

2009/2010

**PROYECTO  
FIN DE  
MÁSTER**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE UNA  
PLANTA SOLAR MONOTORRE  
FRENTE A CONFIGURACIONES  
MULTI-TORRE**



Francisca Grimaldi Gómez

Diva Martínez González

Macarena leal Olloqui

María Piñole Álvarez

Tutor: Manuel Romero Álvarez

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....</b>	<b>9</b>
<b>2. TECNOLOGÍA DE TORRE.....</b>	<b>12</b>
2.1. TIPOS DE CENTRALES SOLARES.....	13
2.1.1. SISTEMA AGUA-VAPOR. ....	13
2.1.2. SISTEMA DE SODIO LÍQUIDO.....	13
2.1.3. SISTEMA DE SALES FUNDIDAS. ....	13
2.1.4. SISTEMA DE AIRE. ....	14
2.2. ALMACENAMIENTO.....	14
2.3. EL RECEPTOR.....	15
2.3.1. RECEPTOR DE TUBOS. ....	15
2.3.2. RECEPTOR VOLUMÉTRICO. ....	15
2.3.3. EVALUACIÓN DE LOS COEFICIENTES DE PÉRDIDAS EN EL RECEPTOR.....	15
2.4. SISTEMAS DE CONTROL. ....	17
2.4.1. SISTEMA DE CONTROL DE POSICIONAMIENTO DE LOS HELIÓSTATOS.....	18
2.4.2. SUBSISTEMA DE MEDICIÓN DE FLUJO Y TEMPERATURA. ....	18
2.4.3. SISTEMA AUTOMÁTICO DE AJUSTE OFFSETS.....	18
2.5. TECNOLOGÍA MULTITORRE. ....	19
<b>3. ESTUDIOS PREVIOS DE MULTITORRE.....</b>	<b>20</b>
3.1. COMPACT LINEAR FRESNEL REFLECTOR (CLFR). ....	20
3.2. MULTI-TOWER SOLAR ARRAY (MTSA).....	20
3.3. MULTI-TORRE CON DISTRIBUCIÓN BRIGHTSOURCE.....	22
3.4. MULTITORRE CON DISTRIBUCIÓN eSOLAR.....	23
3.5. DISTRIBUCIÓN AORA SOLAR. ....	24
3.6. DISTRIBUCIÓN CLONCURRY. ....	25
<b>4. EMPLAZAMIENTO.....</b>	<b>27</b>
4.1. SITUACIÓN DE LA PLANTA.....	27
<b>5. ANÁLISIS DE LA RADIACIÓN. ....</b>	<b>41</b>
<b>6. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL. ....</b>	<b>48</b>
6.1. INTRODUCCIÓN. ....	48

6.2.	MARCO LEGAL.....	48
6.2.1.	LEGISLACIÓN EUROPEA.....	48
6.2.2.	LEGISLACIÓN ESTATAL.....	49
6.2.3.	LEGISLACIÓN AUTONÓMICA.....	50
6.3.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y ALTERNATIVAS.....	51
6.3.1.	LOCALIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD.....	51
6.3.2.	DESCRIPCIÓN BÁSICA DE LA PLANTA.....	51
6.3.3.	DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	52
6.3.4.	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.....	52
6.4.	IDENTIFICACIÓN, CUANTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS.....	55
6.4.1.	VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS EN FASE DE CONSTRUCCIÓN O EJECUCIÓN.....	57
6.4.2.	VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS EN FASE DE EXPLOTACIÓN.....	58
6.4.3.	VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS DURANTE LA FASE DE CESE DE ACTIVIDAD Y DESMANTELAMIENTO.....	59
6.4.4.	VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS SOBRE EL MEDIO QUE SE DERIVAN DE LA LÍNEA ELÉCTRICA.....	59
6.4.5.	VALORACIÓN GLOBAL DE LOS IMPACTOS.....	61
6.5.	MEDIDAS PROTECTORAS, CORRECTORAS Y COMPENSATORIAS.....	61
6.6.	PROGRAMA DE VIGILANCIA AMBIENTAL.....	62
6.6.1.	FASE DE CONSTRUCCIÓN.....	63
6.6.2.	FASE DE EXPLOTACIÓN.....	63
6.6.3.	FASE DE ABANDONO.....	63
6.7.	CONCLUSIONES.....	64
<b>7.</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA PLANTA DE REFERENCIA.....</b>	<b>65</b>
7.1.	HELIÓSTATOS.....	66
7.2.	RECEPTOR.....	67
7.3.	ALMACENAMIENTO.....	69
<b>8.</b>	<b>ANÁLISIS DE LA PLANTA DE REFERENCIA.....</b>	<b>71</b>
8.1.	ANÁLISIS ESTRATÉGICO DE LA PLANTA DE REFERENCIA.....	72
8.2.	ANÁLISIS DE LOS COSTES DE LA PLANTA DE REFERENCIA.....	74
8.3.	LONGITUD DE LAS TUBERÍAS.....	74
<b>9.</b>	<b>CONFIGURACIÓN DE LAS PLANTAS MULTI-TORRE.....</b>	<b>75</b>
9.1.	PLANTA SOLAR DE 2 x 25 MW.....	75

9.2.	PLANTA SOLAR DE 5 x 10 MW. ....	76
9.3.	PLANTA SOLAR DE 10 x 5 MW. ....	77
9.4.	PLANTA SOLAR DE 20 x 2,5 MW. ....	78
<b>10.</b>	<b>ANÁLISIS DE LAS PLANTAS MULTI-TORRE. ....</b>	<b>79</b>
10.1.	ANÁLISIS ENERGÉTICO. ....	81
10.2.	ANÁLISIS DE COSTES .....	83
10.3.	LONGITUD DE LAS TUBERÍAS. ....	86
10.3.1.	PLANTA DE 2 x 25 MW. ....	86
10.3.2.	PLANTA DE 5 x 10 MW. ....	86
10.3.3.	PLANTA DE 10 x 5 MW. ....	86
10.3.4.	PLANTA DE 20 x 2,5 MW. ....	86
<b>11.</b>	<b>ESTUDIO ECONÓMICO. ....</b>	<b>88</b>
<b>12.</b>	<b>COMPARATIVA. ....</b>	<b>94</b>
<b>13.</b>	<b>CONCLUSIONES. ....</b>	<b>100</b>
<b>14.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA. ....</b>	<b>101</b>
<b>ANEXO I.</b>	<b>.....</b>	<b>102</b>
<b>ANEXO II.</b>	<b>.....</b>	<b>106</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características de los sistemas de generación de energía solar termoelectrica.....	10
Tabla 2: Cálculo del número de Nusselt para el receptor externo en convección forzada.....	17
Tabla 3: Municipios de la Comarca de Guadix.....	28
Tabla 4: Coordenadas del emplazamiento. ....	29
Tabla 5: Informe de los usos del suelo de la Comarca de Guadix. ....	30
Tabla 6: Consumos de agua de la Planta Solar Termoelectrica. ....	34
Tabla 7: Características de la unidad hidrogeológica del emplazamiento escogido. ....	35
Tabla 8: Resumen de datos proporcionados por METEONORM.....	42
Tabla 9: Coordenadas del emplazamiento. ....	51
Tabla 10: Matriz de Leopold. Identificación y Cuantificación de impactos.....	56
Tabla 11: Datos introducidos en SAM para la optimización de la planta.....	66
Tabla 12: Características del helióstato Sanlúcar.....	67
Tabla 13: Características del receptor.....	68
Tabla 14: Dimensionamiento de los tanques. ....	70
Tabla 15: Tabla Resumen de los resultados obtenidos por SAM de la planta de referencia de 50 MW. ....	71
Tabla 16: Tabla resumen de los resultados obtenidos con SAM de la planta de referencia de 50 MW. ....	79
Tabla 17: Tabla resumen de la producción energética de la planta de 2 x 25 MW.....	81
Tabla 18: Tabla resumen de la producción energética de una planta de 10 x 5 MW.....	81
Tabla 19: Tabla resumen de la producción energética de una planta de 5 x 10 MW.....	81
Tabla 20: Tabla resumen de la producción energética de una planta de 2,5 x 20 MW.....	81
Tabla 21: Tabla resumen de datos para una planta multi-torre de 2 x 25 MW.....	83
Tabla 22 : Tabla resumen de los datos para una planta multi-torre de 5 x 10 MW. ....	83
Tabla 23: Tabla resumen de los datos para una planta multi-torre de 10 x 5 MW. ....	83
Tabla 24: Tabla resumen de los datos para una planta de 20 x 2,5 MW.....	83
Tabla 25: Especificaciones económicas de las plantas. ....	88
Tabla 26: Coste específico empleado en el estudio económico de las plantas.....	88
Tabla 27: Comparativa energética. ....	94
Tabla 28: Tabla resumen de los rendimientos de las distintas configuraciones.....	95
Tabla 29: Comparativa de costes. ....	99

# INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Tecnología de generación de energía solar termoeléctrica: (a) colectores cilindro parabólicos, (b) sistemas de receptor central y (c) discos parabólicos. ....	9
Figura 2: Formación del elipsoide focal correspondiente a un espejo paraboloide (Fuente: Aplicaciones de la energía solar). ....	12
Figura 3: Esquema de la tecnología Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR). ....	20
Figura 4: Integración de la central eléctrica de Liddell y la tecnología CLFR. ....	20
Figura 5: Apariencia de la tecnología MTSA. ....	21
Figura 6: Integración de la tecnología MTSA en un entorno urbano. ....	22
Figura 7: Distribución de Ivanpah, California. ....	22
Figura 8: Prototipo de la distribución Brightsource. ....	23
Figura 9: Distribución eSolar. ....	23
Figura 10: Construcción de la planta multi-torre de eSolar. ....	24
Figura 11: Esquema de la tecnología AORA Solar. ....	24
Figura 12: Instalación de AORA Solar en Eilat (Israel). ....	25
Figura 13: Comarca de Guadix. ....	27
Figura 14: Localización de la Planta Solar Termoeléctrica (Imagen Google Earth). ....	29
Figura 15: Usos del Suelo (Mapa SIGA). ....	30
Figura 16: Usos del suelo (Mapa SIGA). ....	30
Figura 17: Emplazamiento. ....	32
Figura 18: Hoja 1011 del mapa geológico-minero de Andalucía (Escala, 1:400.000). ....	33
Figura 19: Captaciones de agua subterránea. ....	35
Figura 20: Extracciones y concesiones de agua. ....	35
Figura 21: Identificación de las masas de agua subterránea y unidad hidrogeológica del emplazamiento escogido. ....	36
Figura 22: Tipología de acuíferos. ....	37
Figura 23: Tipología de acuíferos unidad 0512. ....	37
Figura 24: Piezómetros próximos al emplazamiento objeto de estudio. ....	38
Figura 25: Balance hídrico global del acuífero de Guadix (hm <sup>3</sup> /año). ....	39
Figura 26: Proximidad a la red eléctrica. ....	40
Figura 27: Irradiancia de la radiación directa normal. ....	43

Figura 28: Irradiancia media de la radiación difusa y global horizontal.....	44
Figura 29: Precipitaciones medias de la serie temporal. ....	44
Figura 30: Rango de temperaturas de la serie temporal.....	44
Figura 31: Curva de duración de Radiación normal directa. ....	45
Figura 32: Radiación normal directa.....	45
Figura 33: Frecuencia de la Radiación normal directa.....	46
Figura 34: Distribución anual de medias horarias de radiación Wh/m2 para el emplazamiento seleccionado.....	46
Figura 35: Promedio diario de la radiación directa normal.....	47
Figura 36: Esquema de funcionamiento de una planta solar termoeléctrica con sales fundidas.....	52
Figura 37: Red de espacios naturales protegidos de Andalucía. ....	53
Figura 38: Red Natura 2000 de Andalucía, Zona de Especial Protección para Aves, Escala 1:100.000. ....	54
Figura 39: Red Natura 2000 de Andalucía, Lugares de Interés Comunitario, Escala 1:100.000.....	55
Figura 40: Diagrama del proceso de la planta de referencia. ....	65
Figura 41: Helióstatos Sanlúcar 120. ....	66
Figura 42: Receptor solar de tipo externo. ....	68
Figura 43: Posibles configuraciones de flujo en un receptor externo. ....	69
Figura 44: Modelo de flujo cruzado de la planta (izquierda). Circulación del fluido entre dos paneles adyacentes del receptor (derecha). ....	69
Figura 45: Dos tanques de almacenamiento de sales. ....	70
Figura 46: Diseño óptimo para la planta de referencia de 50 MW. ....	72
Figura 47: Flujo energético anual de la planta de referencia de 50 MW. ....	73
Figura 48: Distribución de los costes de la planta de referencia de 50 MW.....	74
Figura 49: Diagrama de 2x 25 MW. ....	75
Figura 50: Diagrama de 2 x 25 MW. ....	76
Figura 51: Diagrama de 10 x 5 MW. ....	77
Figura 52: Diagrama de 20 x 2,5 MW. ....	78
Figura 53: Diseño óptimo para un campo de 25 MW y Figura 54: Diseño óptimo para un campo de 10 MW. ....	80
Figura 55: Diseño óptimo para un campo de 5 MW y Figura 56: Diseño óptimo para un campo de 2,5 MW. ....	80
Figura 57: Distribución de costes de un campo solar de 25 MW y Figura 58: Distribución de costes de un campo solar de 10 MW. ....	82

Figura 59: Distribución de costes de un campo solar de 5 MW y Figura 60: Distribución de costes de un campo solar de 2,5 MW.....	82
Figura 61: Distribución de costes de una planta de referencia de 25 MW y Figura 62: Distribución de costes de una planta de referencia de 10 MW.....	84
Figura 63: Distribución de costes de una planta de referencia de 5 MW y Figura 64: Distribución de costes de una planta de referencia de 2,5 MW.....	85
Figura 65: Coste relativo de la planta monotorre de 50 MWe.....	89
Figura 66: Coste relativo de la planta multi-torre de 2 x 25 MWe. ....	89
Figura 67: Coste relativo de la planta multi-torre de 5 x 10 MWe. ....	90
Figura 68: Coste relativo de la planta multi-torre de 10 x 5 MWe. ....	90
Figura 69: Coste relativo de la planta multi-torre de 20 x 2,5 MWe. ....	91
Figura 70: Inversión desglosada en función de los diversos componentes de la Planta Solar Termoeléctrica. ....	92
Figura 71: Energía solar incidente anual sobre los helióstatos de las distintas configuraciones.....	95
Figura 72: Número de helióstatos de las diferentes configuraciones.....	96
Figura 73: Representación de los rendimientos de las distintas configuraciones. ....	96
Figura 74: Energía anual neta producida para las distintas configuraciones. ....	97
Figura 75: Coste de generación de las distintas configuraciones.....	97

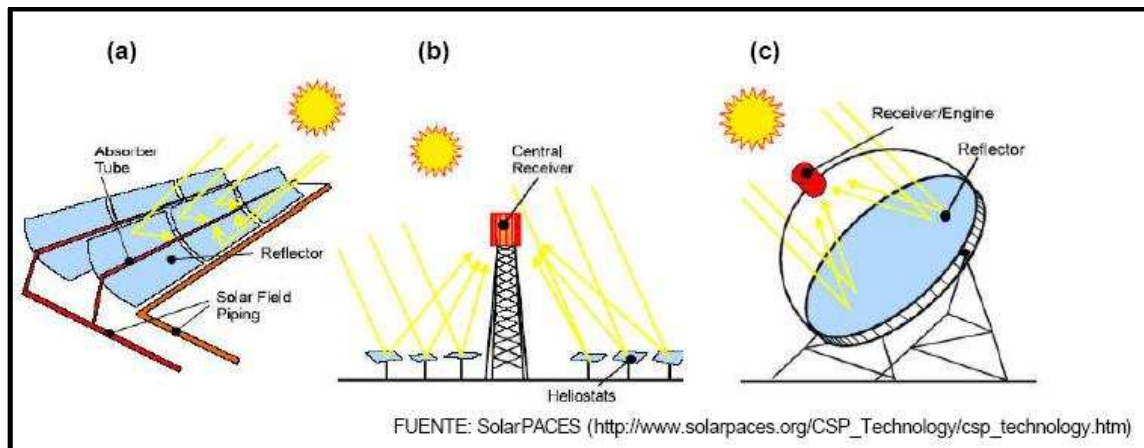
## 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.

La energía solar termoeléctrica es aquella que nos permite generar energía eléctrica a partir del aprovechamiento de la energía solar mediante diferentes tecnologías de concentración.

Las Centrales Solares Termoeléctricas se basan en la concentración solar por reflexión para alcanzar las elevadas temperaturas que se requieren en la operación de los ciclos termodinámicos.

En la actualidad existen tres conceptos de concentración solar más utilizados:

- Disco Stirling: Está compuesto por un concentrador solar de alta reflectividad, por un receptor solar de cavidad, y por un motor Stirling o una microturbina que se acopla a un alternador.
- Colectores Cilindro Parabólicos: Su funcionamiento se basa en el seguimiento solar y en la concentración de los rayos solares en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal de los cilindros.
- Torre Central: Un campo de helióstatos o espejos móviles que se orientan según la posición del sol, reflejan la radiación solar para concentrarla sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de una torre.



**Figura 1: Tecnología de generación de energía solar termoeléctrica: (a) colectores cilindro parabólicos, (b) sistemas de receptor central y (c) discos parabólicos.**

	Colectores cilindro-parabólicos	Receptores centrales	Discos parabólicos
Tamaño	30-320 MW*	10-200 MW*	5-25 MW*
Razón de concentración, C <sup>1</sup>	30-100	500-1 000	1 000-10 000
Temperatura de trabajo (°C)	390	565	750
Eficiencia neta anual	11(d)-16 %*	7(d)-20 %*	12-25 %*(e)
Eficiencia pico	20 %	23 %	29.4 %
Grado de desarrollo	Comercial	Demostración a gran escala	Demostración de prototipos
Riesgo tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Disponibilidad almacenamiento	Limitado	Sí	Baterías
Diseños híbridos	Sí	Sí	Sí
Costes			
€/ W instalado	3.49-2.34*	3.83-2.16*	11.00-1.14*
€/ Wp** instalado	3.49-1.13*	2.09-0.78*	12.6-1.3*

FUENTE: deMeo E.A., Galdo J.F. "Renewable Energy Technology Characterizations", TR-109496 Topical Report, December 1997. US DoE, EPRI

<sup>1</sup>  $C=Aa/Ar$ , donde Aa= área de apertura, Ar=área del absorbedor

\* Variación entre los años 1997-2030

\*\* Coste por watio instalado eliminando el efecto de almacenamiento térmico  
(d)= valores demostrados; (e)= valores estimados

**Tabla 1: Características de los sistemas de generación de energía solar termoelectrica.**

Conviene aclarar que las diferentes tecnologías aprovechan únicamente la energía solar directa que es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido ninguna dispersión al atravesar la atmósfera. Esta radiación procede del disco geométrico del Sol y es una componente de luz solar que se enfoca mediante un sistema óptico dando una imagen del disco del Sol (componente enfocable). En cambio la radiación dispersa no puede enfocarse por ningún sistema óptico (componente no enfocable).

La tecnología monotorre es una tecnología que hoy en día está en proceso de maduración. Pero actualmente está apareciendo una nueva tecnología con el fin de optimizar los recursos a un menor coste: tecnología multi-torre.

El presente proyecto tiene por objetivo realizar una comparativa entre el rendimiento global de una Planta Solar Termoelectrica de 50 MW, y diversas combinaciones de plantas multi-torre:

- Dos plantas de 25 MW (cada una).
- Cinco plantas de 10 MW (cada una).
- Diez Plantas de 5 MW (cada una).
- Veinte Plantas de 2,5 MW (cada una).

Para llevar a cabo dicha comparativa, será necesario seguir el siguiente procedimiento:

- Selección del emplazamiento idóneo.
- Análisis de la radiación en la zona.
- Estimar la producción, de la central de referencia y de las diversas plantas con las que se pretende realizar la comparativa, usando el programa SAM, para llevar a cabo el cálculo de la producción de energía eléctrica de cada una de las centrales.

Cuyos resultados nos permitirán responder a las siguientes cuestiones que se plantean ¿Cómo varía el rendimiento óptico a medida que aumenta en número de torres? ¿Y el rendimiento global? ¿Qué diferencia de coste hay entre las plantas multi-torre con respecto a las plantas monotorre? ¿Qué ventajas presenta cada una de las tecnologías? ¿Es mejor un sistema monotorre que multi-torre?

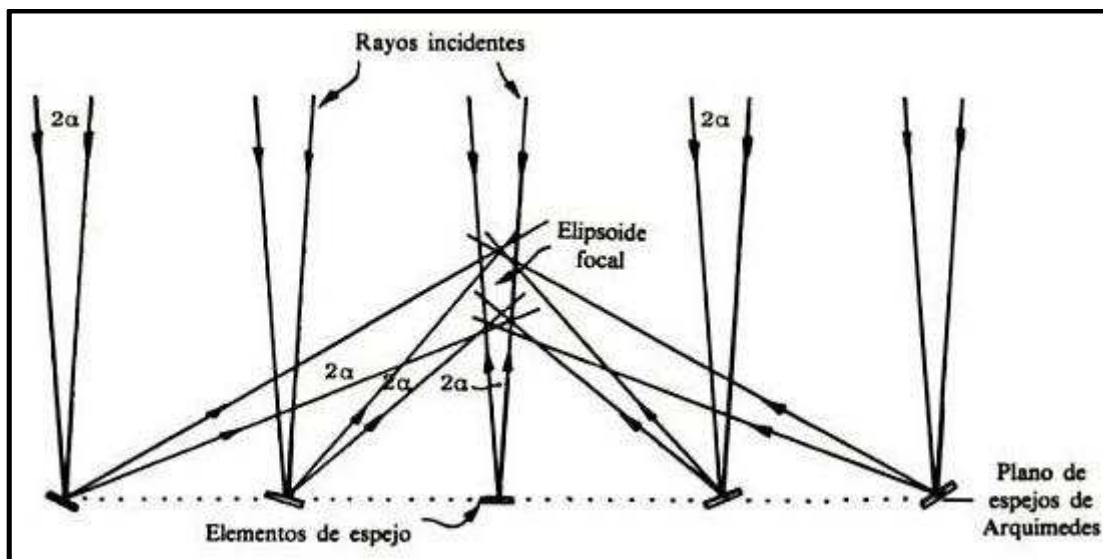
## 2. TECNOLOGÍA DE TORRE.

La tecnología de Torre (CRS) como se ha explicado anteriormente es un sistema de receptor central formado por un campo de heliostatos que siguen el movimiento del sol reflejando la energía solar en una zona focal común.

El funcionamiento de la tecnología de torre se basa en tres elementos característicos:

- Los heliostatos tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte y mecanismo que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del sol.
- El receptor, que transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo. Este fluido es el encargado de transmitir el calor a la otra parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua obteniéndose vapor a alta temperatura para la producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina.
- La torre sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los heliostatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y bloqueos.

El paraboloide de espejos múltiples tiene la ventaja de que se forma un elipsoide focal constante para cualquier posición del Sol en el cielo; sin embargo, esto a costa de necesitar heliostatos que sigan al Sol en dos coordenadas. Al tener un foco fijo “off-axis”\*, el espejo y el foco forma un ángulo que hace que en todo momento se registre un factor coseno.



**Figura 2: Formación del elipsoide focal correspondiente a un espejo paraboloide (Fuente: Aplicaciones de la energía solar).**

La distribución de los heliostatos puede ser de dos maneras: el campo de heliostatos circular rodeando completamente a la torre o estar localizado en uno de los lados de la misma (en el hemisferio Norte del campo se localiza al Norte de la torre mientras que en el hemisferio Sur se sitúa al Sur de ésta).

Intercalados en el circuito de calentamiento existen sistemas de almacenamiento térmico, destinados a aumentar y estabilizar la producción de la central sola, que como se ha indicado, depende estrechamente de las horas de insolación.

La concentración de la energía solar permite que la temperatura del fluido que se encuentra en la torre se eleve para posteriormente ceder ese calor al agua a través de un intercambiador de calor. En el agua se produce un cambio de estado pasando de estado líquido a vapor para alimentar a la turbina que generará energía eléctrica.

Generalmente, el punto receptor se dispone sobre una caldera donde la energía calorífica de la radiación solar reflejada es absorbida por un fluido térmico, que va a parar a un generador de vapor. Allí transfiere hasta un segundo fluido, que se encarga de poner en movimiento los álabes grupo turbina-alternador, para generar energía eléctrica. En una fase posterior, el fluido se condensa en un aerocondensador, para la repetición del proceso.

Intercalados en el circuito de calentamiento existen sistemas de almacenamiento térmico, destinados a aumentar y estabilizar la producción de la central sola, que como se ha indicado, depende estrechamente de las horas de insolación.

## **2.1. TIPOS DE CENTRALES SOLARES.**

Los diferentes tipos de centrales solares se diferencia principalmente por los fluidos de transferencia de calor y la interfase receptor solar bloque de potencia mediante los correspondientes sistemas de intercambio de calor y de almacenamiento de energía (Manuel Romero Álvarez).

### **2.1.1. SISTEMA AGUA-VAPOR.**

Es el sistema más convencional. El vapor es producido y sobrecalentado en el receptor solar a elevadas temperaturas y enviado directamente a la turbina

En la actualidad el sistema agua/vapor con producción de vapor sobrecalentado en el receptor solar se ha abandonado por sus peores expectativas económicas frente a otras opciones. La producción de vapor en sistemas CRS, se está volviendo a retomar recientemente para su uso en producción de vapor saturado en el caso de plantas de ciclo combinado.

### **2.1.2. SISTEMA DE SODIO LÍQUIDO.**

El sodio líquido es calentado en el receptor a solar a temperaturas de 550°C y posteriormente será enviado a un tanque de almacenamiento.

El sodio calientes extraído del tanque para la producción de vapor en un intercambiador de calor sodio/agua. El vapor se utiliza de una forma totalmente convencional para producir electricidad. El sodio enfriado se almacena en un segundo tanque.

La alta conductividad térmica del sodio permite a los receptores operar a flujos solares muy superiores a otros fluidos y minimizar la diferencia de temperaturas entre las paredes del tubo. La superficie de interceptación en el panel absorbedor del receptor solar puede ser más pequeña, lo cual reduce los costes del mismo y mejora su eficiencia térmica al reducirse las pérdidas dependientes del área expuesta.

Por el contrario, la transferencia de calor mediante sodio tiene un coste importante en seguridad debido a su alta reactividad y los altos costes del sistema de almacenamiento debido al bajo calor específico y su baja capacidad calorífica volumétrica.

### **2.1.3. SISTEMA DE SALES FUNDIDAS.**

La sal fundida más habitualmente usada es una mezcla en peso de 60% de nitrato sódico y el 40% de nitrato potásico. Los componentes en contacto con las sales deberán ir traceados eléctricamente para evitar solidificaciones.

Estas sales no son tóxicas y su alta conductividad térmica y su alta capacidad calorífica hacen que representen un buen compromiso como fluido de trabajo en el receptor como fluido de almacenamiento.

La sal caliente es extraída del tanque de almacenamiento para generar vapor y producir electricidad en un modo totalmente convencional, debido a la alta temperatura de tanque de sales.

Dado el bajo coste del almacenamiento térmico en sales fundidas, estas plantas tienen su máxima ventaja en aplicaciones solares puras con altas capacidades de almacenamiento.

#### 2.1.4. SISTEMA DE AIRE.

Este sistema consiste en un receptor volumétrico de matrices metálicas o cerámicas que calientan el aire a presión atmosférica y posteriormente es bombeado a la base de la torre y enviado al generador de vapor para mover un bloque turbina-generador convencional.

El concepto de aire presenta excelentes expectativas.

### 2.2. ALMACENAMIENTO.

La principal función del sistema de almacenamiento es mantener una producción eléctrica estable en todo momento, independientemente de las variaciones de potencia absorbida en el receptor, debidas a los cambios meteorológicos. De este modo es posible suministrar energía eléctrica durante la noche o durante periodos nublados. Del mismo modo, el sistema de almacenamiento previene al sistema de posibles daños producidos por los transitorios, debidos a las fluctuaciones de la energía solar.

Existen múltiples sistemas de almacenamiento, térmico, eléctrico, mecánico, etc., aunque el térmico es el más adecuado para las Centrales de Torre. Dentro de los almacenamientos de tipo térmico se pueden distinguir tres tipos de sistemas:

- Almacenamiento de calor sensible: la energía es almacenada como energía térmica en un medio a una temperatura determinada. En el rango de temperaturas de operación, el agente utilizado como medio de almacenamiento no sufre un cambio de fase.
- Almacenamiento de calor latente: en este caso se aprovecha el calor latente que se manifiesta en los cambios de estado, en un margen de temperaturas muy estrecho. Este sistema tiene dos inconvenientes: el medio a utilizar debe ser de gran pureza y los intercambiadores de calor requieren una superficie de transferencia elevada. Estos dos puntos afectan considerablemente al coste de la instalación.
- Almacenamiento termoquímico: implica el almacenamiento de energía basado en la energía requerida para descomponer y recombinar especies químicas a través de reacciones químicas reversibles.

El sistema de almacenamiento por calor sensible es el mejor método para recuperar la energía almacenada en un corto plazo, dado su coste.

Existen dos formas de realizar el almacenamiento por calor sensible:

- Directa (almacenamiento en medio único): utilizando el mismo fluido de transferencia de calor que circula por el receptor como medio de almacenamiento.
- Indirecta (almacenamiento en medio dual): utilizando un medio diferente al fluido de trabajo como medio de almacenamiento. La transferencia de calor se realiza a través de un sistema de intercambiadores de calor, con las consiguientes pérdidas térmicas en el proceso.

El almacenamiento se puede realizar con dos tanques o con uno.

Si se utilizan dos tanques, uno de ellos será el caliente y otro el frío. El tanque caliente será el que ceda la energía almacenada al sistema de potencia, a través de intercambiadores de calor, mientras que el otro es el encargado de absorber la energía del sistema receptor.

En el caso de utilizar un tanque, la parte fría y la caliente están en contacto. Se produce una estratificación por la diferencia de densidad en función de la temperatura (efecto termoclino). Durante la carga el fluido caliente entrará en el tanque de almacenamiento por su parte superior,

permaneciendo en los estratos superiores del mismo, mientras que el fluido frío se extraerá de la parte baja del tanque. En la descarga el ciclo es el inverso. Este tipo de almacenamiento es el utilizado en centrales de aire con un cerámico como medio de acumulación térmica.

### **2.3. EL RECEPTOR.**

El receptor es el elemento clave de la planta solar termoeléctrica. Constituye el auténtico núcleo de cualquier sistema de torre de potencia, siendo el elemento más complejo desde el punto de vista tecnológico. En él, se transforma la radiación solar concentrada en energía térmica para que pueda ser utilizada posteriormente. Este proceso de transformación debe ser realizado con las menores pérdidas posibles, con el menor consumo eléctrico y evitando la pérdida o degradación del fluido.

Según el fluido de transferencia térmica, los receptores se pueden clasificar en receptores de intercambio directo, cuando el fluido es expuesto directamente a la radiación y la absorbe, y de intercambio indirecto, cuando algún elemento es el encargado de convertir la radiación solar a calor, y cede después éste convencionalmente al fluido de transferencia térmica.

Así mismo, existen receptores orientados, que sólo admiten radiación procedente de determinadas direcciones, y circulares los cuales admiten radiación desde cualquier origen angular a su alrededor.

Según cómo se realice el proceso de intercambio térmico, los receptores más usuales se clasifican en:

#### **2.3.1. RECEPTOR DE TUBOS.**

El receptor de tubos funciona como un intercambiador de calor recuperativo, de tipo indirecto. El fluido térmico circula por el interior de los tubos, produciéndose el intercambio térmico a través de sus paredes. Dentro de este tipo se encuentran los receptores de cavidad, plano y exterior.

Las tecnologías tubulares permiten altas temperaturas o altas presiones, pero no ambas al mismo tiempo.

#### **2.3.2. RECEPTOR VOLUMÉTRICO.**

El receptor volumétrico es un conjunto de estructuras de diversas formas, metálicas o cerámicas, preparado para rellenar un volumen. Pueden estar abiertos al exterior o con una ventana delante.

El receptor volumétrico funciona haciendo pasar un fluido, normalmente aire, a través de un volumen formado por el absorbedor. Al pasar aire a través suyo, se produce un calentamiento convectivo del mismo. Normalmente el aire que pasa a través del absorbedor es regulado de manera que se ajusta a la distribución de densidad de flujo incidente haciendo que la temperatura a la salida del absorbedor no presente un gradiente elevado entre dos puntos diferentes.

En éste caso se pueden conseguir temperaturas más altas (700°C-850°C con absorbedores metálicos y más de 1000°C con absorbedores cerámicos) con presiones de hasta 30 bar, si bien las eficiencias térmicas son menores que los tubulares.

#### **2.3.3. EVALUACIÓN DE LOS COEFICIENTES DE PÉRDIDAS EN EL RECEPTOR.**

Los tres principales mecanismos mediante los cuales se producen las pérdidas térmicas en el receptor son la reflexión del flujo incidente, la radiación desde la superficie del receptor al entorno y la convección (natural y forzada) al ambiente. Las pérdidas por reflexión se estiman especificando la absorptividad de la pintura que cubre el receptor. El cálculo de las pérdidas por

radiación es más complejo, ya que éstas dependen por un lado de la temperatura de la superficie del receptor y por otro de la temperatura del ambiente.

Las pérdidas por radiación son el mecanismo dominante en la transferencia de calor a altas temperaturas, por tanto es de particular importancia una evaluación detallada de su magnitud. Para determinar la temperatura ambiente adecuada para utilizar en los cálculos de las pérdidas, se deberán considerar la temperatura del aire del ambiente y la temperatura efectiva del cielo. Las ecuaciones siguientes muestran las relaciones necesarias para el cálculo de las pérdidas por radiación:

$$\dot{q}_{rad[i,j]} = \bar{h}_{rad,amb[i,j]} \times A_s(T_{s[i,j]} - T_{amb}) + \bar{h}_{rad,sky} \times A_s(T_{s[i,j]} + T_{sky})$$

$$\bar{h}_{rad,sky[i,j]} = \sigma \varepsilon F_{s,sky} (T_{s[i,j]}^2 + T_{sky}^2) \times (T_{s[i,j]} + T_{sky})$$

$$\bar{h}_{rad,amb[i,j]} = \sigma \varepsilon F_{s,amb} (T_{s[i,j]}^2 + T_{amb}^2) \times (T_{s[i,j]} + T_{amb})$$

Siendo:

$$\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \left[ \frac{W}{m^2 K^4} \right] \rightarrow \text{Constante de Stefan-Boltzmann.}$$

$$\varepsilon = 0.88 \rightarrow \text{Emisividad de la superficie.}$$

$$F_{s,amb} = 0.5$$

$$F_{s,sky} = 0.5$$

Factores de visibilidad entre la torre y el terreno y entre el cielo y la torre respectivamente.

Finalmente, la temperatura del cielo se estima utilizando la siguiente relación (Duffie and Beckman, 2006):

$$T_{sky} = T_{amb} \times \left( 0.711 + 0.0056T_{dewpt} + 0.000073T_{dewpt}^2 + 0.013 \right. \\ \left. \times \cos \left( \left( \frac{180 - hour \times 15}{180} \right) \pi \right) \right)^{1/4}$$

Las pérdidas por convección del receptor presentan una forma un tanto inusual de transferencia de calor, ya que el gran diámetro del receptor ocasiona un elevado número de Reynolds. Para elevados números de Reynolds, la correlación tradicional de Nusselt para la transferencia de calor desde un cilindro no es adecuada. Esta correlación debería utilizarse para cilindros con diámetros mucho menores.

Debido a las grandes dimensiones del cilindro externo, la convección natural desde la superficie del receptor puede ser modelada usando la correlación de Siebers and Kraabel, 1984, según la siguiente expresión:

$$Nusselt_{nat} = 0.098 \times Gr_H^{1/3} \left( \frac{T_s}{T_{amb}} \right)^{-0.14}$$

El número de Grashof se evalúa de forma que  $g$  sea la constante gravitacional,  $\beta$  el coeficiente de expansión volumétrica,  $\nu_{amb}$  la viscosidad cinemática y  $T_{s, ave}$  la media de las temperaturas de la superficie de todos los elementos del panel. Las propiedades del fluido deben evaluarse a la temperatura ambiente.

$$Gr_{nat} = g \times \beta \times (T_{s,ave} - T_{amb}) \times \frac{H_{rec}^3}{v_{amb}^2}$$

La correlación de convección forzada se obtiene a partir de una serie de curvas, aplicables para un determinado rango de números de Reynolds y para una rugosidad específica de la superficie. Las correlaciones aplicables se muestran en la tabla inferior:

	Reynolds Number Range	Correlation
$k_z / D = 0$ (A smooth cylinder)		
(1)	All Re	$Nu = 0.3 + 0.488 \cdot Re^{0.5} \left( 1 + \left( \frac{Re}{282000} \right)^{0.625} \right)^{0.3}$
$k_z / D = 75 \times 10^{-5}$		
(2)	$Re \leq 7.0 \times 10^5$	Use smooth cylinder correlation entry (1)
(3)	$7.0 \times 10^5 < Re < 2.2 \times 10^7$	$Nu = 2.57 \times 10^{-3} \cdot Re^{0.98}$
(4)	$Re \geq 2.2 \times 10^7$	$Nu = 0.0455 \cdot Re^{0.81}$
$k_z / D = 300 \times 10^{-5}$		
(5)	$Re \leq 1.8 \times 10^5$	Use smooth cylinder correlation entry (1)
(6)	$1.8 \times 10^5 < Re < 4.0 \times 10^6$	$Nu = 0.0135 \cdot Re^{0.89}$
(7)	$Re \geq 4.0 \times 10^6$	Use entry (4)
$k_z / D = 900 \times 10^{-5}$		
(8)	$Re \leq 1.0 \times 10^5$	Use smooth cylinder correlation entry (1)
(9)	$Re > 1.0 \times 10^5$	Use entry (4)

Tabla 2: Cálculo del número de Nusselt para el receptor externo en convección forzada.

La rugosidad de la superficie puede estimarse dividiendo el diámetro de un único tubo del receptor entre el diámetro externo del receptor.

Los efectos conjuntos de la convección natural y forzada en el receptor se calculan mediante la siguiente expresión:

$$h_{mixed} = (h_{nat}^m + h_{for}^m)^{1/m}$$

El valor de m indica el grado de preponderancia del mayor coeficiente de convección sobre el menor. Según aumenta el valor de m, el resultado tenderá a estar completamente influenciado por el mayor de los dos coeficientes. Según los resultados obtenidos por Siebersand Kraabel (1984) el valor adecuado de m es 3.2, indicando una dependencia relativamente fuerte del mayor de los dos fenómenos de convección.

## 2.4. SISTEMAS DE CONTROL.

Los sistemas de control juegan un papel muy importante en el correcto funcionamiento de una Central Solar Termoelectrica. Los objetivos de los diferentes sistemas de control son:

- Control del campo de heliostatos para que sigan automáticamente el movimiento del sol y apunten a una zona determinada del receptor.
- Control de la distribución de temperatura de flujo en receptor solar.
- Sistemas de apoyo a la operación y evaluación automática de resultados.
- Control de los sistemas de impulsión de aire en el receptor.
- Control de intercambiadores de calor,...
- Control de datos meteorológicos.

#### **2.4.1. SISTEMA DE CONTROL DE POSICIONAMIENTO DE LOS HELIÓSTATOS.**

La función principal del campo de heliostatos es la de reflejar y concentrar la radiación solar incidente sobre el campo en unos puntos determinados dentro del receptor. El funcionamiento del sistema de receptor central precisa que cada uno de los heliostatos se posicione de forma que se cree una distribución espacial de la radiación solar reflejada dentro del receptor según las necesidades del sistema de potencia.

Para orientarlos, los heliostatos posee dos ejes con sendos grados de libertad: un eje en elevación y otro en azimut. Cada heliostato del campo dispone de un control local cuyo principal cometido es controlar los motores de estos ejes para posicionar al heliostato en las consignas deseadas. Además, desde el punto de vista de un operador, un heliostato puede estar realizando dos operaciones básicas: posicionándose en una orientación fija o realizando seguimiento a una coordenada.

El seguimiento continuo a una coordenada consiste en conseguir que el rayo reflejado del heliostato se quede incidiendo constantemente sobre un punto del espacio. La realización del seguimiento supone el cálculo de los valores de consigna de elevación y azimut a partir de la coordenada donde se quiere incidir, de la posición del heliostato en el campo (respecto a la torre) y de la fecha y hora con la que se puede obtener la posición del sol en el cielo. Puesto que el sol va cambiando su posición en el cielo constantemente, es necesario recalcular periódicamente las consignas de elevación y acimutal.

La frecuencia con la que estas consignas son recalculadas va a depender del tiempo empleado en hacer los cálculos, del usado en realizar la comunicación con cada heliostato y del número de éstos en el campo. Si a estos cálculos unimos la necesidad de poder indicar rápidamente unas consignas de emergencia cuando ocurre alguna situación peligrosa, como puede ser la elevación de la temperatura por encima de ciertos umbrales en lugares determinados, hacen que se requiera un soporte de tiempo real estricto (Sistema de tiempo real distribuido para el control de campo de heliostatos).

#### **2.4.2. SUBSISTEMA DE MEDICIÓN DE FLUJO Y TEMPERATURA.**

Es necesario conocer en todo momento tanto la distribución de temperaturas dentro del receptor como la temperatura que adquiere el fluido de trabajo. Para ello se puede recurrir tanto a la instalación de termopares y otro tipo de sensores o a técnicas de visión artificial cuya información será procesada por el controlador central para realizar los cálculos de modificaciones de focos de apunte por grupos de heliostatos o cambio de foco de un heliostato en concreto.

#### **2.4.3. SISTEMA AUTOMÁTICO DE AJUSTE OFFSETS.**

Al error calculado entre la consigna y posición real en cada eje del heliostato se denomina offset o error estático. En las plantas solares existentes en la actualidad, la corrección de offsets de los heliostatos es una tarea que se realiza periódicamente por parte de un operador especializado con la ayuda de la imagen procedente de una cámara situada en el campo de heliostatos y apuntando hacia un blanco auxiliar. Según la imagen obtenida, el operador cambia manualmente los valores de los ángulos de azimut y elevación para hacer coincidir el reflejo del heliostato con el centro de la diana o blanco auxiliar. El sistema de ajuste de offsets debe determinar la desviación que hay de la mancha producida por el heliostato respecto del centro de la diana en función de las coordenadas del heliostato aproximar el valor del offset y corregir el apunte de los heliostatos (“Energía Solar Termoeléctrica” Manuel Romero).

## **2.5. TECNOLOGÍA MULTITORRE.**

La energía solar termoeléctrica es, en la actualidad, un sector emergente que en los últimos años y tras haber sufrido una época de cierto abandono tras su nacimiento, está experimentando una etapa de resurgir en la búsqueda de una solución energética limpia.

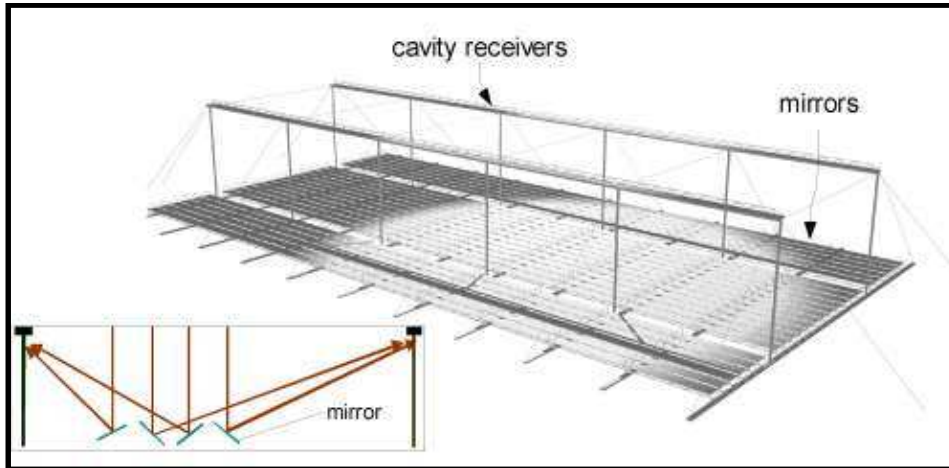
Este reciente interés ha llevado a algunos países al estudio de nuevas tecnologías que permitan optimizar el recurso energético obteniendo una reducción en los costes. Una de estas tecnologías que está resurgiendo de forma más notable es la tecnología de multi-torre que consiste en la disposición de parques más pequeños para un mayor aprovechamiento del espacio. Con este tipo de tecnología se pretende optimizar el rendimiento óptico para obtener una mejora en aprovechamiento del recurso.

En el punto 3 se muestran los diferentes estudios realizados en Estados Unidos y Australia, países pioneros en investigación y desarrollo de este tipo de tecnología.

### 3. ESTUDIOS PREVIOS DE MULTITORRE.

#### 3.1. COMPACT LINEAR FRESNEL REFLECTOR (CLFR).

Dicho modelo surge de un estudio conjunto entre la Universidad de New South Wales (Australia) y la Universidad de Sydney (Australia).



**Figura 3: Esquema de la tecnología Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR).**

En este proceso los receptores absorbentes se colocan a una altura aproximada de 8 metros por encima de los espejos, la superficie absorbente es a su vez una tubería de agua corriente, que se calienta por este proceso evitando tener que ser calentada por otro proceso.

Se trata de un sistema por tanto modular y muy compacto, con múltiples superficies de absorción. Los espejos se van intercalando en el suelo, con lo que se reduce el espacio necesario entre espejos y evitándose así las pérdidas por sombras y bloqueos, como queda reflejado en la Figura 3.

El proyecto fue respaldado por el organismo australiano de energías renovables (MRET).

El primer prototipo de esta tecnología fue llevado a cabo en la central eléctrica de Liddell en la ciudad de Hunter Valley, Australia.



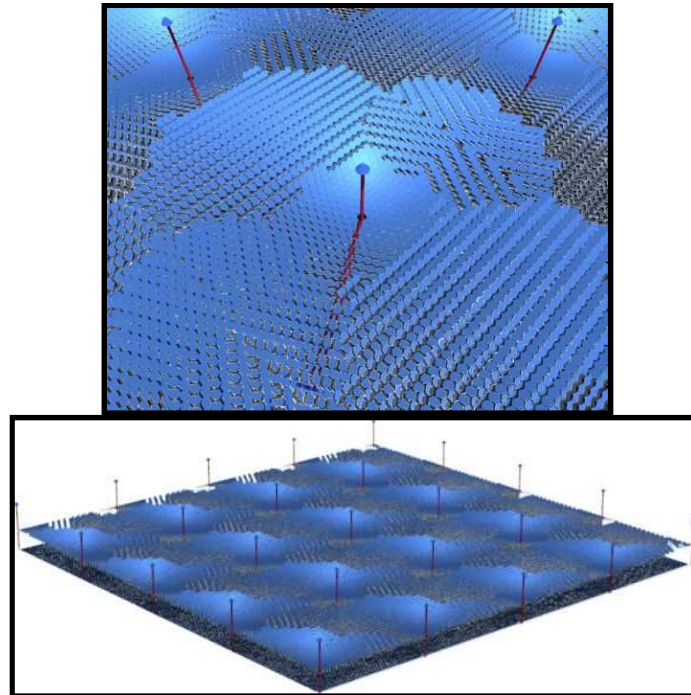
**Figura 4: Integración de la central eléctrica de Liddell y la tecnología CLFR.**

*Fuente: Solar-Thermal Group, Australian National University (John Pye).*

#### 3.2. MULTI-TOWER SOLAR ARRAY (MTSA).

Un nuevo concepto de los Sistemas Multitorre es el llamado Multi-tower Solar Array (MTSA) el cual mantiene un planteamiento similar a la tecnología CLFR, se compone de varias

torres receptoras próximas entre sí, en el cuál el campo de helióstatos están dirigidos alternativamente a distintos puntos de mira en torres diferentes, como se puede ver en la Figura 5 siguiente:

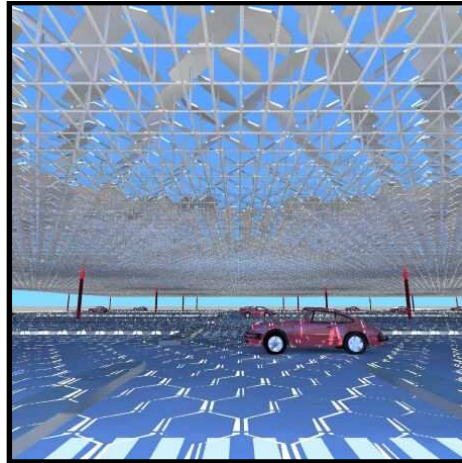


**Figura 5: Apariencia de la tecnología MTSA.**

Esta configuración de helióstatos MTSA está diseñada para obtener un rendimiento anual alto. En las regiones próximas a las torres predomina el efecto de sombreado en esta zona los heliostatos se dirigen a las torres más próximas, para ellos dichos helióstatos estarán más separados, mientras que los helióstatos situados en las regiones más alejadas de las torres, se dirigen a dos, tres o cuatro torres distintas, de esta manera la tecnología MTSA consigue reducir los efectos de pérdidas por bloqueo de helióstatos.

Esta tecnología cuenta con un inconveniente importante ya que parte de la radiación solar directa cae en el suelo en lugar de ser reflejada por el helióstato, lo que supone una pérdida de radiación reflejada.

Una de las ventajas de este tipo de Multitorre radica en la posibilidad de creación de una planta de energía solar en un área de tierra reducida, lo cual supone un ahorro en coste de construcción, y además al poseer torres y helióstatos de tamaño menor se puede conseguir una mejor integración en áreas urbanas, pudiéndose integrar en zonas de aparcamientos o en azoteas de grandes edificios, como se puede observar en la Figura 6.



**Figura 6: Integración de la tecnología MTSA en un entorno urbano.**

*Fuente: Schramek P., mills D., (2003) "Multi Tower Solar Array"*

*The Solar Energy Group, University of Sydney (Australia).*

### **3.3. MULTI-TORRE CON DISTRIBUCIÓN BRIGHTSOURCE.**

BrightSource Energy es una empresa de California, que diseña, construye, financia y opera plantas solares, propietario de la compañía Luz Power Tower (LPT).

En febrero 2009, BrightSource es contratado para producir energía a partir de siete torres de energía solar en el desierto de Mojave al sur de California (SCE). Las plantas tendrán una capacidad de 1.300 MW, se ha propuesto instalar 400 MW en las instalaciones de Ivanpah Solar para el 2013 en la frontera entre California y Nevada.

Dicho complejo generará electricidad suficiente para alimentar a más de 140.000 hogares y conseguirá reducir más de 400.000 Tn por año de dióxido de carbono.



**Figura 7: Distribución de Ivanpah, California.**

Se prevé que este tipo de planta solar obtenga una eficiencia de conversión de energía solar a eléctrica del 20-24%.

Dicha planta está distribuida en varias torres que comparten el mismo almacenamiento térmico, estaría formada por 5 torres que formarían una planta de 100MW.

En la actualidad poseen construida una planta de 6 MWt, con una torre de 60 m de altura, y 1.640 heliostatos de 2,25 m × 3,25 m.

Todos los campos en vía de desarrollo de Brightsource están diseñados para una orientación tipo Norte, aunque las últimas informaciones barajan la posibilidad de realizar algunas pruebas con campo tipo circular.

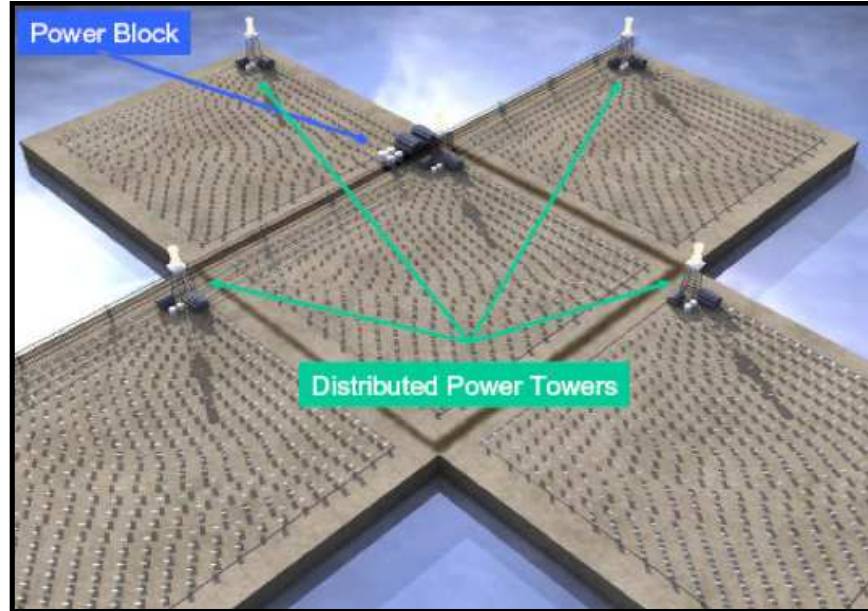


Figura 8: Prototipo de la distribución Brightsource.

### 3.4. MULTITORRE CON DISTRIBUCIÓN eSOLAR.

La compañía californiana tiene un nuevo proyecto llamado Sierra SunTower que propone una distribución distinta a la que ofrece Brightsource, eSolar propone el uso de unidades de potencia de 46 MWe llegando incluso hasta más de 500MW, formada por 16 torres cada una con su propio campo de heliostatos, un generador de turbina conjunto y un condensador de vapor, que ocuparían aproximadamente 100 ha.

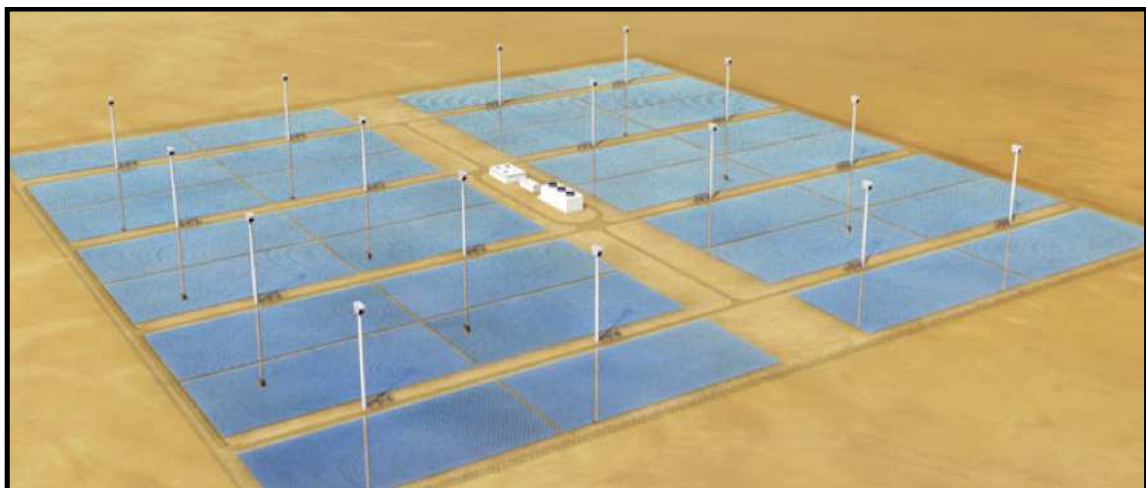


Figura 9: Distribución eSolar.

Una de sus ventajas es el bajo coste del heliostato, ya que al ser muy pequeños y fáciles de instalar lo cuál puede ser una ventaja económica competitiva frente a los heliostatos de única torre

central, su diseño es de doble eje. El tiempo y coste de instalación es realmente bajo, ya que han conseguido que la instalación no sea delicada ni necesidad de una topografía de alta precisión, ya que poseen un sistema de calibración revolucionario. Los pequeños helióstatos se instalan utilizando simples herramientas de mano, de manera rápida, eficiente y apenas requiere formación, reduciéndose así considerablemente los costes de obra.

Sierra SunTower es la única planta de concentración solar en torre en funcionamiento en EEUU.



Figura 10: Construcción de la planta multi-torre de eSolar.

Fuente: eSolar.

### 3.5. DISTRIBUCIÓN AORA SOLAR.

Aora Solar desarrolla un nuevo concepto de la tecnología de torre central, modular, híbrida y que no necesita agua para su funcionamiento.

Una planta de 100 kW, de 1.800 m<sup>2</sup> de terreno, con una torre de 30 metros, y un campo de 30 helióstatos con una superficie 600 m<sup>2</sup>. La torre contendrá un receptor solar y un equipo turbina-generador que producirá 100 kW eléctricos y 170 kW térmicos, para 70 hogares. El receptor utilizará la energía solar para calentar aire presurizado a una temperatura de 1.000°C, este aire caliente hará funcionar a la turbina, para su posterior conversión en energía eléctrica.



Figura 11: Esquema de la tecnología AORA Solar.

Sus principales ventajas son:

- Equipo modular, la planta puede ser instalada tanto por módulos de 100kW como en grandes plantas, pudiendo entrar en funcionamiento por modulo instalado sin necesidad de que esté terminada toda la planta.
- Sistema híbrido, aparte de la energía solar, la planta puede usar otras fuentes de energía como el biogás, biodiesel o gas natural, lo cual puede generar que la planta funcione ayudada en modo híbrido cuando la radiación solar sea baja, esto también permite una facilidad de gestionabilidad de la planta ya que de esta manera se puede adaptar a la curva de consumo en cada momento.
- No necesita consumo de agua, dato a tener en cuenta, ya que en los lugares donde hay más radiación solar, el agua es un recurso escaso.



Figura 12: Instalación de AORA Solar en Eilat (Israel).

### 3.6. DISTRIBUCIÓN CLONCURRY.

Cloncurry en Queensland cuenta con los días más calurosos registrados en Australia (53°C a la sombra en 1889) por lo que se convierte en el sitio perfecto para la instalación de un proyecto de energía solar térmica.

El gobierno ha planeado la construcción de una planta de 10MW que suministre energía a toda la población.

La nueva planta estará formada por 8.000 espejos que reflejen en una torre de grafito, a través de la torre pasará agua bombeada que generará vapor a alta presión para producir electricidad posterior, la nueva idea radica en que el grafito se mantendrá caliente durante todo el día produciéndose así electricidad por la noches.

Se estima que se genere 30 millones de kWh de electricidad al año. El Cloncurry Solar Power Station se espera que esté en funcionamiento en un plazo de 2 años con la ayuda de la empresa Ergon Energía.

Todas estas propuestas novedosas optan por torres y heliostatos de menor tamaño o por sistemas multi-torre, es por tanto que se ha abierto un debate sobre que tecnología es la más eficiente y de menos coste, por un lado los sistemas clásicos de torre central, con heliostatos de mayor tamaño y torres de 70-150 metros de altura, lo cual supone un mayor coste de fabricación y construcción, por otro el sistema multi-torre que por lo general necesita de más terreno, todas estas posibilidades, ventajas y desventajas de cada modelo tecnológico será desarrollado, estudiado y

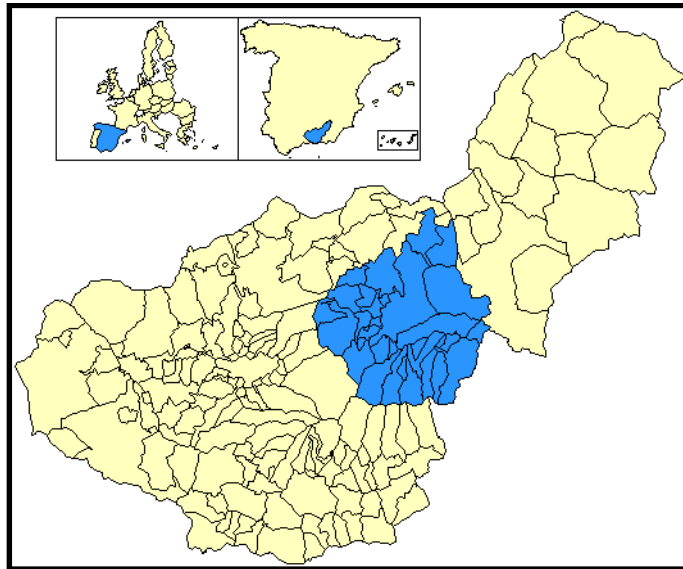
comprobado para responder a la pregunta ¿Qué es mejor un sistema de varias torres o un sistema monotorre clásico?

## 4. EMPLAZAMIENTO.

### 4.1. SITUACIÓN DE LA PLANTA.

Uno de los factores más importantes a la hora de llevar a cabo un proyecto es la selección adecuada del emplazamiento, donde se pretende llevar a cabo la construcción de una planta solar termoeléctrica.

Existen varios aspectos que pueden condicionar la ubicación de la instalación, como la existencia de poblaciones cercanas, los usos del suelo, los niveles de radiación y climatología, flora y fauna del emplazamiento, geografía, geología, el punto de toma de agua, disponibilidad y cercanía de la red eléctrica, y la disponibilidad de terreno a un coste razonable.



**Figura 13: Comarca de Guadix.**

El emplazamiento escogido se sitúa en la Comarca de Guadix, localizada al nordeste de la provincia de Granada, en Andalucía (España). Esta comarca cuenta aproximadamente con una treintena de municipios. De acuerdo con el catálogo elaborado por la Consejería de Turismo y Deporte de la Junta de Andalucía (27 de marzo de 2003) esta comarca estaría conformada por los municipios que se exponen a continuación:

<b>MUNICIPIOS</b>	Albuñán
	Aldeire
	Alquife
	Beas de Guadix
	Benalúa
	Cogollos de Guadix
	Cortes y Graena
	Darro
	Diezma
	Dólar
	Ferreira
	Fonelas
	Gor
	Gorafe
	Guadix
	Huélogo
	Huéneja
	Jerez del Marquesado
	La Calahorra
	La Peza
	Lanteira
	Lugros
	Marchal
Polícar	
Purullena	
Valle del Zalabí	

**Tabla 3: Municipios de la Comarca de Guadix.**

El emplazamiento donde se pretende acometer la instalación de la planta solar termoeléctrica se encuentra al Noreste del municipio de La Calahorra a unos 5,25 km. aproximadamente, y al noroeste del municipio de Dólar a unos 4,80 km. aproximadamente, ambos municipios pertenecen a la Comarca de Guadix (Figura 14). Para llevar a cabo la construcción de la planta será necesario disponer de 112 parcelas con una superficie total de 276, 4971 ha, ya que la instalación requiere de una superficie de 276 ha.

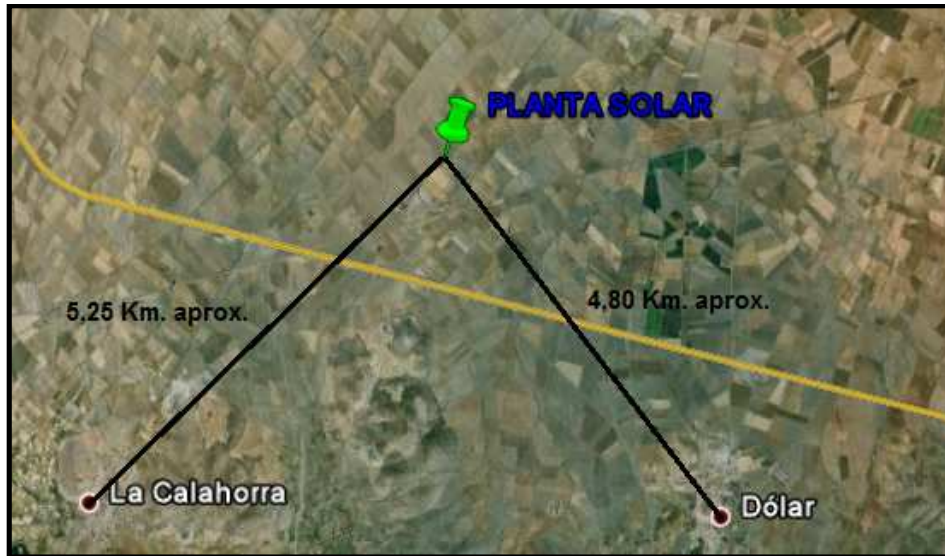


Figura 14: Localización de la Planta Solar Termoelectrica (Imagen Google Earth).

Las coordenadas exactas del emplazamiento son:

Latitud	37° 12' 51,48" N
Longitud	3° 01' 14,47" O
Elevación	1.106 m
Coordenadas UTM	
X	505.689
Y	4.116.281

Tabla 4: Coordenadas del emplazamiento.

A la hora de determinar los usos del suelo existentes en las parcelas donde se pretende ubicar la instalación se ha recurrido a dos aplicaciones, con el objeto de verificar la información:

- 1) **Aplicación SIGA (Sistema de Información Geográfica de Datos Agrarios):** Desarrollada por el Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino. Esta herramienta ofrece información cartográfica de las variables que se exponen a continuación:
  - Cartografía general.
  - Mapas temáticos sobre variables agroclimáticas.
  - Informes sobre municipios y estaciones meteorológicas.
  - Mapas de cultivos y aprovechamientos de España, a escala 1/50.000.

Para determinar los usos existentes en las parcelas donde se pretende llevar a cabo la instalación de la planta, se ha consultado el Mapa de Cultivos y Aprovechamientos de la zona objeto de estudio. La serie cartográfica del Mapa de Cultivos y Aprovechamientos, posee una precisión de escala 1/50.000, la misma que la cartografía en formato analógico. Obteniéndose la siguiente información:

USOS DEL SUELO DE LA COMARCA DE GUADIX	
Uso	Superficie (Ha)
Asociación de coníferas y otras frondosas	1.071,11
Chopo y álamo	308,32
Coníferas	2.710,50
Frutales en secano	2.566,94
Improductivo	731,16
Improductivo agua	217,46
Labor secano	9.816,50
Matorral	3.156,03
Olivar en secano	601,03
Otras frondosas	244,84
Pastizal	68,60
Pastizal-matorral	7.379,47
Regadío	3.654,03
Viñedo en secano	9,90
<b>SUPERFICIE TOTAL</b>	<b>32.535,89</b>
Uso	Superficie (Ha)

Tabla 5: Informe de los usos del suelo de la Comarca de Guadix.



Figura 15: Usos del Suelo (Mapa SIGA).



Figura 16: Usos del suelo (Mapa SIGA).

2) **Herramienta SIGPAC:** Se trata de una aplicación web que permite obtener información de las parcelas agrícolas de Andalucía. Ofrece datos de las variables que se exponen a continuación:

- Superficie.
- Uso asignado.
- Sistema de explotación.
- Pendiente media.
- Incidencias.
- Número, posición y tipología de los olivos de la campaña 2009.
- Número, posición y especie de frutales de cáscara y algarrobos.
- Información sobre zonas especiales: zonas especiales de protección de aves (ZEPA), lugar de interés comunitario (LIC), zona vulnerable por contaminación de Nitrato, zonas aptas para el engorde (recebo y bellota), cuencas vertientes a embalses de uso doméstico, zona incluidas en expediente de 1ª Forestación, recintos de pendiente mayor del 10% Sigpac 2010, recintos de pendiente mayor del 15% Sigpac 2010 y recintos de elevado riesgo de erosión (pendiente mayor o igual al 35%) Sigpac 2010.
- Elegibilidad.
- Información de la capa citrícola.

Del uso de la Herramienta SIGPAC de la Junta de Andalucía se ha obtenido la información relativa al número de parcelas necesarias (112), así como los usos existentes en cada una de ellas y la superficie de las mismas (ANEXO I).



**Figura 17: Emplazamiento.**

De la información obtenida con el uso de ambas herramientas se puede concluir:

- Son necesarias 112 parcelas, que suponen una superficie total de 276, 4971 ha.
- Las parcelas donde se pretende ubicar la instalación son en su mayoría tierras arables (fundamentalmente destinadas a cultivos de regadío 95,64 %) a excepción de una parte del terreno que pertenece a cultivos de Almendros (4,36 %).
- Las parcelas donde se pretende situar la central, pertenecen en su mayoría al municipio de Ferreira (96 parcelas en total), y las parcelas restantes (16 parcelas) pertenecen al municipio de La Calahorra.
- A la hora de llevar a cabo la tramitación de los permisos de la instalación es preciso realizar las solicitudes correspondientes (licencia de obra, licencia de actividad y licencia ambiental) a los ayuntamientos de ambos municipios paralelamente.
- La proximidad de la A-92 así como la cercanía del tren, van facilitar el suministro de materiales y componentes, sin embargo este aspecto, es preciso considerarlo en el Estudio de Impacto Ambiental, ya que la presencia de la torre puede deslumbrar a los conductores de los trenes así como a los conductores de los automóviles que se desplacen por la A-92.

La comarca de Guadix se caracteriza porque posee un clima mediterráneo continentalizado con un cierto matiz subárido debido a la proximidad a Sierra Nevada y Sierra de Baza, y a la influencia de la altitud de la zona. Esto hace que las temperaturas disminuyan debido a la altura, y por otro lado, confiere un cierto “aislamiento” que impide la afluencia de los flujos marinos al oeste y por tanto las borrascas no descargan con tanta frecuencia. La temperatura media anual es de 14 °C. Los inviernos son largos y fríos, con una temperatura media en Enero de 6 °C. Sin embargo, los veranos son calurosos y secos con 25 °C de media. Las lluvias no llegan a superar los 440 mm y se concentran en otoño y primavera. Asimismo, el emplazamiento escogido presenta unos niveles de radiación anuales de 2.222 kWh/m<sup>2</sup>. Las características climáticas de la Comarca de Guadix, junto con los niveles de radiación anuales,

hacen de dicha comarca el emplazamiento idóneo para la construcción de una planta solar termoeléctrica.

La Comarca de Guadix, alberga especies de fauna y flora características de media montaña, y además cuenta con tres espacios protegidos; el Parque Nacional de Sierra Nevada (Declarado Reserva de la Biosfera), el Parque de Sierra de Baza y el Parque de la Sierra de Huétor. Se tratan de zonas montañosas, no demasiado elevadas, donde predomina fundamentalmente la vegetación propia de los bosques mediterráneos como son las encinas y chaparros, el matorral herbáceo, la estepa y el bosque. En cuanto a la fauna cabe destacar la presencia de aves rapaces.

En relación a la geografía del entorno, la Comarca de Guadix ocupa una superficie de 1.691 Km<sup>2</sup>, donde se pueden distinguir tres subcomarcas teniendo en cuenta los aspectos geográficos de las mismas: los Montes Orientales, el Marquesado de Zenete, y la Meseta y Hoya de Guadix, en estas dos últimas es donde se sitúa la mayor zona de regadío de la comarca (15.000 ha).

En cuanto a los aspectos geológicos de la zona, diversos estudios han demostrado que la depresión de Guadix formo parte del geosinclinal de Thetys. El proceso de formación de Sierra Nevada aisló este espacio y lo elevó, como consecuencia se formó una altiplanicie horizontal caracterizada por la presencia de materiales arcillosos de elevado espesor, que junto con el glaciario del Cuaternario dieron lugar a relieves intermedios entre el valle y el llano. El emplazamiento escogido se caracteriza por la presencia de calizas y dolomías, esta información se ha obtenido del Mapa Geológico-Minero de Andalucía (ANEXO II).

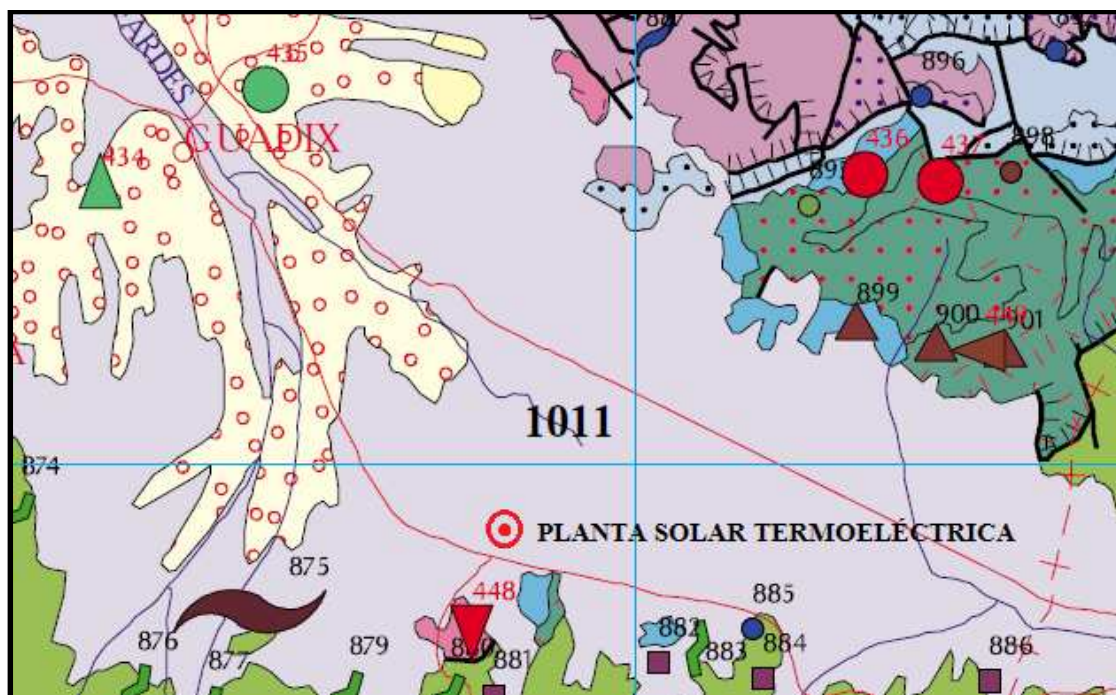


Figura 18: Hoja 1011 del mapa geológico-minero de Andalucía (Escala, 1:400.000).

Es importante mencionar la necesidad de la existencia de un punto de toma de agua, ya que para llevar a cabo la refrigeración de la planta se dispondrá de una torre de refrigeración. El agua extraída se utilizará para diversos usos además de la mencionada refrigeración como son la limpieza de los heliostatos, alimentación,..., de forma aproximada se ha considerado que al tratarse de un planta de 50 MWe, y cuyo almacenamiento se llevará a cabo mediante sales fundidas, y a falta de datos fiables, la torre de refrigeración presentará un consumo de 870.000 m<sup>3</sup>/año.

$$870.000 \frac{m^3}{año} = 0,87 \frac{hm^3}{año} \rightarrow \text{CONSUMO ANUAL DE LA TORRE DE REFRIGERACIÓN.}$$

Para estimar el consumo de agua destinada a la limpieza de los heliostatos se ha considerado que:

- Se usan 0,275 l de agua/m<sup>2</sup> de apertura del heliostato.
- Las dimensiones de cada heliostato son de: 12,94 m × 10,12 m.
- La planta de referencia cuenta con 3.458 heliostatos.

$$0,275 \frac{l}{m^2} \times 12,94 m \times 10,12 m = 36,01202 l \text{ de agua por heliostato.}$$

$$3.606 \times 36,01202 l = 129.859,3441 l \text{ de agua en un día}$$

Teniendo en cuenta que los heliostatos se van a limpiar cada 4 días, en total se limpiarán unos 90 días al año, por tanto:

$$129.859,3441 l \times 90 = 11.687.340,97 \frac{l}{año} = 0,01168737 \frac{hm^3}{año} \approx 0,0117 \frac{hm^3}{año} \rightarrow$$

CONSUMO ANUAL PARA LA LIMPIEZA DE LOS HELIÓSTATOS.

CONSUMOS DE AGUA DE LA CENTRAL	
TORRE DE REFRIGERACIÓN	$0,87 \frac{hm^3}{año}$
LIMPIEZA DE LOS HELIÓSTATOS	$0,0117 \frac{hm^3}{año}$
<b>CONSUMO TOTAL</b>	<b><math>0,887 \frac{hm^3}{año}</math></b>

**Tabla 6: Consumos de agua de la Planta Solar Termoeléctrica.**

Debido al elevado número de parcelas necesarias para llevar a cabo la construcción de la Planta Solar Termoeléctrica, no ha sido posible determinar los consumos de agua de cada una de ellas para los usos existentes en la actualidad aunque se sabe de la existencia de bombeos en el emplazamiento (Figuras 19 y 20).

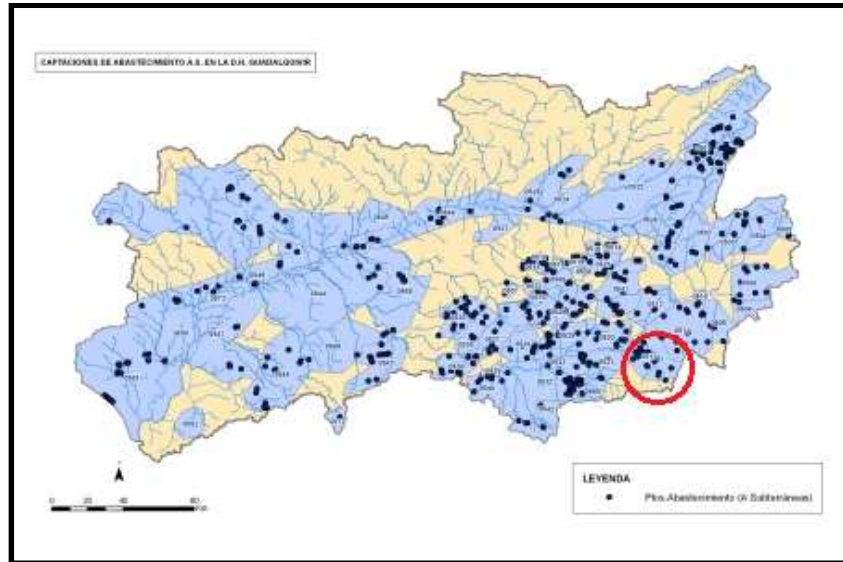


Figura 19: Captaciones de agua subterránea.

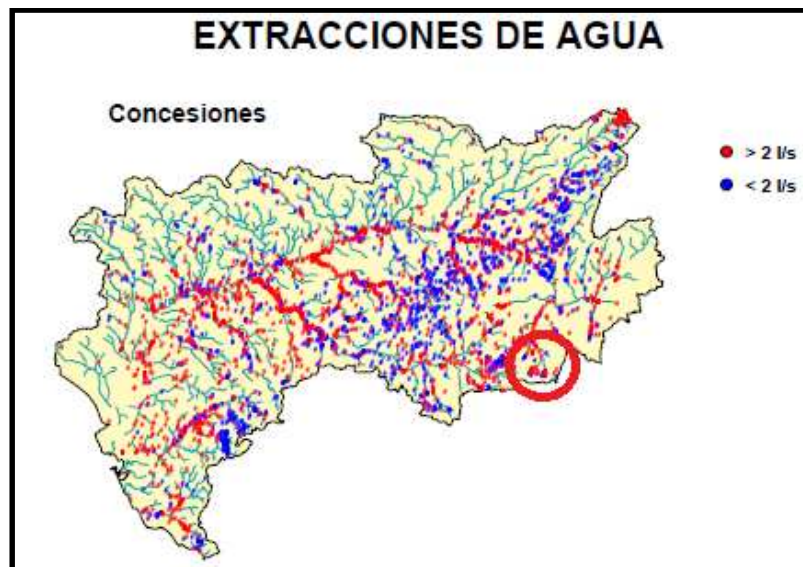
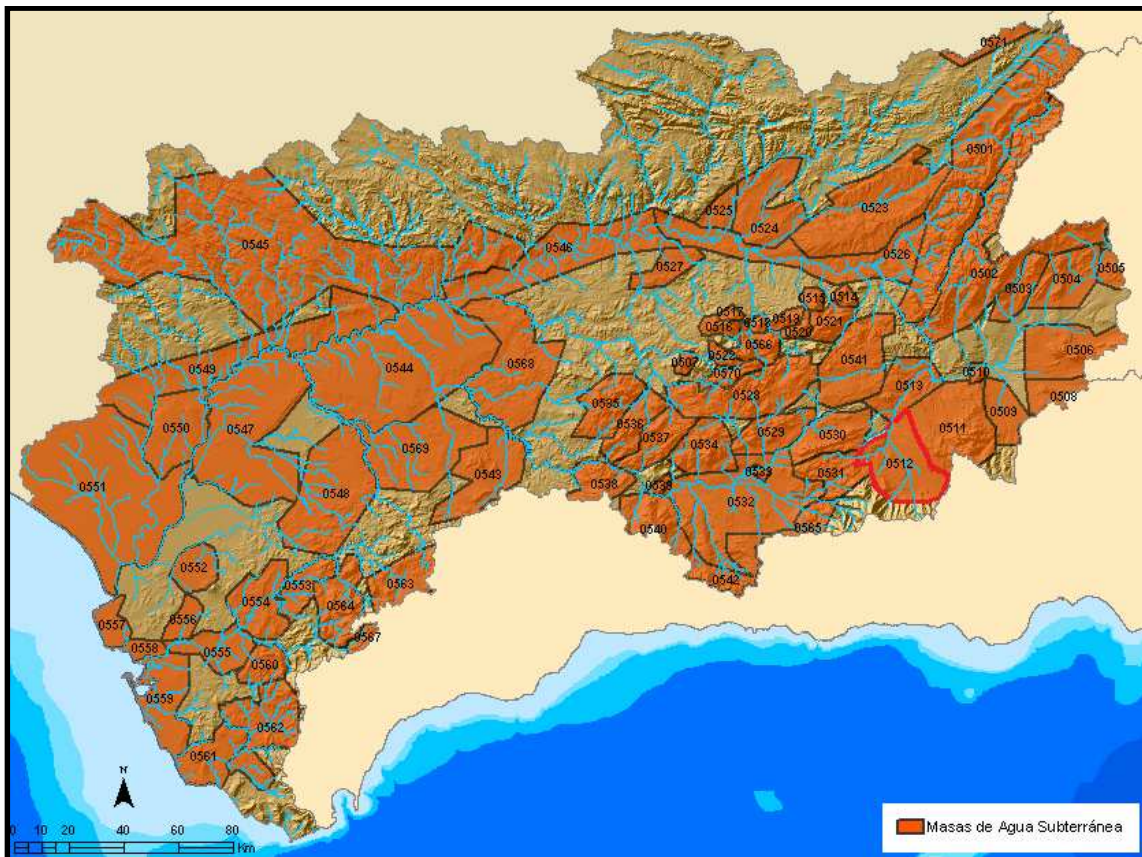


Figura 20: Extracciones y concesiones de agua.

Por ello y para justificar que el consumo de agua por parte de la central, en relación al actual, es inferior, se ha procedido a comparar los consumos de la central con los bombeos existentes en la actualidad en el acuífero sobre el que se asienta la Planta Solar. Desde el punto de vista hidrogeológico el emplazamiento escogido pertenece a la Unidad Hidrogeológica 0512, tal y como se recoge en la Tabla 7 y en la Figura 21:

CÓDIGO	NOMBRE	TAMAÑO POLIGONAL (km <sup>2</sup> )	SUPERFICIE PERMEABLE (km <sup>2</sup> )	TIPO DE FUNCIONAMIENTO	TEXTURA	LITOLOGÍA DEL ACUÍFERO	EDAD	DEPENDENCIA DE ECOSISTEMAS ACUÁTICOS
0512	GUADIX - MARQUESADO	619	478	LIBRE	DETRÍTICA	CONGLOMERADOS Y ARENAS, Y DEPÓSITOS ALUVIALES	TRIÁSICO-MIOPLIOCUATERNARIO	NO

Tabla 7: Características de la unidad hidrogeológica del emplazamiento escogido.



**Figura 21: Identificación de las masas de agua subterránea y unidad hidrogeológica del emplazamiento escogido.**

El conjunto de los acuíferos existentes en el emplazamiento escogido se enmarcan en la Cuenca del Guadalquivir, dentro de la provincia de Granada, y se incluyen en la subcuenca del Guadiana Menor. El acuífero de Guadix, sobre el cual se localiza el emplazamiento de la Planta Solar, se encuentra al noroeste de la provincia de Granada, y comprende la planicie del Marquesado y el Valle del río Verde, afluente del Fardes, donde se ubican las poblaciones de Alcudia, Albuñan, Alquife y Guadix entre otras existentes en la comarca.

El acuífero de Guadix se asocia a depósitos detríticos (Figuras 22 y 23) de la Formación Guadix, constituidos por arenas, gravas y limos. Los espesores totales varían entre los 80 m en Huéneja hasta los 300 m en Albuñan.

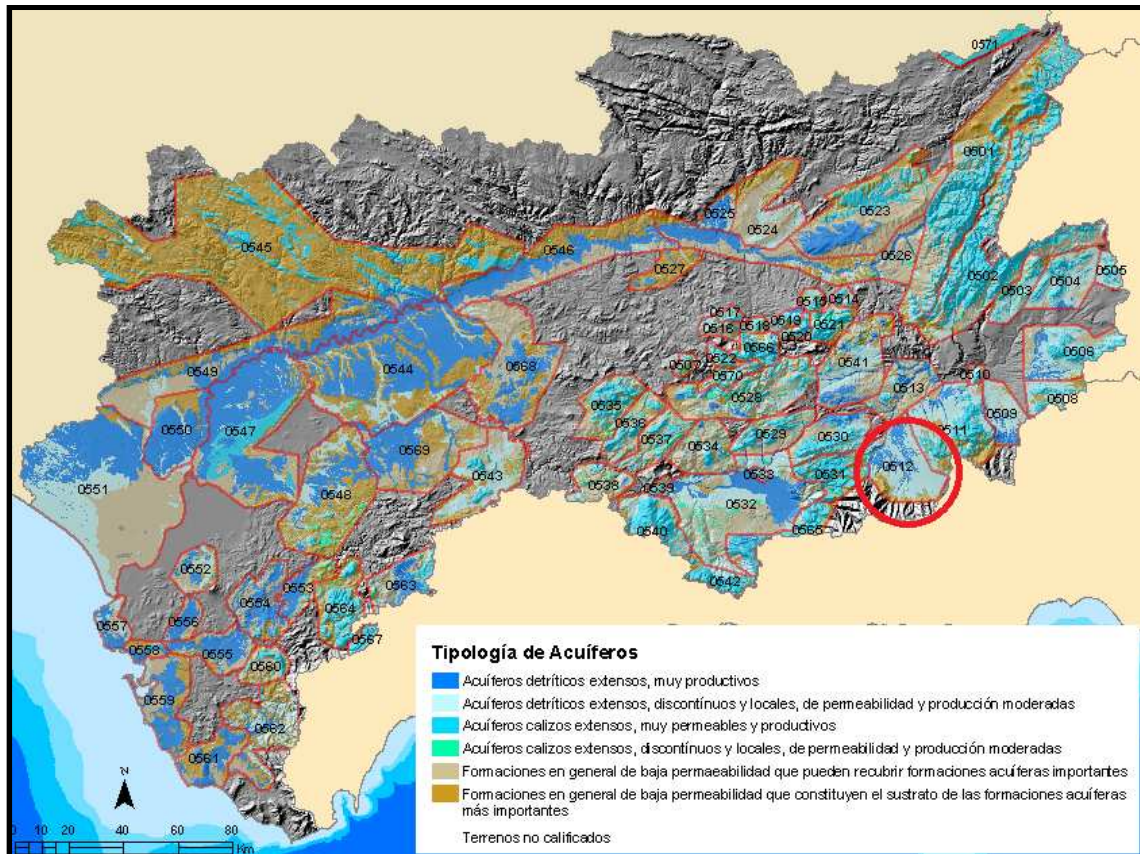


Figura 22: Tipología de acuíferos.

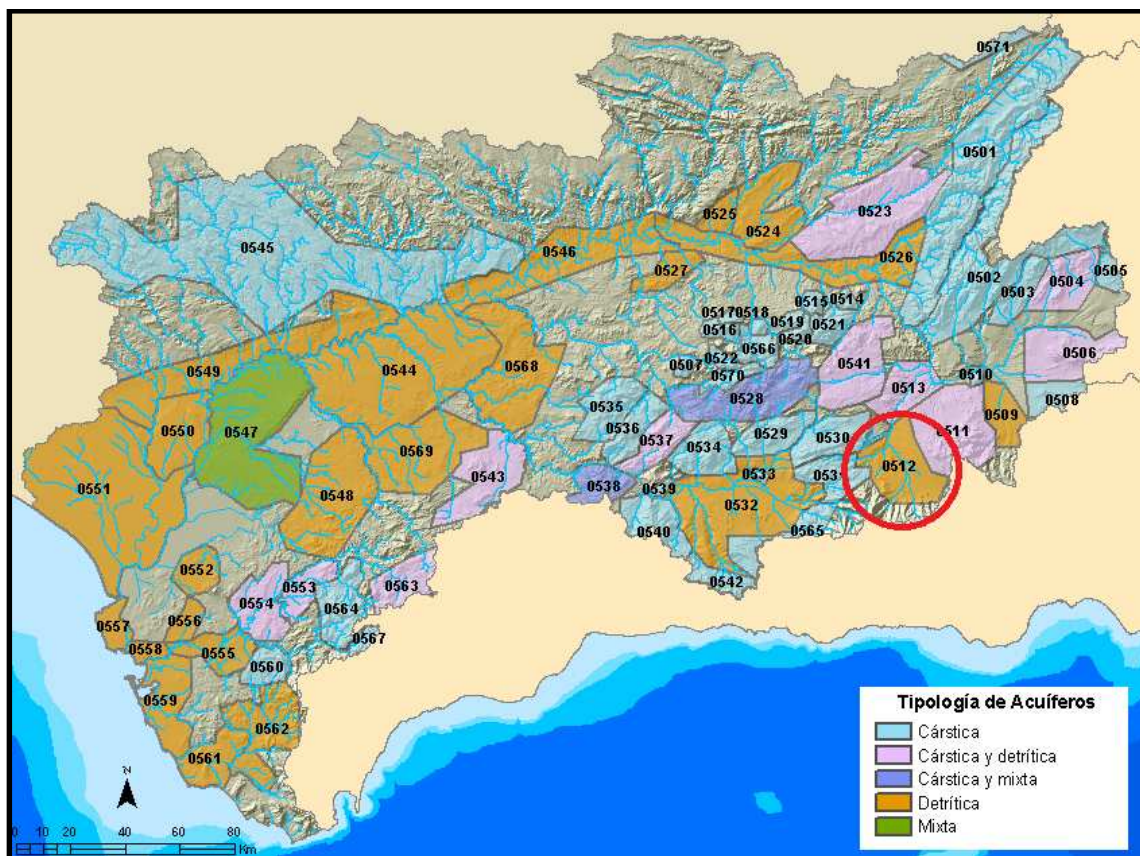
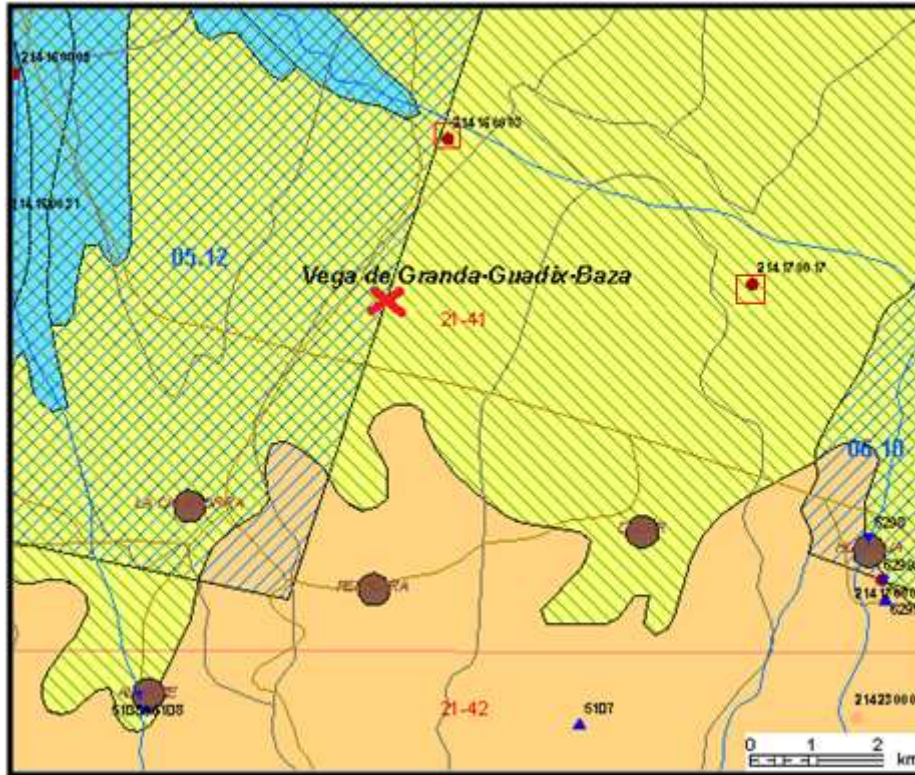


Figura 23: Tipología de acuíferos unidad 0512.

Es relevante aludir al nivel piezométrico del acuífero Guadix que oscila entre 1.080 m.s.n.m. y 840 m.s.n.m., para determinar el nivel piezométrico del acuífero de Guadix se ha recurrido a la aplicación SIAS (Sistema de Información del Agua Subterránea). A partir de dicha aplicación se ha observado que existen diversos piezómetros próximos al emplazamiento objeto de estudio (Figura 24) que han proporcionado la información mencionada.



**Figura 24: Piezómetros próximos al emplazamiento objeto de estudio.**

La información contenida en esta aplicación se deriva del Mapa hidrogeológico de Andalucía de escala 1:400.000, y contiene las siguientes capas de información:

- a. **IGME (Instituto Geológico y Minero de España)**
  - Formaciones hidrogeológicas E: 1:400.000.
  - Contactos y estructuras hidrogeológicas E: 1:400.000.
  - Formaciones hidrogeológicas agrupadas según permeabilidad.
  - Distribución de las hojas 1:50.000.
  - Leyenda de las formaciones hidrogeológicas E: 1:400.000.
  - Unidades hidrogeológicas.
  - Inventario de puntos acuíferos.
  - Delimitación de sistemas acuíferos.
- b. **CEDEX (Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas)**
  - Divisoria de cuencas hidrográficas realizadas a E: 1:50.000.
- c. **INSTITUTO CARTOGRÁFICO DE ANDALUCÍA**
  - Zonificación de altimetría E: 1:400.000.
  - Ríos E: 1:400.000.
  - Humedales E: 1:400.000.
  - Red de canales E: 1:400.000.
  - Embalses E: 1:400.000.
  - Provincias E: 1:400.000.
  - Términos municipales E: 1:400.000.
  - Núcleos de población E: 1:400.000.

- Vías de comunicación E: 1:400.000.
- d. **CONFEDERACIONES HIDROGRÁFICAS (Guadalquivir, Sur y Guadiana).**
- Inventario de estaciones meteorológicas según el Plan Hidrológico de Cuenca.
  - Inventario de estaciones de aforo en ríos según el Plan Hidrológico de Cuenca.
  - Inventario de estaciones de aforo en embalses según el Plan Hidrológico de Cuenca.

En cuanto a las transmisividades en Guadix y en las proximidades de Sierra Nevada son inferiores a 50 m<sup>2</sup>/día, mientras que en el Llano pueden llegar a superar los 5.000 m<sup>2</sup>/día, con una media comprendida entre 80 y 800 m<sup>2</sup>/día y un coeficiente de almacenamiento entre 0,5 y 0,1.

En base a los datos proporcionados con anterioridad los recursos del acuífero de Guadix se pueden estimar entre 49,5 – 51,5 hm<sup>3</sup>, con entradas procedentes de infiltración de lluvias y de cauces superficiales y acequias (75-80 %del total) además de otras entradas procedentes de afloramientos y de retornos de riegos. En cuanto a las salidas corresponden: 28-30 hm<sup>3</sup>/año, a galerías y emergencias; 17,5 hm<sup>3</sup>/año, a bombeos, mayoritariamente, y 4 hm<sup>3</sup>/año, a descargas subterráneas al río Fardes.

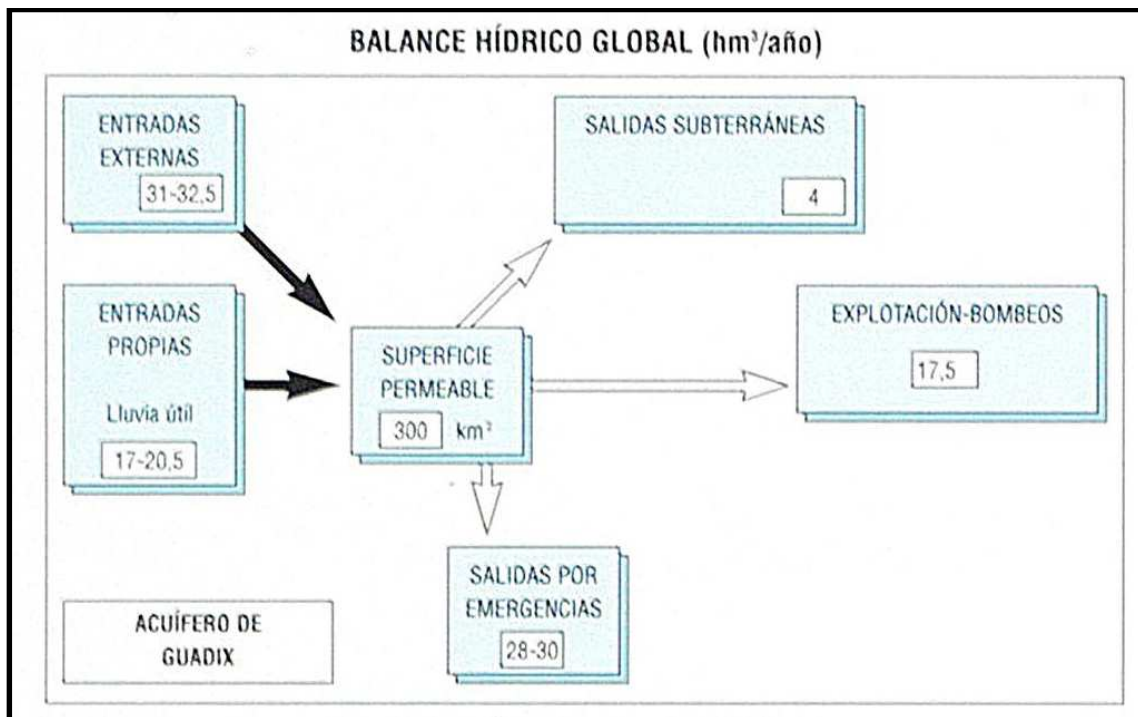


Figura 25: Balance hídrico global del acuífero de Guadix (hm<sup>3</sup>/año).

Considerando la información obtenida del Balance Hídrico Global (Figura 25) del acuífero de Guadix, en concreto los datos de salidas del acuífero 17,5 hm<sup>3</sup>/año, se ha procedido a comparar dicho dato con los consumos de agua anuales de la planta, 0,887 hm<sup>3</sup>/año, observándose que son muy inferiores en relación al agua extraída por bombeo para los usos existentes en la comarca.

Por último es preciso mencionar la necesidad de disponer de dichos terrenos para llevar a cabo el proyecto, por ello será preciso llevar a cabo una expropiación forzosa por el método de urgencia a través de industria, de tal forma que se tenga acceso a los terrenos con la mayor brevedad posible. En el caso de las concesiones de agua otorgadas a las parcelas, será necesario hacer un cambio de uso.

Finalmente, es necesario conocer la disponibilidad y la cercanía de la red eléctrica, tratando de evitar grandes distancias de tal forma que no se sobrepasen los costes de generación.

Para determinar la existencia de redes eléctricas próximas, así como la cercanía de subestaciones se ha consultado el mapa de Red Eléctrica de España (Figura 26).

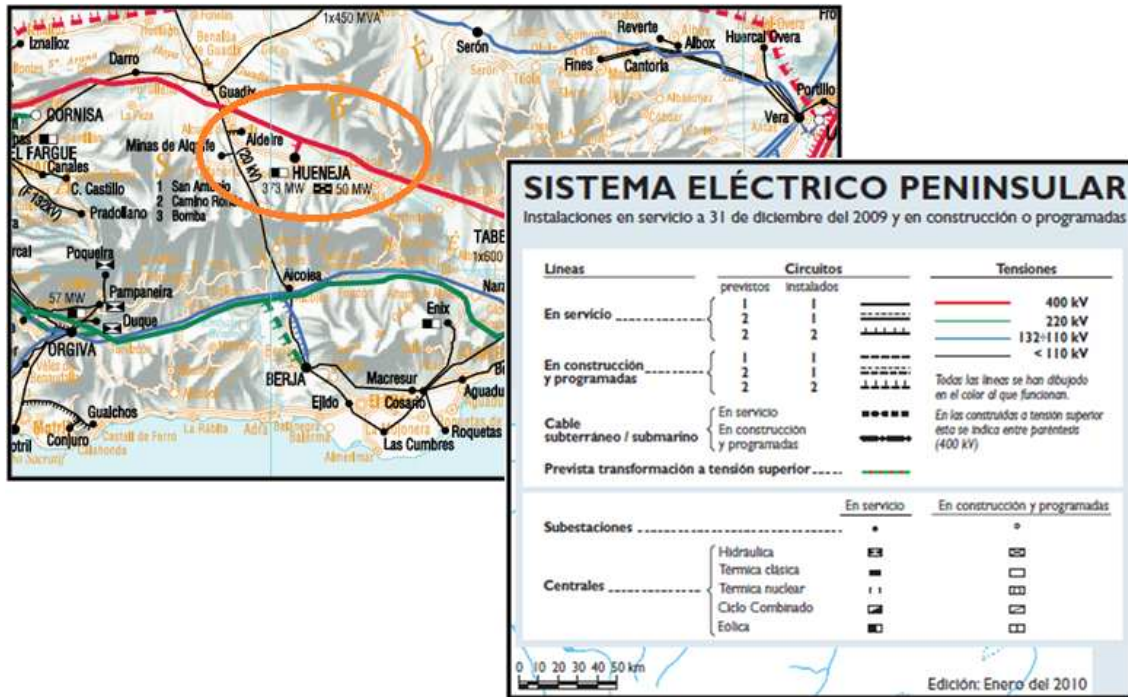


Figura 26: Proximidad a la red eléctrica.

En el mapa de Red Eléctrica se observa la existencia de una línea de 20 kV con subestación en Aldeire y una línea de 400 kV con subestación en Huéneja. Sin embargo, no resulta posible utilizar la línea de 20 kV, ya que no se disponen de las condiciones para ello (información proporcionada por Endesa distribución propietaria de la línea), por lo tanto se recurrirá al uso de la línea de 400 kV con subestación en Huéneja, para ello se solicitará el punto de conexión a Red Eléctrica. Dicha línea se encuentra a unos 8 km del emplazamiento. De la subestación de Huéneja parten diversas líneas de 220 kV de propiedad particular, y será preciso construir una línea de 220 kV donde se evacuará la electricidad producida.

## 5. ANÁLISIS DE LA RADIACIÓN.

A falta de disponibilidad de datos de radiación que permitieran llevar a cabo un análisis exhaustivo de los máximos niveles de la misma para el emplazamiento escogido, se ha recurrido al programa METEONORM, que mediante un procedimiento de interpolación de datos simula los valores de radiación para el lugar seleccionado. Se trata una herramienta de referencia que incorpora un catálogo de datos meteorológicos y procedimientos de cálculo para aplicaciones solares y para diseño de sistemas, de uso globalizado. Se basa en más de 25 años de experiencia en el desarrollo de bases de datos meteorológicos para aplicaciones energéticas.

La mayoría de los datos se toman del GEBA (Global Energy Balance Archive), de la Organización Meteorológica Mundial (WMO/OMM) y de la base de datos Suiza compilada por MeteoSwiss. La Organización Meteorológica Mundial (OMM) ha creado redes de observación meteorológica, climatológica, hidrológica y geofísica, con el objeto de establecer procesos de normalización de los datos afines.

Los datos climatológicos mensuales promedios (largo plazo) están disponibles para los parámetros siguientes:

- Radiación global.
- Temperatura del aire ambiente.
- Humedad.
- Precipitación, días con velocidad de la precipitación.
- Velocidad y dirección del viento.
- Horas de insolación.

El programa Meteonorm, calcula la radiación directa y difusa, para cualquier orientación de una superficie utilizando algoritmos para la realización de este cálculo.

Para el uso del programa es preciso tener en cuenta que en muchas regiones del mundo, los datos medidos se pueden aplicar solamente dentro de un radio de 50 kilómetros de las estaciones meteorológicas. Esto hace necesario interpolar parámetros entre diferentes estaciones. Para ello el software incluye modelos de interpolación para radiación solar, temperatura y parámetros adicionales, permitiendo su uso en cualquier lugar del mundo. Para obtener los datos correspondientes al emplazamiento objeto de estudio, el programa a la hora de interpolar ha recurrido a las estaciones que a continuación se exponen:

- Aeropuerto de Málaga situado a 98 km de distancia de Granada.
- Aeropuerto Almería situado a 112 km de distancia de Granada.
- La ciudad de Sevilla situada a 207 km de distancia de Granada.

A partir de los datos mensuales (bien datos de una estación, bien datos interpolados o importados), METEONORM calcula valores horarios de todos los parámetros mediante modelos estocásticos. Las series horarias resultantes corresponden a años típicos usados para el diseño de sistemas. Pueden calcularse las siguientes variables:

- Irradiación global horizontal.
- Irradiación difusa horizontal.
- Irradiación de la radiación directa normal.
- Temperatura del aire.
- Temperatura máxima.
- Temperatura mínima.
- Humedad Relativa.
- Precipitaciones.
- Velocidad del viento.
- Dirección del viento.

En las figuras que a continuación se exponen quedan representadas las variables mencionadas con anterioridad para el emplazamiento donde se pretende ubicar la central:

Mes	H Gh	H Dh	H Bn	Ta	Ta min	Ta max	RH	RR	FF	DD
	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[C]	[C]	[C]	[%]	[mm]	[m/s]	[deg]
<b>Enero</b>	83	29	138	6	4,1	18,1	71	67	3,4	44
<b>Febrero</b>	100	32	137	7	4,2	19,4	71	58	3,6	85
<b>Marzo</b>	146	51	170	8,9	2,6	22,8	66	46	3,5	40
<b>Abril</b>	181	59	193	10,8	1,5	24,2	68	44	4,2	233
<b>Mayo</b>	206	64	210	14,1	1,6	28,9	66	24	4,2	233
<b>Junio</b>	238	64	254	18,2	4,7	31,4	61	14	4,1	231
<b>Julio</b>	245	56	271	21,7	8,4	34,7	54	2	4,1	231
<b>Agosto</b>	213	55	237	21,8	8,8	33,5	55	4	4	231
<b>Septiembre</b>	165	54	186	19,2	9	32,2	58	17	3,7	231
<b>Octubre</b>	128	38	171	14,2	3,6	26,5	66	52	3,4	85
<b>Noviembre</b>	86	30	132	9,6	1,4	23,1	70	80	3,4	55
<b>Diciembre</b>	73	26	121	6,5	3,2	19,2	72	70	3,4	55
<b>Año</b>	<b>1864</b>	<b>558</b>	<b>2220</b>	<b>13,2</b>	<b>4,425</b>	<b>26,17</b>	<b>64,83</b>	<b>478</b>	<b>3,8</b>	<b>199</b>

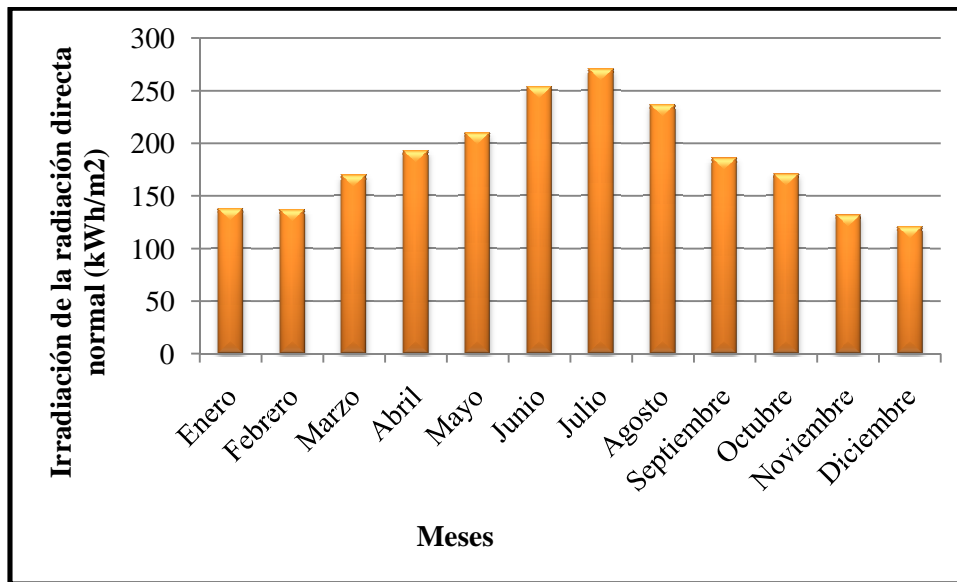
**Tabla 8: Resumen de datos proporcionados por METEONORM.**

Los datos obtenidos con Meteonorm, y que quedan recogidos en la Tabla 8, permiten observar que los datos de radiación directa para el emplazamiento escogido resultan muy adecuados para llevar a cabo la ejecución de una Planta Solar Termoeléctrica.

<b>H Gh</b>	<b>[kWh/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Irradiación global horizontal</b>
<b>H Dh</b>	<b>[kWh/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Irradiación difusa horizontal</b>
<b>H Bn</b>	<b>[kWh/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Irradiación de la radiación directa</b>
<b>Ta</b>	<b>[C]</b>	<b>Temperatura del aire</b>
<b>Ta min</b>	<b>[C]</b>	<b>Temperatura mínima</b>
<b>Ta max</b>	<b>[C]</b>	<b>Temperatura máxima</b>
<b>RH</b>	<b>[%]</b>	<b>Humedad relativa</b>
<b>RR</b>	<b>[mm]</b>	<b>Precipitaciones</b>
<b>FF</b>	<b>[m/s]</b>	<b>Velocidad del viento</b>
<b>DD</b>	<b>[deg]</b>	<b>Dirección del viento</b>

Los valores obtenidos con el programa METEONORM son datos referenciados a una serie temporal de 10 años por lo que pueden considerarse como representativos.

Dichos datos quedan representados en las gráficas siguientes:



**Figura 27: Irradiancia de la radiación directa normal.**

Tal y como se ha comentado anteriormente los datos de radiación directa (Figura 27), obtenidos para el emplazamiento escogido, resultan muy adecuadas para llevar a cabo la ejecución del proyecto. Al observar la Figura 27, se puede determinar que los niveles de mayor radiación se dan entre los meses de mayo y septiembre, encontrándose los niveles máximos en julio.

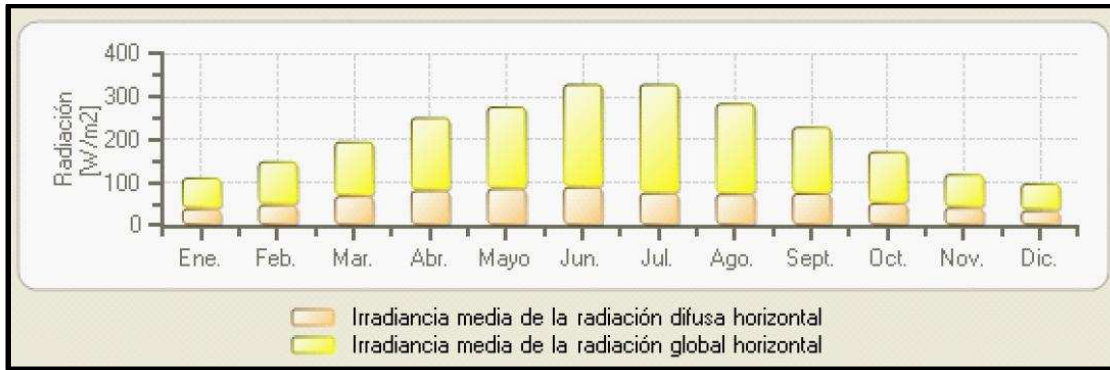


Figura 28: Irradiancia media de la radiación difusa y global horizontal.



Figura 29: Precipitaciones medias de la serie temporal.

Otro aspecto importante a tener en cuenta son las precipitaciones. Al observar la Figura 29, se puede afirmar que el área objeto de estudio se caracteriza porque las precipitaciones son muy escasas y existe una fuerte oscilación térmica anual, existiendo grandes diferencias de temperatura entre el día y la noche.

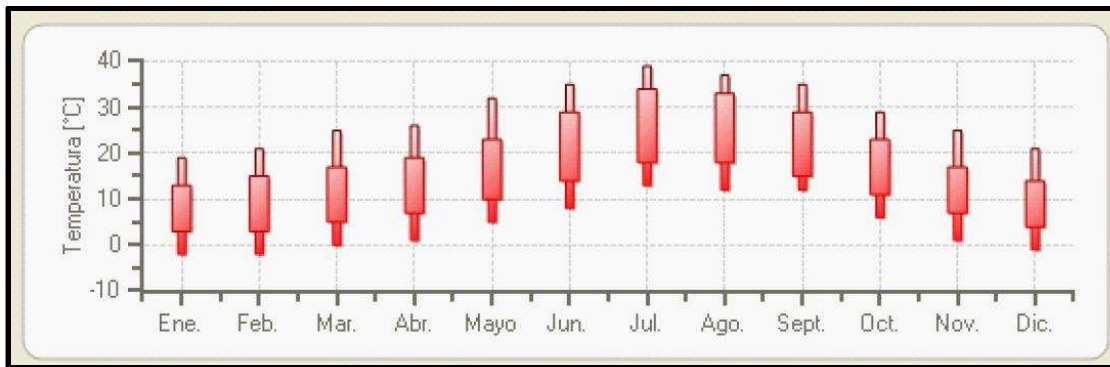


Figura 30: Rango de temperaturas de la serie temporal.

La Figura 30 representa el rango de variación de temperaturas mensuales, donde se observa que en los meses de invierno la temperatura media ronda los 6-10°C, mientras que en los meses de verano dicha temperatura se encuentra entre los 25°C-30°C de media. El conocimiento de la temperatura del aire es importante para el cálculo del calentamiento del fluido térmico, así como el almacenamiento térmico ya que estas variaciones afectan de forma importante en dichos cálculos.

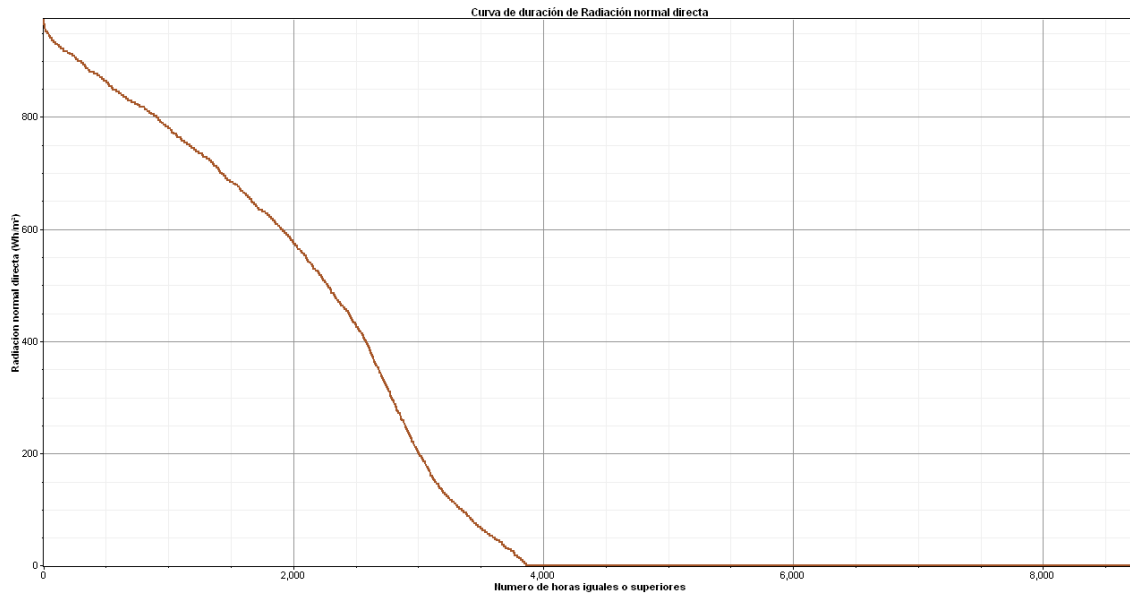


Figura 31: Curva de duración de Radiación normal directa.

La Figura 31 muestra la relación entre la radiación normal directa y el número de horas iguales o superiores, es decir, la curva de duración de radiación normal directa. Esta gráfica permite hacerse una idea de la frecuencia de las radiaciones correspondientes en la zona donde se sitúa la planta.

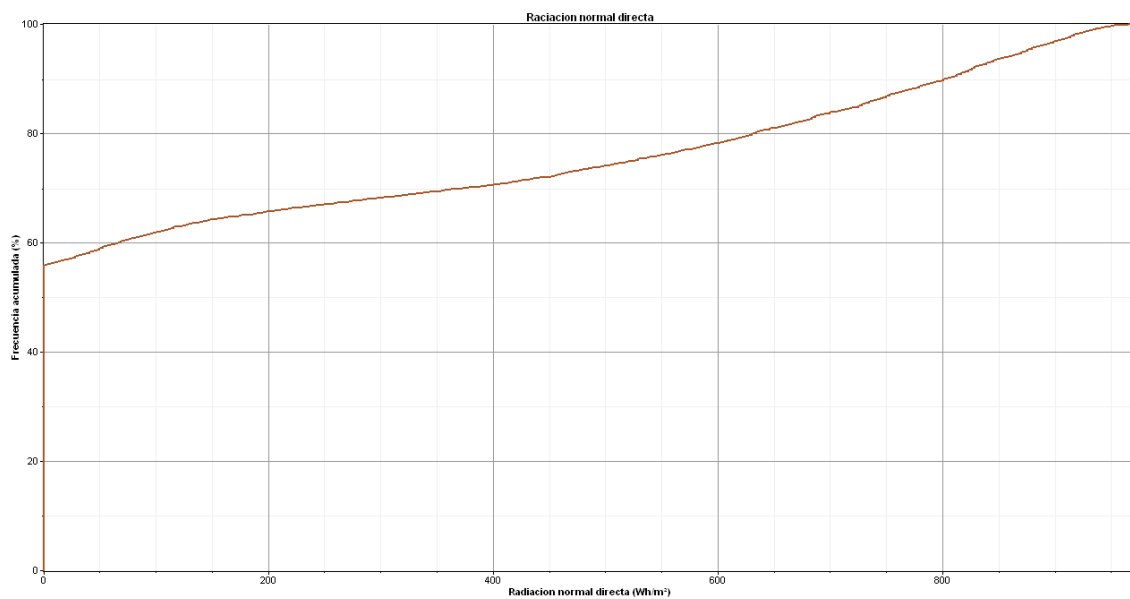
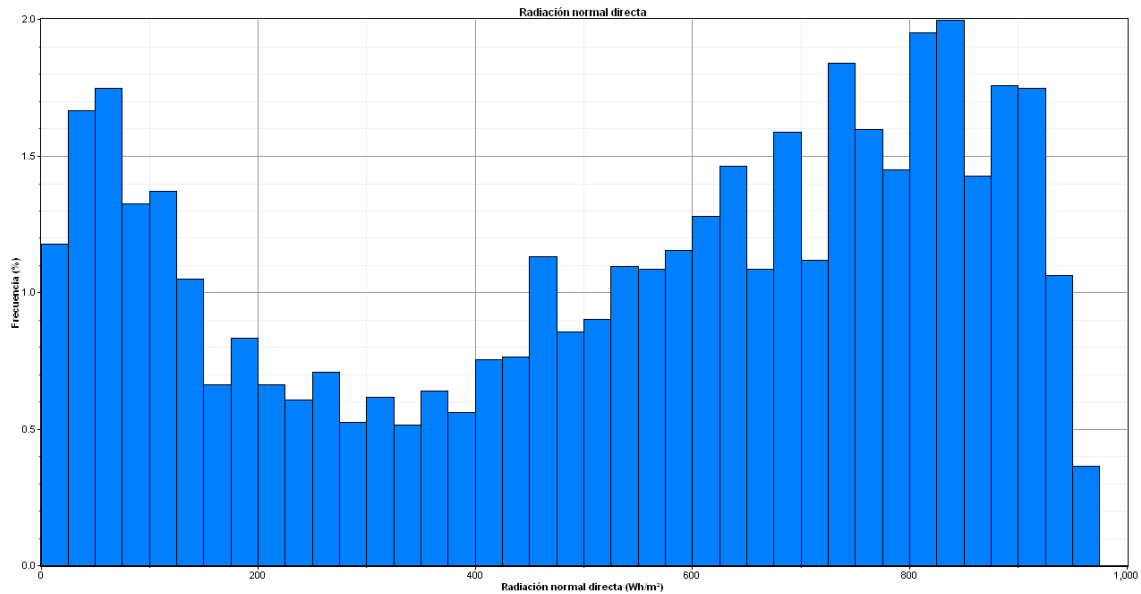


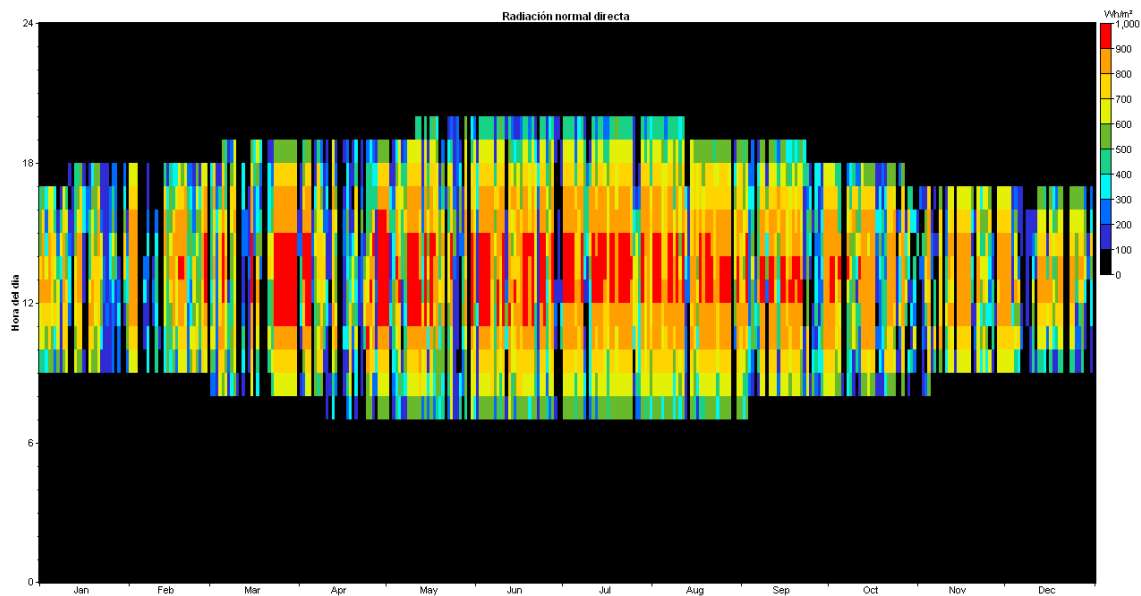
Figura 32: Radiación normal directa.

En la Figura 32 se grafica la frecuencia de acumulación en relación a la radiación normal directa.



**Figura 33: Frecuencia de la Radiación normal directa.**

En la gráfica anterior queda representada la frecuencia de la radiación normal directa en el emplazamiento de la planta, lo que permite visualizar que la radiación más frecuente con un 20 % es la 850 Wh/m<sup>2</sup>.



**Figura 34: Distribución anual de medias horarias de radiación Wh/m2 para el emplazamiento seleccionado.**

La gráfica anterior es muy interesante porque se observan la distribución horaria de radiación a lo largo del año. Las horas de máxima radiación coinciden con las horas del mediodía en los meses entre febrero y octubre. Desde Mayo a septiembre el aprovechamiento del recurso solar es de 12 horas mientras que en los meses de noviembre a enero el aprovechamiento alcanza nueve horas. Estos datos son muy útiles para el diseño del almacenamiento con el objetivo de optimizar la planta solar termoeléctrica.

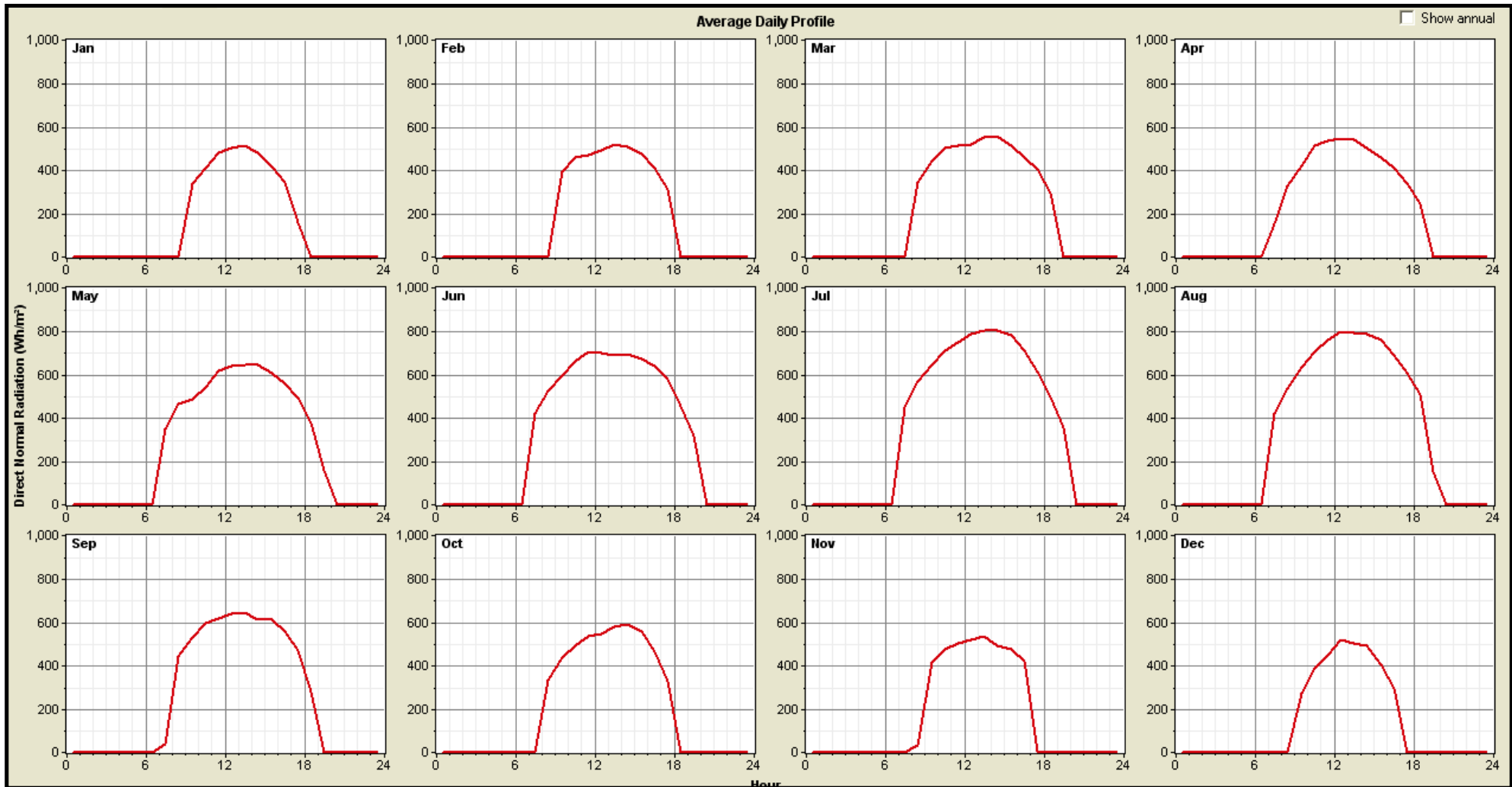


Figura 35: Promedio diario de la radiación directa normal.

## 6. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.

### 6.1. INTRODUCCIÓN.

El Estudio de Impacto Ambiental que a continuación se desarrolla, hace referencia a la construcción de una Planta Solar Termoeléctrica de 50 MW en la Comarca de Guadix (Granada). El presente análisis pretende evaluar las incidencias medioambientales que pueden derivarse del proyecto como consecuencia de la construcción de dicha planta.

A pesar de que el presente documento pretende realizar una comparativa entre una Planta Solar Termoeléctrica de 50 MW con varios modelos de Plantas Solares Multitorre también de 50 MW. El Estudio de Impacto Ambiental tan solo se va a elaborar de la planta de referencia, es decir, de la Planta Solar Termoeléctrica de 50 MW, evaluando los impactos derivados de la misma.

### 6.2. MARCO LEGAL.

#### 6.2.1. LEGISLACIÓN EUROPEA.

- **Directiva 85/337/CEE del Consejo, de 27 de Junio de 1985**, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente. DOCE 175/L, de 05-07-85.
- **Reglamento (CEE) 1973/92 del Consejo de 21 de Mayo de 1992**, por el que se crea un instrumento financiero para el medio ambiente (LIFE). DOCE 206/L, de 22-7-1992.
- **Reglamento (CEE) 1836/93 del Consejo, de 29 de Junio de 1993**, por el que se permite que las empresas del sector industrial se adhieran con carácter voluntario a un sistema comunitario de gestión y auditoria medioambientales (EMAS). DOCE 168/L, de 10-07-93.
- **Decisión 96/151/CE de la Comisión, de 2 de Febrero de 1996**, sobre el reconocimiento de la norma española UNE 77-801(2)-94 por la que se establecen especificaciones para sistemas de gestión medioambiental de conformidad con el artículo 12 del Reglamento (CEE) 1836/93 del Consejo. DOCE 34/L, de 13-02-96.
- **Directiva 97/11/CE del Consejo de 3 de Marzo de 1997** por la que se modifica la Directiva 85/337/CEE relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente. DOCE 73/L, de 14-03-97.
- **Decisión de la Comisión de 16 de Abril de 1997** sobre reconocimiento de procedimientos de certificación de conformidad con el artículo 12 de Reglamento (CEE) número 1836/1993 del Consejo, de 29 de junio de 1993, por el que se permite que las empresas del sector industrial se adhieran con carácter voluntario a un sistema comunitario de gestión y auditoria medioambientales (EMAS) (97/264/CE). DOCE 104/L, de 22-04-97.
- **Decisión 97/265/CE de la Comisión de 16 de abril de 1997** sobre el reconocimiento de la norma internacional ISO 14001:1996 y de la norma Europea EN ISO 14001:1996 que establecen especificaciones para sistemas de gestión medioambiental de conformidad con el artículo 12 del Reglamento (CEE) 1836/93 del Consejo, de 29 de junio de 1993, por el que se permite que las empresas del sector industrial se adhieran con carácter voluntario a un sistema comunitario de gestión y auditoria medioambientales (EMAS). Norma derogada por Reglamento (CE) 196/2006.
- **Reglamento (CE) 761/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de Marzo de 2001**, por el que se permite que las organizaciones se adhieran con carácter Voluntario a un Sistema Comunitario de Gestión y Auditoria Medioambientales (EMAS). DOCE 114/L, de 24-4-2001. Modificado por Reglamento (CE) 196/2006.
- **Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de Junio de 2001**, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente (SEA). DOCE 197/L, de 21-07-2001.

- **Decisión 1600/2002/CE** del Parlamento y del Consejo de de 22 de julio de 2002 por la que se establece el Sexto Programa de Acción Comunitario en Materia de Medio Ambiente. DOCE 242/L, de 19-9-2002.
- **Directiva 2005/32/CE** del Parlamento y del Consejo de 6 de julio de 2005, por la que se insta un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos que utilizan energía y por la que se modifican las Directivas 96/57 y 2000/55 del Parlamento y del Consejo. DOCE 191/29, de 22-7-2005.
- **Reglamento (CE) 196/2006** de la Comisión de 3 de febrero de 2006, por el que se modifica el Anexo I del Reglamento (CE) 761/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, para tener en cuenta la norma europea EN ISO 14001:2004, y se deroga la Decisión 97/265/CE. DOCE 32, de 4-2-2006.

## 6.2.2. LEGISLACIÓN ESTATAL.

### 6.2.2.1. LEGISLACIÓN ESPECÍFICA EN MATERIA DE EIA:

- **Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de Junio**, de evaluación de impacto ambiental. BOE 155, de 30-06-1986. Interpretado y parcialmente declarada inconstitucional por la Sentencia del Tribunal Constitucional 13/1998 y modificada por la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente y por la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la Justicia en materia de medio ambiente.
- **Real Decreto 1131/1988, de 30 de Septiembre**, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación del Impacto Ambiental. BOE 239, de 05-10-88. Interpretado y parcialmente declarada inconstitucional por la Sentencia del Tribunal Constitucional 13/1998, de 22 de enero de 1998.
- **Real Decreto 2200/1995, de 28 de Diciembre**, por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial. BOE 32 de 6-2-1996.
- **Real Decreto 411/1997, de 21 de Marzo**, por el que se modifica el Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y Seguridad Industrial. BOE 100, de 26-04-1997.
- **Real Decreto-Ley 9/2000, de 6 de Octubre**, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de Junio, de Evaluación de Impacto Ambiental. BOE 241, de 7-10-2000.
- **Resolución de 19 de Octubre de 2000**, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto-ley 9/2000, de 6 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental. BOE de 25-10-2000.
- **Ley 6/2001, de 8 de Mayo**, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental. BOE 111, de 9-5-2001.
- **Ley 9/2006, de 28 de abril**, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.
- **Conclusiones de la Conferencia Nacional de Evaluación Ambiental**. Madrid, 20 de junio de 2006.

### 6.2.2.2. CALIFICACIÓN AMBIENTAL, GESTIÓN Y AUDITORIAS AMBIENTALES.

- **Real Decreto 598/1994, de 8 de Abril**. Etiquetas Comunidad Europea. Normas para la aplicación del Reglamento (CEE) 880/1992, de 23 de marzo (LCEur 1992.1102), relativo a un sistema comunitario de concesión de etiqueta ecológica. BOE 119, de 19-05-94

- **Real Decreto 85/1996, de 26 de Enero**, por el que se establecen normas para la aplicación del Reglamento (CEE) 1836/93, del Consejo, de 29 de junio, por el que se permite que las empresas del sector industrial se adhieran con carácter voluntario a un sistema de gestión y auditoría medioambientales. BOE 45 de 21-02-1996
- **Informe de evaluación integrada** sobre la sostenibilidad en España, 2006. Fuente: Ministerio de Medio Ambiente.

### 6.2.2.3. LEGISLACIÓN SECTORIAL APLICABLE A LA E.I.A.

- **Decreto 2414/1961, de 30 de Noviembre**. Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas BOE 292, de 7-12-1961 (RAMINP).
- **Decreto 1022/1964, de 15 de Abril**, por el que se aprueba el texto articulado de la ley de Patrimonio del Estado, modificado por las Leyes 66/1997 y 14/2000.
- **Orden de 18 de Octubre de 1976**, sobre prevención y corrección de la Contaminación Atmosférica e Industrial. BOE 290, de 3-12-1976.
- **Ley 23/1982, de 16 de Junio**, reguladora del Patrimonio Nacional. Modificada por la Ley 66/1997.
- **Real Decreto Legislativo de 15 de Octubre de 1982**, sobre Restauración de Espacios Naturales afectados por actividades extractivas.
- **Ley 16/1985, de 25 de Junio**, del Patrimonio Histórico Español. BOE 155, de 29-6-1985.
- **Real Decreto 849/1986, de 11 de Abril**, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los títulos Preliminar, I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas. BOE 103, de 30-4-1986.
- **Real Decreto 496/1987, de 18 de Marzo**, que desarrolla el Reglamento de Patrimonio Nacional. BOE 88, de 13-04-1987
- **Ley 4/1989, de 27 de Marzo**, de Conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestres. BOE 74, de 28-3-1989.
- **Ley 21/1992, de 16 de Julio, de Industria**. BOE 176, de 23-7-1992.
- **Real Decreto 1812/1994, de 2 de Septiembre**. Reglamento General de Carreteras. BOE 228, de 23-9-1994.
- **Real Decreto 1997/1995 de 7 de Diciembre**. Espacios Naturales. Establece medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la flora y fauna silvestres (Traspone la Directiva Hábitats 92/42/CEE). BOE 310, de 28-12-1995.
- **Ley 54/1997, de 27 de Noviembre**, del Sector Eléctrico. BOE 285, de 28-11-1997.
- **Orden de 27 de Diciembre de 1999** que aprueba la Norma 3.1-IC. Trazado de la Instrucción de Carreteras, en la que se establecen los criterios técnicos para el trazado geométrico de las carreteras. BOE 28, de 02-02-2000.
- **Ley 7/2001, de 14 de Mayo**, de modificación de la Ley del Patrimonio del Estado, texto articulado aprobado por Decreto 1022/1964, de 15 de abril. BOE 116, de 15-05-2001.
- **Orden de 13 Septiembre 2001** de modificación parcial de la Orden de 16 de diciembre de 1997 por la que se regulan los accesos a las carreteras del Estado, las vías de servicio y la construcción de instalaciones de servicios y de la Orden de 27 de diciembre de 1999 por la que se aprueba la Norma 3. 1.IC. Trazado, de la Instrucción de Carreteras. BOE 231, de 26-09-2001.
- **Real Decreto 162/2002, de 8 de Febrero**, por el que se modifica el artículo 58 del Real Decreto 111/1986, de 10 de enero, de desarrollo parcial de la Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español. BOE 35, de 8-2-2002.

### 6.2.3. LEGISLACIÓN AUTONÓMICA.

- **Orden de 12 de Julio de 1988**, por la que se dictan normas para el cumplimiento de la obligación de incluir un estudio de impacto ambiental en proyectos de la Consejería de Obras Públicas y Transportes.

- Ley 1/1991, de 3 de Julio, de Patrimonio Histórico de Andalucía. BOJA de 13-09-91 y BOE de 26-09-1991.
- Decreto 32/1993, de 16 de Marzo, por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Arqueológicas. BOJA de 17-03-1995.
- Ley 7/1994, de 18 de mayo, de Protección Ambiental. BOJA 79, de 31-5-1994 y BOE 156, de 1-7-1994. **Derogada por Ley 7/2007.**
- Decreto 19/1995, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de Protección y Fomento del Patrimonio Histórico de Andalucía. BOJA de 17-03-1995.
- Decreto 292/1995, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental de la Comunidad Autónoma de Andalucía. BOJA 166, de 28-12-1995. **Derogado por Ley 7/2007.**
- Decreto 297/1995, de 19 de Diciembre, por el que se Aprueba el Reglamento de Calificación Ambiental. BOJA 3, de 11-01-1996.
- Decreto 153/1996, de 30 de abril, Reglamento Informe Ambiental. BOJA 69, de 18-06-96. **Derogado por Ley 7/2007.**
- Decreto 53/1999, de 2 de Marzo, por el que se establecen normas para la aplicación del Reglamento (CEE) 1836/93, del Consejo, de 29 de junio, por el que se permite que las empresas del sector industrial se adhieran con carácter voluntario a un sistema comunitario de gestión y auditoria medioambientales. BOJA 35, de 23-3-1999
- Ley 7/2007, de gestión integrada de la calidad ambiental. BOE 190, de 9-8-2007.

### 6.3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y ALTERNATIVAS.

#### 6.3.1. LOCALIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD.

La Planta Solar Termoeléctrica se localiza en la Comarca de Guadix, al nordeste de la provincia de Granada (Andalucía).

La Planta Solar se localiza en varias parcelas próximas a los municipios de La Calahorra y Ferreira, y cuyas coordenadas son las que se exponen en la Tabla 9.

Latitud	37° 12' 51,48" N
Longitud	3° 01' 14,47" O
Elevación	1.106 m
Coordenadas UTM	
X	505.689
Y	4.116.281

Tabla 9: Coordenadas del emplazamiento.

#### 6.3.2. DESCRIPCIÓN BÁSICA DE LA PLANTA.

Tal y como se ha venido comentando a lo largo del presente documento la tecnología que se pretende implementar es una Central de Energía Solar Termoeléctrica de 50 MW. Estas Centrales son instalaciones industriales, donde a partir del calentamiento de un fluido (en el caso que nos ocupa sales fundidas) mediante la radiación solar y su posterior uso en un ciclo termodinámico convencional, se produce la potencia necesaria, utilizada posteriormente para la generación de energía eléctrica.

El Sistema de Sales fundidas, viene siendo desde hace algún tiempo, la tecnología de almacenamiento más desarrollada. La sal fundida utilizada en el caso que nos ocupa, consiste en una mezcla en peso del 60% de Nitrato Sódico y 40% de Nitrato Potásico, estas sales no resultan tóxicas y son estables. A su vez, la sal fundida presenta una baja presión de vapor a altas temperaturas y un comportamiento inerte con el agua, por lo que el diseño de los diferentes componentes será más sencillo, que en el caso de utilizar otros medios como almacenamiento.

Por otro lado, la elevada conductividad térmica y la alta capacidad calorífica, hacen de las sales fundidas un fluido adecuado tanto para el almacenamiento como para ser utilizado como fluido de trabajo.

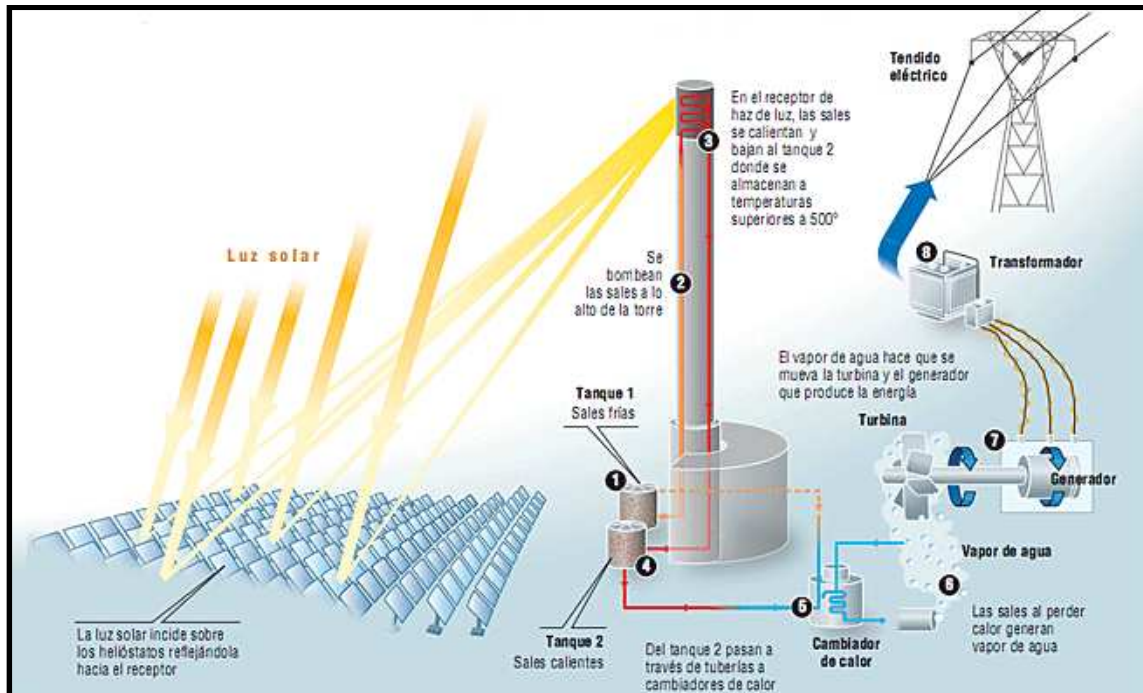


Figura 36: Esquema de funcionamiento de una planta solar termoeléctrica con sales fundidas.

Asimismo la planta contará con 3.606 heliostatos, cuya función será concentrar la radiación solar en un receptor situado en la parte superior de la torre. La torre se localiza en el centro del conjunto de los heliostatos.

La planta requiere de un aporte de agua anual de 0,887 Hm<sup>3</sup>, para la refrigeración de la planta, consumo de heliostatos,... Para cubrir dicha demanda se dispone en las proximidades del emplazamiento de diversos puntos de bombeo o captación de aguas subterráneas como se ha comentado en la descripción del emplazamiento.

### 6.3.3. DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL PUNTO DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

La Planta contará con una línea de evacuación a la red de distribución, de 220 kV. La subestación donde se pretende evacuar la energía producida se localiza en el municipio de Huéneja, situada a unos 8 Km. aproximadamente de la instalación.

### 6.3.4. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.

#### 6.3.4.1. ALTERNATIVAS EN RELACIÓN AL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.

- 1) Beneficios de las energías renovables frente a las fuente energéticas convencionales:
  - a. Las energías renovables reducen las emisiones derivadas de la combustión de los combustibles fósiles, y por tanto contaminantes como CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, y partículas entre otros.
  - b. Suponen una fuente de energía inagotable.
  - c. Reducen y tienden a eliminar la dependencia energética del exterior, ya que la energía se produce con los recursos propios del país.
- 2) Beneficios de la energía solar termoeléctrica frente a otras energías renovables:

- España posee un gran potencial en cuanto al desarrollo de la energía solar.
- En contraste con la energía solar fotovoltaica que puede verse muy limitada por el escaso rendimiento de las células fotovoltaicas, la energía solar termoeléctrica resulta más eficiente desde el punto de vista productivo.
- La tecnología escogida, sales fundidas, ofrece un almacenamiento térmico muy eficiente, lo que permite incrementar notablemente las horas de funcionamiento, y en consecuencia es posible producir electricidad de forma continuada.
- La electricidad se produce de forma estable y constante.
- Permite evitar 2.000 toneladas anuales de  $CO_2$  por MW producido.

#### 6.3.4.2. ALTERNATIVAS EN RELACIÓN AL EMPLAZAMIENTO.

El emplazamiento elegido para el proyecto cuenta con unos niveles de radiación anuales de 2.222 kWh/m<sup>2</sup>, el relieve del mismo es muy llano, requisito indispensable para la implementación de esta tecnología. Por otro lado, resulta imprescindible analizar la presencia de Espacios Naturales Protegidos, Zonas de Especial Protección para Aves (ZEPAS) y Lugares de Interés Comunitarios (LICs).

##### 6.3.4.2.1. RED DE ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS DE ANDALUCÍA (RENPA).

De acuerdo a lo establecido en el artículo 1 del Decreto 95/2003, de 8 de abril (BOJA 79, de 28/04/2003), la red de espacios naturales protegidos de Andalucía (RENPA) "*se configura como un sistema integrado y unitario de todos los espacios naturales ubicados en el territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía que gocen de un régimen especial de protección en virtud de normativa autonómica, estatal y comunitaria o convenios y normativas internacionales*".

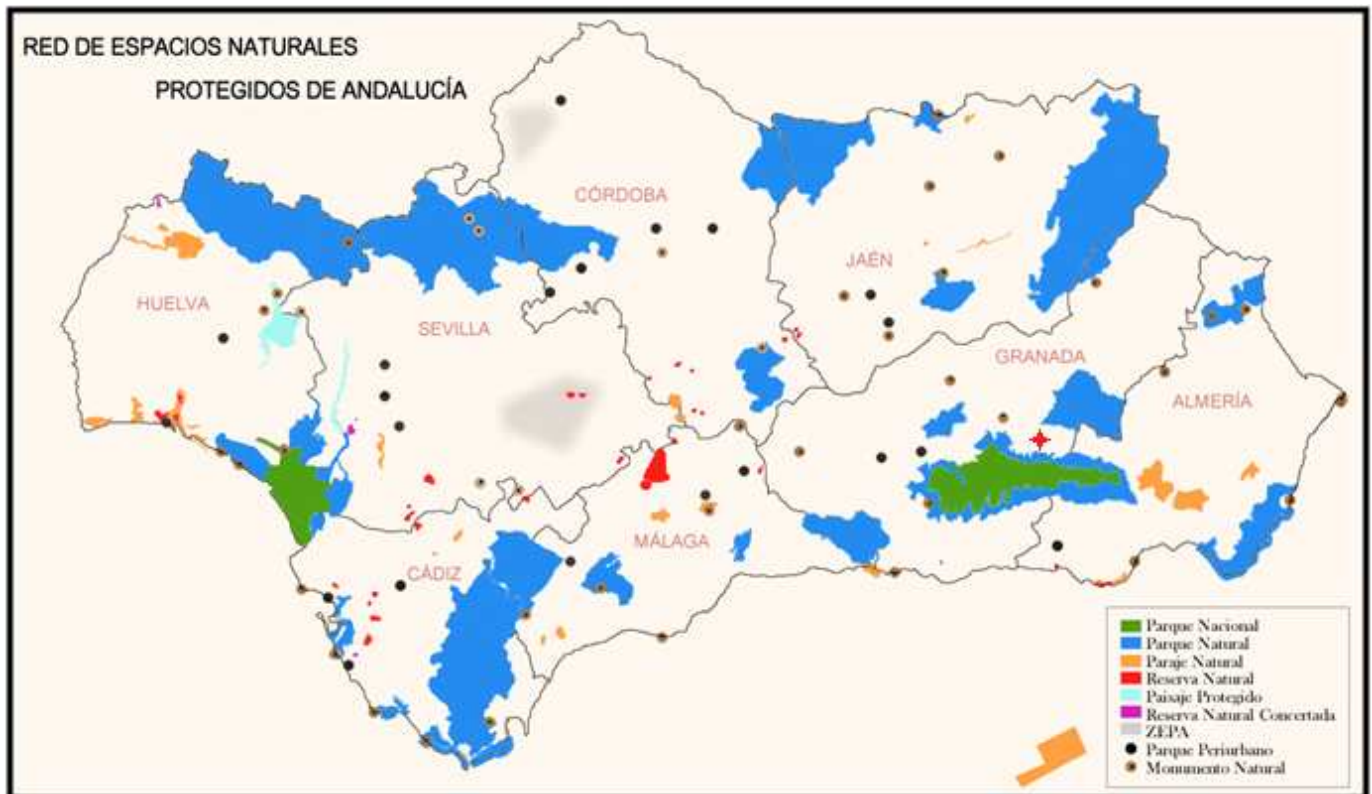


Figura 37: Red de espacios naturales protegidos de Andalucía.

Es importante mencionar que en cada uno de los espacios que conforman la RENPA, puede recaer más de una figura o categoría de protección. A modo de ejemplo, hay considerar que un mismo espacio puede albergar un Lugar Interés Comunitario (LIC), una Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) y a su vez ser Reserva de la Biosfera.

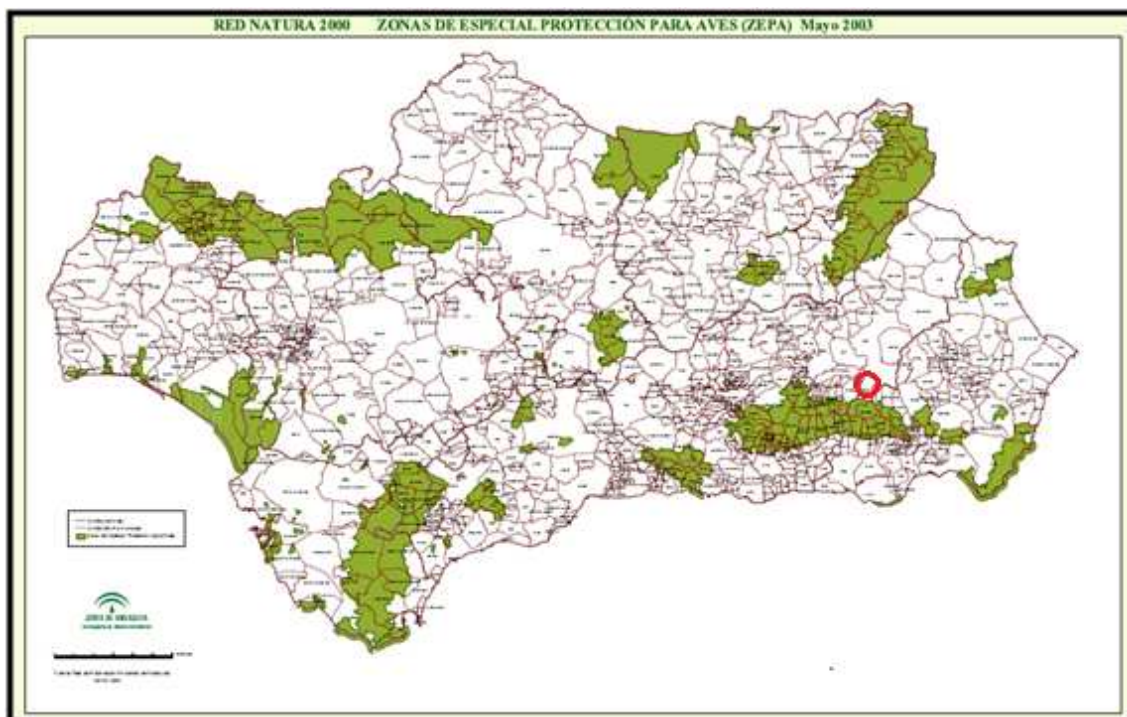
Al observar la Figura 37, se determina el emplazamiento no presenta ninguna figura de protección. Se encuentra en una zona de parcelas agrarias con poco interés natural.

#### 6.3.4.2.2. RED NATURA 2000.

La Red Natura 2000, nace a raíz de la Directiva 92/43/CEE del Consejo, relativa a la conservación de hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres, conocida como Directiva Hábitats. El objetivo de dicha Directiva no es otro que contribuir a garantizar la biodiversidad conservando los hábitats naturales así como la fauna y flora silvestres, en el territorio europeo de los Estados Miembros. La Red Natura 2000 es por tanto una red ecológica europea de Zonas Especiales de Conservación (ZEC).

En la Directiva 92/43/CEE del consejo, quedan integradas las Zonas de Especial Protección para Aves (ZEPAS) ya clasificadas y todas aquellas que puedan ser clasificadas en un futuro según lo establecido en la Directiva 79/409/CEE del Consejo, relativa a la conservación de las aves silvestres, conocida como Directiva Aves.

La Directiva 92/43/CEE se traspuso al ordenamiento jurídico interno a través del Real Decreto 1997/1995, por el que se atribuye a las Comunidades Autónomas la designación de los lugares y la declaración de las ZEC.



**Figura 38: Red Natura 2000 de Andalucía, Zona de Especial Protección para Aves, Escala 1:100.000.**

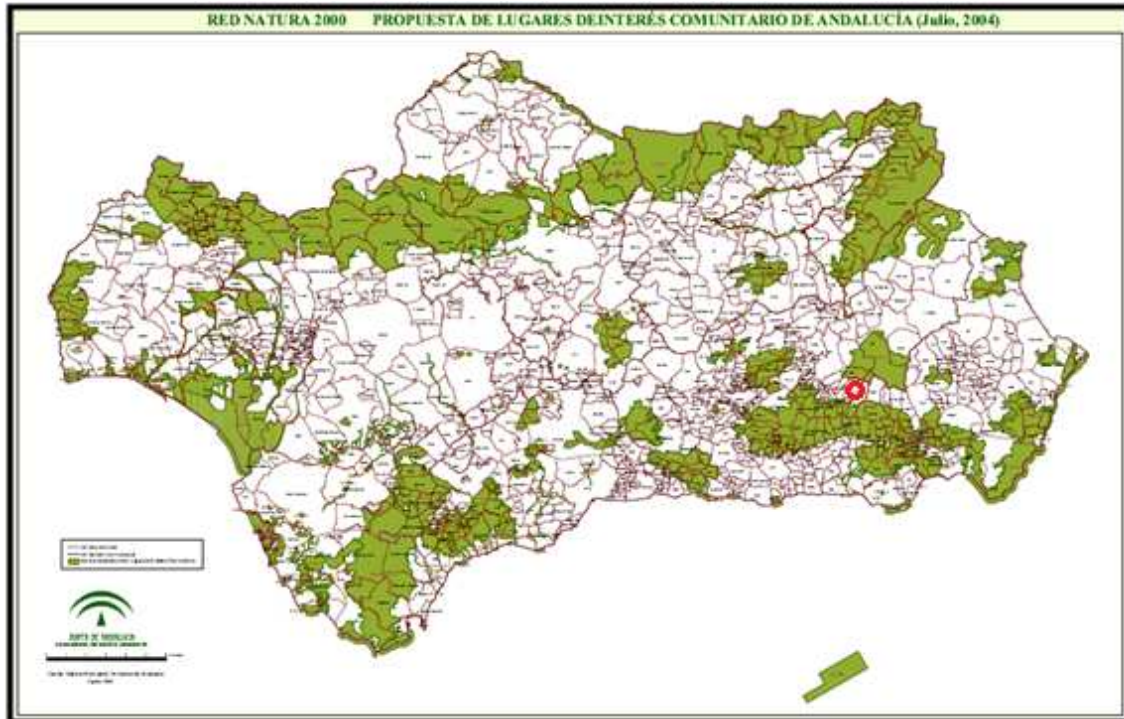


Figura 39: Red Natura 2000 de Andalucía, Lugares de Interés Comunitario, Escala 1:100.000.

En las Figuras 38 y 39 se observa que en el emplazamiento donde se pretende acometer la instalación de la Planta Solar, no existen ninguna ZEPA ni LIC, se trata de terreno como ya se ha comentado destinado a cultivos de regadío sin ningún interés natural.

En consecuencia y de la observación del mapa de RENPA y de los mapas de la Red Natura 2000 de Andalucía, se puede afirmar que las parcelas donde se pretende llevar a cabo la instalación no están catalogadas como LIC, ZEPAS ni RENPA. El emplazamiento se caracteriza porque presenta unas pendientes y morfologías suaves, y entre las componentes de carácter antrópico, ajenos al paisaje, cabe destacar:

- ✓ La proximidad de la autovía A-92.
- ✓ La proximidad a los municipios de La Calahorra y Dólar.
- ✓ Líneas de tensión vecinas.
- ✓ La proximidad al punto de toma de agua.

Las parcelas de los alrededores también se encuentran destinadas a cultivos de regadío. Y destaca la ausencia de vegetación autóctona.

#### 6.4. IDENTIFICACIÓN, CUANTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS.

A continuación se procede a identificar, cuantificar y valorar los impactos derivados de la construcción de una Planta Solar Termoeléctrica, en sus diferentes fases:

- 1) Fase de Construcción o Ejecución.
- 2) Fase de Explotación.
- 3) Fase de Cese de Actividad y Desmantelamiento.

Para ello se elaborará una Matriz de Leopold, con el objetivo de identificar y cuantificar los impactos, señalando los impactos no significativos en color verde y los impactos significativos en color rojo.



Una vez han quedado identificados los impactos derivados de la actividad, se llevará a cabo la valoración de los mismos, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo II artículo 10 y en el Anexo I del Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental (Real Decreto 1131/1998, de 30 de septiembre), considerando dos factores:

- 1) La **importancia**, hace referencia a la calidad ambiental del entorno afectado.
- 2) La **magnitud** relativa a la cantidad afectada.

#### 6.4.1. VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS EN FASE DE CONSTRUCCIÓN O EJECUCIÓN.

- 1) **Impactos sobre la calidad del aire:** Derivados de las emisiones de partículas difusas provocadas por los movimientos de tierras y por el tránsito de maquinaria, así como por los gases de combustión derivados de los vehículos.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Moderado.
- 2) **Impacto Acústico:** Durante la fase de construcción se prevé un incremento de los niveles de ruido derivado del trasiego de vehículos, de los trabajos de construcción de la planta, del montaje de estructuras,... Las molestias acústicas producidas por la actividad afectarán fundamentalmente a la fauna del entorno inmediato ya que las poblaciones más próximas están alejadas del punto de obra.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 3) **Impactos sobre el suelo:** Durante la fase de construcción de la obra pueden derivarse diversos impactos de importancia y magnitud diferente. Por un lado, la preparación del terreno para llevar a cabo la disposición de la planta, se tratan de labores superficiales ya que al tratarse de terrenos destinados a cultivos no será preciso llevar a cabo el desbroce y despeje del mismo.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, acumulativo, de intensidad notable, a medio plazo, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.

Es importante considerar las características edáficas del suelo y como estas pueden verse alteradas por los movimientos de tierras, las excavaciones y cimentaciones. Otras transformaciones importantes a considerar es el asfaltado de la vía principal y de la zona donde irá ubicado el bloque de potencia.

  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, acumulativo, de intensidad notable, a medio plazo, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Moderado.
- 4) **Impactos sobre los usos del suelo:** La zona donde se pretende instalar la Planta Solar, actualmente se encuentra destinada a cultivos de regadíos. La superficie ocupada es de 276 ha.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, acumulativo, de intensidad notable, a largo plazo, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 5) **Impactos sobre la fauna:** El grupo más afectado sería la avifauna. Durante las fase de construcción y como consecuencia del tránsito de la maquinaria, realización de excavaciones, cimentaciones,..., se pueden producir efectos adversos sobre la avifauna en épocas de reproducción y nidificación. Todo esto implica una pérdida de hábitat.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad total, puntual, temporal, irreversible e irrecuperable.
  - Magnitud: Moderado.
- 6) **Impactos sobre el paisaje:** Proceden de las infraestructuras temporales necesarias para las obras como el parque de materiales, el acopio de estructuras, etc....

- Importancia: Impacto de signo (-), directo, sinérgico, intensidad total, puntual, a largo plazo, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Severo.
- 7) **Impactos sobre las infraestructuras y redes de servicios:** Estos impactos se derivan del tránsito de la maquinaria por las vías principales de comunicación, es decir, por el uso de la A-92.
- Importancia: Impacto de signo (-), directo, sinérgico, intensidad total, puntual, a largo plazo, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 8) **Impactos sobre el medio socioeconómico:** La construcción de una Planta Solar implica un beneficio económico derivado de la generación de empleo,...
- Importancia: Impacto de signo (+), directo, simple, extensivo, a largo plazo, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.

#### 6.4.2. VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS EN FASE DE EXPLOTACIÓN.

- 1) **Impactos sobre la calidad del aire:** Durante la fase de explotación y en relación a la calidad del aire se puede hablar de un impacto positivo, ya que se produce energía eléctrica a través de un recurso renovable, reduciendo los gases emitidos a la atmosfera.
- Importancia: Impacto de signo (+), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Moderado.
- 2) **Impacto Acústico:** Durante la fase de explotación los ruidos producidos se derivan fundamentalmente de la turbina, bombas,...
- Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 3) **Impacto sobre las aguas subterráneas:** Durante la fase de explotación no se dan alteraciones de la calidad del agua, ya que de darse dichas alteraciones pueden proceder de vertidos accidentales procedentes de la maquinaria utilizada en la obra, y tomando las medidas de control adecuadas se puede evitar que esto ocurra.
- Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 4) **Impactos sobre el paisaje:** Proceden de la presencia de la torre, helióstatos, ..., y demás componentes de la Planta Solar Termoeléctrica.
- Importancia: Impacto de signo (-), directo, sinérgico, intensidad total, puntual, a largo plazo, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Severo.
- 5) **Impactos sobre las infraestructuras y redes de servicios:** Durante la fase de explotación las afecciones derivadas del tráfico pueden considerarse mínimas, ya que durante las tareas de mantenimiento no es necesario un tránsito continuado de vehículos.
- Importancia: Impacto de signo (-), directo, sinérgico, de intensidad notable, a largo plazo, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 6) **Impactos sobre el medio socioeconómico:** Durante la fase de explotación se generaran diversos puestos de trabajo necesarios para el adecuado funcionamiento de la instalación
- Importancia: Impacto de signo (+), directo, simple, extensivo, a largo plazo, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 7) **Deslumbramiento:** Por la proximidad de la A-92 y las vías de tren.

- Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, temporal, reversible y recuperable.
- Magnitud: Moderado.

8) **Producción de electricidad a partir de una fuente energética renovable:** Supone un ahorro en recurso no renovable, es decir, en combustible fósil.

- Importancia: Impacto de signo (+), directo, simple, extensivo, y a largo plazo.
- Magnitud: Compatible.

#### 6.4.3. VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS DURANTE LA FASE DE CESE DE ACTIVIDAD Y DESMANTELAMIENTO.

1) **Residuos generados:** A consecuencia de las actividades de desmantelamiento y debidos al tránsito de vehículos, pueden darse situaciones en las que se produzcan residuos y vertidos, pero tomando las medidas oportunas es poco probable.

- Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, temporal, reversible y recuperable.
- Magnitud: Moderado.

2) **Impacto acústico:** Este impacto tiene su origen en el ruido producido por la maquinaria y tránsito de vehículos.

- Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, temporal, reversible y recuperable.
- Magnitud: Compatible.

3) **Creación de empleo:** Durante la fase de desmantelamiento se generan nuevos puestos de trabajo, lo que supone un beneficio económico derivado de la generación de empleo.

- Importancia: Impacto de signo (+), directo, simple, extensivo, a largo plazo, reversible y recuperable.
- Magnitud: Compatible.

9) **Impactos sobre el paisaje:** Proceden de las infraestructuras temporales necesarias para las obras de desmantelamiento del parque como el parque de materiales, el acopio de estructuras, etc....

- Importancia: Impacto de signo (-), directo, sinérgico, intensidad total, puntual, a largo plazo, temporal, reversible y recuperable.
- Magnitud: Severo.

#### 6.4.4. VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS SOBRE EL MEDIO QUE SE DERIVAN DE LA LÍNEA ELÉCTRICA.

##### 6.4.4.1. FASE DE CONSTRUCCIÓN

1) **Impactos sobre la calidad del aire:** Durante la construcción de la línea eléctrica se prevé un incremento de las partículas en suspensión debido a la presencia de maquinaria que llevará a cabo el montaje de las cimentaciones, tendido eléctrico,...

- Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
- Magnitud: Moderado

2) **Impacto acústico:** Incremento de los niveles sonoros como consecuencia del uso de la maquinaria.

- Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
- Magnitud: Compatible.

- 3) **Impactos sobre la calidad de las aguas subterráneas:** Se da en caso de que se produzca algún derrame de sustancias como aceites o hidrocarburos procedentes de la maquinaria empleada durante la obra.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 4) **Impactos sobre el suelo:** Se pueden producir notables alteraciones del medio debido a las excavaciones realizadas para las cimentaciones del tendido eléctrico.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, irreversible y irrecuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 5) **Impactos sobre los usos del suelo:** Debido a la presencia de las cimentaciones el suelo queda inhabilitado, pero esta ocupación es reducida, por otra parte la facilidad de acceso a las parcelas reduce el recorrido de la maquinaria y por tanto la presencia de la misma.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 6) **Impactos sobre la fauna:** La repercusión en la fauna se debe fundamentalmente la presencia humana y a la presencia de maquinaria.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 7) **Impactos sobre el paisaje:** Debido fundamentalmente a la presencia de la maquinaria.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Severo.
- 8) **Impactos sobre medio socioeconómico:** Implica la generación de empleos temporales (sector de la construcción y el transporte).
  - Importancia: Impacto de signo (+), directo, simple, extensivo, a largo plazo, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.

#### 6.4.4.2. FASE DE EXPLOTACIÓN

- 1) **Impacto acústico:** El paso de la corriente a través de los conductores genera ruido de bajo nivel (debido a la ionización del aire), pero según lo establecido en el reglamento Técnico de Líneas Aéreas de Alta Tensión (líneas de 2ª Categoría), se considera dicho ruido dentro de unos límites compatibles.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Compatible.
- 2) **Impactos sobre el suelo:** Presencia de apoyos lo que supone una afección irreversible, pero al tratarse de pequeñas superficies no se considera muy significativo.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Moderado
- 3) **Impactos sobre el paisaje:** Debido a la presencia de apoyos, líneas y cables de tierra, introducen nuevos elementos en el paisaje.
  - Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, de intensidad media, extensivo, puntual, temporal, reversible y recuperable.
  - Magnitud: Severo.

**4) Muerte de aves en el tendido eléctrico:** A consecuencia de la presencia de las líneas eléctricas aéreas.

- Importancia: Impacto de signo (-), directo, simple, puntual, inmediato, irreversible e irrecuperable.
- Magnitud: Crítico.

#### **6.4.5. VALORACIÓN GLOBAL DE LOS IMPACTOS.**

La mayor parte de los impactos derivados de la actividad y de la línea eléctrica se han calificado como moderados o compatibles, a excepción del impacto visual derivado de las infraestructuras y tendido eléctrico, y de la muerte de las aves por colisión o electrocución con el tendido eléctrico.

Los factores del medio que más pueden verse afectados por la realización del proyecto son:

- El paisaje.
- La presencia de la torre, visible desde la carretera.
- Las molestias causadas a la fauna durante el periodo de obras.
- Colisión y electrocución de las aves con el tendido eléctrico.

En relación a los impactos moderados y compatibles se adoptaran un conjunto de medidas preventivas, protectoras y compensatorias. En el caso de los impactos severos y críticos se asumen de forma global los costes ambientales asociados.

### **6.5. MEDIDAS PROTECTORAS, CORRECTORAS Y COMPENSATORIAS.**

#### **1) Calidad del aire:**

- Riego periódico de los caminos de tránsito de vehículos y maquinaria.
- Mantenimiento e inspecciones de los vehículos y maquinaria utilizados durante la fase de construcción.

#### **2) Niveles de ruido:**

- Mantenimiento e inspecciones de los vehículos y maquinaria utilizados durante la fase de construcción.
- Comprobar que la maquinaria ruidosa cuenta con un marcado CE.
- Mantenimiento adecuado de la turbina de vapor y de los sistemas auxiliares de la planta.
- Comprobar que la maquinaria utilizada cumpla con los niveles de ruido establecidos por el estudio acústico.

#### **3) Aguas:**

- Para evitar la posible contaminación de las aguas subterráneas, el parque de maquinaria se evitará situarlo en zonas de dominio público hidráulico. Asimismo, en aquellas zonas donde se pretendan llevar a cabo las tareas de mantenimiento, almacenamiento de sustancias peligrosas (combustibles), etc.... será necesario llevar a cabo medidas de impermeabilización.
- Restaurar los sistemas de drenaje afectados por las obras.
- Los baños químicos utilizados durante la obra deberán ser recogidos por el gestor autorizado.
- Las aguas contaminadas con aceites serán sometidas a un proceso de separación de grasas, antes de su vertido en la balsa de recogida de drenajes.
- Los movimientos de tierras pueden afectar a la calidad de las aguas, para evitarlo es necesario llevar a cabo un acopio de materiales en lugares acondicionados para ello.
- Para evacuar las aguas de escorrentía será necesario llevar a cabo obras de drenaje.

**4) Usos del suelo:**

- Someter la maquinaria utilizada para la obra a sucesivas revisiones para evitar que se produzcan derrames de aceites y combustibles.
- Se localizarán zonas concretas para el lavado de las hormigoneras, de esta forma se evitara los vertidos directos al suelo.
- Los vehículos circularan por los viales construidos para ello.
- Si se utilizan caminos rurales para el tránsito de vehículos será necesario llevar a cabo la restauración de los mismos una vez finalizada la obra.
- Las tierras retiradas durante la construcción será utilizada posteriormente para restauran caminos y zonas degradadas.
- Cuando tenga lugar una afección inevitable será necesario restaurarla, una vez finalizadas las obras.
- Una vez hayan finalizado las obras se llevara a cabo una restauración de las zonas afectadas y por tanto que hayan sufrido una compactación debida al tránsito de vehículos.
- La Planta contará con una zona destinada al almacenamiento de residuos y sustancias peligrosas, perfectamente identificada.
- Durante los trabajos de mantenimiento se evitará el tránsito de vehículos en zonas que no estén habilitadas para ello.

**5) Vegetación:**

- Cuando finalice la fase de construcción será necesario restaurar las zonas afectadas por la obra utilizando especies autóctonas.

**6) Fauna:**

- Controlar la velocidad de los vehículos en todo momento.
- Utilizar salvapájaros en las líneas eléctricas.

**7) Gestión de residuos:**

- Conforme a la legislación aplicable se gestionaran los residuos producidos.
- Los materiales resultantes una vez finalizada la obra se depositarán en un vertedero controlado.
- Cada tipo de residuo estará debidamente etiquetado y envasado.

**8) Paisaje:**

- Diseño funcional de la planta de acuerdo a la aplicación industrial.
- Integración arquitectónica de la planta en el paisaje.
- Descompactación de los terrenos, y restauración de los espacios degradados.
- Introducción de especies autóctonas en las zonas restauradas.

**9) Patrimonio cultural:**

- En el caso de encontrar algún resto arqueológico de interés, se paralizará la obra, y se procederá a comunicárselo a la administración competente. Reanudándose de nuevo la actividad cuando así lo disponga la administración.

**10) Abandono:**

- Una vez a finalizado la actividad los materiales se depositarán en un vertedero autorizado para ello. Si existen sustancias peligrosas se entregaran a un gestor autorizado de residuos peligrosos.
- Una vez se inicie la fase de desmantelamiento será necesario devolver el terreno a su estado inicial, eliminado las cimentaciones y permitiendo la revegetación natural.

## **6.6. PROGRAMA DE VIGILANCIA AMBIENTAL.**

El Programa de Vigilancia Ambiental contiene el conjunto de especificaciones técnicas que van a permitir a la Comunidad Autónoma de Andalucía realizar el seguimiento de lo convenido en el estudio de impacto ambiental. Los principales objetivos del Plan de Vigilancia Ambiental:

- Garantizar el cumplimiento de las medidas establecidas durante la construcción, funcionamiento o explotación y abandono.
- Comprobar que los impactos reales se ajustan a lo previsto en la evaluación de impacto ambiental.

#### **6.6.1. FASE DE CONSTRUCCIÓN.**

- Periódicamente se realizarán informes de seguimiento ambiental para llevar a cabo un control de cumplimiento de lo establecido en la evaluación de impacto ambiental.
- Una vez haya finalizado la construcción de la Planta Solar hay que elaborar un informe final que recoja las afecciones producidas sobre el medio ambiente, las aplicaciones de las medidas protectoras, correctoras y compensatorias, y el resultado de las mismas.
- Controlar las actividades relacionadas con las labores de mantenimiento de los vehículos y maquinaria de obra susceptibles de provocar contaminación.
- Controlar el estado de la maquinaria con el objetivo de asegurar su buen estado, evitando con ello vertidos accidentales.
- Comprobar que la superficie de las zonas afectadas por el tránsito de los vehículos y la maquinaria de obra es restaurada una vez ha finalizado la obra.
- Delimitar de forma adecuada las zonas de almacenamiento temporal de materiales.
- Comprobar que de forma periódica se riegan los caminos evitando las emisiones de partículas difusas como consecuencia del tránsito de vehículos.
- Controlar que el volumen de emisiones procedente de los vehículos y de la maquinaria de obra respeta los niveles previstos, para ello se comprobará que cuentan con la inspección técnica reglamentaria.
- Controlar que los ruidos procedentes de la maquinaria ruidosa no superan los niveles establecidos.
- Asegurar que todos los residuos tanto peligrosos como no peligrosos se almacenan de forma adecuada y de acuerdo a la legislación vigente.
- Controlar la gestión adecuada de las aguas sanitarias procedentes de las casetas de obra.
- Minimizar las afecciones sobre la fauna derivadas del tránsito de la maquinaria, emisiones a la atmósfera y generación de ruidos.
- Verificar que se han colocado los salvapájaros en las líneas de tensión.
- Detectar impactos no considerados durante la evaluación de impacto ambiental.

#### **6.6.2. FASE DE EXPLOTACIÓN.**

- Verificar que se cumple con lo establecido en el Programa de Vigilancia Ambiental, para ello se llevará a cabo un análisis del cumplimiento de las medidas propuestas.
- Comprobar que no se ocupa una superficie mayor de lo establecido inicialmente.
- Controlar que se lleva a cabo el mantenimiento de los vehículos y maquinaria de obra para evitar la afección al suelo, agua y vegetación.
- Comprobar que la maquinaria se encuentra en buen estado para evitar la contaminación de los suelos, aguas y vegetación, evitando de esta manera vertidos accidentales.
- Asegurar que los residuos se almacenan de forma adecuada
- Verificar que los niveles de ruidos se mantiene por debajo de los niveles establecidos en la legislación.
- Detectar posibles impactos no considerados en el estudio de impacto ambiental sobre la avifauna y comprobar que las medidas adoptadas como los salvapájaros son eficientes.

#### **6.6.3. FASE DE ABANDONO.**

- Gestionar los residuos generados durante las fases de desmantelamiento y verificar que dichos residuos se entregan al gestor adecuado.
- Comprobar que las zonas ocupadas por la instalación quedan debidamente restauradas.

## **6.7. CONCLUSIONES.**

Se concluye que el proyecto es viable desde el punto de vista medioambiental, siendo asumibles los costes ambientales previstos en las diferentes actuaciones.

## 7. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA PLANTA DE REFERENCIA.

La planta de referencia es una central solar termoeléctrica monotorre con campo circular. Se optado por una potencia de diseño de 50 MW, la máxima permitida según la legislación española. Se utilizará como fluido de trabajo sales fundidas (60% NaNO<sub>3</sub> y 40% KNO<sub>3</sub>).

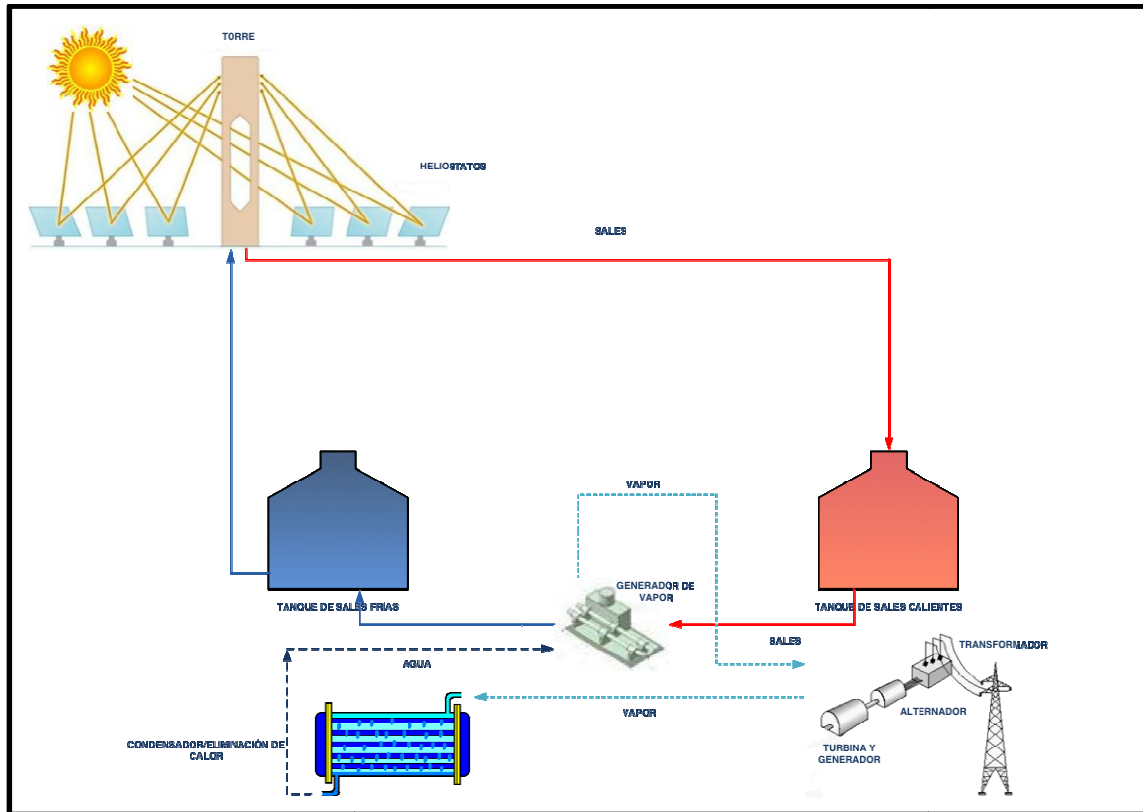


Figura 40: Diagrama del proceso de la planta de referencia.

Como se muestra en la imagen superior, la radiación directa reflejada por los heliostatos calienta las sales situadas en el receptor de la torre y son conducidas hasta el tanque caliente. Posteriormente, las sales calientes son enviadas al generador de vapor, evaporando el agua que se expandirá en la turbina, produciendo energía eléctrica en el alternador. El vapor es recirculado de nuevo hasta el generador de vapor, previamente condensado.

Una vez enfriadas las sales en el generador de vapor, son enviadas al tanque de sales frías para iniciar nuevamente el ciclo.

En la tabla siguiente se reflejan los datos de partida de la planta de referencia:

DEFINICIÓN DE LA PLANTA	
Emplazamiento	Comarca de Guadix
Latitud del emplazamiento	37° 12' 51,48" N
Longitud del emplazamiento	3° 01' 14,47" O
Elevación	1.106 m
Numero de campos solares	1
Radiación directa anual	2.222 kWh/m <sup>2</sup>
Potencia	50 MW
Temperatura de salida del receptor	574°C
Configuración del receptor	Cilíndrico externo
Flujo pico en receptor	800 kW/m <sup>2</sup>
Sales fundidas	60% NaNO <sub>3</sub> 40% KNO <sub>3</sub>
Nº horas almacenamiento	6 horas
Múltiplo Solar	1.6
Configuración del campo	Circular

**Tabla 11: Datos introducidos en SAM para la optimización de la planta.**

A continuación se describirán de forma detallada las especificaciones de los componentes principales de la planta.

### 7.1. HELIÓSTATOS.

Se ha seleccionado un helióstato modelo SANLUCAR 120, el mismo modelo empleado en la PS10.



**Figura 41: Helióstatos Sanlúcar 120.**

El helióstato Sanlúcar 120 posee las siguientes características:

HELIÓSTATO SANLÚCAR 120	
Fabricante	Abengoa Solar
Dimensiones (ancho * alto)	12.94 m / 10.12 m
Superficie espejos neta	120 m <sup>2</sup>
Calidad Óptica	3 mrad
Velocidad máxima de trabajo	15 m/s
Velocidad límite de resistencia	38.9 m/s
Materiales de construcción	Acero galvanizado en caliente
Superficie reflectante respecto al área total (%)	91.6%
Calidad de imagen	1.4 mrad en los ejes X e Y a la normal de la superficie
Error de seguimiento en elevación	0.000225 rad en promedio anual
Error de seguimiento en azimuth	0.00065 rad en promedio anual
Posición de descanso del heliostato	8°
Frecuencia de lavado	4 días
Uso de agua por cada lavado	0.275 l/m <sup>2</sup> apertura

**Tabla 12: Características del heliostato Sanlúcar.**

Este modelo de heliostato consta de las siguientes partes:

- 28 facetas.
- Una estructura formada por celosías que hará de soporte de las distintas facetas que a su vez estarán sujetas mediante elementos roscados.
- El movimiento de los heliostatos se hará a doble eje, azimuth y elevación, accionado ambos por dos motores mediante un mecanismo reductor.
- Un sistema de control para enfoque sobre la central de torre, que mantendrá el rayo solar reflejado hacia el punto central del receptor.

## 7.2. RECEPTOR.

El receptor de la planta será de tipo externo, compuesto por varios paneles colocados verticalmente constituyendo un cilindro. Cada uno de los paneles está formado por varios tubos verticales, por el interior de los cuales circula del fluido de trabajo.



**Figura 42: Receptor solar de tipo externo.**

Para maximizar la absorción de la radiación incidente, los tubos se cubren con pintura negra de alta absorptividad. Para el diseño asumiremos que la absorptividad de la pintura utilizada es del 94% y que el 88% de la potencia térmica absorbida por el receptor se transmite a las sales fundidas después de las pérdidas por convección y radiación. El flujo de radiación máximo permitido para asegurar la vida útil del receptor será de  $800 \text{ kW/m}^2$ .

CARACTERÍSTICAS DEL RECEPTOR	
Altura del receptor	16.12 m
Diámetro del receptor	10,67 m
Número de paneles	24
Diámetro exterior de los tubos	40 mm
Espesor de la pared de los tubos	1.25 mm
Temperatura de salida requerida del fluido térmico	574C
Máxima temperatura en el receptor	350°C
Absortividad pintura	0.94
Emisividad	0.88
Factor de pérdidas de calor 1	1
Eficiencia del calor de recirculación 1	1
Max. velocidad del fluido térmico en el receptor	6m/s
Max. flujo másico en el receptor	3.165.238,8 kg/h
Máx. radiación en el receptor	800 KWt/m2
Tipo de material	Stainless AISI316

**Tabla 13: Características del receptor.**

En relación a la circulación del fluido de trabajo por el interior de los tubos del receptor, existen varias posibles configuraciones de flujo (Ver figura 43). En este caso se ha optado por utilizar la primera de ellas, la de tipo flujo cruzado.

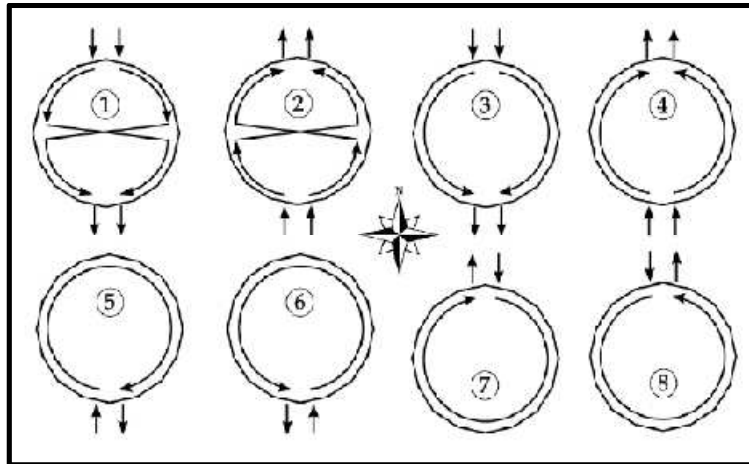


Figura 43: Posibles configuraciones de flujo en un receptor externo.

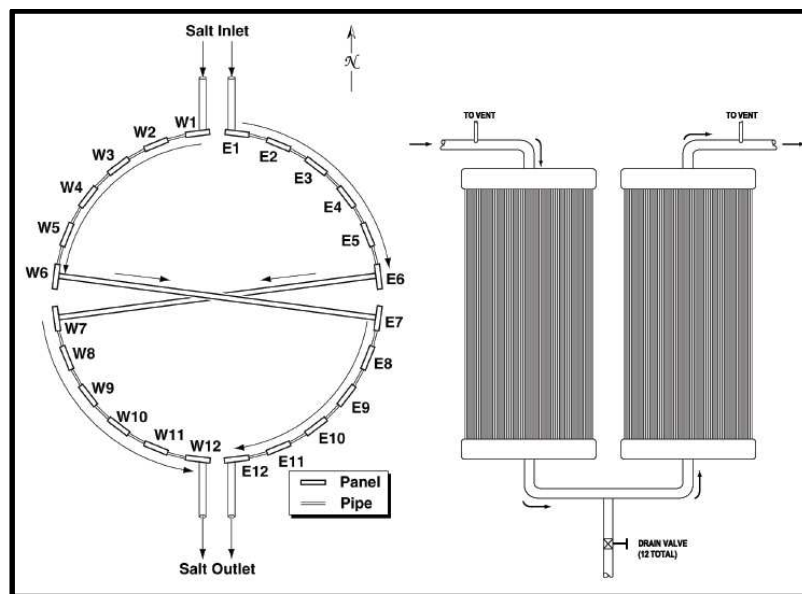


Figura 44: Modelo de flujo cruzado de la planta (izquierda). Circulación del fluido entre dos paneles adyacentes del receptor (derecha).

### 7.3. ALMACENAMIENTO.

Se ha fijado como especificación un almacenamiento de 6 h equivalentes, por lo que se ha tomado para el diseño un múltiplo solar de 1,6. Para ello se utilizarán dos tanques (tanque frío y tanque caliente) de sales fundidas. El tanque caliente será el que ceda la energía almacenada al sistema de potencia, a través de intercambiadores de calor, mientras que el otro es el encargado de absorber la energía del sistema receptor.



**Figura 45: Dos tanques de almacenamiento de sales.**

A partir de la simulación realizada con SAM se obtendrán las dimensiones de los tanques.

DIMENSIONAMIENTO DE LOS TANQUES	
Volumen de sales fundidas	3976.34 m <sup>3</sup>
Diámetro del tanque	22.5007 m
Altura del tanque	10 m
Temperatura inicial del fluido térmico caliente	574°C
Temperatura inicial del fluido térmico frío	290°C
Volumen inicial del fluido térmico caliente	1192.9 m <sup>3</sup>
Volumen inicial del fluido térmico frío	2783.44m <sup>3</sup>

**Tabla 14: Dimensionamiento de los tanques.**

## 8. ANÁLISIS DE LA PLANTA DE REFERENCIA.

En 2004, el National Renewable Energy Laboratory (NREL), en relación con el Sandia National Laboratory y en colaboración con el Departamento de Energía de EE.UU. desarrollaron el programa SAM.

El SAM combina modelos detallados de actuación con varios tipos de financiación (de residencial a escala de servicios públicos) para las tecnologías solares.

Las tecnologías solares actualmente representadas en SAM incluyen:

- Colectores cilindro-parabólicos (CCP).
- Disco-Stirling.
- Sistemas de receptor central.
- Aplicaciones fotovoltaicas.

El programa SAM incorpora diversos modelos que permiten analizar los cambios que tienen lugar en el sistema físico y su impacto en la economía global. Periódicamente, se actualiza el programa incorporando al mismo nuevos modelos de financiación de actuación.

Para el análisis de la planta de referencia se ha utilizado como herramienta informática el ya mencionado programa SAM (Solar Advisor Model). El programa SAM, permite calcular la producción total de electricidad de un sistema para el primer año a partir de datos meteorológicos horarios para un lugar determinado, y las especificaciones físicas de los componentes de potencia del sistema. SAM también proporciona análisis avanzados incluyendo la sensibilidad paramétrica.

A partir de las especificaciones técnicas explicadas en el apartado anterior, se han obtenido el siguiente campo solar:

TABLA RESUMEN	
Número de helióstatos	3.606
Numero de campos solares	1
Número de Torres	1
Altura de la Torre	130 m
Área del terreno	2,76003 km <sup>2</sup>

**Tabla 15: Tabla Resumen de los resultados obtenidos por SAM de la planta de referencia de 50 MW.**

Con el objetivo de buscar el máximo aprovechamiento del terreno y del recurso solar se ha optimizado el campo de la siguiente manera:

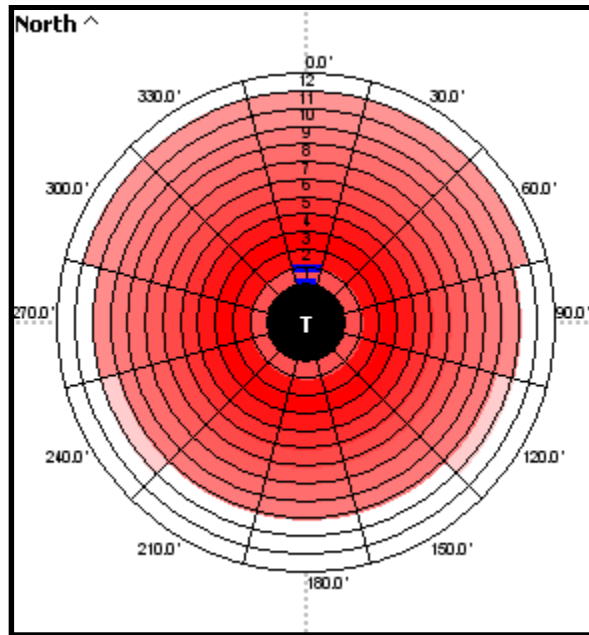


Figura 46: Diseño óptimo para la planta de referencia de 50 MW.

Teniendo en cuenta:

- Datos de radiación normal directa de la zona.
- Configuración óptima del campo.
- Número de helióstatos.
- Características físicas y ópticas de los helióstatos.
- Horas de almacenamiento.
- Características de los tanques de almacenamiento.
- Pérdidas de tuberías.
- Configuración del flujo por el interior de los tubos en el receptor.
- Material del receptor
- ...

### 8.1. ANÁLISIS ESTRATÉGICO DE LA PLANTA DE REFERENCIA.

El programa ha proporcionado el siguiente flujo energético anual de la planta de referencia de 50 MW:

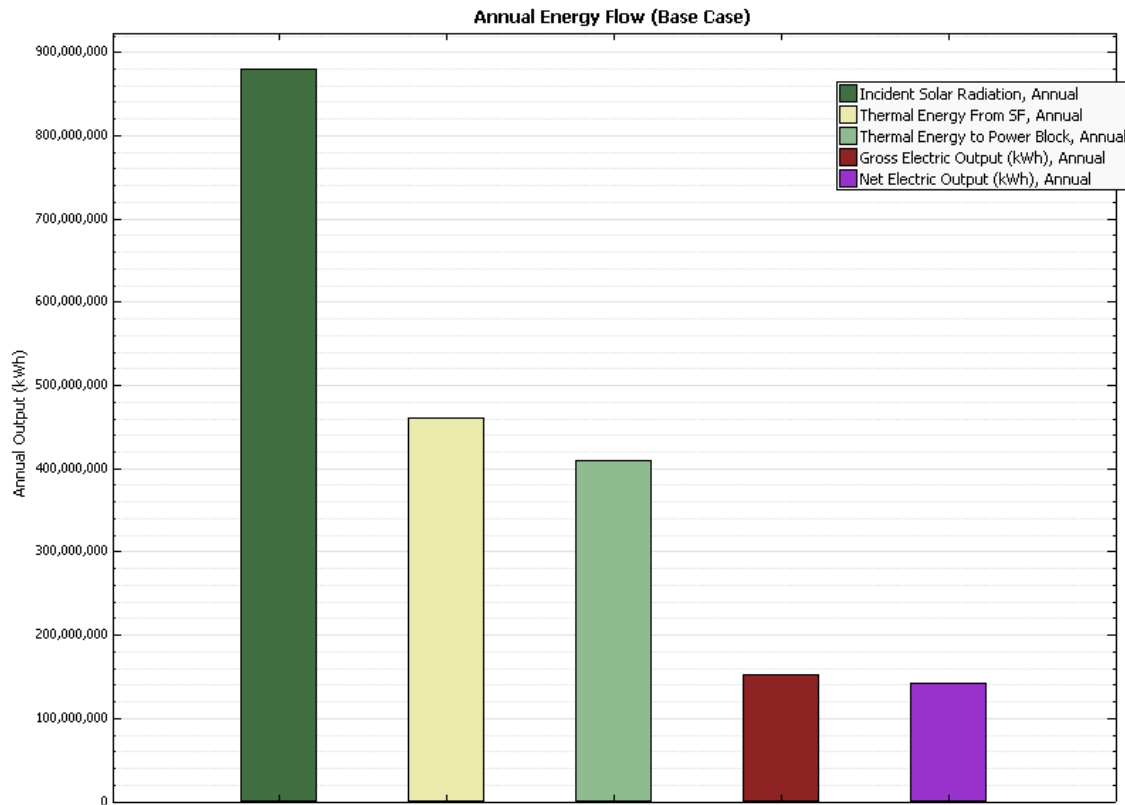


Figura 47: Flujo energético anual de la planta de referencia de 50 MW.

Se puede observar que la planta tiene una producción eléctrica anual neta de 141,4 GWh. La energía solar incidente en los helióstatos tiene el valor de 879,5 GWh, mientras que la energía incidente sobre el receptor solar es de 461 GWh, por lo tanto es posible calcular el rendimiento óptico anual del campo de helióstatos aplicando la siguiente fórmula:

$$\eta = \frac{\text{Energía Incidente sobre el receptor}}{\text{Energía solar Incidente sobre helióstatos}} = \frac{461}{879,5} = 52,4\%$$

A continuación se muestra el desglose de los costes generados durante el primer año.

## 8.2. ANALISIS DE LOS COSTES DE LA PLANTA DE REFERENCIA.

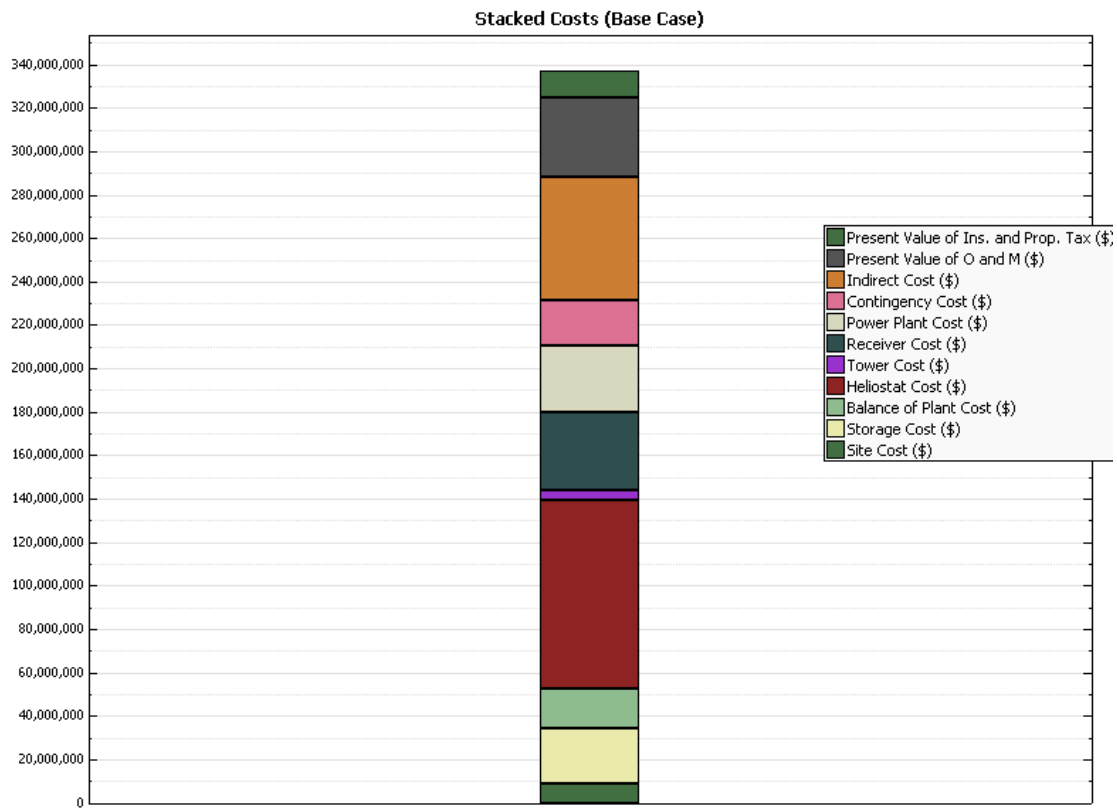


Figura 48: Distribución de los costes de la planta de referencia de 50 MW.

El coste total de la planta asciende a 324,9M\$.

Analizando los resultados obtenidos, el mayor coste radica en los helióstatos ya que alcanza el valor de 86,6 M\$. Este elevado coste justifica el esfuerzo de un estudio detallado de la configuración más óptima del campo de helióstatos para disminuir el coste en la medida de lo posible pero manteniendo el máximo rendimiento posible.

## 8.3. LONGITUD DE LAS TUBERÍAS.

Para el cálculo de la longitud de tuberías se han tenido en cuenta los datos de los siguientes componentes:

- Htorre=130 m
- Dmax=Máxima distancia desde la torre hasta heliostato = 936 m
- Dmin=Mínima distancia desde torre hasta heliostato = 79,77 m
- Dtanq-TV=10 m
- Htanque=10 m

Estos componentes se han aplicado en la fórmula que a continuación se expone:

$$2H_{torre} + 2D_{min} + 2D_{tanq} - tv + H_{tanque}$$

$$4 \times 130 + 2 \times 79,77 + 2 \times 10 + 10 = 459,54 \text{ m}$$

## 9. CONFIGURACIÓN DE LAS PLANTAS MULTI-TORRE.

Los diferentes diseños de plantas multi-torre que se analizarán en este proyecto son las siguientes:

- 2 campos solares de 25 MW cada uno.
- 5 campos solares de 10 MW cada uno.
- 10 campos solares de 5MW cada uno.
- 20 campos solares de 2,5 MW cada uno.

### 9.1. PLANTA SOLAR DE 2 x 25 MW

Esta planta solar está compuesta por dos campos solares idénticos, es decir, con la misma configuración tanto de campo de heliostatos como de torre. Para una optimización del área del terreno y una reducción de costes, las plantas comparten los tanques de almacenamiento y el bloque de potencia, tal y como queda representado en el diagrama siguiente:

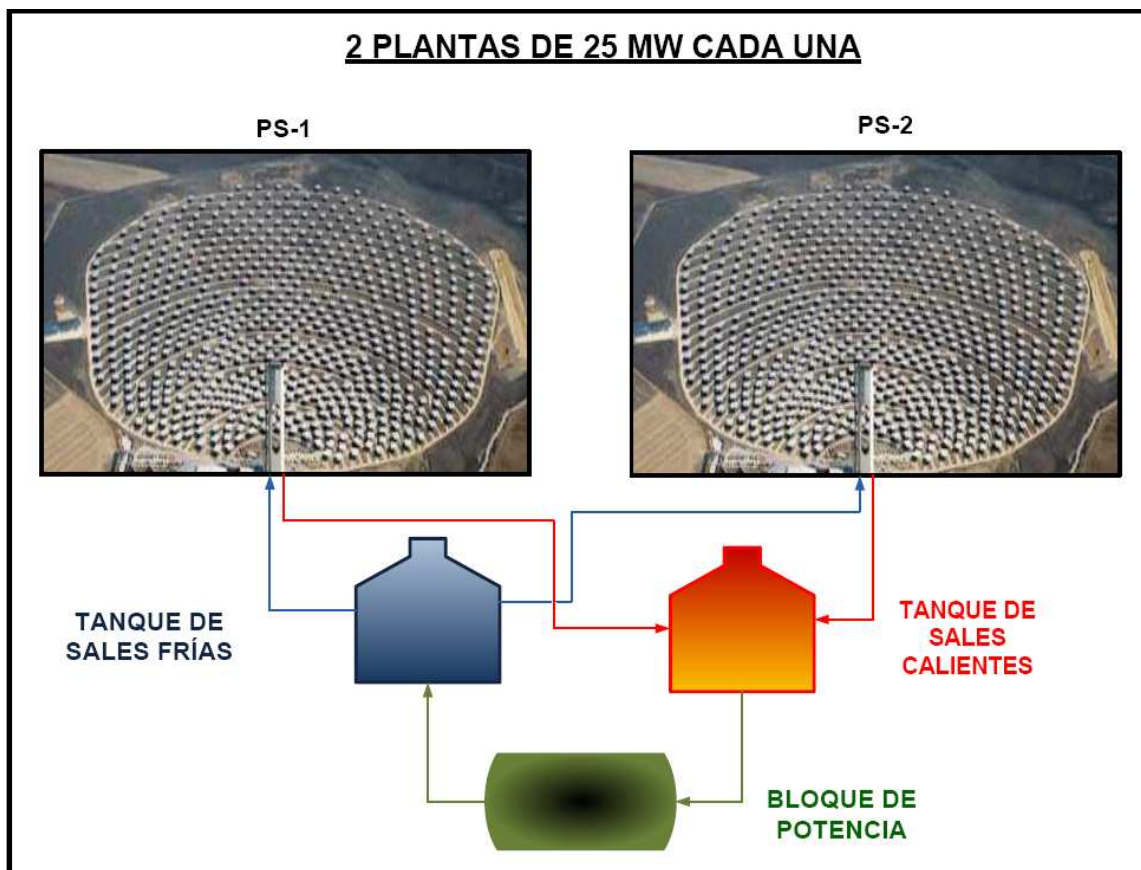


Figura 49: Diagrama de 2 x 25 MW.

### 9.2. PLANTA SOLAR DE 5 x 10 MW.

Esta planta solar está compuesta por 5 campos idénticos de 10 MW cada uno. Imitando el modelo propuesto por la compañía Brightsource, esta planta solar tiene la siguiente configuración:

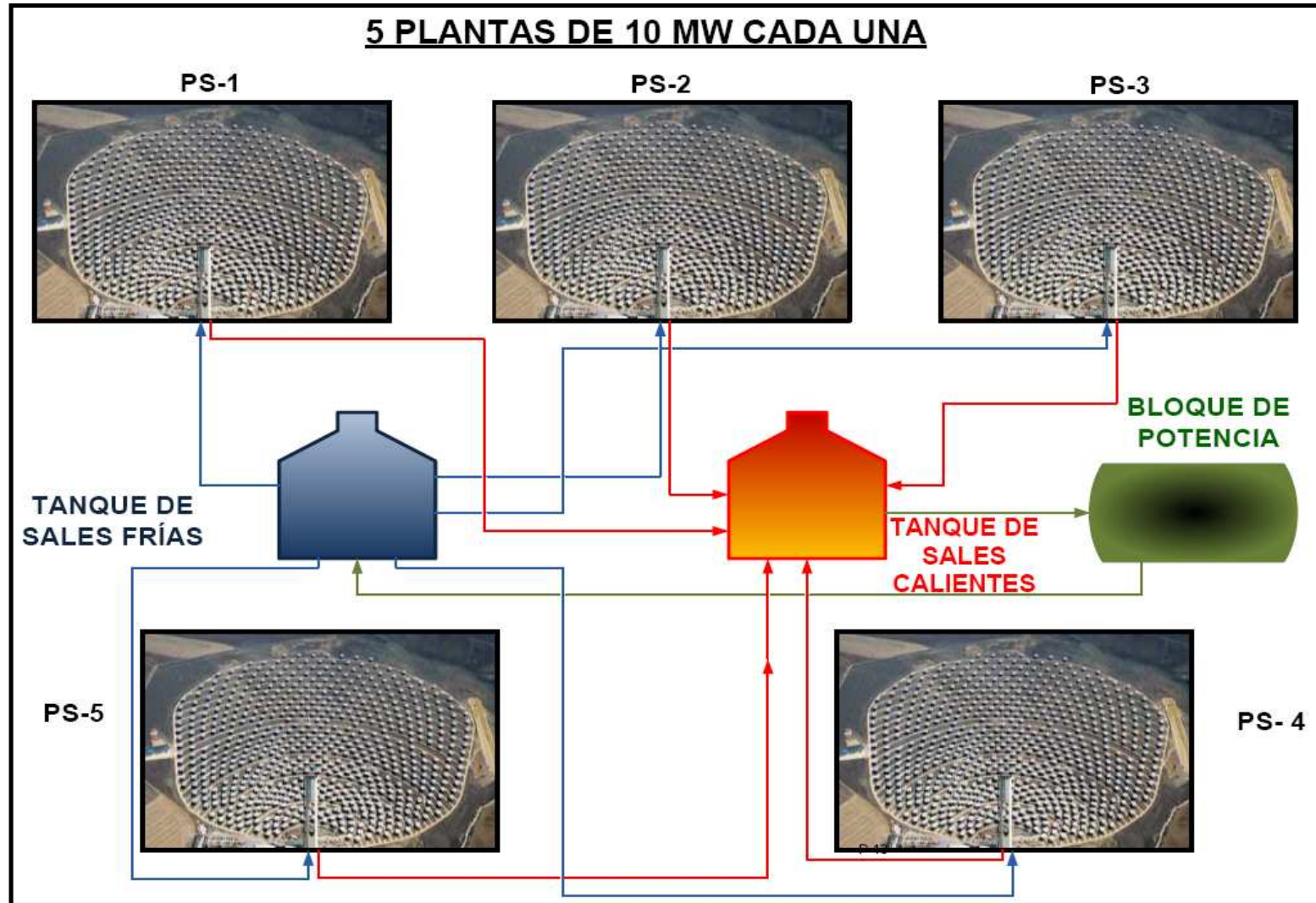


Figura 50: Diagrama de 2 x 25 MW.

### 9.3. PLANTA SOLAR DE 10 x 5 MW.

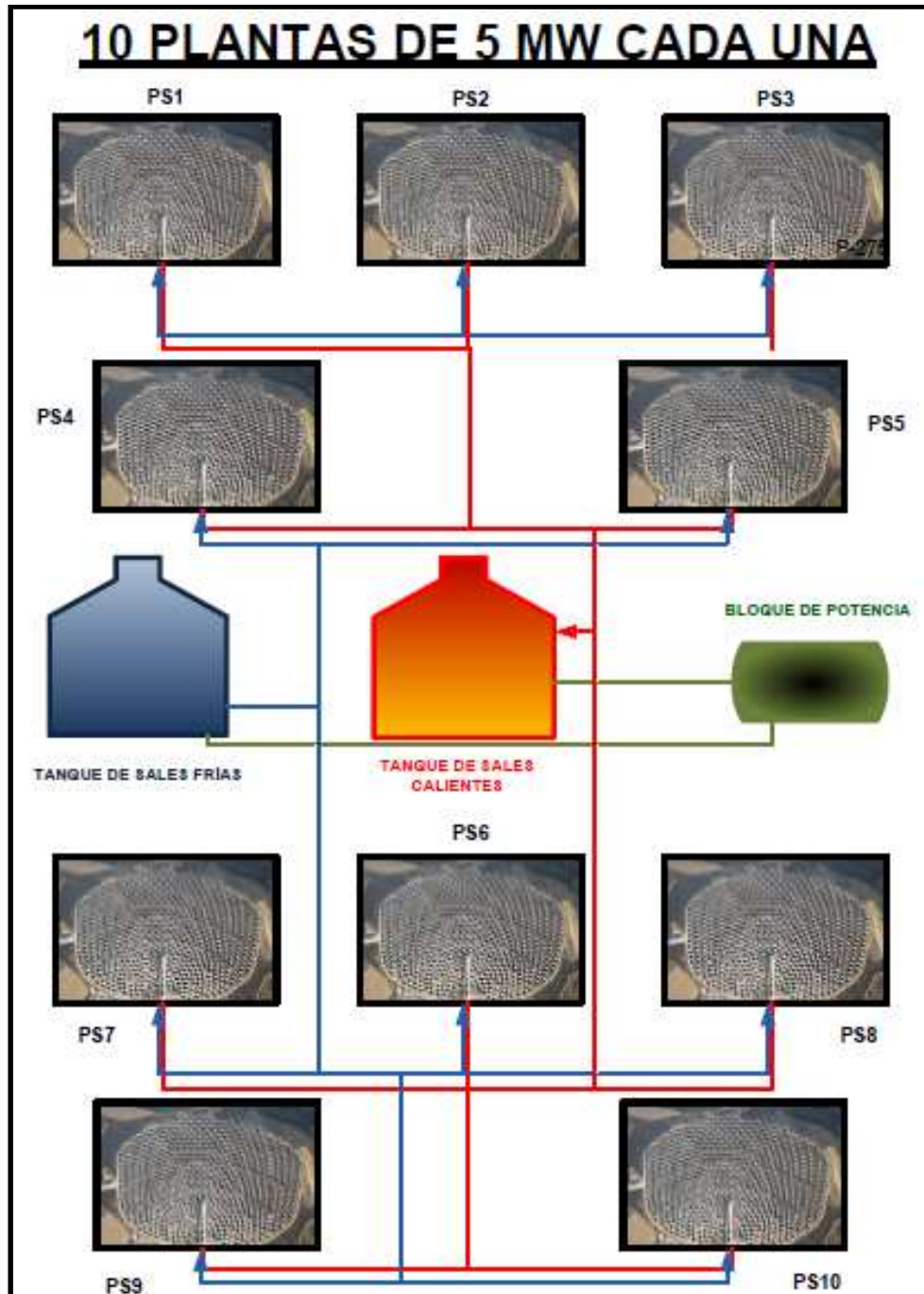


Figura 51: Diagrama de 10 x 5 MW.

#### 9.4. PLANTA SOLAR DE 20 x 2,5 MW.

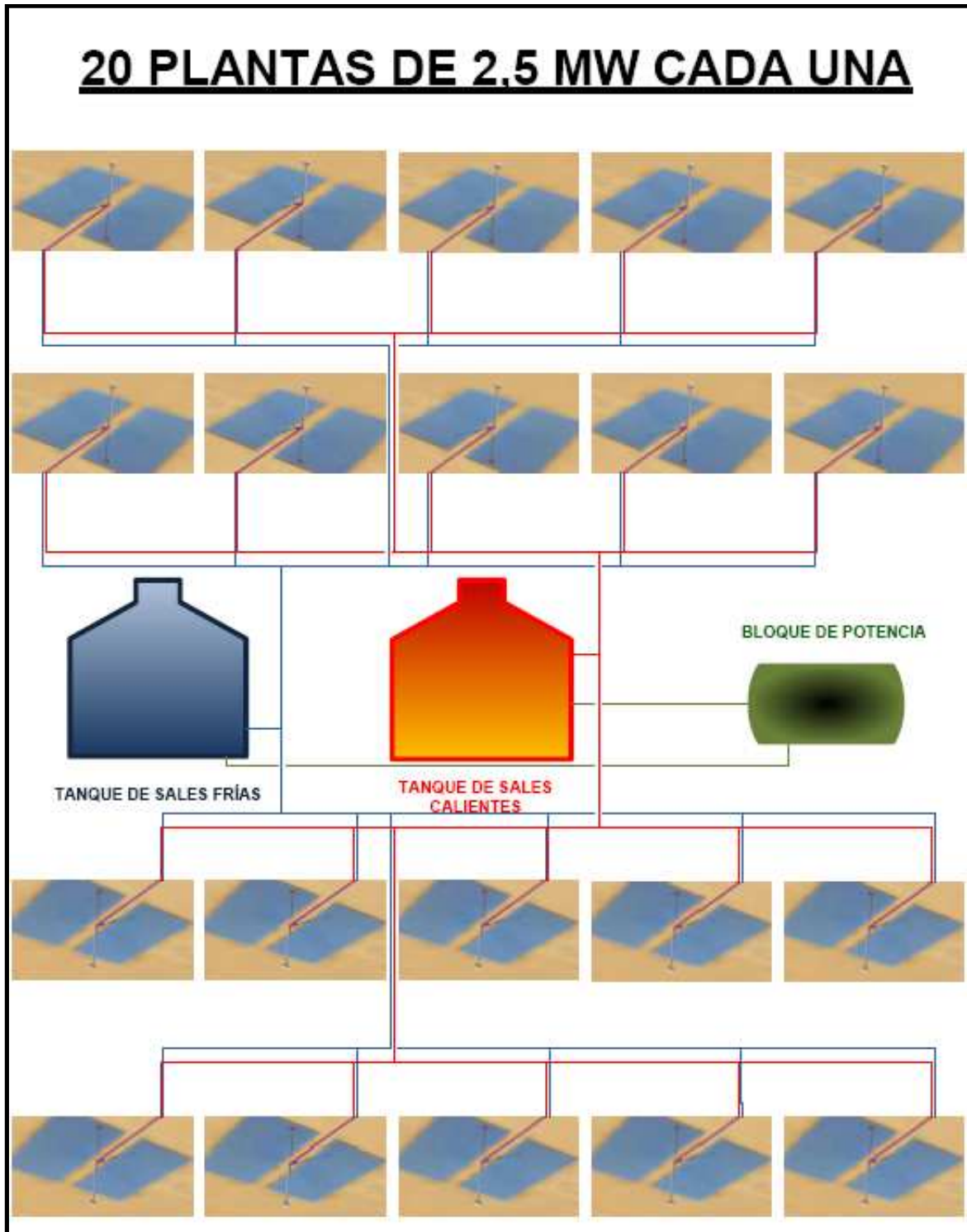


Figura 52: Diagrama de 20 x 2,5 MW.

## 10. ANÁLISIS DE LAS PLANTAS MULTI-TORRE.

Tal y como se ha realizado en el análisis de la planta de referencia de 50 MW, se mostrará los datos recogidos de las diferentes configuraciones:

	TABLA RESUMEN			
	2 x 25MW	5 x 10MW	10 x 5MW	20 x 2,5MW
Número de helióstatos	3.472	3.420	3.580	4.260
Numero de campos solares	2	5	10	20
Número de Torres	2	5	10	20
Altura de la Torre	100 m	65m	46	35 m
Área del terreno	2,46 km <sup>2</sup>	3,5 km <sup>2</sup>	4,6 km <sup>2</sup>	7,6 km <sup>2</sup>

**Tabla 16: Tabla resumen de los resultados obtenidos con SAM de la planta de referencia de 50 MW.**

A continuación se muestra la configuración de cada uno de los campos individuales que constituyen las diferentes plantas solares.

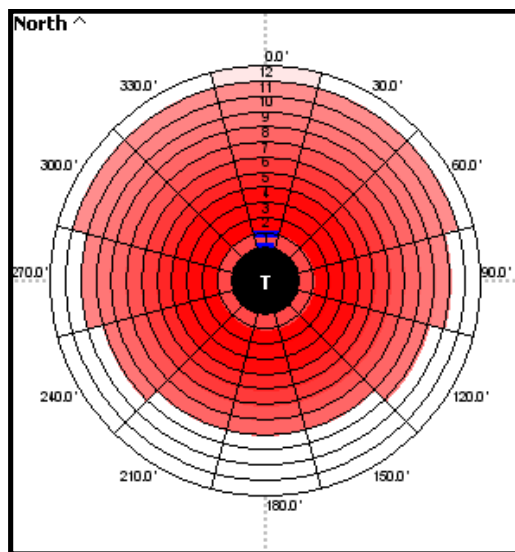


Figura 53: Diseño óptimo para un campo de 25 MW.

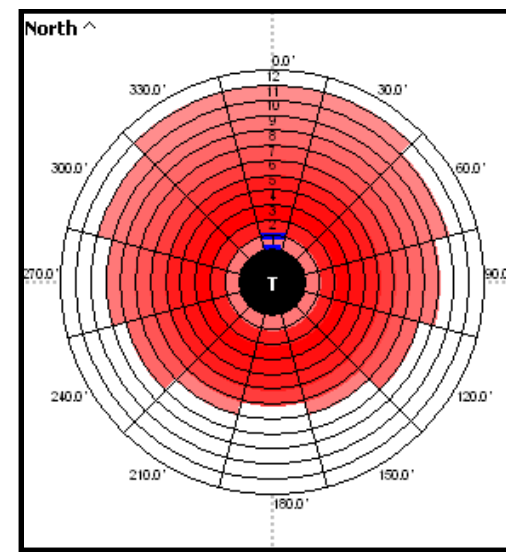


Figura 54: Diseño óptimo para un campo de 10 MW.

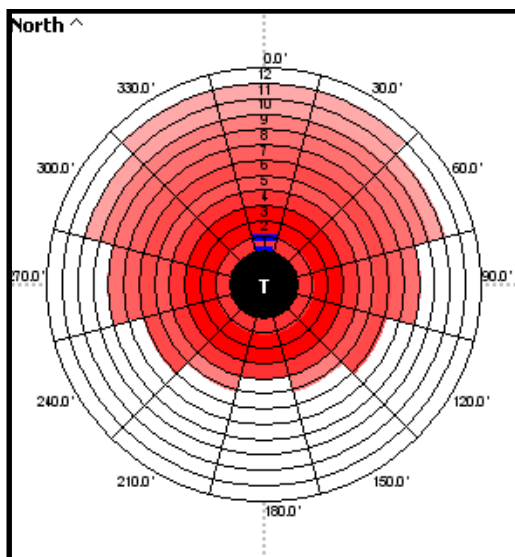


Figura 55: Diseño óptimo para un campo de 5 MW.

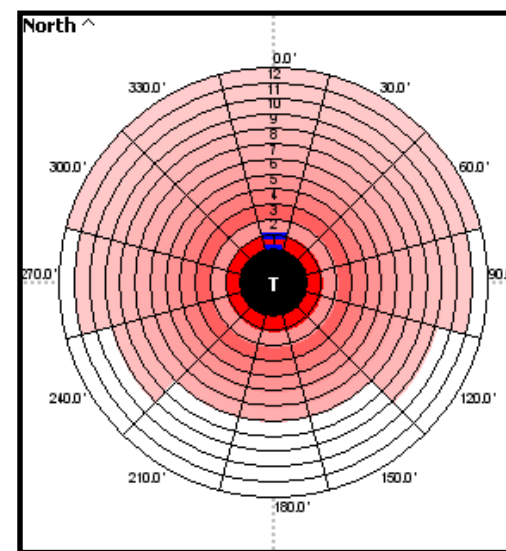


Figura 56: Diseño óptimo para un campo de 2,5 MW.

### 10.1. ANÁLISIS ENERGÉTICO.

La Figura 53 representa el flujo energético anual de un campo de 25 MW en la cual se obtiene una producción eléctrica anual neta de 70,7 GWh, por lo tanto la producción anual neta de la planta multi-torre formada por dos campos de 25 MW será de 141,4 GWh.

	Campo solar de 25 MW	Planta solar de 2x25 MW
Energía Solar Incidente anual sobre los helióstatos	423,41 GW	846,82 GW
Energía Incidente sobre el receptor	231,1 GW	462,2 GW
Rendimiento óptico anual del campo de helióstatos	54,6%	

**Tabla 17: Tabla resumen de la producción energética de la planta de 2 x 25 MW.**

La Figura 54 representa el flujo energético anual de un campo de 10 MW en la cual se obtiene una producción eléctrica anual neta de 28,9 GWh, por lo tanto la producción anual neta de la planta multi-torre formada por cinco campos de 10 MW será de 144,5 GWh.

	Campo solar de 10 MW	Planta solar de 5x10 MW
Energía Solar Incidente anual sobre los helióstatos	166,8 GW	834 GW
Energía Incidente sobre el receptor	95,87 GW	479,35 GW
Rendimiento óptico anual del campo de helióstatos	57,5%	

**Tabla 18: Tabla resumen de la producción energética de una planta de 10 x 5 MW.**

La Figura 55 representa el flujo energético anual de un campo de 5 MW en la cual se obtiene una producción eléctrica anual neta de 14,5 GWh, por lo tanto la producción anual neta de la planta multi-torre formada por cinco campos de 10 MW será de 145 GWh.

	Campo solar de 5MW	Planta solar de 10x5 MW
Energía Solar Incidente anual sobre los helióstatos	87,3 GW	873 GW
Energía Incidente sobre el receptor	50,9 GW	509 GW
Rendimiento óptico anual del campo de helióstatos	58,3%	

**Tabla 19: Tabla resumen de la producción energética de una planta de 5 x 10 MW.**

La Figura 56 representa el flujo energético anual de un campo de 2,5 MW en la cual se obtiene una producción eléctrica anual neta de 6,2 GWh, por lo tanto la producción anual neta de la planta multi-torre formada por veinte campos de 2,5 MW será de 124 GWh.

	Campo solar de 2,5 MW	Planta solar de 20x2,5 MW
Energía Solar Incidente anual sobre los helióstatos	51,9 GW	1.039 GW
Energía Incidente sobre el receptor	20,89 GW	417,8 GW
Rendimiento óptico anual del campo de helióstatos	40,2%	

**Tabla 20: Tabla resumen de la producción energética de una planta de 2,5 x 20 MW.**

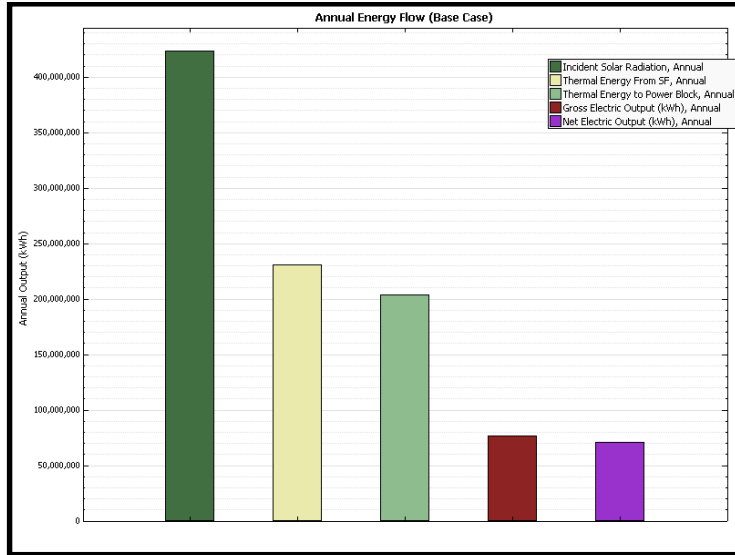


Figura 57: Distribución de la producción energética de un campo solar de 25 MW.

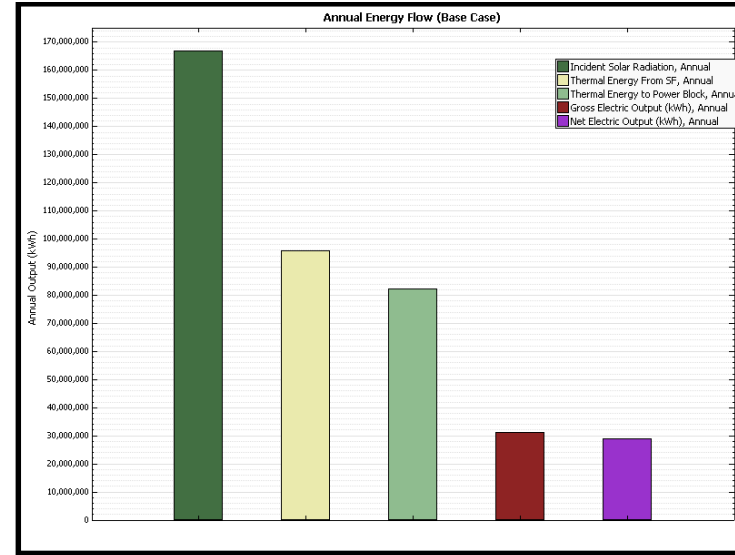


Figura 58: Distribución de la producción energética de un campo solar de 10 MW.

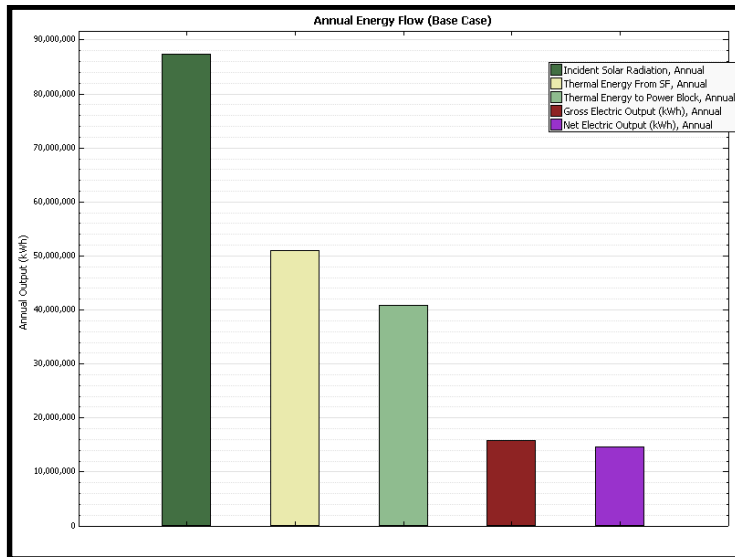


Figura 59: Distribución de la producción energética de un campo solar de 5 MW.

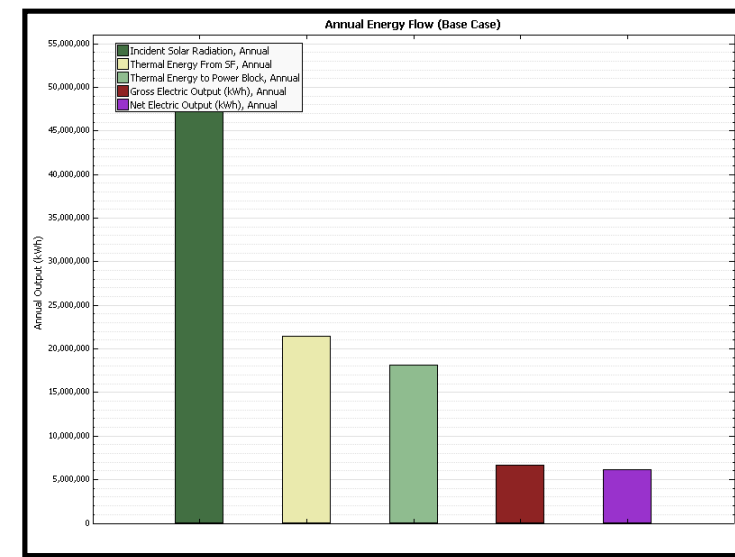


Figura 60: Distribución de la producción energética de un campo solar de 2,5 MW.

## 10.2. ANÁLISIS DE COSTES

En las siguientes gráficas quedan reflejados los costes de cada uno de los campos que forman las diferentes plantas solares, donde los resultados más destacados se muestran en la Tabla 21:

	Campo solar 25 MW	Planta solar 2x25 MW
Número de helióstatos	1.736	3.472
Costes helióstatos	41,7 M\$	83,4 M\$
Número de torres	1	2
Coste de torres	3,3 M\$	6,6 M\$
<b>COSTE TOTAL</b>	<b>168,23 M\$</b>	<b>336,46 M\$</b>

**Tabla 21:** Tabla resumen de datos para una planta multi-torre de 2 x 25 MW.

	Campo solar 10 MW	Planta solar 5x10 MW
Número de helióstatos	684	3.420
Costes helióstatos	16,4 M\$	82,2 M\$
Número de torres	1	5
Coste de torres	2,1 M\$	10,5 M\$
<b>COSTE TOTAL</b>	<b>76,5 M\$</b>	<b>382,53 M\$</b>

**Tabla 22 :** Tabla resumen de los datos para una planta multi-torre de 5 x 10 MW.

	Campo solar 5 MW	Planta solar 10x5 MW
Número de helióstatos	358	3.580
Costes helióstatos	8,6 M\$	86 M\$
Número de torres	1	5
Coste de torres	1,7 M\$	17 M\$
<b>COSTE TOTAL</b>	<b>43M\$</b>	<b>429,78 M\$</b>

**Tabla 23:** Tabla resumen de los datos para una planta multi-torre de 10 x 5 MW.

	Campo solar 2,5 MW	Planta solar 20x2,5 MW
Número de helióstatos	203	4.260
Costes helióstatos	5,12 M\$	102,4 M\$
Número de torres	1	20
Coste de torres	1,47 M\$	29,4 M\$
<b>COSTE TOTAL</b>	<b>24,21 M\$</b>	<b>484,28 M\$</b>

**Tabla 24:** Tabla resumen de los datos para una planta de 20 x 2,5 MW.

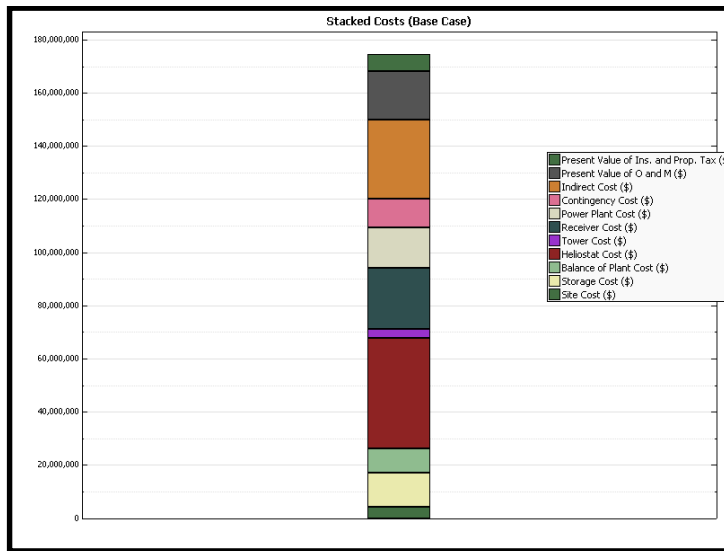


Figura 61: Distribución de costes de una planta de referencia de 25 MW.

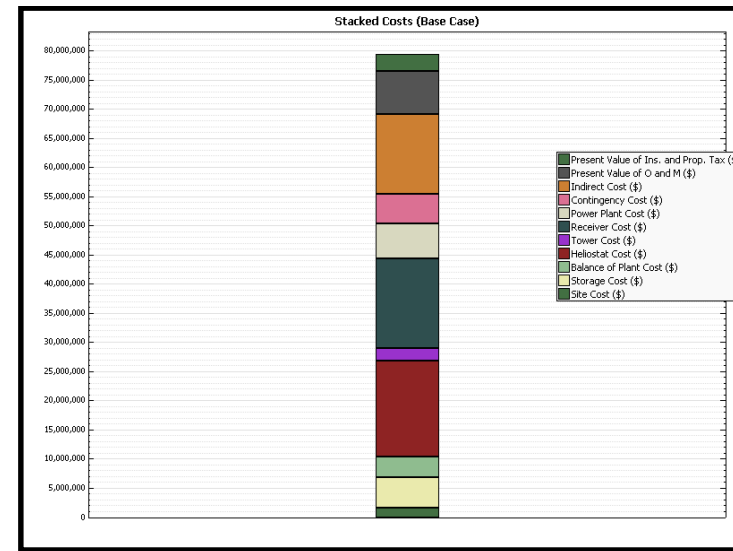


Figura 62: Distribución de costes de una planta de referencia de 10 MW.

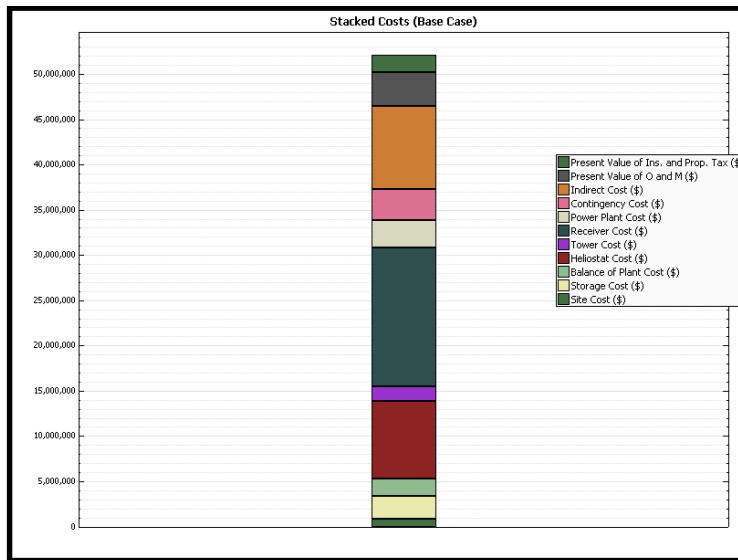


Figura 63: Distribución de costes de una planta de referencia de 5 MW.

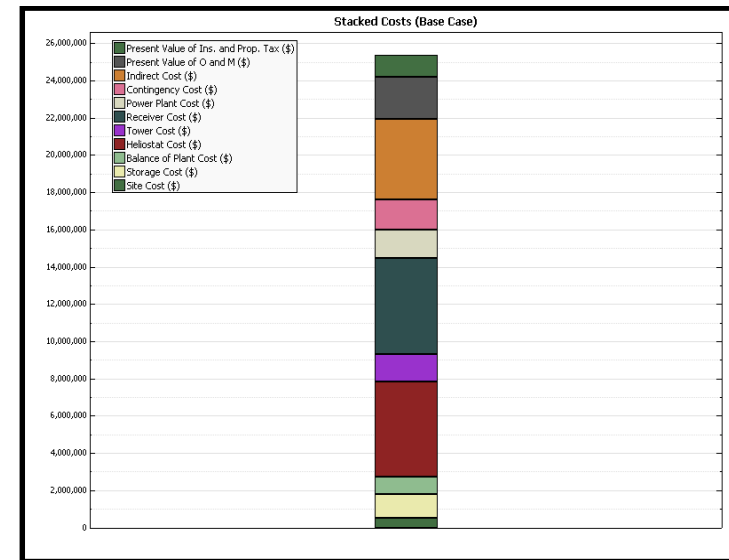


Figura 64: Distribución de costes de una planta de referencia de 2,5 MW.

### 10.3. LONGITUD DE LAS TUBERÍAS.

#### 10.3.1. PLANTA DE 2 x 25 MW.

Para el cálculo de la longitud de tuberías se han tenido en cuenta los datos de los siguientes componentes:

- $H_{torre} = 100$  m.
- $D_{max}$  = Máxima distancia desde la torre hasta heliostato = 640 m.
- $D_{min}$  = Mínima distancia desde torre hasta heliostato = 61.36 m.
- $D_{tanq-TV} = 10$  m.
- $H_{tanque} = 10$  m

Y se han aplicado en la siguiente fórmula:

$$4H_{torre} + 4D_{min} + 2D_{tanq} - tv + H_{tanque}$$

$$4x100 + 2x61.36 + 2x10 + 10 = 552.72 \text{ m}$$

#### 10.3.2. PLANTA DE 5 x 10 MW.

Para el cálculo de la longitud de tuberías se han tenido en cuenta los datos de los siguientes componentes:

- $H_{torre} = 65$  m.
- $D_{max}$  = Máxima distancia desde la torre hasta heliostato = 442 m.
- $D_{min}$  = Mínima distancia desde torre hasta heliostato = 39.88 m.
- $D_{tanq-TV} = 10$  m.
- $H_{tanque} = 10$  m.

Y se han aplicado en la siguiente fórmula:

$$10H_{torre} + 10D_{min} + 2D_{tanq} - tv + H_{tanque}$$

$$10x65 + 10x39.88 + 2x10 + 10 = 1078.8 \text{ m}$$

#### 10.3.3. PLANTA DE 10 x 5 MW.

Para el cálculo de la longitud de tuberías se han tenido en cuenta los datos de los siguientes componentes:

- $H_{torre} = 46$  m.
- $D_{max}$  = Máxima distancia desde la torre hasta heliostato = 368 m.
- $D_{min}$  = Mínima distancia desde torre hasta heliostato = 28.22 m.
- $D_{tanq-TV} = 10$  m.
- $H_{tanque} = 10$  m

$$20H_{torre} + 20D_{min} + 2D_{tanq} - tv + H_{tanque}$$

$$20x46 + 20x28.22 + 2x10 + 10 = 1521.4 \text{ m}$$

#### 10.3.4. PLANTA DE 20 x 2,5 MW.

Para el cálculo de la longitud de tuberías se han tenido en cuenta los datos de los siguientes componentes:

- $H_{torre} = 35$  m.

- $D_{max}$  = Máxima distancia desde la torre hasta heliostato = 252 m.
- $D_{min}$  = Mínima distancia desde torre hasta heliostato = 35 m.
- $D_{tanq-TV}$  = 10 m.
- $H_{tanque}$  = 10m.

$$40H_{torre} + 40D_{min} + 2D_{tanq} - tv + H_{tanque}$$

$$40 \times 35 + 20 \times 35 + 2 \times 10 + 10 = 2130 \text{ m}$$

## 11. ESTUDIO ECONÓMICO.

Para llegar a la conclusión de que planta resulta más adecuada desde el punto de vista económico se han realizado las siguientes tablas donde se detallan las premisas económicas que se han tenido en cuenta para hacer el estudio económico de las diferentes configuraciones.

<b>ESPECIFICACIONES ECONÓMICAS</b>	
Periodo de análisis	15 años
Tasa anual de inflación	3%
Tasa anual de descuento	8%
Interés del préstamo	8%
Impuesto de sociedades	35%
Fracción de la deuda	60%
WACC (Coste Medio Ponderado de Capital)	8.87%
Tarifa regulada 2010 de E. Termosolar	0.22 \$/kWh

**Tabla 25: Especificaciones económicas de las plantas.**

<b>COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS DE CAPITAL</b>	
Coste específico de suelo	20 \$/m <sup>2</sup>
Coste específico de heliostato	200.36 \$/m <sup>2</sup> de espejos
Coste fijo de torre de referencia	901500\$
Coste específico de Almacenamiento	30 \$/kWh
Coste específico del bloque de potencia	550 \$/kWe
Coste del resto de instalación	330 \$/kWe
Costes indirectos de gestión y proyecto (s/ inversión total)	3.5%
Costes indirectos de contingencias (s/ inversión total)	10%
Costes indirectos de construcción e ingeniería (s/ inversión total)	15%

**Tabla 26: Coste específico empleado en el estudio económico de las plantas.**

A continuación se muestran los costes de inversión desglosados para cada planta, se puede observar que los mayores costes de la instalación corresponde a los heliostatos y al receptor, es un punto en común que se tiene en todas las configuraciones.

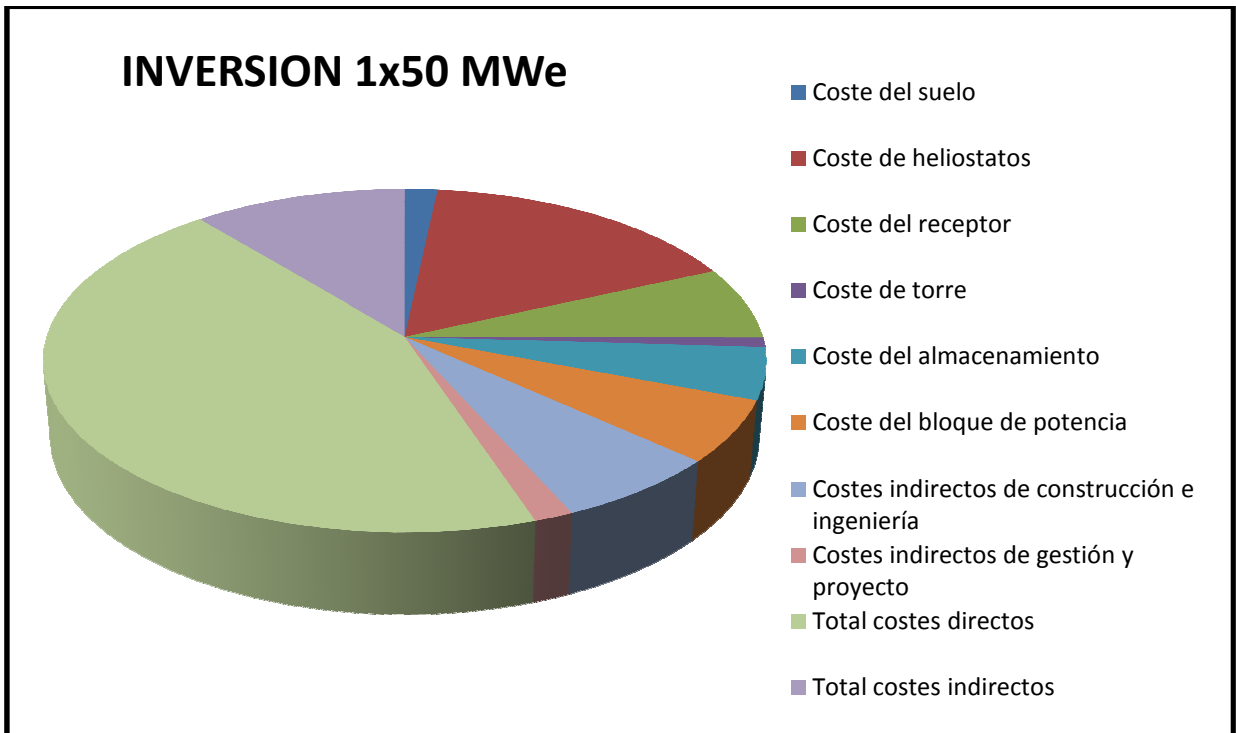


Figura 65: Coste relativo de la planta monotorre de 50 MWe.

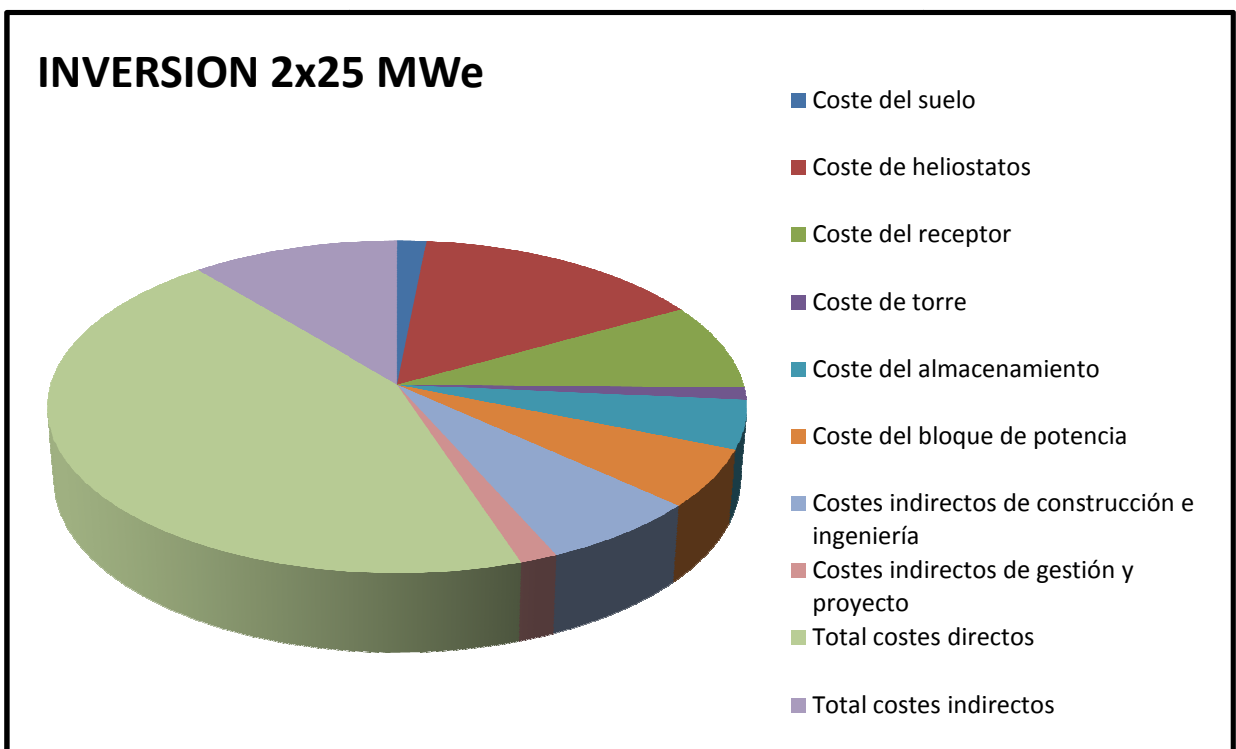


Figura 66: Coste relativo de la planta multi-torre de 2 x 25 MWe.

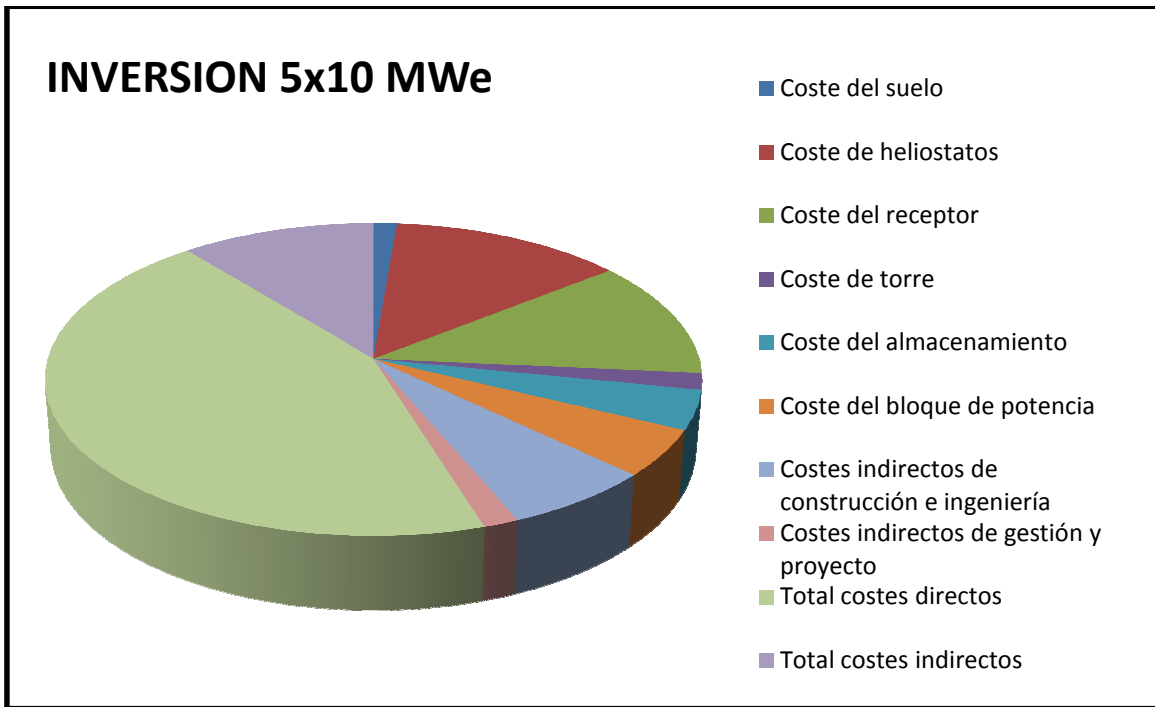


Figura 67: Coste relativo de la planta multi-torre de 5 x 10 MWe.

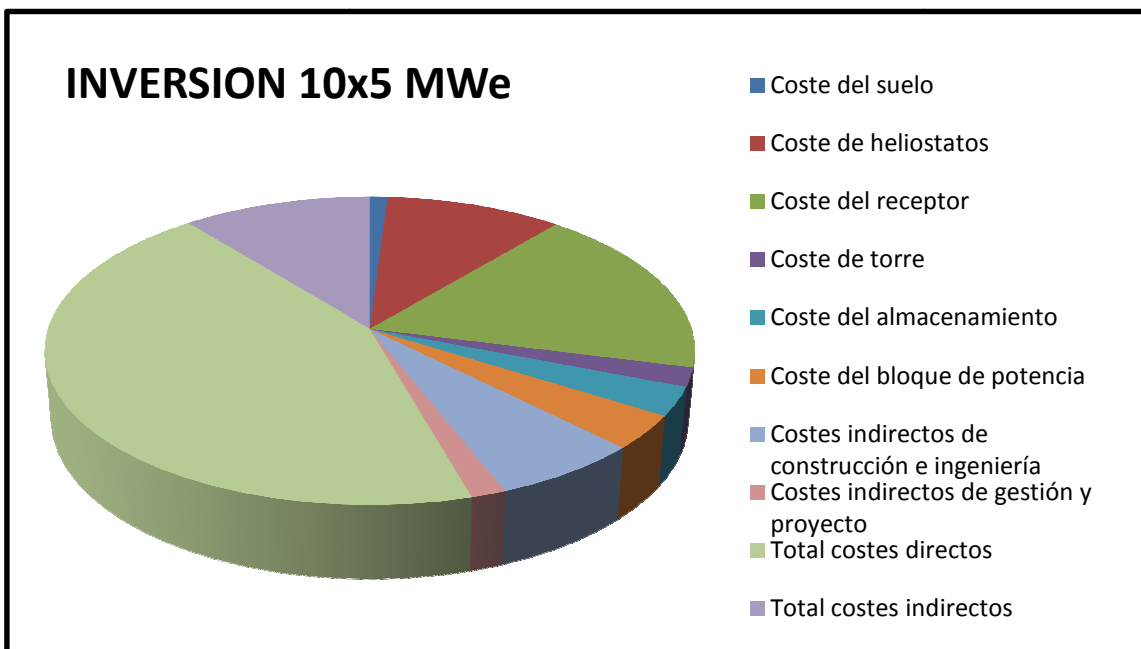


Figura 68: Coste relativo de la planta multi-torre de 10 x 5 MWe.

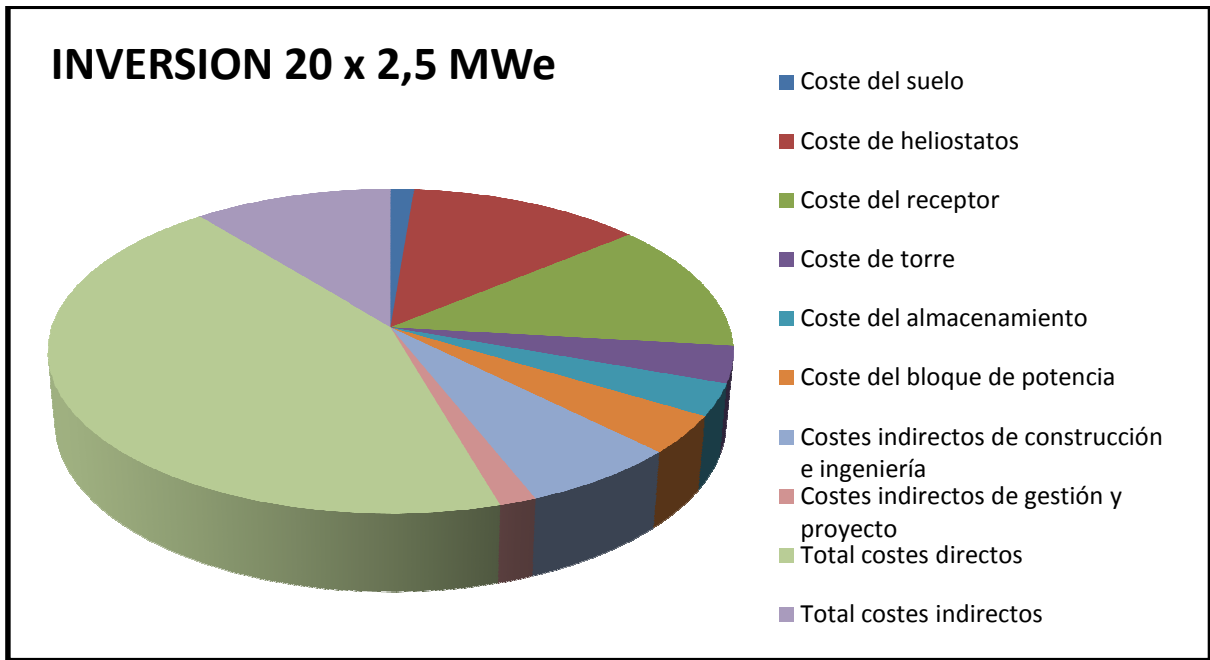


Figura 69: Coste relativo de la planta multi-torre de 20 x 2,5 MWe.

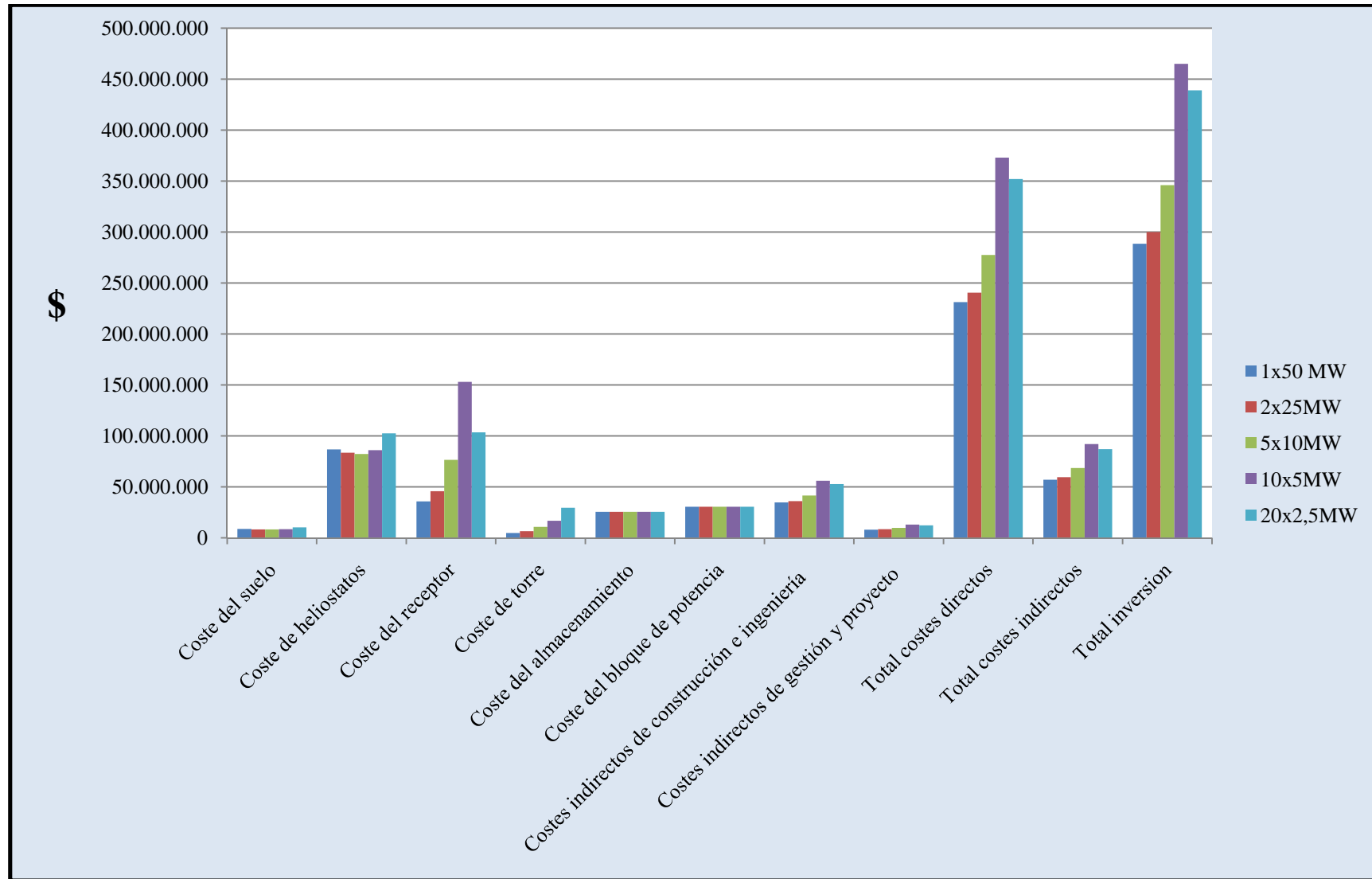


Figura 70: Inversión desglosada en función de los diversos componentes de la Planta Solar Termoelectrica.

En la Figura 70 nos permite visualizar los costes de todos los componentes que forman parte de la central solar termoeléctrica para poder ser comparadas entre sí, pudiéndose destacar las siguientes observaciones:

- Se tiene que los costes de suelo, almacenamiento y bloque de potencia no sufren importante variaciones ya que las plantas multi-torre están compartiendo el mismo bloque de potencia y almacenamiento.
- Al aumentar el número de campos solares el coste tanto de torre como de receptor aumenta, por lo que desde el punto de vista económico es una desventaja de la tecnología multi-torre frente a monotorre.

## 12. COMPARATIVA.

	1 x 50 MWe	2 x 25 MWe	5 x 10 MWe	10 x 5 MWe	20 x 2.5 MWe
Nº helióstatos	3.606	3.472	3.420	3.580	4.260
Altura de la(s) torre(s) (m)	130	100	65	46	35
Área del terreno (km <sup>2</sup> )	2.6	2.46	3.5	4,6	7.6
Diámetro receptor (m)	10,67	8	8	8	2,33
Altura receptor (m)	16,12	11,38	6,4	6,4	4,7
Volumen sales (m <sup>3</sup> )	3.976.34	3.976.34	3.976.34	3.976.34	3.976.34
Energía solar Incidente anual sobre los helióstatos (GW)	879,5	846,82	834	873	1.039
Energía Incidente sobre el receptor	461	462,2	479,35	509	417,8
Electricidad anual neta producida (GWh)	141,4	141,57	144,58	145,61	121,26
Factor de capacidad (%)	30,4	30,4	31	31,3	26
LEC	22,34 €/kWh	23,08 €/kWh	25,59 €/kWh	33,09 €/kWh	44,59 €/kWh

Tabla 27: Comparativa energética.

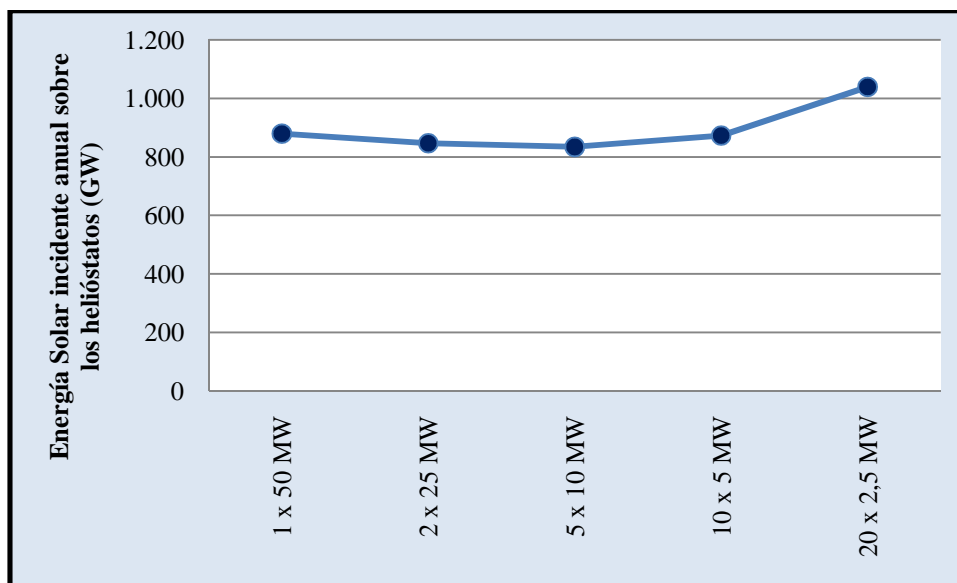
	1x50 MWe	2x25 MWe	5x10 MWe	10x5 MWe	20x2.5 MWe
Rendimiento óptico (%)	52,4	54,6	57,5	<b>58,3</b>	40,2
Rendimiento térmico (%)	<b>88,73</b>	88,14	85,75	80,18	84,78
Rendimiento eléctrico (%)	92,39	92,62	<b>92,70</b>	92,44	91,67
Rendimiento Global (%)	42,96	44,57	<b>45,71</b>	43,21	31,24

**Tabla 28: Tabla resumen de los rendimientos de las distintas configuraciones.**

Las tablas anteriores recogen los resultados de las distintas configuraciones a partir de los cuales se han obtenido las siguientes observaciones:

- 1) Al estar relacionado la energía solar incidente sobre los helióstatos con el número de helióstatos se observa que en el caso de las configuraciones de 2x25 MW y de 5 x10 MW disminuye ligeramente con respecto a la tecnología monotorre mientras que en las dos configuraciones restantes aumenta.

Cabe destacar el hecho de que una configuración multi-torre no implica un número mayor de helióstatos.



**Figura 71: Energía solar incidente anual sobre los helióstatos de las distintas configuraciones.**

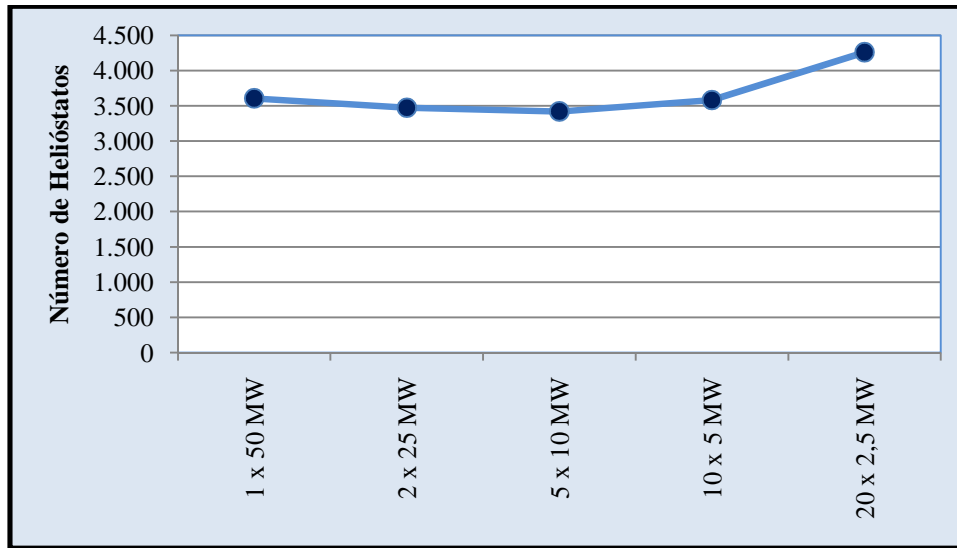


Figura 72: Número de helióstatos de las diferentes configuraciones.

- 2) El rendimiento óptico va aumentando ligeramente según aumenta el número de torres a excepción de la planta de 20x2,5 MW. Esto se puede suceder por la influencia del factor coseno, ya que la torre es muy baja. También puede deberse a los posibles bloqueos y sombras que se forman entre los helióstatos.

El rendimiento térmico, en cambio, sufre una disminución a excepción de la última configuración al igual que sucede en el caso anterior.

El rendimiento eléctrico se asemeja ya que en todos los casos se está utilizando el mismo bloque de potencia.

Considerando los factores explicados anteriormente, la distribución con mejor rendimiento global es la de 5 x 10 MW mientras que el peor caso es la distribución de 20 x 2,5 MW siendo esta configuración la que no ha seguido el mismo patrón que el resto de las plantas solares termoeléctricas.

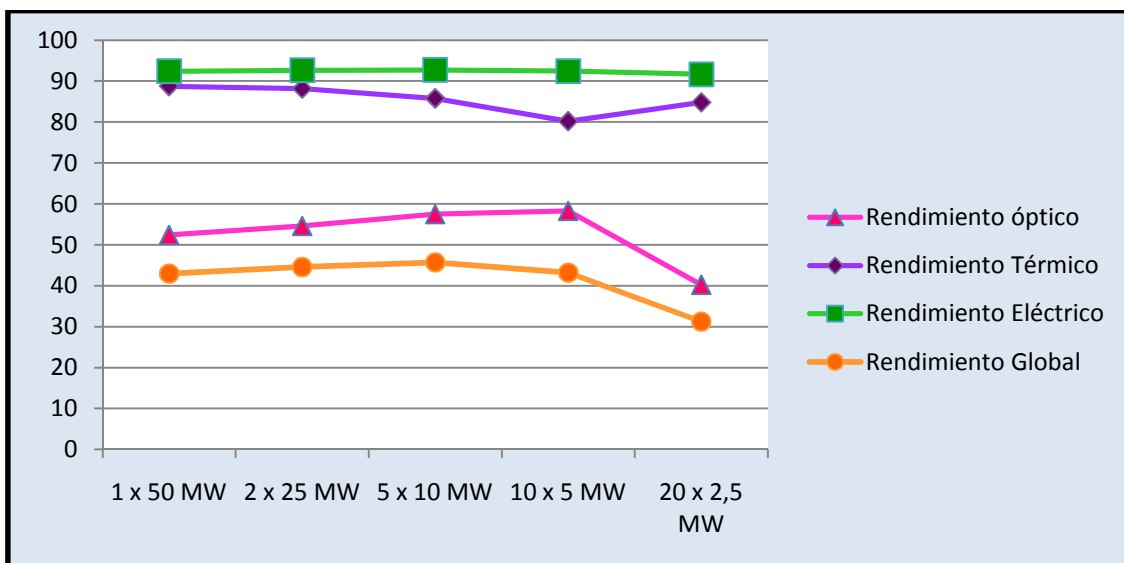


Figura 73: Representación de los rendimientos de las distintas configuraciones.

- 3) Las dos plantas que más energía eléctrica producen son aquellas que tienen mejor rendimiento óptico, es decir, las plantas de 5x 10 MW y de 10x5 MW.

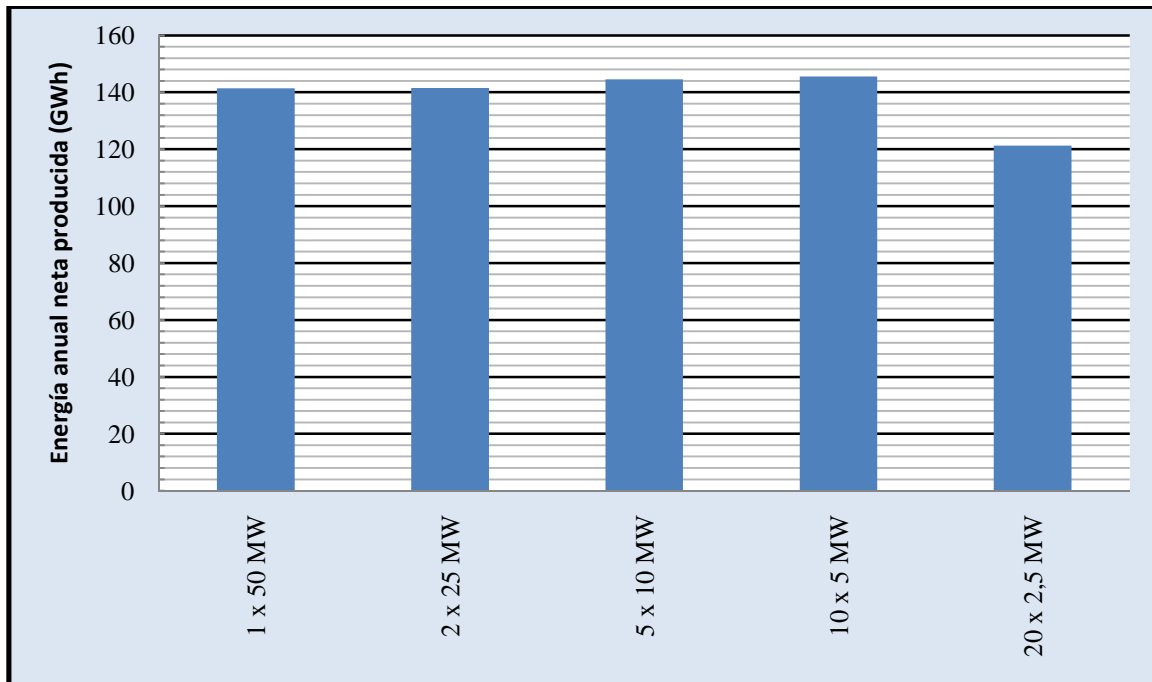


Figura 74: Energía anual neta producida para las distintas configuraciones.

- 4) Se observa que el coste del kWh es mayor en las tecnologías multi-torre que monotorre, dato que se ha calculado a partir de los costes que se muestran en la Tabla 29, donde se encuentran desglosados los diferentes componentes que forman parte de una planta solar termoeléctrica.

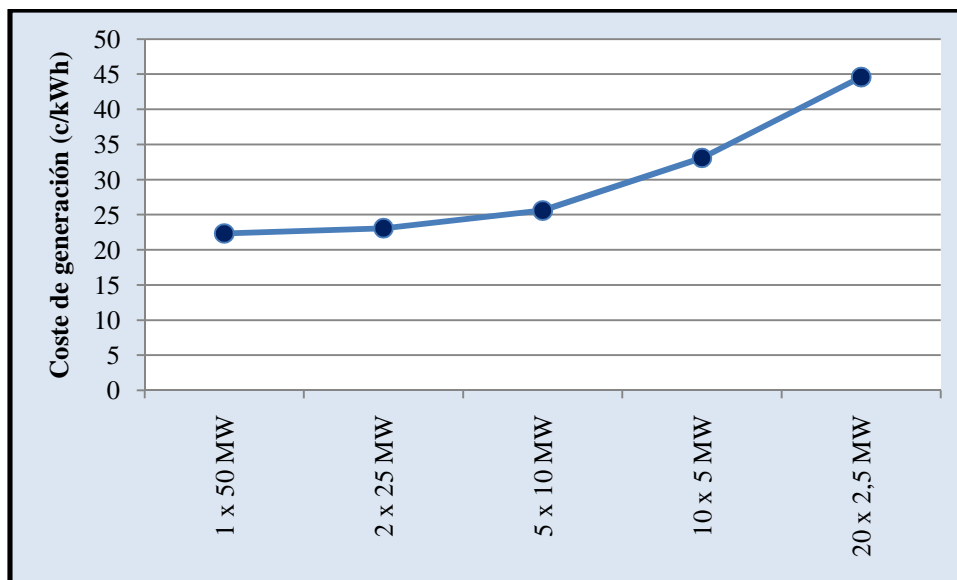


Figura 75: Coste de generación de las distintas configuraciones.

- 5) A medida que aumentan el número de torres de la planta solar el coste total aumenta debido a :
- El coste de las torres, ya que a mayor número de torres mayor será el coste.
  - Coste de las contingencias debido a que el riesgo aumenta a medida que el número de componentes se incrementa.

- Costes indirectos, dentro de los cuáles se consideran los costes relacionados con el montaje y la obra civil por lo que existe una coherencia entre el número de torres y el incremento de este valor.

	1x50 MWe	2x25 MWe	5x10 MWe	10x5 MWe	20x2.5 MWe
Coste del terreno (\$)	8.650.990	4.164.760x2=8.329.520	1.640.950x5=8.204.750	858.862x10=8.588.620	510.999x20=10.219.980
Coste de almacenamiento (\$)	25.641.000	12.820.500x2=25.641.000	5.128.210x5=25.641.050	2.564.100x10=25.641.000	1.282.050x20=25.641.000
Coste del balance de planta (\$)	18.333.300	9.166.670x2=18.333.340	3.666.670x5=18.333.350	1.833.330x10=18.333.300	916.667x20=18.333.340
Coste de heliostato (\$)	86.665.700	41.722.600x2=83.445.200	16.439.100x5=82.195.500	8.604.080x10=86.040.800	5.119.190x20=102.383.800
Coste de la torre (\$)	4.686.870	3.274.380x2=6.548.760	2.147.160x5=10.735.800	1.677.870x10=16.778.700	1.471.050x20=29.421.000
Coste del receptor (\$)	35.735.200	22.892.200x2=45.784.400	15.300.800x5=76.504.000	8.120.630x10=81.206.300	5.174.830x20=103.496.600
Coste del grupo de potencia (\$)	30.555.600	15.277.800x2=30.555.600	6.111.120x5=30.555.600	3.055.550x10=30.555.500	1.527.780x20=30.555.600
Costes de contingencias (\$)	21.026.900	10.931.900x2=21.863.800	5.043.400x5=25.217.000	3.389.460x10=33.894.600	1.600.260x20=32.005.200
Costes indirectos (\$)	57.130.000	29.701.900x2=59.403.800	13.702.900x5=68.514.500	9.209.170x10=92.091.700	4.347.900x20=86.958.000
Costes de operación y mantenimiento (\$)	36.555.500	18.279.300x2=36.558.600	7.325.810x5=36.629.050	3.665.310x10=36.653.310	2.263.320x20=45.266.400
Costes totales	324.981.060	336.464.020	382.530.600	429.783.830	484.280.920

Tabla 29: Comparativa de costes.

### 13. CONCLUSIONES.

Partiendo de la comparativa de los resultados obtenidos comentada en el apartado anterior, cabe destacar que no existe una tendencia clara en los parámetros analizados con el número de torres de las plantas solares termoeléctricas sometidas a estudio.

Analizando los rendimientos que quedan recogidos en la Tabla 24, se observa que la planta con mejor rendimiento óptico es la de 10x5 MWe, incluso teniendo menor número de helióstatos que la planta de referencia (monotorre 1 x 50 MW). Esto podría deberse a que hay menos pérdidas en la reflexión ya que la torre es más pequeña y el haz de luz recorre una distancia menor. Esta tendencia no es apreciable en la planta de 20x 2,5 MW lo que nos lleva a pensar que esta disminución del rendimiento óptico puede ser causada por el factor coseno, tal y como se ha comentado en el Punto 2 del proyecto.

La planta que mejor rendimiento térmico presenta es la planta de referencia, lo que nos permite asegurar que un único receptor es más eficiente térmicamente que la instalación de varios receptores.

El rendimiento eléctrico es muy parecido en todos, por lo que no es un parámetro que nos permita obtener una conclusión debido a que hemos utilizado la misma turbina en todas las configuraciones.

Analizando la gráfica de los rendimientos globales se obtiene una curva parabólica cuyo máximo lo representa la planta de 5 x 10 MW. Se aprecia que a medida que aumenta el número de torres de las plantas el rendimiento global mejora, lo que nos permite asegurar que el rendimiento global de las plantas multi-torre es mejor que en el caso de las plantas monotorre, a excepción de la última configuración analizada debido a su pequeño tamaño el cual no permite seguir la tendencia general.

En referencia a los costes hay que destacar que no favorece a la tecnología multi-torre ya que a medida que se aumenta el número de torres aumenta el coste de la planta. Este aumento se debe a un incremento del número de equipos, longitud de tuberías, obra civil,... El coste de la planta de 20 x2,5 MW es aproximadamente el doble de la planta de referencia, esto puede deberse a que el tamaño de helióstatos es desproporcionado para este tipo de planta, ya que igual se optimizaría más la planta si se instalase un modelo de helióstato más pequeño, consiguiendo una reducción en los costes de terreno .

A modo de conclusión, la tecnología multi-torre presenta importantes ventajas en cuanto a rendimiento y energía anual producida. Es por ello, que Estados Unidos está apostando por este tipo de tecnología e investigando como abaratar los costes para conseguir que sea más competitiva aunque es cierto que esta incipiente configuración tiene un largo camino de investigación, desarrollo e innovación.

Dentro de las configuraciones multi-torre analizadas, la más atractiva es la de 5x10 MW en cuanto a optimización energética aunque sería necesario abaratar costes mediante la fabricación en serie de helióstatos, para que sea más competitiva.

## 14. BIBLIOGRAFÍA.

- [www.ciemat.es](http://www.ciemat.es)
- [www.cea-ifac.es](http://www.cea-ifac.es)
- [www.renovetec.com](http://www.renovetec.com)
- [www.portalplanetasedna.com](http://www.portalplanetasedna.com)
- Manuel Romero .*Comparativa sistemas Multitorre*
- Michael J.Wagner(2008) “*Simulation and Predictive Performance Modeling of Utility-Scale Central Receiver System Power Plants*” *Master Thesis university of Wisconsin-Madison* .
- A.B. Meinel y M.P. Meinel “*Aplicaciones de la energía solar. Autores*”
- <http://www.granadanatural.com/fauna.php>
- <http://www.granadanatural.com/flora.php>
- <http://www.mapa.es/es/sig/pags/siga/intro.htm#art2>
- <http://sig.marm.es/siga/>
- <http://www.solarweb.net/forosolar/solar-termoelectrica/10551-consumo-agua-solar-termoelectrica.html>
- <http://www.ree.es/transporte/transporte.asp>
- <http://es.csptoday.com/weekly-brief/almacenamiento-t%C3%A9rmico-csp-analizando-las-opciones>
- [http://www.soitu.es/soitu/2009/07/01/medioambiente/1246448882\\_271110.html](http://www.soitu.es/soitu/2009/07/01/medioambiente/1246448882_271110.html)
- <http://www.miliarium.com/paginas/leyes/eia/eia.htm>
- <http://www.mapa.es/es/sig/pags/siga/intro.htm>
- <http://www.juntadeandalucia.es/index.html>
- Junta de Andalucía: SIGPAC.
- Aplicación SIAS (Sistema de Información del Agua Subterránea).
- <http://www.endesa.es/Portal/es/default.htm>
- <http://www.raar.es/natura2000/>
- <http://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/site/web/menuitem.637844561ad6506130a7fa105510e1ca/?vgnnextoid=eaba7adf12be4010VgnVCM1000000624e50aRCRD>
- [http://www.mma.es/secciones/biodiversidad/rednatura2000/rednatura\\_espana/zec/zec\\_andalucia.htm](http://www.mma.es/secciones/biodiversidad/rednatura2000/rednatura_espana/zec/zec_andalucia.htm)
- <http://www.esp.andalucia.com/provincia/granada/guadix.htm>
- <http://www.guadixymarquesado.com/www9/index13marco.htm>
- <http://www.en-granada.com/es/comarca-guadix-marquesado.html>
- <http://www.igme.es/internet/cartografia/cartografia/geo50.asp>
- [http://www.igme.es/internet/sistemas\\_infor/sig.htm](http://www.igme.es/internet/sistemas_infor/sig.htm)
- <http://www.comarcadeguadix.com/descargas/sig/MODELOS%20DE%20VEGETACION.pdf>
- [http://www.comarcadeguadix.com/sig\\_medio\\_fisico.asp](http://www.comarcadeguadix.com/sig_medio_fisico.asp)
- <http://www.scribd.com/doc/16631197/Comarca-de-Guadix>
- [http://www.turgranada.es/comarcas/comarcadetalle.php?id\\_comarca=7](http://www.turgranada.es/comarcas/comarcadetalle.php?id_comarca=7)

# ANEXO I

	PROVINCIA	MUNICIPIO	PARCELA	SUPERFICIE (HA)	PENDIENTE (%)	USO	COEF. PASTOREO	COEF. REGADÍO
1	Granada	Ferreira	1	5,6455	1,2	TA	100	100
2	Granada	Ferreira	2	4,433	1,1	TA	100	100
3	Granada	Ferreira	3	3,3988	1,2	TA	100	100
4	Granada	Ferreira	18	1,3436	1,3	TA	100	100
5	Granada	Ferreira	19	1,2757	0,8	TA	100	100
6	Granada	Ferreira	20	0,954	1,2	TA	100	100
7	Granada	Ferreira	21	1,9716	1	TA	100	100
8	Granada	Ferreira	21	1,5069	1,1	TA	100	100
9	Granada	Ferreira	22	1,8992	1,6	TA	100	100
10	Granada	Ferreira	22	1,8327	1,2	TA	100	100
11	Granada	Ferreira	23	3,1647	1	TA	100	100
12	Granada	Ferreira	23	1,3582	1,2	TA	100	100
13	Granada	Ferreira	24	1,7917	1,3	TA	100	100
14	Granada	Ferreira	24	0,7821	1,4	TA	100	100
15	Granada	Ferreira	25	1,5311	1	TA	100	100
16	Granada	Ferreira	26	0,6394	1,8	TA	100	100
17	Granada	Ferreira	27	1,1687	1,1	TA	100	100
18	Granada	Ferreira	28	0,8135	1,2	TA	100	100
19	Granada	Ferreira	29	2,9317	1	TA	100	100
20	Granada	Ferreira	30	0,7727	1	TA	100	100
21	Granada	Ferreira	31	0,4585	1	TA	100	100
22	Granada	Ferreira	32	3,7774	1,2	TA	100	100
23	Granada	Ferreira	32	1,6692	1,2	TA	100	100
24	Granada	Ferreira	33	3,5828	1,3	TA	100	100
25	Granada	Ferreira	36	3,0754	1,2	TA	100	100
26	Granada	Ferreira	37	0,977	1,3	TA	100	100
27	Granada	Ferreira	37	3,2322	1	TA	100	100
28	Granada	Ferreira	38	9,407	1,3	TA	100	100
29	Granada	Ferreira	39	1,6985	1,4	TA	100	0
30	Granada	Ferreira	40	1,905	0,9	TA	100	100
31	Granada	Ferreira	40	0,813	1,1	TA	100	100
32	Granada	Ferreira	41	0,7453	0,8	TA	100	100
33	Granada	Ferreira	41	1,9503	0,9	TA	100	100
34	Granada	Ferreira	42	2,1451	0,8	TA	100	100
35	Granada	Ferreira	42	1,6834	0,9	TA	100	100
36	Granada	Ferreira	43	1,9086	0,6	TA	100	100
37	Granada	Ferreira	44	2,7532	0,7	TA	100	100
38	Granada	Ferreira	45	2,4852	0,8	TA	100	100
39	Granada	Ferreira	46	3,4454	0,9	FS (ALMENDROS 664)		100
40	Granada	Ferreira	47	4,8658	0,8	TA	100	100
41	Granada	Ferreira	48	3,0017	0,8	TA	100	100
42	Granada	Ferreira	49	0,6709	1	TA	100	100
43	Granada	Ferreira	50	3,177	0,7	TA	100	100
44	Granada	Ferreira	51	2,8439	0,6	TA	100	100
45	Granada	Ferreira	52	1,2701	0,6	TA	100	100
46	Granada	Ferreira	53	2,5452	0,6	TA	100	100
47	Granada	Ferreira	54	1,5423	0,6	TA	100	100
48	Granada	Ferreira	55	2,0549	0,6	TA	100	100
49	Granada	Ferreira	56	0,2969	1,4	TA	100	100
50	Granada	Ferreira	57	0,4942	0,9	TA	100	100
51	Granada	Ferreira	58	0,8405	0,6	TA	100	100
52	Granada	Ferreira	59	1,4897	0,6	TA	100	100
53	Granada	Ferreira	60	3,0987	0,6	TA	100	100
54	Granada	Ferreira	61	1,0134	0,6	TA	100	100
55	Granada	Ferreira	62	2,2133	0,6	FS (ALMENDROS 456)	100	100
56	Granada	Ferreira	63	3,558	1,2	FS (ALMENDROS 772)	100	100
57	Granada	Ferreira	64	0,4788	1,1	TA	100	100

58	Granada	Ferreira	65	3,2415	0,6	TA	100	100
59	Granada	Ferreira	66	0,9429	1,2	TA/CA	100	100
60	Granada	Ferreira	69	1,7446	1	TA	100	100
61	Granada	Ferreira	70	1,9785	0,8	TA	100	100
62	Granada	Ferreira	71	1,5614	0,7	TA	100	100
63	Granada	Ferreira	72	2,7163	0,8	TA	100	100
64	Granada	Ferreira	73	1,2395	0,8	TA	100	100
65	Granada	Ferreira	74	2,4994	0,8	TA	100	100
66	Granada	Ferreira	75	1,0068	0,8	TA	100	100
67	Granada	Ferreira	76	0,9091	0,8	TA	100	100
68	Granada	Ferreira	77	1,6431	0,8	TA	100	100
69	Granada	Ferreira	78	1,2906	0,7	TA	100	100
70	Granada	Ferreira	79	1,4956	0,8	TA	100	100
71	Granada	Ferreira	80	1,2934	0,7	TA	100	100
72	Granada	Ferreira	90	0,7729	0,8	TA	100	100
73	Granada	Ferreira	91	0,7998	0,8	TA	100	100
74	Granada	Ferreira	92	2,3869	0,7	TA	100	100
75	Granada	Ferreira	93	2,7571	0,9	TA	100	100
76	Granada	Ferreira	94	2,5719	0,8	TA	100	100
78	Granada	Ferreira	95	2,4878	0,7	TA	100	100
79	Granada	Ferreira	96	3,805	0,6	TA	100	100
80	Granada	Ferreira	97	3,6583	0,8	TA	100	100
81	Granada	Ferreira	98	2,6967	0,7	TA	100	100
82	Granada	Ferreira	99	1,2799	0,6	TA	100	100
83	Granada	Ferreira	104	1,7029	0,7	TA	100	100
84	Granada	Ferreira	117	2,8777	0,8	IM/TA	100	100
85	Granada	Ferreira	118	1,4512	0,6	TA	100	100
86	Granada	Ferreira	119	1,4138	1,2	TA	100	100
87	Granada	Ferreira	120	2,1641	0,8	TA	100	100
88	Granada	Ferreira	121	1,1737	1	TA	100	100
89	Granada	Ferreira	122	2,191	1,1	TA	100	100
90	Granada	Ferreira	123	0,7729	0,8	TA	100	100
91	Granada	Ferreira	126	2,7121	0,6	TA	100	100
92	Granada	Ferreira	127	1,7253	1,5	TA	100	100
93	Granada	Ferreira	128	2,9706	0,7	TA	100	100
94	Granada	Ferreira	129	1,2175	0,7	TA	100	100
95	Granada	Ferreira	130	2,5267	0,8	TA	100	100
96	Granada	Ferreira	132	1,6097	0,5	TA	100	100
97	Granada	La Calahorra	133	21,3328	1,1	TA	100	100
98	Granada	La Calahorra	135	3,9366	0,8	TA	100	100
99	Granada	La Calahorra	136	3,1531	0,9	TA	100	100
100	Granada	La Calahorra	137	8,6736	0,8	TA	100	100
101	Granada	La Calahorra	138	1,9803	0,7	TA	100	100
102	Granada	La Calahorra	139	2,6109	0,9	TA	100	100
103	Granada	La Calahorra	140	2,7617	1	TA	100	100
104	Granada	La Calahorra	141	16,1667	0,8	TA	100	100
105	Granada	La Calahorra	142	2,7111	0,6	TA	100	100
106	Granada	La Calahorra	143	1,1166	1,1	TA	100	100
107	Granada	La Calahorra	144	3,2749	1,2	TA	100	100
108	Granada	La Calahorra	145	3,6542	0,7	TA	100	100
109	Granada	La Calahorra	147	2,8358	1	FS (ALMENDRO 524)		100
110	Granada	La Calahorra	155	1,878	0,5	TA	100	100
111	Granada	La Calahorra	156	1,9674	0,5	TA	100	100
112	Granada	La Calahorra	157	2,7726	0,6	TA	100	100
TOTAL HECTAREAS							276,4971	

CÓDIGO DESCRIPCIÓN DE LOS USOS DEL SUELO SIGPAC	
AG	Corrientes y superficies de agua
CA	Viales
CF	Cítricos-Frutal
CI	Cítricos
CS	Cítricos-Frutal de cáscara
CV	Cítricos-Viñedo
ED	Edificaciones
FL	Frutal de cáscara-Olivar
FO	Forestal
FS	Frutal de cáscara
FV	Frutal de cáscara-Viñedo
FY	Frutal
IM	Improductivo
IS	Isla de Olivar
IV	Invernaderos y cultivos bajo plástico
OC	Olivar-Cítricos
OF	Olivar-Frutal
OV	Olivar
PA	Pasto arbolado
PR	Pasto arbustivo
PS	Pastizal
FF	Frutal de cáscara-Frutal
TA	Tierra arable
TH	Huerta
VF	Frutal-Viñedo
VI	Viñedo
VO	Olivar-Viñedo
ZC	Zona concentrada
ZU	Zona urbana
ZV	Zona censurada

# ANEXO II

