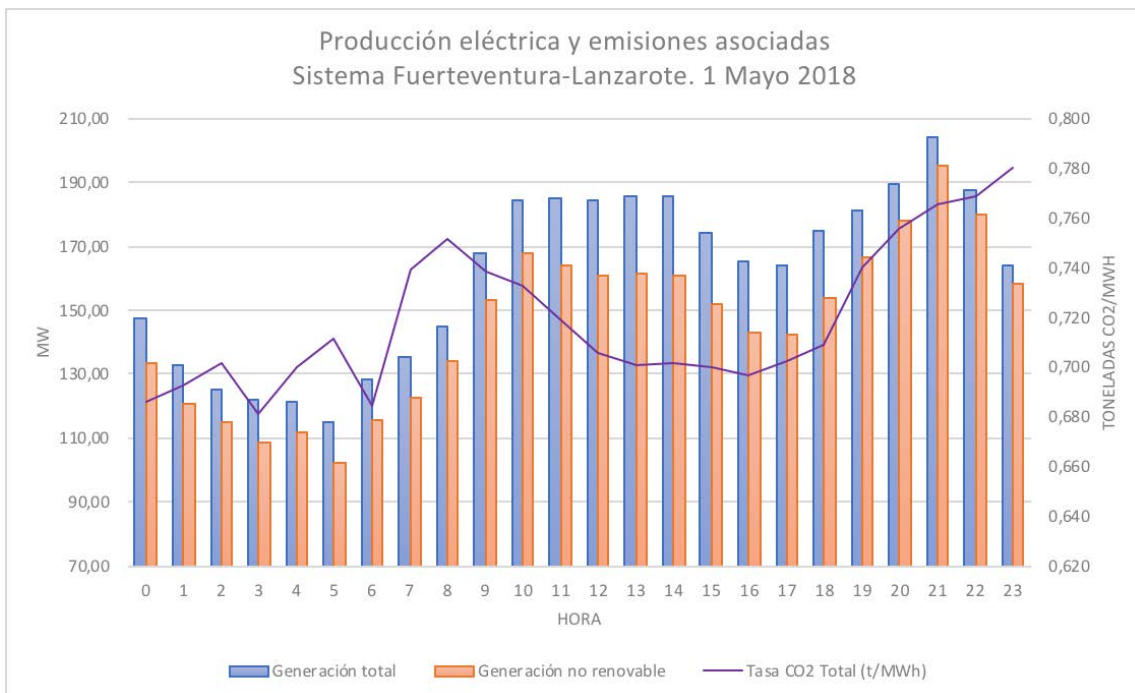


Gráfico 9. Producción eléctrica y emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas. Fuente: REE/Elaboración propia.

Por otro lado, como es lógico también existe una correlación entre el % de generación no renovable y las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, como se ve en el siguiente gráfico:

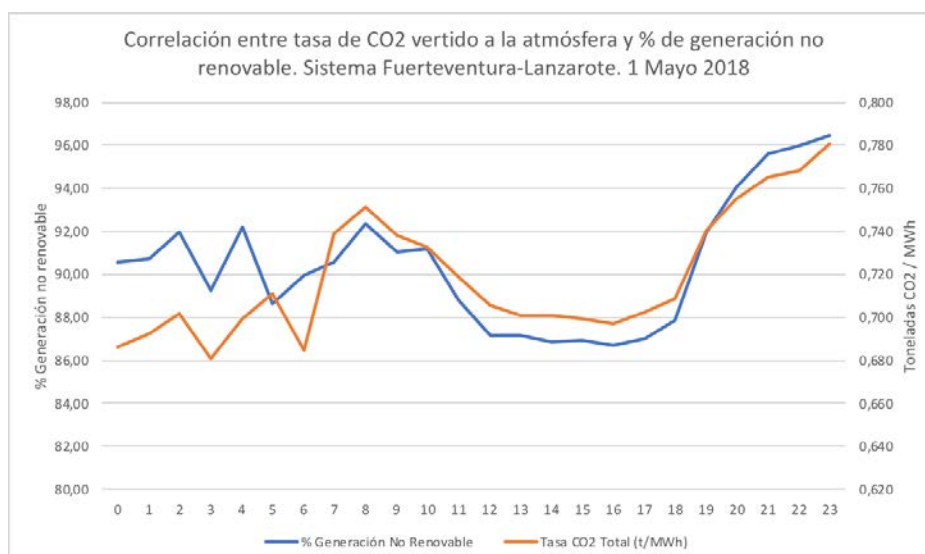


Gráfico 10. Correlación entre tasa de emisiones de CO<sub>2</sub> y producción no renovable. Fuente: REE/Elaboración propia.

Para el cálculo del ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> producido por la central fotovoltaica, partiremos de una simplificación que por motivos técnicos para garantizar la estabilidad y calidad de la red es posible que no siempre se cumpla: La producción de la planta fotovoltaica desplazará completamente la producción de las fuentes no renovables: motores diésel y turbinas de gas, no limitándose en ningún momento la generación fotovoltaica de la central. Mediante esta simplificación podremos calcular fácilmente el ahorro de emisiones.

La siguiente tabla muestra el ahorro de emisiones mes a mes, tomando el coeficiente de 0,80 t CO<sub>2</sub>/MWh generado por fuentes no renovables obtenido a partir de datos de generación reales.

Mes	Producción central fotovoltaica (GWh)	Toneladas de CO <sub>2</sub> no vertidas a la atmósfera
Enero	16,456	13.164,990
Febrero	17,315	13.852,017
Marzo	21,944	17.555,522
Abril	20,642	16.513,421
Mayo	21,592	17.273,940
Junio	20,546	16.436,626
Julio	21,323	17.058,418
Agosto	21,579	17.263,205
Septiembre	20,552	16.441,580
Octubre	18,866	15.093,125
Noviembre	15,489	12.391,259
Diciembre	14,803	11.842,133
<b>TOTAL</b>	<b>231,108</b>	<b>184.886,235</b>

A modo comparativo, la tasa de emisiones global del mix energético peninsular ronda el 0,2-0,3 t CO<sub>2</sub>/MWh, muy alejado del 0,7-0,8 t CO<sub>2</sub>/MWh existente en el sistema eléctrico Fuerteventura-Lanzarote. Con la implantación de la central, esta cifra bajaría hasta aproximadamente 0,58 t CO<sub>2</sub>/MWh en el mix energético Fuerteventura-Lanzarote y 0,43 t CO<sub>2</sub>/MWh en el caso del sistema únicamente de Fuerteventura, acercándonos a valores del sistema eléctrico peninsular.

## 6.- Estudio económico

### 6.1.- Presupuesto

A continuación se desglosa el presupuesto de la instalación. Muchos de los elementos son difícilmente cuantificables, por lo que se ha estimado precios en base a elementos y operaciones similares en el mercado.

Central				
Elemento	Modelo / Descripción	Precio ud.	Nº ud	Precio total
Placas fotovoltaicas	TrinaSolar TallMAX Plus TSM-DE14A (II) 370Wp. 0,35€/Wp	132,09	339.840	44.889.465,60
Inversor + CT	Ingecon CON 20 (Dual Ingecon Sun 1800TL B690)	318.791,29	32	10.201.321,28
Estructuras	Estructura genérica en aluminio anodizado, con recubrimiento protector de la corrosión, con todos los elementos de sujeción de las placas, el sistema de hincado al terreno y las cajas de conexión. 90 placas por estructura, 30 metros de largo y altura máxima de 2,97m	4.127,58	3.776	15.585.742,08
Movimientos de tierra y adecuación de los viales de acceso	Allanamiento de las zonas que lo requieran, así como preparación de los viales, tanto los internos de la central como los de acceso a la misma, desde la localidad de Las Casitas	-	-	700.000,00
Trámites burocráticos y legales	Trámite de todos los permisos de conexión a la red, uso del suelo, procedimientos administrativos y medioambientales	-	-	300.000,00



Compra de terrenos	Adquisición de los terrenos, con divisiones parcelarias debidamente ejecutadas para adecuar la superficie lo máximo al proyecto. Superficie total de la central=1,6 km2	-	-	250.000,00
Redacción del proyecto y dirección de obra		-	-	200.000,00
<b>Mano de obra</b>				
<b>Elemento</b>	<b>Modelo / Descripción</b>	<b>Precio ud.</b>	<b>Nº ud</b>	<b>Precio total</b>
Instalación de las estructuras	Hincado y correcta fijación en el terreno. 4 peones + maquinaria, 90' por estructura, 27€/h c/u	162,00	3.776,00	611.712,00
Instalación y conexionado de los paneles	Colocación de los paneles y conexionado entre paneles a tresbolillo y a caja de conexión de la estructura. 1 obrero, 23€/h, 5min por panel	1,92	339.840,00	651.133,44
Instalación y conexionado de las cajas de concentración	Fijación y conexionado de todas las cajas de concentración, tanto en el tramo hacia las cajas de conexión como en el tramo hacia los inversores. 1 Oficial 1a Electricista + 1 especialista electricista, 32 €/h, 1,5h para cada caja	48,00	512,00	24.576,00
Transporte de material y gastos asociados EN OBRA	Abarca el transporte de las estructuras, los paneles solares, etc. Hasta el lugar de instalación, así como otras acciones derivadas	-	-	100.000,00
Transporte de material vía marítima y terrestre hasta la isla de Fuerteventura	Transporte marítimo mediante containers hasta Fuerteventura y posterior transporte vía terrestre hasta la central	-	-	3.000.000,00

Cableado y protecciones				
Elemento	Modelo / Descripción	Precio ud.	Nº ud	Precio total
Tramo caja de conexión - caja de concentración (DC)	Cable Al Clase 2 1x2x25mm <sup>2</sup> PVC (3882,89m por módulo)	1,14	124.252,6 1	141.647,98
Tramo caja de concentración - inversor/CT (DC)	Cable Al Clase 2 2x2x150mm <sup>2</sup> PVC (1546,07m por módulo)	4,32	49.474,27	213.728,85
Tramo inversor/CT - Subestación eléctrica (MT AC)	Cable Cu Clase 5 1x3x150mm <sup>2</sup> XLPE (Según que parte del circuito, se usarán uno, dos o tres circuitos, prorrateado en la longitud total.)	23,75	21.657,14	514.357,08
Puesta a tierra	Electrodo: conductor de cobre desnudo de 50mm <sup>2</sup> , clase 2, con protección a la corrosión y resistencia mecánica.	3,84	1.500,00	5.760,00
Conductor de protección	Conductor de aluminio, 4mm <sup>2</sup> , colores amarillo y verde. Longitud total aproximada	0,35	135.000,0 0	47.250,00
Fusibles cajas de conexión	LittleFuse SPXV010, fusible de 10A hasta 1500V DC	9,54	11.328,00	108.069,12
Seccionador caja de conexión	ABB OTDC32F2, seccionador de 32 A para instalaciones de CC, hasta 1500V	36,94	3.776,00	139.485,44
Fusible entrada inversores	SIBA 20 406 28.315, fusible de In=315 A para CC hasta 1500V	192,63	512,00	98.626,56
Cajas de concentración, zanjas y demás trabajos para cableado	Adquisición de las cajas de concentración y de tubos corrugados, realización de zanjas y tendido de conductores por los mismos.	-	-	1.250.000,0 0

Subestación				
Elemento	Modelo / Descripción	Precio ud.	Nº ud	Precio total
Transformador de potencia	Suministro y montaje de transformador 20/132kV de 50MVA de potencia con regulación de tensión en carga	576.754,36	2,00	1.153.508,72
Edificio auxiliar	Construcción y puesta en funcionamiento de las distintas dependencias, como la sala de control y las salas de servicios auxiliares, con todo el equipamiento asociado.	1.457.274,00	1,00	1.457.274,00
Almacén	Construcción y adquisición de nave industrial prefabricada para el almacenamiento de los útiles y recambios de mantenimiento de la central	620.057,89	1,00	620.057,89
Línea de evacuación	Línea de evacuación de 132kV, estimando 6Km de longitud de terreno mayormente llano, con fácil acceso a los puntos de fijación de los apoyos	-	-	800.000,00
Útiles y parque móvil de mantenimiento	Camión cisterna, vehículo de transporte de material de mantenimientos, material de recambio, herramientas, etc.	-	-	300.000,00
Sistema de puesta a tierra	Construcción y testeo del sistema de puesta a tierra de la subestación	-	-	80.000,00
Transformador servicios auxiliares	Transformador 20/0,4kV 100 kVA	9.698,00	2,00	19.396,00
Obra civil	Movimiento de tierras, hormigonados, saneamientos, etc.	-	-	450.000,00

Aparamenta 132kV				
Elemento	Modelo / Descripción	Precio ud.	Nº ud	Precio total
Interruptores 132kV	Interruptor automático tripolar de 132kV en SF6 de intemperie	25.078,73	1,00	25.078,73
Seccionadores con cuchillas de puesta a tierra	Seccionador tripolar giratorio de 132kV con cuchillas de puesta a tierra	9.851,63	1,00	9.851,63
Seccionadores	Seccionador tripolar giratorio de 132kV sin cuchillas de puesta a tierra	8.509,91	1,00	8.509,91
Transformadores intensidad	Transformador de intensidad trifásico de medida de 132kV	4.477,26	3,00	13.431,78
Transformadores tensión	Transformador de tensión trifásico de medida de 132kV	4.960,63	1,00	4.960,63
Embarrado	Tubo de aleación de aluminio de 100/90 de diámetro	41,40	120,00	4.968,00
Pararrayos	-	1.701,09	2,00	3.402,18
Pórtico de línea	-	11.864,78	1,00	11.864,78
Elementos auxiliares	Obras, cimentaciones, aisladores, soportes, estructuras metálicas, etc.	-	-	70.941,00
Aparamenta 20kV				
Elemento	Modelo / Descripción	Precio ud.	Nº ud	Precio total
Interruptores 20 kV	Interruptor automático tripolar de 20kV en SF6 de intemperie	6.949,42	11,00	76.443,62
Seccionadores 20kV con cuchillas de puesta a tierra	Seccionador tripolar giratorio de 20kV con cuchillas de puesta a tierra	2.198,93	8,00	17.591,44
Seccionadores 20 kV	Seccionador tripolar giratorio de 20kV sin cuchillas de puesta a tierra	1.699,25	12,00	20.391,00
Transformadores intensidad	Transformador de intensidad trifásico de medida de 20kV	1.476,75	11,00	16.244,25
Transformadores tensión	Transformador de tensión trifásico de medida de 20kV	2.103,50	10,00	21.035,00

Embarrado	Embarrado trifásico, tubo de aluminio	32,60	111,60	3.638,16
Elementos auxiliares	Obras, cimentaciones, aisladores, soportes, estructuras metálicas, etc.	-	-	110.837,00

## Resumen del presupuesto

Elementos principales de la central	72.126.528,96 €
Mano de obra	5.637.421,44 €
Cableado y protecciones	1.318.925,02 €
Subestación, línea de evacuación y edificios auxiliares	5.299.425,72 €
<b>TOTAL (SIN IVA)</b>	<b>84.382.301,14 €</b>

Esto supone un precio final de 0,671 €/Wp instalado en placas, acorde con otras instalaciones similares.

## 6.2.- Flujo de caja año a año de la instalación

Se ha de tener en cuenta que desde la implantación del Real Decreto Ley 1/2012 – Supresión de incentivos económicos para nuevas instalaciones de generación renovable, la producción de energía eléctrica mediante energías renovables no se encuentra directamente retribuida con primas especiales. Si bien esto lastra la implantación de energías renovables en el sistema eléctrico, la madurez de la tecnología de las mismas las ha hecho tanto técnica como económicamente viables.

De media, el MWh se ha retribuido a entre 47 y 52 €/MWh durante los pasados meses, según datos del operador del sistema (OMIE). Se establecerá un precio de 50€/MWh para la instalación, si bien el precio de la electricidad lleva una progresión al alza.

En la siguiente tabla se puede ver la producción anual estimable año a año, descontando pérdidas y teniendo en cuenta unas pérdidas de eficiencia del 0,5% anual.

<b>Año</b>	<b>Producción anual (MWh)</b>	<b>Ganancias anuales (€)</b>
<b>1</b>	231107,7937	11.555.389,69
<b>2</b>	229952,2547	11.497.612,74
<b>3</b>	228103,3924	11.405.169,62
<b>4</b>	226254,53	11.312.726,50
<b>5</b>	224405,6677	11.220.283,38
<b>6</b>	222556,8053	11.127.840,27
<b>7</b>	220707,943	11.035.397,15
<b>8</b>	218859,0806	10.942.954,03
<b>9</b>	217010,2183	10.850.510,91
<b>10</b>	215161,3559	10.758.067,80
<b>11</b>	213312,4936	10.665.624,68
<b>12</b>	211463,6312	10.573.181,56
<b>13</b>	209614,7689	10.480.738,44
<b>14</b>	207765,9065	10.388.295,33
<b>15</b>	205917,0442	10.295.852,21
<b>16</b>	204068,1818	10.203.409,09
<b>17</b>	202219,3195	10.110.965,97
<b>18</b>	200370,4571	10.018.522,86
<b>19</b>	198521,5948	9.926.079,74
<b>20</b>	196672,7324	9.833.636,62
<b>21</b>	194823,8701	9.741.193,50
<b>22</b>	192975,0077	9.648.750,39
<b>23</b>	191126,1454	9.556.307,27
<b>24</b>	189277,283	9.463.864,15
<b>25</b>	187428,4207	9.371.421,03

Si ahora se combina esta tabla con el presupuesto que costará la instalación, obtenemos el flujo de caja existente año a año de la central. Dado que la central requiere de seguro, mantenimiento, seguridad y servicios auxiliares, se ha estimado este gasto en un 4% de los ingresos anuales de la central, que suponen más de 400.000€ anuales. El flujo de caja es el siguiente:

Año	Ganancias acumuladas (€)	Flujo de caja (€)
0	0	-84.382.301,14
1	11.093.174,10	-73.289.127,04
2	22.130.882,32	-62.251.418,81
3	33.079.845,16	-51.302.455,98
4	43.940.062,60	-40.442.238,54
5	54.711.534,65	-29.670.766,49
6	65.394.261,31	-18.988.039,83
7	75.988.242,57	-8.394.058,57
8	86.493.478,44	2.111.177,30
9	96.909.968,92	12.527.667,78
10	107.237.714,00	22.855.412,87
11	117.476.713,69	33.094.412,56
12	127.626.967,99	43.244.666,86
13	137.688.476,90	53.306.175,76
14	147.661.240,41	63.278.939,28
15	157.545.258,53	73.162.957,40
16	167.340.531,26	82.958.230,13
17	177.047.058,60	92.664.757,46
18	186.664.840,54	102.282.539,40
19	196.193.877,09	111.811.575,95
20	205.634.168,25	121.251.867,11
21	214.985.714,01	130.603.412,88
22	224.248.514,38	139.866.213,25
23	233.422.569,36	149.040.268,23
24	242.507.878,95	158.125.577,81
25	251.504.443,14	167.122.142,00

Se observa como se recupera la inversión aproximadamente en menos de 8 años, un periodo de tiempo más que aceptable.

## 7.- Visión a futuros del proyecto

Canarias avanza hacia un cambio de su modelo energético, basado en energías renovables más respetuosas con el entorno. Esto es perfectamente viable desde el punto de vista de la disponibilidad de recursos, pues todo el archipiélago goza de plenitud de energías naturales como viento, sol o marea.

Sin embargo, las energías renovables presentan complicaciones técnicas, como la incertidumbre de una generación variable y no controlable por el humano. Esto complica la acción de casar generación con demanda energética, pues la generación renovable puede crear picos o valles de producción en cuestión de poco tiempo que han de suplirse rápidamente con otras energías, para no degenerar la calidad del suministro eléctrico, tanto en forma de variaciones de tensión como de frecuencia.

Es evidente que tal y como está hoy por hoy estructurado el sistema eléctrico canario -y especialmente el majorero- es complicado llevar a cabo el presente proyecto. La falta de sistemas de acumulación de energía a gran escala, como centrales hidráulicas reversibles, y una mayor interconexión entre los sistemas insulares son los grandes escollos a salvar.

Aquí es donde entra un proyecto desarrollado por el Instituto Tecnológico de Canarias, el denominado 'INTERMACAN': Estudio de las infraestructuras de interconexión eléctrica para la maximización de energías renovables Marruecos-Canarias. Este proyecto estudia las diferentes interconexiones eléctricas que podrían darse en Canarias y como afectaría al sistema eléctrico. El proyecto es muy amplio y estudia diferentes situaciones, pero resumiendo estudia dos escenarios que podrían afectar a nuestro proyecto:

- Conexión Fuerteventura/Lanzarote – Gran Canaria
- Conexión Fuerteventura/Lanzarote – África y Gran Canaria

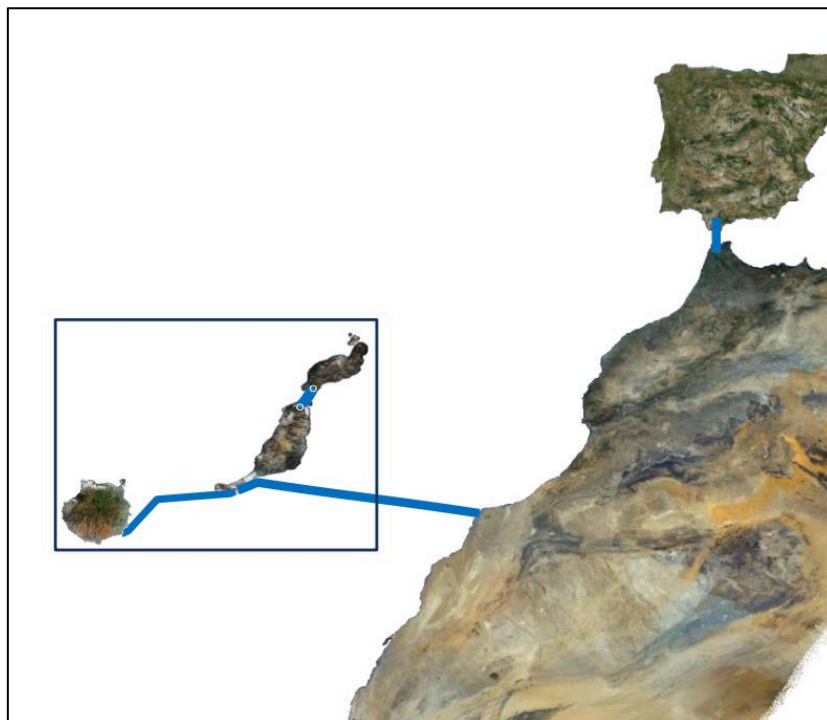


Ilustración 98. Modelo de interconexión Fuerteventura/Lanzarote - Gran Canaria - Marruecos. Fuente: INTERMACAN



Esta interconexión sería un importantísimo empujón para las energías renovables, especialmente en Fuerteventura, que se pasaría a ser el nexo entre varios sistemas eléctricos hacia donde se podría derivar la energía generada, así como demandar en momentos de valle de generación. Por supuesto, mediante la conexión crearía un sistema eléctrico más fiable, robusto y estable frente a complicaciones.

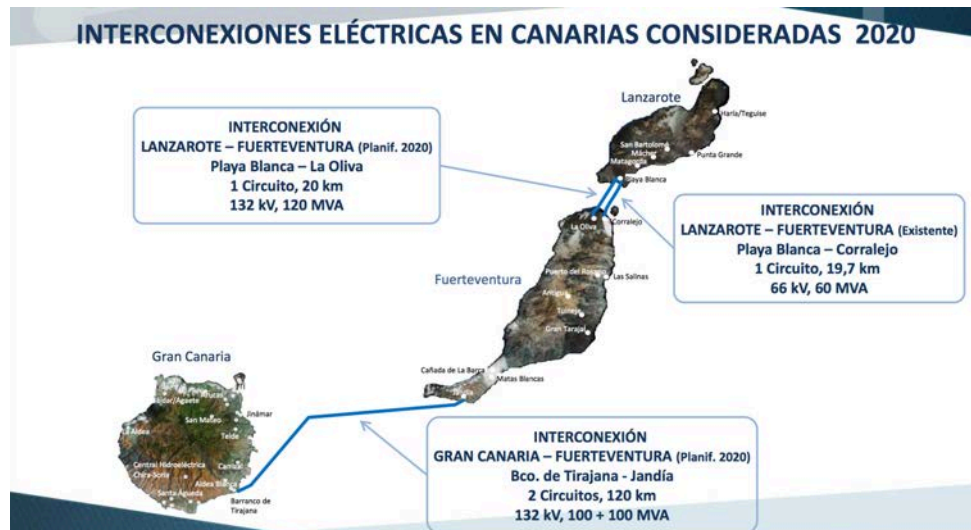


Ilustración 99. Modelo de interconexión Fuerteventura/Lanzarote - Gran Canaria - Marruecos. Fuente: INTERMACAN

Con la interconexión también entraría en juego la puesta en funcionamiento de la central hidráulica reversible de Soria-Chira, en la isla de Gran Canaria. Se trata de una central con una potencia de turbinado de 200MW y de bombeo de 220MW, que une dos de las mayores presas del sur de la isla. El proyecto se encuentra actualmente en fase de adjudicación, con visos a poder entrar en funcionamiento la próxima década. La dupla que formaría la interconexión con Gran Canaria y la central hidráulica reversible sería la piedra angular que afianzaría la viabilidad del presente proyecto, pues el sistema sería lo suficientemente estable como para poder integrar mayores cantidades de energía renovable.



Ilustración 100. Embalse de Soria. Fuente: La Provincia.

La central consta de una planta desaladora para consumo humano y agrario alimentada por energía eólica, también capaz de bombear agua hacia los depósitos superiores de la presa para suplir posibles carencias de agua.

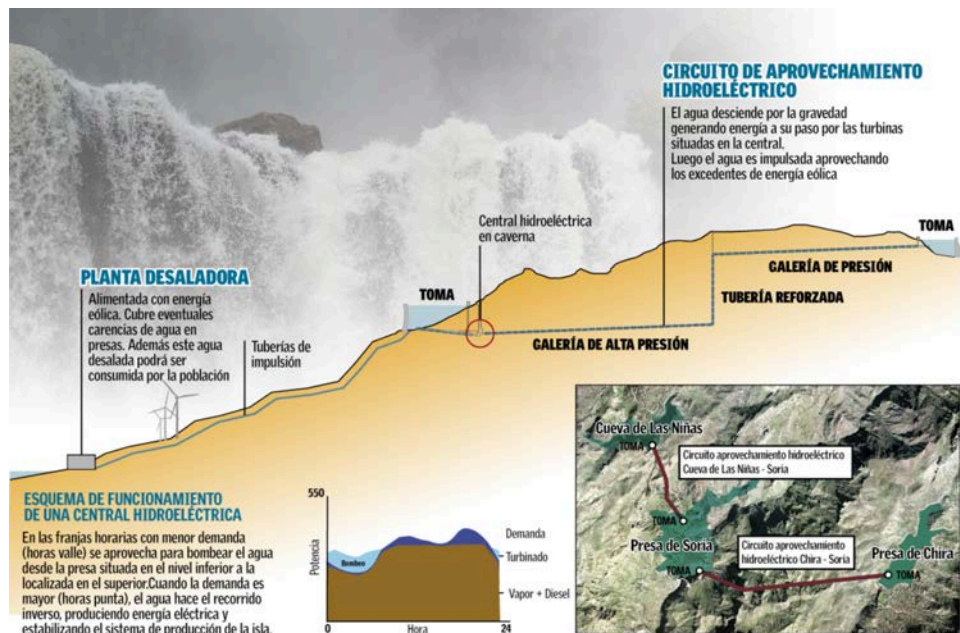


Ilustración 101. Infografía de la central hidroeléctrica reversible Soria-Chira.

La potencia que aportaría esta planta, tanto de bombeo como de turbinado facilitaría enormemente la implantación de renovables, pudiendo además evitar el uso de grupos térmicos de gran coste en los picos de demanda, usando en su lugar la potencia de turbinado de la centra hidráulica, más barata.

Todo este proyecto viene a recalcar tres cosas que se conseguirían con la interconexión:

- Mayor seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico
- Explotación más eficiente y económica del sistema
- Mayor penetración de las energías renovables.

Es por tanto, el punto clave por el que se ha de pasar para avanzar y cambiar el modelo energético de Canarias.

Sin embargo, existe una excepción en el sistema eléctrico canario, donde las renovables suponen la mayor parte de la producción energética, y es en la isla de El Hierro. En esta isla existe un proyecto moderno y ambicioso de autoabastecerse energéticamente mediante energías limpias, denominado Gorona del Viento. Esto se consigue mediante una central hidroeólica, formada por 5 aerogeneradores de 2MW cada uno y una central hidráulica reversible, con 11MW de potencia de turbinado y 7MW de potencia de bombeo. La central ha llegado a proporcionar 18 días seguidos de abastecimiento eléctrico a base únicamente de energía renovable.

Evidentemente, un proyecto de estas características es mucho más sencillo de llevar a cabo en una isla como la de El Hierro, con la capacidad de construcción de saltos

hidráulicos y una población de 10.769 habitantes, mientras que Fuerteventura tiene 110.299 y incapacidad física de saltos hidráulicos.



Ilustración 102. Infografía sobre la central hidroéolica Gorona del Viento. Fuente: El País

Por otro lado, es importante también mencionar otro de los problemas intrínsecos que existen para la implantación de la central: la potencia rodante necesaria para suplir posibles vaivenes de generación fotovoltaica.

La potencia rodante se denomina a la cantidad de potencia que se reserva para que esté disponible en momentos de fluctuaciones en la demanda o generación. Básicamente, es un generador trabajando en vacío, capaz de suministrar varios MW en el caso que la demanda lo requiera. En gran parte, el trabajo de los centros de control de generación (nombrados en el apartado 4.15.2 del presente documento) es asignar una potencia rodante en base a las previsiones meteorológicas, que implicarán una determinada producción energética de las instalaciones de generación renovable.

Una central de 100MW es una problemática en un sistema aislado y relativamente pequeño como el majorero-conejero, pues la variabilidad de potencia que suministraría haría necesaria una gran potencia rodante en determinados momentos, que disminuiría la eficiencia global del sistema.

Por tanto, con todos estos datos, y a falta de mayores herramientas y conocimientos para conocer los efectos de la implantación de la central en la red, llegamos a la conclusión de que, hoy por hoy, es complicada la ejecución del proyecto por la difícil integración que

tendría en el sistema eléctrico, si bien la interconexión con Gran Canaria y la puesta en funcionamiento de la central hidráulica reversible Soria-Chira sería un empujón para el proyecto.



Ilustración 103. Recorte de periódico sobre las mejoras en la red de transporte eléctrico. Fuente: La Provincia/DLP.

## 8.- Conclusiones y valoración global

Mediante la redacción del presente proyecto se ha conseguido justificar la viabilidad de una central fotovoltaica de grandes dimensiones en la isla de Fuerteventura, que permita diversificar el mix energético existente en la isla, aportando entre el 12 y el 18% de la energía eléctrica demandada diariamente en el conjunto Fuerteventura-Lanzarote.

Económicamente es plausible el proyecto, y asumible para la envergadura de una isla como Fuerteventura, pues optimizaría ampliamente la producción de energía eléctrica, así como disminuiría la dependencia de un bien escaso, caro y contaminante como es el petróleo. Bien es cierto que pueden existir sobrecostes añadidos, tales como intereses de un préstamo, impuestos añadidos y elementos no tenidos en cuenta en el presupuesto, sin embargo, la rentabilidad año a año de la central es muy alta, con unos costes marginales muy inferiores a los ingresos. También es de tener en cuenta que no se han tenido en cuenta subvenciones de ningún tipo.

La implantación de la central dotará un terreno actualmente en abandono de una productividad económica, produciendo beneficios para la ciudadanía en general. Se conseguirá un autoabastecimiento energético mayor, así como una menor tasa de vertidos de gases nocivos a la atmósfera, pasando de aproximadamente 0,75 toneladas de CO<sub>2</sub> por MWh producido a 0,58 t CO<sub>2</sub>/MWh en el mix energético Fuerteventura-Lanzarote y de 0,43 t CO<sub>2</sub>/MWh en el caso del sistema únicamente de Fuerteventura.

Se puede afirmar por tanto, con la salvedad de un estudio más profundo de la estabilidad en la integración en el sistema eléctrico de potencia de Fuerteventura-Lanzarote, que es un proyecto viable y con muchos beneficios para la población en los todos los ámbitos estudiados.

## 9.- Bibliografía

### Servicios y organizaciones

- Red Eléctrica de España - <http://www.ree.es>
- Instituto Tecnológico de Canarias - <http://www.itccanarias.org/>
- Visor cartográfico GRAFCAN - <http://visor.grafcan.es/visorweb/>
- ADRASE - <http://www.adrase.ciemat.es/mapa-zona-canarias/index.php>
- PVGIS - <http://photovoltaic-software.com/pvgis.php>
- Proyecto INTERMACAN -  
<http://www.intermacan.itccanarias.org/es/intermacan>
- PRTR – Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes -  
[http://www.prtr-es.es/informes/fichacomplejo.aspx?Id\\_Complejo=1797](http://www.prtr-es.es/informes/fichacomplejo.aspx?Id_Complejo=1797)
- IDAE - <http://www.idae.es/>
- Cabildo de Fuerteventura – Ordenación del Territorio -  
<http://www.cabildofuer.es/cabildo/areas-tematicas/ordenacion-del-territorio/>
- Ayuntamiento de Tuineje – Ordenación y territorio -  
<https://sede.tuineje.es/publico/territorio>
- Gobierno de Canarias – Energía eléctrica -  
<http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/temas/energiaelectrica/>
- Gobierno de Canarias – Energía -  
<http://www.gobiernodecanarias.org/medioambiente/piac/temas/energia/>

### Fabricantes, información de producto:

- Ingeteam - <https://www.ingeteam.com/>
- Siemens Gamesa - <http://www.siemensgamesa.com/es/>
- Schneider Electric - <https://www.schneider-electric.com/ww/en/>
- Ormazábal - <https://www.ormazabal.com/es>
- ABB - <http://new.abb.com/es>
- Trina Solar - <http://www.trinasolar.com/>
- Solar FlexRack - <http://solarflexrack.com/>
- LittleFuse - <http://www.littelfuse.com/>

### Libros, documentación y normativa varia

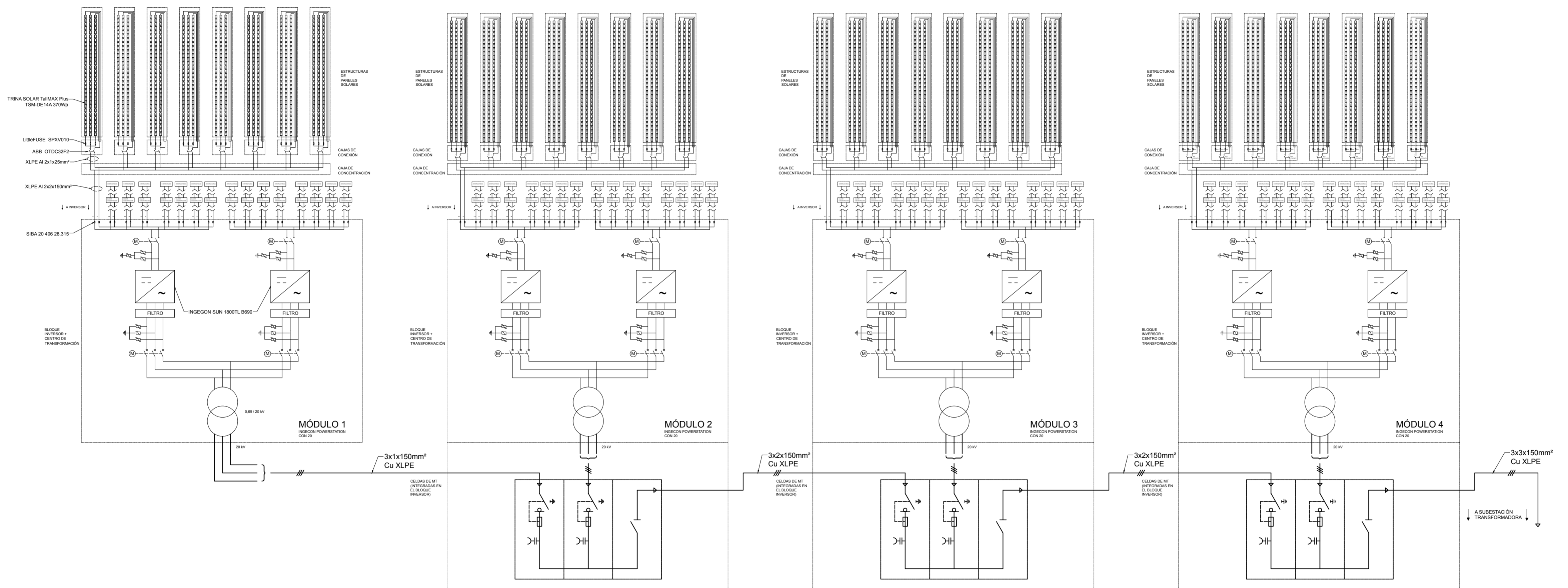
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en especial las ITC:
  - o ITC BT 18 – Instalaciones de puesta a tierra (BT)
  - o ITC BT 40 – Instalaciones generadoras de baja tensión
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en especial las ITC:
  - o ITC RAT 13 – Instalaciones de puesta a tierra (AT)
  - o ITC RAT 19 – Instalaciones privadas conectadas a redes de servicio público
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, en especial la ITC:
  - o ITC LAT 07 – Líneas aéreas de conductores desnudos
- Anuario Energético de Canarias 2016 – Gobierno de Canarias
- El sistema eléctrico español (Avance 2017) – REE
- Manual de Energía Eólica – Salvador Cuco Pardillos
- Líneas Eléctricas y Transporte de Energía Eléctrica” – Antonio Fayos Álvarez
- Centros de Transformación, Instalaciones de AT – Antonio Fayos Álvarez
- Subestaciones eléctricas, Instalaciones de AT – Antonio Fayos Álvarez
- Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español 2016 – REE
- Generación eficiente de energía eléctrica en la isla de Gran Canaria en el horizonte del año 2020 – Gobierno de Canarias
- PECAN – Plan Energético de Canarias – Gobierno de Canarias
- Perfil Ambiental de España 2016 – Ministerio de Agricultura, Pesca, Alimentación y Medio Ambiente
- Estadística de producción y consumo de energía eléctrica – Instituto Canario de Estadística (ISTAC)
- Plan de Acción Insular para la Sostenibilidad Energética de Gran Canaria – ISLE-PACT
- Real Decreto-Ley 1/2012 – Supresión de incentivos económicos para nuevas instalaciones de generación renovable
- Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución, generalidades – Endesa (NRZ101)
- Puestas a tierra de placas solares – SFE Solar
- Claves de la Ley del Suelo y Espacios Naturales Protegidos de Canarias – ACADUR (Asociación Canaria de Derecho Urbanístico)
- Guía de contenidos mínimos en los proyectos de Media Tensión – Gobierno de Canarias
- Ley 14/2014 de 26 de diciembre, de Armonización y Simplificación en materia de Protección del Territorio y de los Recursos Naturales.
- Ley 4/2017, del 13 de julio, del Suelo y los Espacios Naturales Protegidos de Canarias.
- Integración del Plan Eólico de Canarias – Red Eléctrica de España
- Presa de Soria-Chira - <http://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/central-soria-chira>
- Central térmica de Las Salinas (Fuerteventura) - [https://es.wikipedia.org/wiki/Central\\_térmica\\_de\\_Las\\_Salinas](https://es.wikipedia.org/wiki/Central_térmica_de_Las_Salinas)
- Gorona del Viento - <http://www.goronadelviento.es/>



## 10.- Esquemas eléctricos

- 1.- Agrupación de 4 módulos (parque FV + inversor + centro de transformación 20kV)
- 2.- Conjunto de la central
- 3.- Subestación transformadora 20/132kV





Cada módulo posee los mismos componentes, identificados en el módulo 1

ESQUEMA ELÉCTRICO AGRUPACIÓN  
4 MÓDULOS PARQUE FV + INVERSOR + CT



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

ÓSCAR DELGADO FUMERO

ESCALA

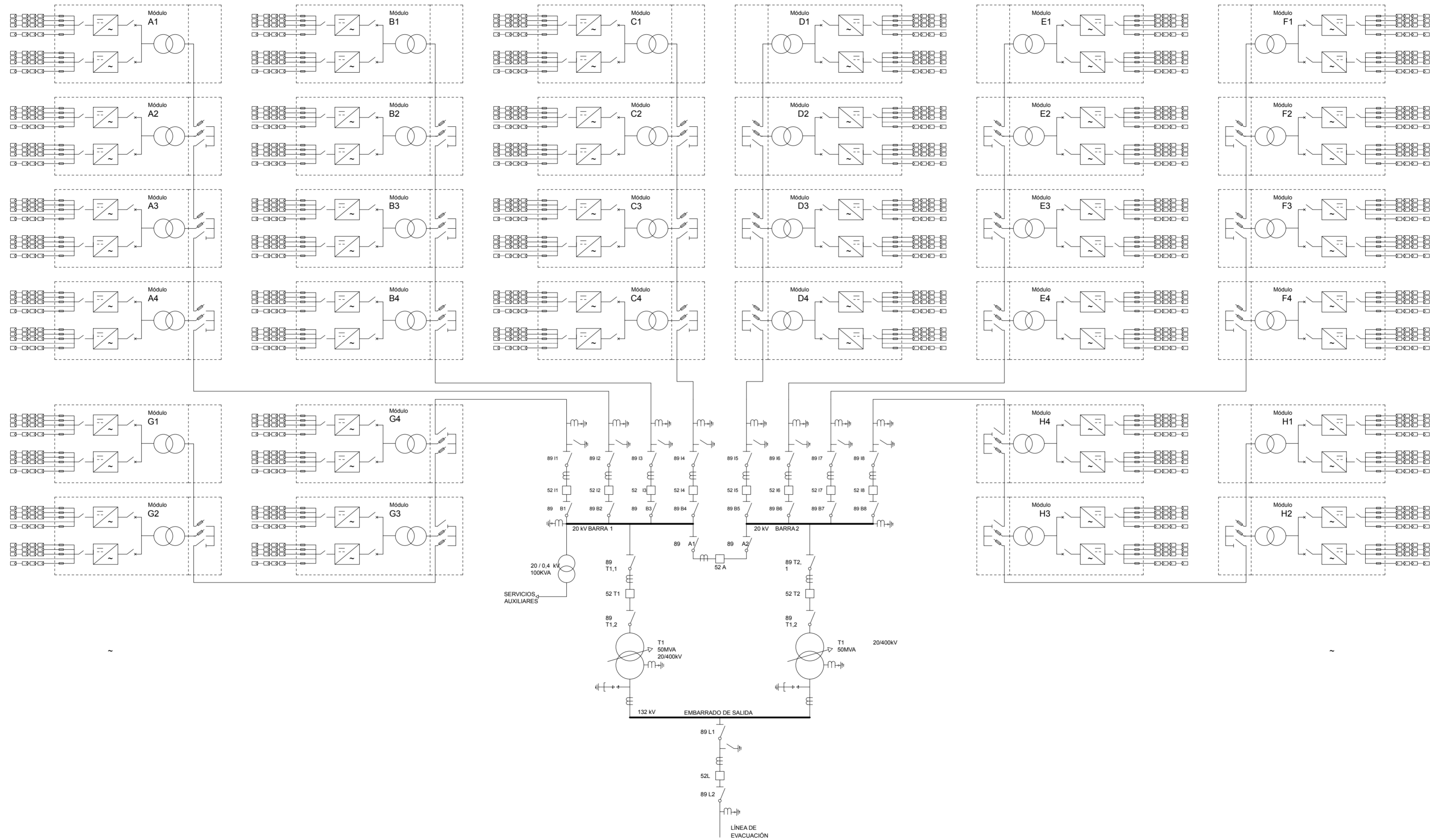
PLANO  
Nº

1

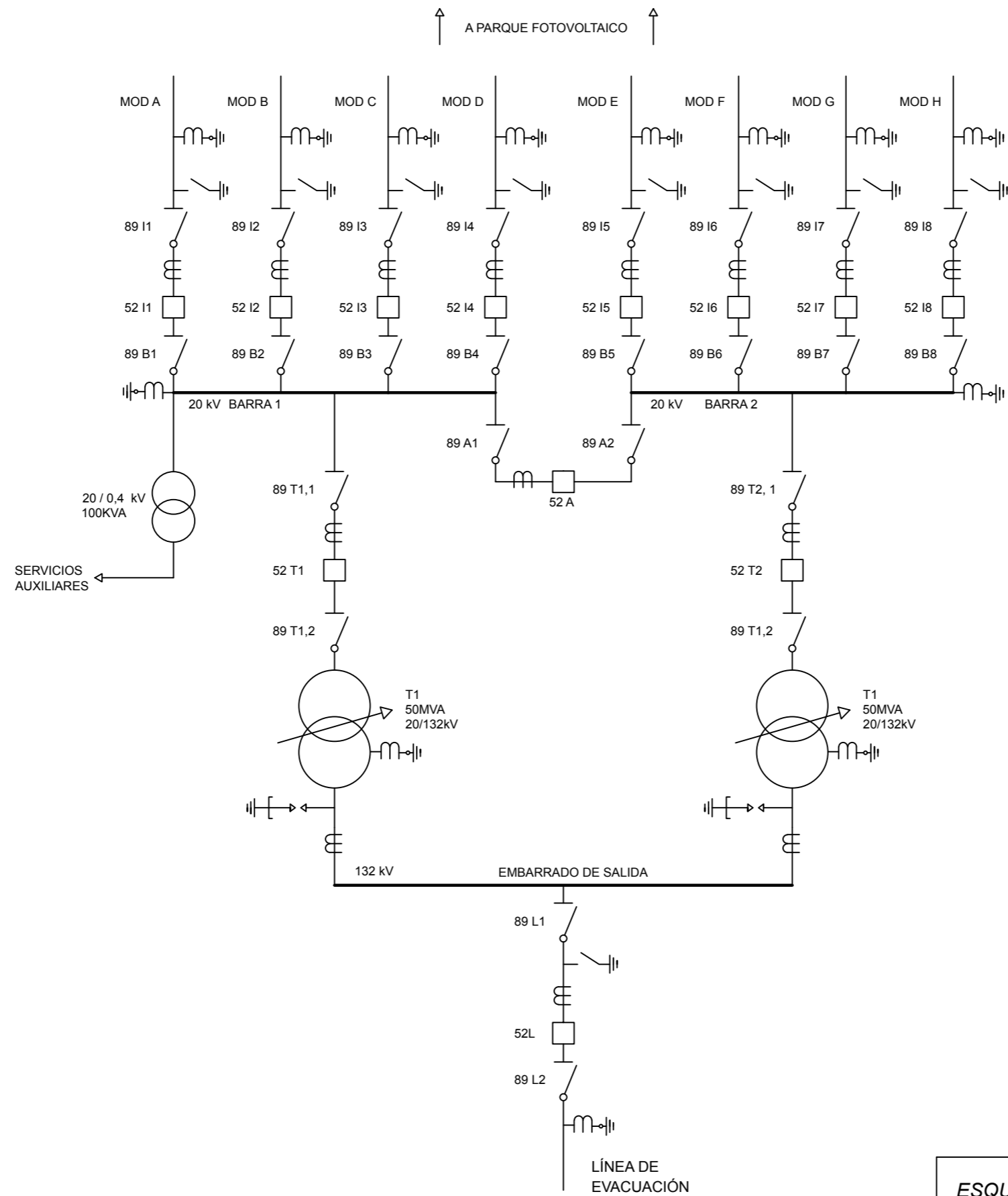
CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100MW CONECTADA A RED  
EN LA ISLA DE FUERTEVENTURA

N.T.E.

TAMAÑO: DIN A2



<b>ESQUEMA ELÉCTRICO CENTRAL FOTVOLTAICA</b>		 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>
<b>ÓSCAR DELGADO FUMERO</b>		
CENTRAL FOTVOLTAICA DE 100MW CONECTADA A RED EN LA ISLA DE FUERTEVENTURA		ESCALA <b>N.T.E.</b>
		PLANO Nº <b>2</b> TAMAÑO: DIN A2



ESQUEMA UNIFILAR SUBESTACIÓN  
TRANSFORMADORA 20/132 KV



ÓSCAR DELGADO FUMERO

ESCALA  
**N.T.E.**

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100MW CONECTADA A RED  
EN LA ISLA DE FUERTEVENTURA

PLANO  
Nº **3**

TAMAÑO: DIN A3



## 11.- Planos

- 4.- Plano de localización
- 5.- Planta de la central
- 6.- Detalle del módulo parque FV + inversor + CT 20kV
- 7.- Subestación transformadora
- 8.- Distribución parcelaria y plano de terreno LIDAR



**SUPERFICIE  
DE LA  
CENTRAL**



**PLANO DE LOCALIZACIÓN**



**ÓSCAR DELGADO FUMERO**

ESCALA GENERAL  
**1/400.000**

PLANO Nº **4**

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100MW CONECTADA A RED EN LA ISLA DE FUERTEVENTURA

AMPLIACIÓN  
**1/40.000**

TAMAÑO: DIN A3

**Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias**



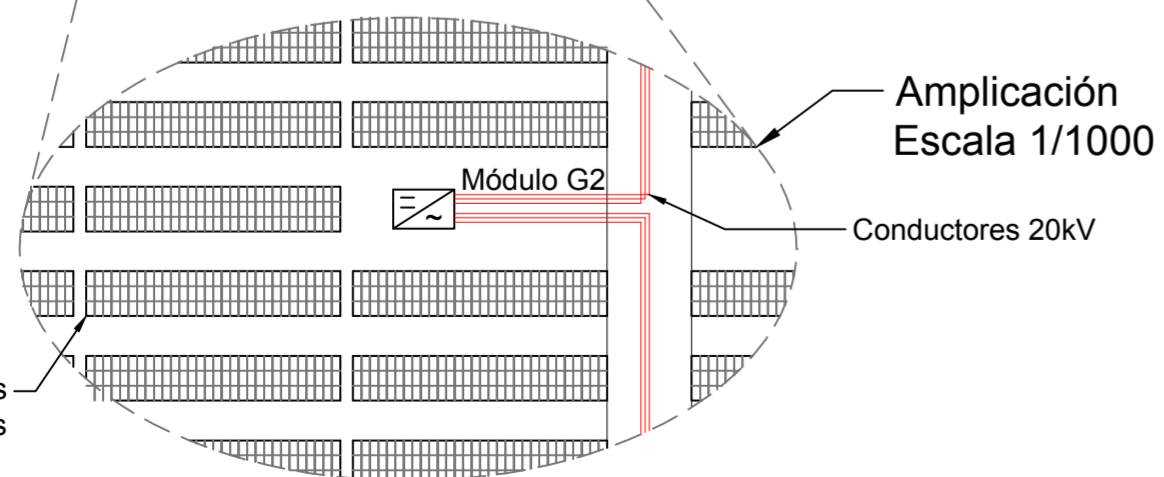
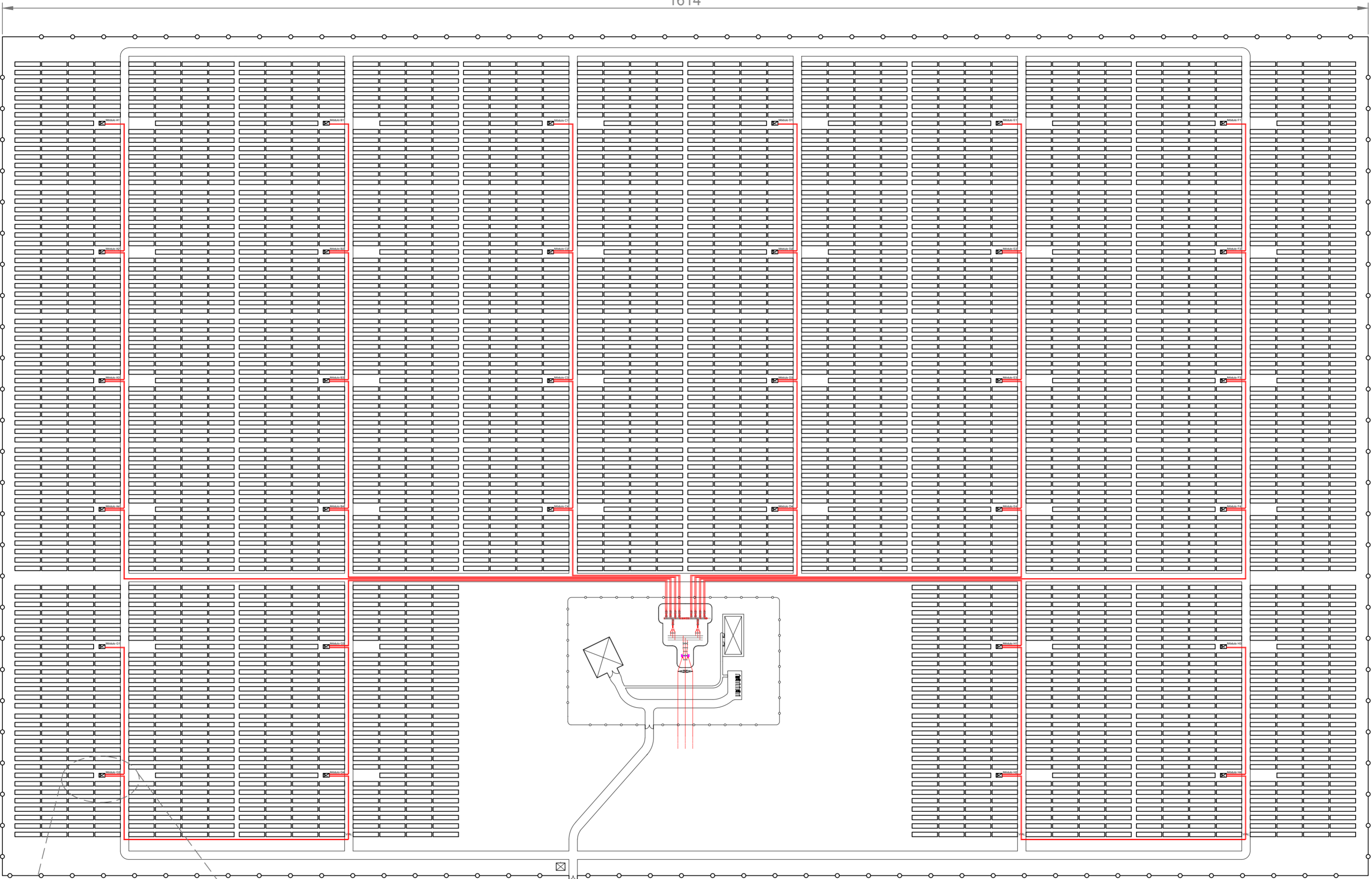
Información Técnica  
Sistema de Referencia ITRF93  
Elipsoide WGS84:  
-semieje mayor: a=6.378.137  
-aplanamiento: f=298.257223563  
Red Geodésica REGCAN95 (v. 2001)  
Sistema de representación UTM  
Huso 28 (extendido)

OrtoExpress  
Escala aprox.: 1:400.000



1614

991



Estructuras paneles solares  
3 filas x 30 paneles

Aplicación  
Escala 1/1000

Conductores 20kV

**PLANO DE PLANTA  
CENTRAL FOTOVOLTAICA**

**ÓSCAR DELGADO FUMERO**

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100MW CONECTADA  
A RED EN LA ISLA DE FUERTEVENTURA



**UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA**

ESCALA  
**1/4000**

PLANO  
Nº **5**

TAMAÑO: DIN A2



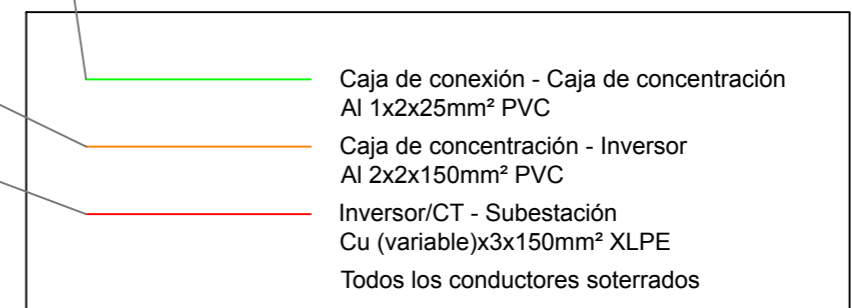
A caja de concentración


Vial

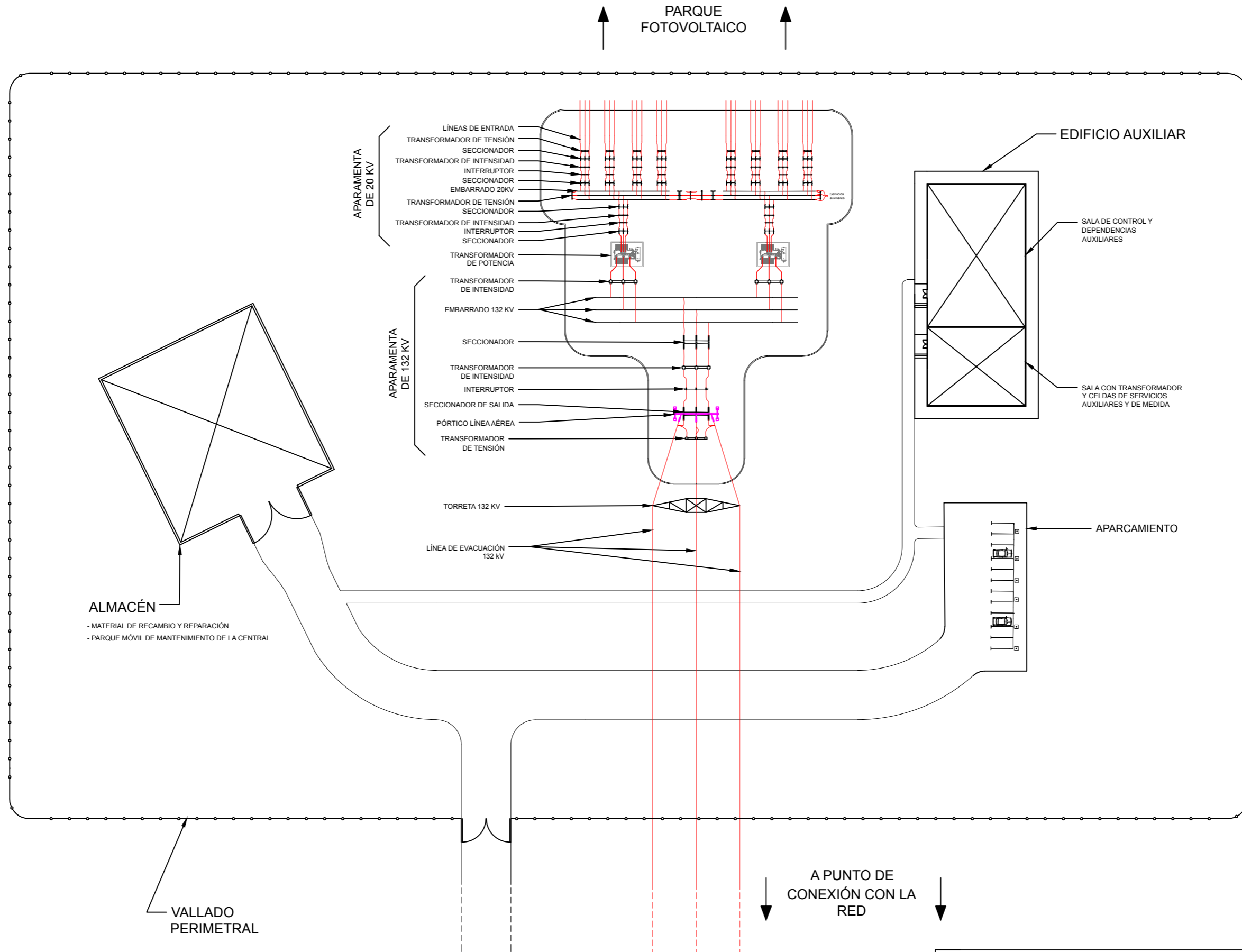
Conexión entre placas al tresbolillo


AMPLIACIÓN DETALLE ESCALA 1/200

Caja de conexión Fusible por línea + seccionador

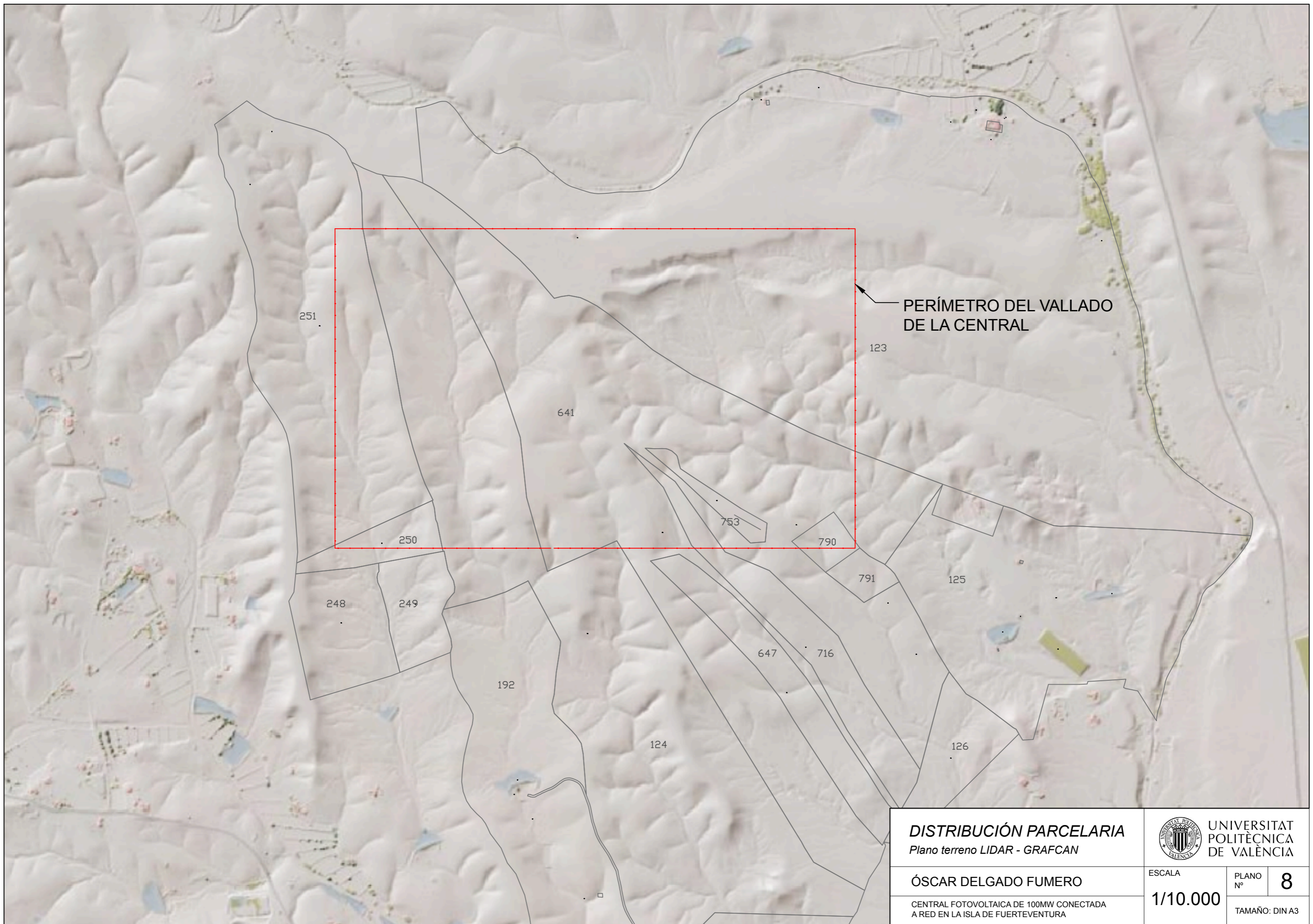


<b>MÓDULO PARQUE FOTOVOLTAICO + INVERSOR + CT 20 kV</b>		 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>	
ÓSCAR DELGADO FUMERO		ESCALA	PLANO Nº
CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100MW CONECTADA A RED EN LA ISLA DE FUERTEVENTURA		<b>1/1000</b>	<b>6</b>
		TAMAÑO: DIN A3	



<b>DISTRIBUCIÓN GENERAL EN PLANTA SUBESTACIÓN ELEVADORA 20/132 KV</b>		 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
ÓSCAR DELGADO FUMERO		ESCALA	PLANO Nº
CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100MW CONECTADA A RED EN LA ISLA DE FUERTEVENTURA		<b>1/800</b>	<b>7</b>
		TAMAÑO: DIN A3	





PERÍMETRO DEL VALLADO  
DE LA CENTRAL

**DISTRIBUCIÓN PARCELARIA**  
*Plano terreno LIDAR - GRAFCAN*

ÓSCAR DELGADO FUMERO

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100MW CONECTADA  
A RED EN LA ISLA DE FUERTEVENTURA



ESCALA

PLANO Nº	<b>8</b>
----------	----------

**1/10.000**

TAMAÑO: DIN A3
----------------



# ANEXO I: Reportaje fotográfico de la zona



Vista desde el alto de la montaña de Tamasite, mirando hacia el sur.

Localización aproximada: 28.308278, -14.042396



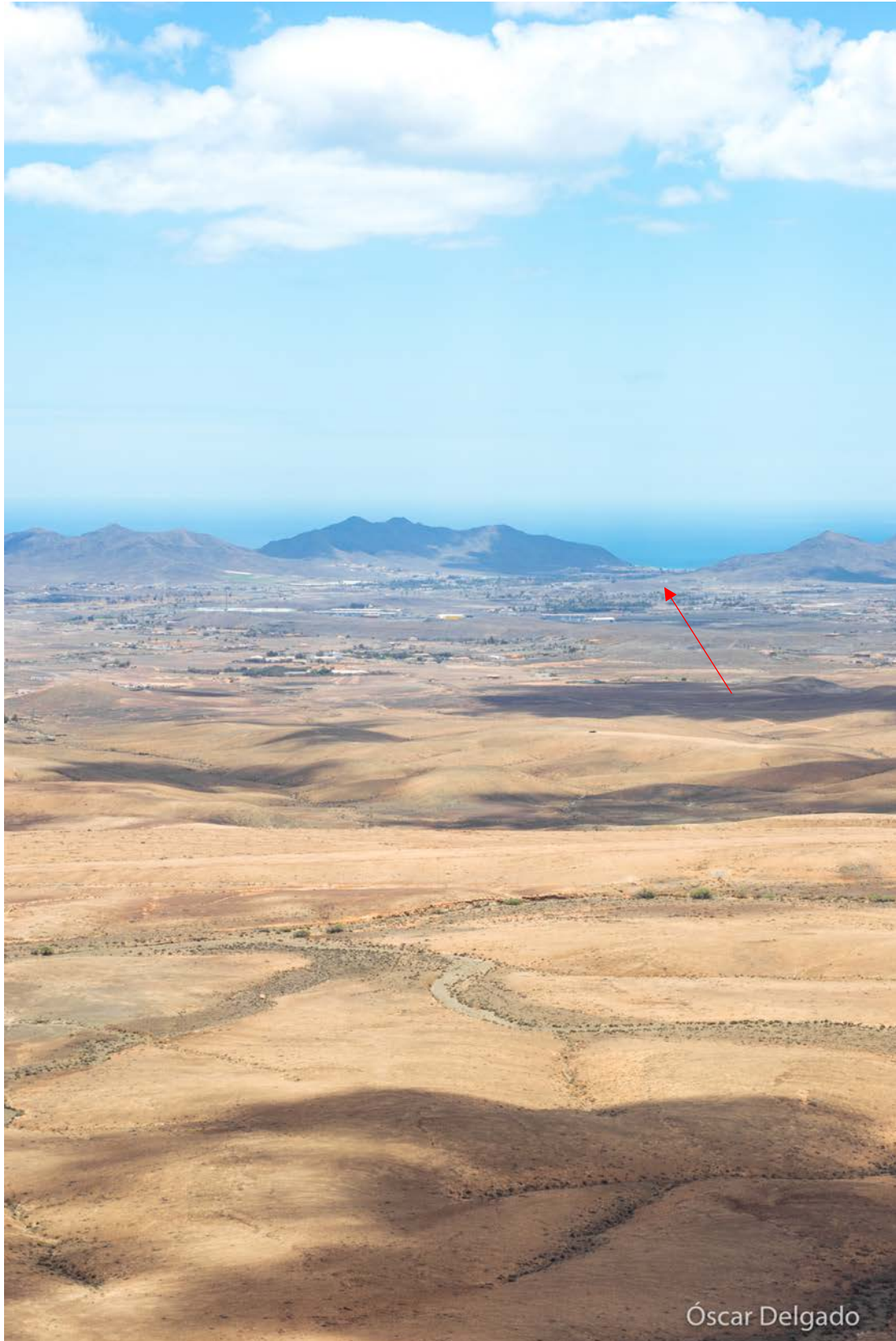
Vista de Rosa de Catalina García – Tablero de Tabordo, mirando hacia el sur.  
Proveniente de la carretera de las Casitas

Localización aproximada: 28.293181, -14.053528



Panorámica de Rosa de Catalina García – Tablero de Taborde desde la cima de la montaña de Tamasite

Localización aproximada: 28.293181, -14.053528



Óscar Delgado

Vista desde lo alto de la montaña de Tamasite hacia el sur, con Gran Tarajal al fondo.  
Situación de subestación eléctrica Gran Tarajal señalada en rojo.

Localización aproximada: 28.293181, -14.053528



Montaña de Tamasite, con un muro de piedra semiderruido en primer plano, vista desde el Tablero de Taboro, en el camino desde las Casitas.

Localización aproximada: 28.293181, -14.053528

Vista desde Rosa de Catalina García, hacia el sur.





Red de transporte de 66kV, en la zona de Los Arrabales.

Localización aproximada: 28.303419, -14.000802



Panorámica de la zona de Rosa de Catalina García

Localización aproximada: 28.293181, -14.053528





## ANEXO II: Previsión del mix de generación en días tipo



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

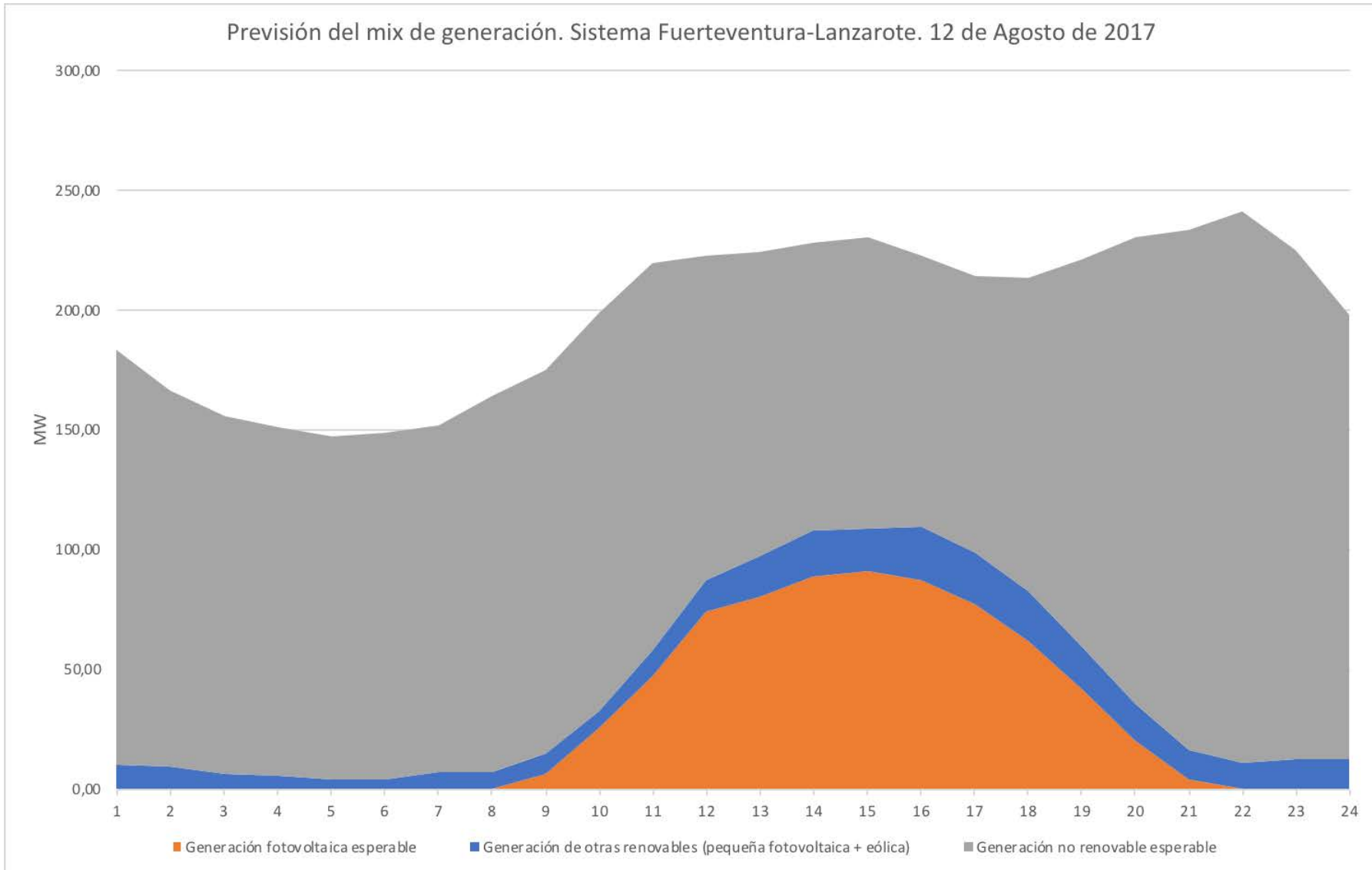


## Glosario

- **12 de Agosto de 2017 – Sistema Fuerteventura-Lanzarote**
- **19 de Noviembre de 2017 – Sistema Fuerteventura-Lanzarote**
- **15 de Marzo de 2018 – Sistema Fuerteventura-Lanzarote**
- **1 de Mayo de 2018 – Sistema Fuerteventura-Lanzarote**
- **1 de Mayo de 2018 – Sistema Fuerteventura**

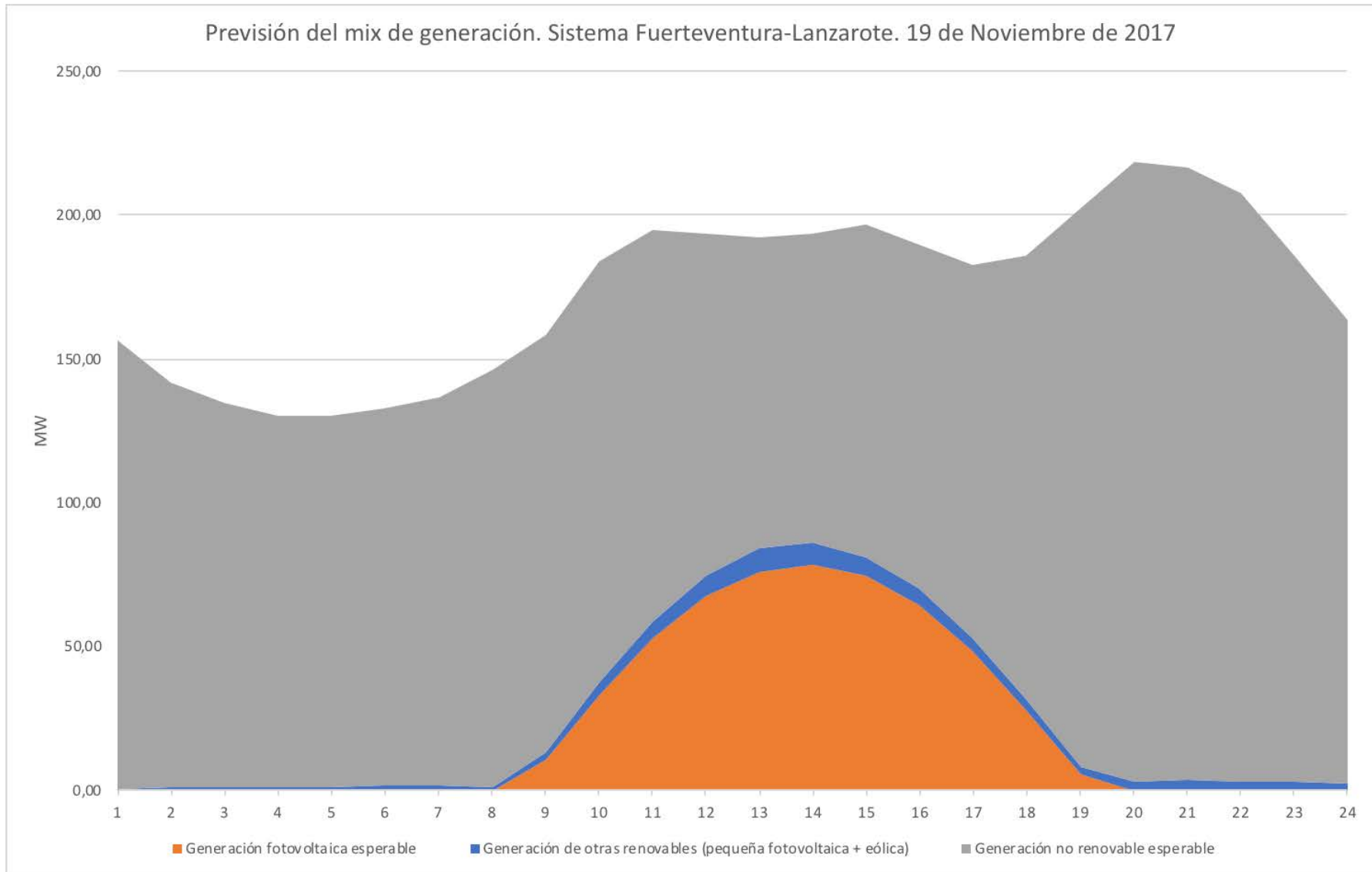


Hora (12/8/2017)	Generación total	Generación no renovable pre-central	Generación renovable pre-central	CO2 asociado pre- central	% Generación no renovable pre-central	Tasa CO2 Total	Tasa CO2 No renovable	Generación fotovoltaica esperable	Generación de otras renovables (pequeña fotovoltaica + eólica)	Generación no renovable esperable	% Generación no renovable esperable	CO2 asociado (0,80t/CO2)
0	183,50	173,50	10,00	139	94,55	0,76	0,80	0,00	10,00	173,50	94,55	138,80
1	166,21	156,70	9,51	119	94,28	0,72	0,76	0,00	9,51	156,70	94,28	125,36
2	155,81	149,70	6,11	114	96,08	0,73	0,76	0,00	6,11	149,70	96,08	119,76
3	151,10	145,80	5,30	111	96,49	0,73	0,76	0,00	5,30	145,80	96,49	116,64
4	147,00	143,00	4,00	109	97,28	0,74	0,76	0,00	4,00	143,00	97,28	114,40
5	148,99	145,00	3,99	110	97,32	0,74	0,76	0,00	3,99	145,00	97,32	116,00
6	151,80	145,00	6,80	110	95,52	0,72	0,76	0,00	6,80	145,00	95,52	116,00
7	164,00	157,00	7,00	119	95,73	0,73	0,76	0,00	7,00	157,00	95,73	125,60
8	175,00	167,00	8,00	132	95,43	0,75	0,79	6,49	8,00	160,51	91,72	128,41
9	199,00	192,00	7,00	153	96,48	0,77	0,80	25,66	7,00	166,34	83,59	133,08
10	219,79	209,00	10,79	166	95,09	0,76	0,79	47,11	10,79	161,89	73,65	129,51
11	223,00	209,60	13,40	174	93,99	0,78	0,83	73,92	13,40	135,68	60,84	108,55
12	224,21	206,90	17,31	165	92,28	0,74	0,80	80,31	17,31	126,59	56,46	101,28
13	227,79	208,20	19,59	166	91,40	0,73	0,80	88,79	19,59	119,41	52,42	95,53
14	230,31	212,60	17,71	169	92,31	0,73	0,79	91,08	17,71	121,52	52,76	97,21
15	222,41	200,10	22,31	159	89,97	0,71	0,79	87,27	22,31	112,83	50,73	90,27
16	214,00	192,60	21,40	154	90,00	0,72	0,80	77,25	21,40	115,35	53,90	92,28
17	213,90	193,00	20,90	154	90,23	0,72	0,80	61,71	20,90	131,29	61,38	105,03
18	221,50	204,20	17,30	163	92,19	0,74	0,80	41,87	17,30	162,33	73,29	129,86
19	230,20	214,80	15,40	171	93,31	0,74	0,80	20,31	15,40	194,49	84,49	155,59
20	233,40	221,40	12,00	180	94,86	0,77	0,81	4,20	12,00	217,20	93,06	173,76
21	241,41	230,40	11,01	189	95,44	0,78	0,82	0,00	11,01	230,40	95,44	184,32
22	225,19	212,40	12,79	175	94,32	0,78	0,82	0,00	12,79	212,40	94,32	169,92
23	198,10	185,30	12,80	148	93,54	0,75	0,80	0,00	12,80	185,30	93,54	148,24
<b>TOTAL/MEDIA</b>	<b>4767,62</b>	<b>4475,20</b>	<b>292,42</b>	<b>3549</b>	<b>94,09</b>	<b>0,74</b>	<b>0,79</b>	<b>705,96</b>	<b>292,42</b>	<b>3769,24</b>	<b>80,79</b>	<b>3015,39</b>
Unidad	MWh			t CO2	%	t CO2/MWh		MWh			%	t CO2
<b>Aportación central fotovoltaica respecto el total = 14,807 %</b>								Variación			-15,04%	

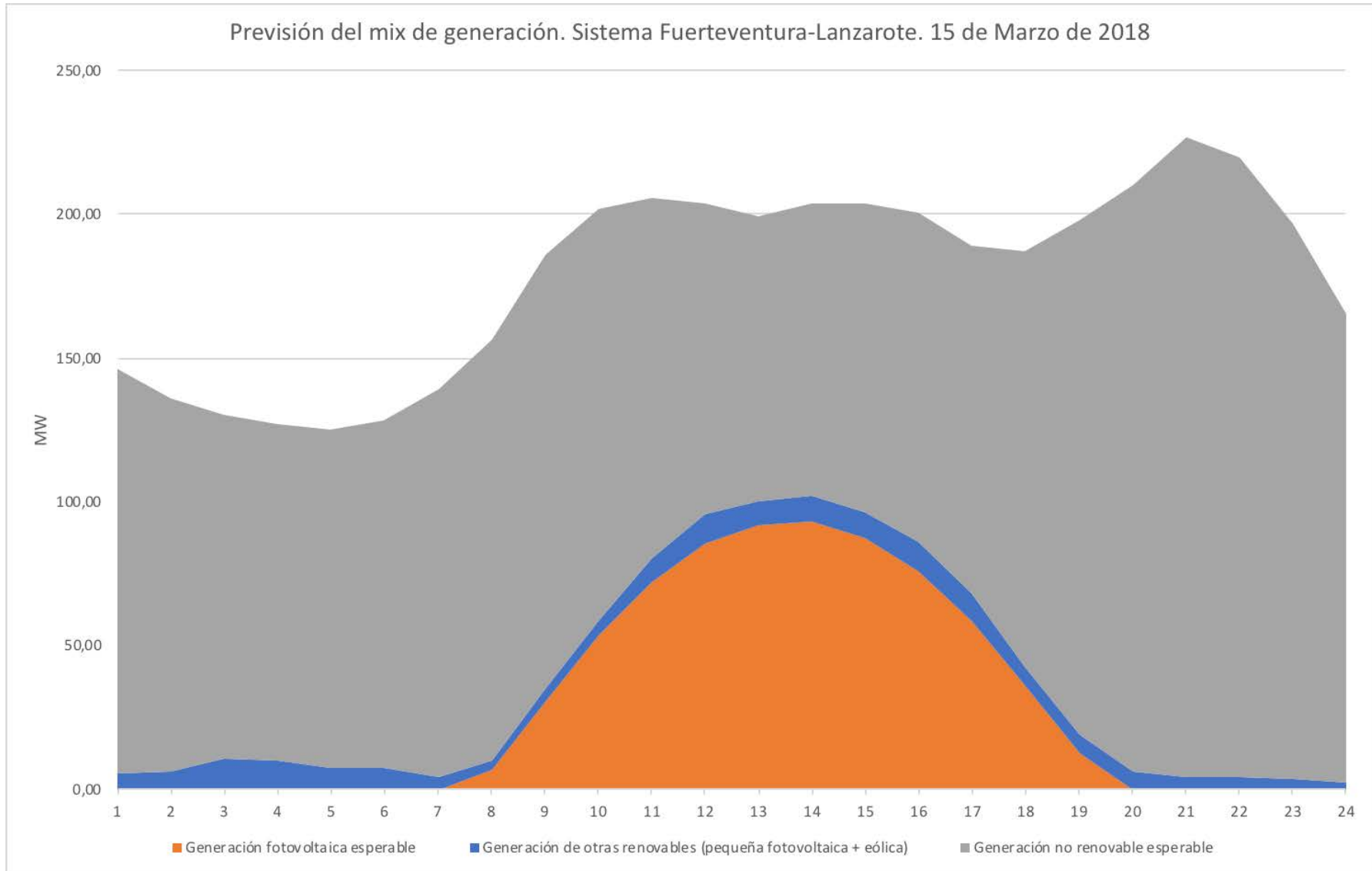




Hora (19/11/2017)	Generación total	Generación no renovable pre-central	Generación renovable pre-central	CO2 asociado pre- central	% Generación no renovable pre-central	Tasa CO2 Total	Tasa CO2 No renovable	Generación fotovoltaica esperable	Generación de otras renovables (pequeña fotovoltaica + eólica)	Generación no renovable esperable	% Generación no renovable esperable	CO2 asociado (0,80t/CO2)
0	156,20	155,70	0,50	125	99,68	0,80	0,80	0,00	0,50	155,70	99,68	124,56
1	141,70	140,40	1,30	114	99,08	0,80	0,81	0,00	1,30	140,40	99,08	112,32
2	134,79	133,50	1,29	109	99,04	0,81	0,82	0,00	1,29	133,50	99,04	106,80
3	130,30	129,00	1,30	105	99,00	0,81	0,81	0,00	1,30	129,00	99,00	103,20
4	130,51	129,20	1,31	105	99,00	0,80	0,81	0,00	1,31	129,20	99,00	103,36
5	132,79	131,40	1,39	107	98,95	0,81	0,81	0,00	1,39	131,40	98,95	105,12
6	136,70	135,10	1,60	110	98,83	0,80	0,81	0,00	1,60	135,10	98,83	108,08
7	146,20	145,10	1,10	117	99,25	0,80	0,81	0,00	1,10	145,10	99,25	116,08
8	158,60	156,00	2,60	126	98,36	0,79	0,81	10,40	2,60	145,60	91,81	116,48
9	183,70	179,40	4,30	146	97,66	0,79	0,81	33,09	4,30	146,31	79,64	117,04
10	194,70	188,80	5,90	153	96,97	0,79	0,81	52,65	5,90	136,15	69,93	108,92
11	193,40	185,80	7,60	157	96,07	0,81	0,84	67,24	7,60	118,56	61,30	94,85
12	192,19	184,10	8,09	156	95,79	0,81	0,85	75,92	8,09	108,18	56,29	86,55
13	193,50	185,70	7,80	156	95,97	0,81	0,84	78,30	7,80	107,40	55,50	85,92
14	196,60	189,70	6,90	159	96,49	0,81	0,84	74,30	6,90	115,40	58,70	92,32
15	189,81	184,00	5,81	154	96,94	0,81	0,84	64,09	5,81	119,91	63,17	95,93
16	182,71	177,90	4,81	150	97,37	0,82	0,84	48,16	4,81	129,74	71,01	103,79
17	185,71	181,90	3,81	153	97,95	0,82	0,84	27,66	3,81	154,24	83,06	123,39
18	202,39	199,80	2,59	166	98,72	0,82	0,83	5,53	2,59	194,27	95,99	155,41
19	218,71	215,60	3,11	179	98,58	0,82	0,83	0,00	3,11	215,60	98,58	172,48
20	216,69	213,40	3,29	177	98,48	0,82	0,83	0,00	3,29	213,40	98,48	170,72
21	207,89	204,90	2,99	171	98,56	0,82	0,83	0,00	2,99	204,90	98,56	163,92
22	185,60	182,70	2,90	152	98,44	0,82	0,83	0,00	2,90	182,70	98,44	146,16
23	163,40	161,00	2,40	130	98,53	0,80	0,81	0,00	2,40	161,00	98,53	128,80
TOTAL/MEDIA	4174,79	4090,10	84,69	3377	98,07	0,81	0,82	537,34	84,69	3552,76	86,33	2842,21
Unidad	MWh			t CO2	%	t CO2/MWh		MWh			%	t CO2
<b>Aportación central fotovoltaica respecto el total = 12,871 %</b>								Variación			-15,84%	



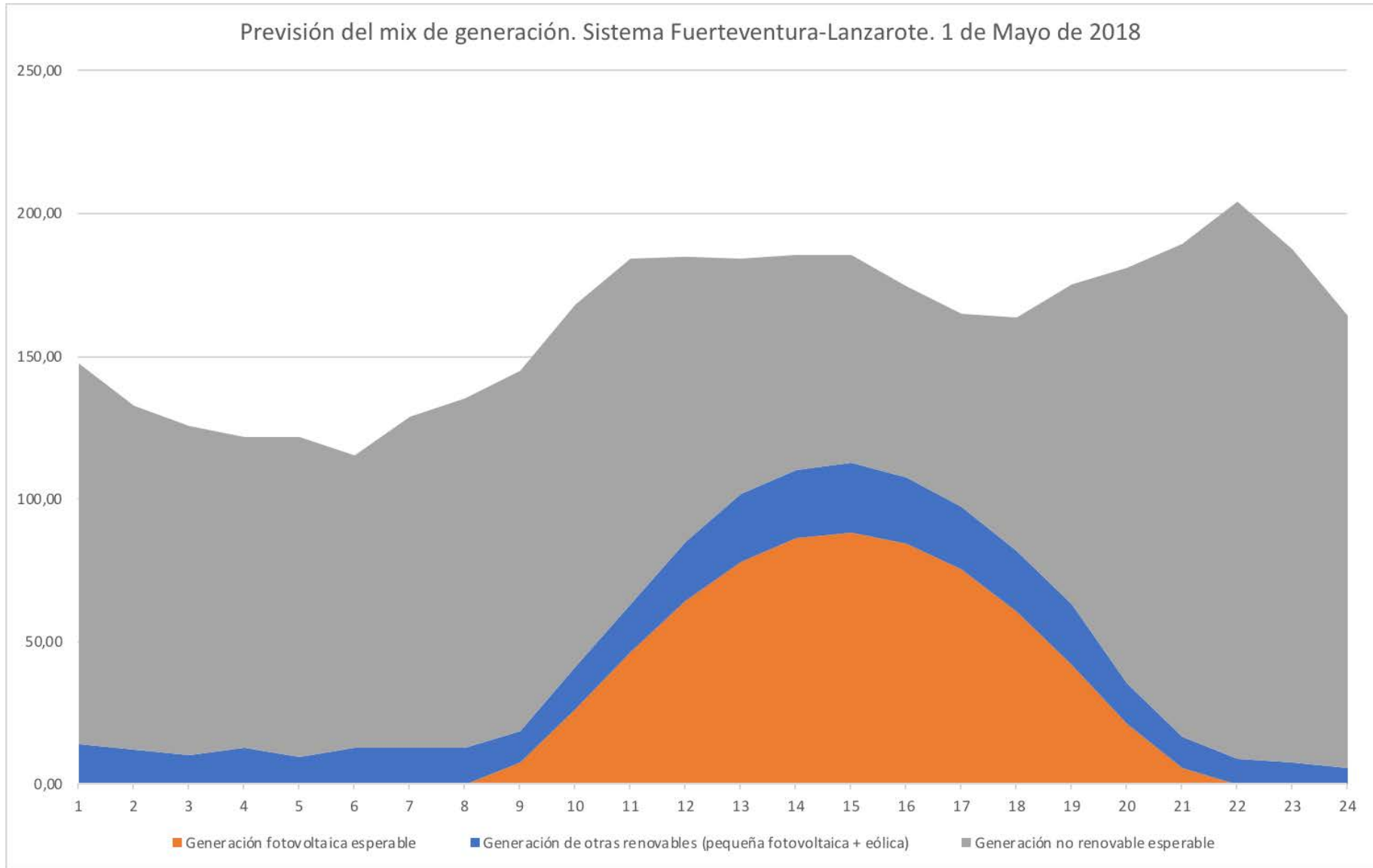
Hora (15/03/2018)	Generación total	Generación no renovable pre-central	Generación renovable pre-central	CO2 asociado pre-central	% Generación no renovable pre-central	Tasa CO2 Total	Tasa CO2 No renovable	Generación fotovoltaica esperable	Generación de otras renovables (pequeña fotovoltaica + eólica)	Generación no renovable esperable	% Generación no renovable esperable	CO2 asociado (0,80t/CO2)
0	146,40	140,60	5,80	107	96,04	0,73	0,76	0,00	5,80	140,60	96,04	112,48
1	135,71	129,30	6,41	98	95,28	0,72	0,76	0,00	6,41	129,30	95,28	103,44
2	130,09	119,70	10,39	91	92,01	0,70	0,76	0,00	10,39	119,70	92,01	95,76
3	126,79	116,60	10,19	89	91,96	0,70	0,76	0,00	10,19	116,60	91,96	93,28
4	125,40	117,90	7,50	90	94,02	0,72	0,76	0,00	7,50	117,90	94,02	94,32
5	128,51	121,40	7,11	92	94,47	0,72	0,76	0,00	7,11	121,40	94,47	97,12
6	139,21	135,10	4,11	109	97,05	0,78	0,81	0,00	4,11	135,10	97,05	108,08
7	156,50	153,50	3,00	123	98,08	0,79	0,80	6,68	3,00	146,82	93,81	117,46
8	185,70	180,80	4,90	145	97,36	0,78	0,80	30,23	4,90	150,57	81,08	120,45
9	201,71	196,10	5,61	162	97,22	0,80	0,83	53,22	5,61	142,88	70,84	114,30
10	205,40	197,00	8,40	164	95,91	0,80	0,83	72,10	8,40	124,90	60,81	99,92
11	203,71	193,50	10,21	161	94,99	0,79	0,83	85,17	10,21	108,33	53,18	86,66
12	199,58	191,30	8,28	159	95,85	0,80	0,83	92,13	8,28	99,17	49,69	79,33
13	203,71	194,60	9,11	162	95,53	0,80	0,83	92,89	9,11	101,71	49,93	81,36
14	203,80	195,00	8,80	162	95,68	0,79	0,83	87,46	8,80	107,54	52,77	86,03
15	200,51	190,40	10,11	152	94,96	0,76	0,80	75,92	10,11	114,48	57,10	91,59
16	189,00	179,00	10,00	143	94,71	0,76	0,80	58,46	10,00	120,54	63,78	96,43
17	187,31	181,20	6,11	145	96,74	0,77	0,80	36,24	6,11	144,96	77,39	115,97
18	198,00	191,80	6,20	159	96,87	0,80	0,83	12,49	6,20	179,31	90,56	143,44
19	210,09	204,00	6,09	169	97,10	0,80	0,83	0,00	6,09	204,00	97,10	163,20
20	226,80	222,40	4,40	185	98,06	0,82	0,83	0,00	4,40	222,40	98,06	177,92
21	219,60	215,30	4,30	171	98,04	0,78	0,79	0,00	4,30	215,30	98,04	172,24
22	196,60	193,00	3,60	154	98,17	0,78	0,80	0,00	3,60	193,00	98,17	154,40
23	165,50	163,10	2,40	130	98,55	0,79	0,80	0,00	2,40	163,10	98,55	130,48
<b>TOTAL/MEDIA</b>	<b>4285,62</b>	<b>4122,60</b>	<b>163,02</b>	<b>3322</b>	<b>96,03</b>	<b>0,77</b>	<b>0,80</b>	<b>703,00</b>	<b>163,02</b>	<b>3419,60</b>	<b>81,32</b>	<b>2735,68</b>
Unidad	MWh			t CO2	%	t CO2/MWh		MWh			%	t CO2
<b>Aportación central fotovoltaica respecto el total = 16,404 %</b>								Variación			-17,65%	







Hora (1/5/2018)	Generación total	Generación no renovable pre-central	Generación renovable pre-central	CO2 asociado pre- central	% Generación no renovable pre-central	Tasa CO2 Total	Tasa CO2 No renovable	Generación fotovoltaica esperable	Generación de otras renovables (pequeña fotovoltaica + eólica)	Generación no renovable esperable	% Generación no renovable esperable	CO2 asociado (0,80t/CO2)
0	147,20	133,3	13,90	101	90,56	0,69	0,76	0,00	13,90	133,30	90,56	106,64
1	132,91	120,6	12,31	92	90,74	0,69	0,76	0,00	12,31	120,60	90,74	96,48
2	125,39	115,3	10,09	88	91,95	0,70	0,76	0,00	10,09	115,30	91,95	92,24
3	121,90	108,8	13,10	83	89,25	0,68	0,76	0,00	13,10	108,80	89,25	87,04
4	121,50	112	9,50	85	92,18	0,70	0,76	0,00	9,50	112,00	92,18	89,60
5	115,32	102,2	13,12	82	88,62	0,71	0,80	0,00	13,12	102,20	88,62	81,76
6	128,50	115,6	12,90	88	89,96	0,68	0,76	0,00	12,90	115,60	89,96	92,48
7	135,30	122,5	12,80	100	90,54	0,74	0,82	0,00	12,80	122,50	90,54	98,00
8	145,10	134	11,10	109	92,35	0,75	0,81	7,63	11,10	126,37	87,09	101,10
9	168,00	152,9	15,10	124	91,01	0,74	0,81	26,23	15,10	126,67	75,40	101,34
10	184,19	168	16,19	135	91,21	0,73	0,80	46,64	16,19	121,36	65,89	97,09
11	185,00	164,3	20,70	133	88,81	0,72	0,81	64,57	20,70	99,73	53,91	79,79
12	184,30	160,6	23,70	130	87,14	0,71	0,81	78,02	23,70	82,58	44,81	66,07
13	185,50	161,7	23,80	130	87,17	0,70	0,80	86,03	23,80	75,67	40,79	60,54
14	185,40	161	24,40	130	86,84	0,70	0,81	88,22	24,40	72,78	39,26	58,22
15	174,39	151,6	22,79	122	86,93	0,70	0,80	84,60	22,79	67,00	38,42	53,60
16	164,99	143	21,99	115	86,67	0,70	0,80	75,16	21,99	67,84	41,12	54,28
17	163,70	142,5	21,20	115	87,05	0,70	0,81	60,47	21,20	82,03	50,11	65,63
18	174,90	153,7	21,20	124	87,88	0,71	0,81	41,68	21,20	112,02	64,05	89,62
19	181,00	166,5	14,50	134	91,99	0,74	0,80	21,17	14,50	145,33	80,29	116,26
20	189,30	178	11,30	143	94,03	0,76	0,80	5,63	11,30	172,37	91,06	137,90
21	203,89	195	8,89	156	95,64	0,77	0,80	0,00	8,89	195,00	95,64	156,00
22	187,40	179,9	7,50	144	96	0,77	0,80	0,00	7,50	179,90	96,00	143,92
23	164,01	158,2	5,81	128	96,46	0,78	0,81	0,00	5,81	158,20	96,46	126,56
TOTAL/MEDIA	3869,10	3501,20	367,90	2791	90,46	0,72	0,80	686,03	367,90	2815,17	74,34	2252,14
Unidad	MWh			t CO2	%	t CO2/MWh		MWh			%	t CO2
<b>Aportación central fotovoltaica respecto el total = 17,731 %</b>								Variación			-19,31%	





Hora (1/5 /2018) FTV	Generación total	Generación no renovable pre-central	Generación renovable pre-central	% Generación no renovable pre-central	Generación fotovoltaica esperable	Generación fotovoltaica máxima FTV	Excedentes FV	% Excedentes FV	Generación de otras renovables (pequeña fotovoltaica + eólica)	Generación no renovable esperable	% Generación no renovable esperable	CO2 asociado (media de 0,80t/CO2)
0	65,90	60,8	5,10	92,26	0,00	0,00	0,00	0,00	5,10	60,80	92,26	48,64
1	60,00	56,5	3,50	94,17	0,00	0,00	0,00	0,00	3,50	56,50	94,17	45,20
2	52,60	49,4	3,20	93,92	0,00	0,00	0,00	0,00	3,20	49,40	93,92	39,52
3	49,60	46,4	3,20	93,55	0,00	0,00	0,00	0,00	3,20	46,40	93,55	37,12
4	51,00	48,3	2,70	94,71	0,00	0,00	0,00	0,00	2,70	48,30	94,71	38,64
5	51,90	46,8	5,10	90,17	0,00	0,00	0,00	0,00	5,10	46,80	90,17	37,44
6	52,90	49,1	3,80	92,82	0,00	0,00	0,00	0,00	3,80	49,10	92,82	39,28
7	63,90	58,7	5,20	91,86	0,00	0,00	0,00	0,00	5,20	58,70	91,86	46,96
8	62,10	57,1	5,00	91,95	7,63	7,63	0,00	0,00	5,00	49,47	79,66	39,58
9	69,60	64,1	5,50	92,1	26,23	26,23	0,00	0,00	5,50	37,87	54,42	30,30
10	77,30	69,6	7,70	90,04	46,64	46,64	0,00	0,00	7,70	22,96	29,71	18,37
11	80,30	69,8	10,50	86,92	64,57	64,57	0,00	0,00	10,50	5,23	6,51	4,19
12	79,20	68,1	11,10	85,98	78,02	78,02	0,00	0,00	11,10	0,00	0,00	0,00
13	81,60	69	12,60	84,56	86,03	69,00	17,03	19,79	12,60	0,00	0,00	0,00
14	80,00	68	12,00	85	88,22	68,00	20,22	22,92	12,00	0,00	0,00	0,00
15	77,20	66	11,20	85,49	84,60	66,00	18,60	21,98	11,20	0,00	0,00	0,00
16	74,10	62,9	11,20	84,89	75,16	62,90	12,26	16,31	11,20	0,00	0,00	0,00
17	72,30	62,1	10,20	85,89	60,47	60,47	0,00	0,00	10,20	1,63	2,26	1,31
18	75,50	67	8,50	88,74	41,68	41,68	0,00	0,00	8,50	25,32	33,54	20,26
19	75,80	70,3	5,50	92,74	21,17	21,17	0,00	0,00	5,50	49,13	64,81	39,30
20	79,40	75	4,40	94,46	5,63	5,63	0,00	0,00	4,40	69,37	87,37	55,50
21	84,60	80,9	3,70	95,63	0,00	0,00	0,00	0,00	3,70	80,90	95,63	64,72
22	81,20	79,2	2,00	97,54	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	79,20	97,54	63,36
23	72,10	71,3	0,80	98,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	71,30	98,89	57,04
TOTAL Ud.	1670,10	1516,40 MWh	153,70	91,01 %	686,03	617,93 MWh	68,10	3,38 %	153,70 MWh	908,39	58,07 %	726,71 Toneladas CO2
<b>Aportación central fotovoltaica respecto el total = 39,244 %</b>										Variación		-40,10 %

