



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial



Universidad
Politécnica
de Cartagena

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Definición y normalización del sistema eléctrico del bloque de potencia de una central solar termoeléctrica de colectores cilindro-parabólicos

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Autor: de Guzmán Juaneda, Miguel
Director: Martínez Pastor, Juan
Codirector: Castellote Martínez, Javier

Cartagena, 23 de noviembre de 2021



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Contenido

CAPITULO 1.- INTRODUCCIÓN.	6
1.1.-NOMENCLATURA.....	6
1.2.- ALCANCE	8
1.3.- OBJETIVOS DEL PROYECTO	8
1.4.- ANTECEDENTES: LAS ENERGÍAS RENOVABLES	9
1.4.1.-LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA EN LA HISTORIA	12
1.4.2.- LA ENERGÍA SOLAR TERMOELEÉCTRICA EN LA ACTUALIDAD.....	14
CAPITULO 2.- GENERACIÓN DE ENERGÍA EN CENTRALES SOLARES TERMOÉLECTRICAS DE CCPs.	17
2.1.- CENTRALES SOLARES TERMOELÉCRICAS DE CCPs.	17
2.2.-SISTEMA DE CONCENTRACIÓN DE ENERGÍA (CAMPO SOLAR).....	19
2.2.1.- CIMENTACIÓN	20
2.2.2.- ESTRUCTURA.....	20
2.2.3.- REFLECTOR CILINDRICO PARABÓLICO	21
2.2.4.- TRANSMISIÓN.....	22
2.1.5.- SISTEMA DE SEGUIMIENTO	23
2.1.6.- TUBO ABSORBENTE	24
2.1.7.- FLUIDOS TÉRMICOS PARA CCPs.....	26
2.3.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA	27
2.3.1.- ALMACENAMIENTO DE CALOR MEDIANTE CAMBIOS DE TEMPERATURA. «ALMACENAMIENTO DE SALES FUNDIDAS»	28
2.3.2.- ALMACENAMIENTO DE CALOR LATENTE, DONDE OCURRE UN CAMBIO DE FASE. ¡Error! Marcador no definido.	
2.3.3.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TERMOQUÍMICA, MEDIANTE DIFERENTES REACCIONES QUÍMICAS.	29
2.4.- CICLO DE VAPOR	30

2.4.1.- GENERADOR DE VAPOR O TREN DE VAPOR	31
2.4.2.- TURBINA DE VAPOR.....	33
2.4.3.- GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR.....	34
2.5.- SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	35
2.5.1.- GENERADOR SÍNCRONO	36
2.5.2.- SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA.....	38
2.5.3.- TRANSPORTE INTERCONEXIÓN.....	39
CAPITULO 3.- NORMALIZACIÓN DEL BLOQUE DE POTENCIA ELÉCTRICA Y DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA A LA RED ELÉCTRICA DE UNA CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA DE CCPs LOCAL	42
3.1.- ANTECEDENTES DE LA NORMALIZACIÓN SOBRE LA REGULACIÓN ESPAÑOLA DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	43
3.1.1.- PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	48
3.1.2.- GENERACIÓN DE ENERGÍA EN RÉGIMEN ESPECIAL	49
3.1.3.- RETRIBUCIÓN PARA LAS INSTALACIONES DEL RÉGIMEN ESPECIAL.	52
3.2.- SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA	53
3.2.1.- SUBASTAS DE CAPACIDAD RENOVABLE	54
3.2.2.- PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC)	55
3.3.- DIRECTRICES DE LA COMISIÓN EUROPEA: CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS....	56
3.3.1.- DIRECTIVA (UE) 2018/2001.	57
3.3.2.- ESTELA (ASOCIACIÓN EUROPEA DE ELECTRICIDAD TÉRMICA SOLAR)	59
3.4.- NORMATIVA LEGAL Y TECNICA APLICABLE EN ESPAÑA	59
3.4.1.- LEGISLACIÓN SOBRE ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA.....	59
3.4.2.- NORMATIVA SOBRE GENERACIÓN Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	60
3.4.3.- NORMAS SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y APARAMENTA ELÉCTRICA.....	62
3.4.4.- NORMATIVA LEGAL Y TÉCNICA APLICABLE AL BLOQUE DE POTENCIA DE CENTRALES ELÉCTRICAS	63

3.5.4.- NORMATIVA LEGAL Y TÉCNICA PARA EL PUNTO DE CONEXIÓN Y SUMNISTRO DE ENERGÍA A LA RED ELÉCTRICA DE CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS.....	64
3.6.- REGLAMENTOS DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN	65
3.7.- REGLAMENTACIÓN RELATIVA A INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS DE LÍNEAS ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN.	66
CAPITULO 4.- DEFINICIÓN Y DIMENSIONADO UNA CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA DE CCPs LOCAL.	68
4.1.- DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA CENTRAL SOLAR	68
4.1.1.- ESTUDIO DE LA IRRADIACIÓN SOLAR ANUAL LOCAL.....	71
4.2.- CAMPO SOLAR.....	73
4.2.1.- CIMENTACIÓN	73
4.2.2.- ESTRUCTURA.....	74
4.2.3.- SISTEMA DE GUIADO Y TRANSMISIÓN	74
4.2.4.- REFLECTOR CILINDRO PARABÓLICO Y COLECTOR	75
4.2.5.- TUBO ABSORBENTE	76
4.2.6.- FLUIDOS DE TRABAJO	76
4.3.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA	77
4.4.- CICLO DE VAPOR.....	78
4.4.1.- ECONOMIZADOR O INTERCAMBIADOR DE CALOR.....	79
4.4.2.- GENERADOR DE VAPOR	80
4.4.3.- SOBREALENTADOR	81
4.4.4.- RECALENTADOR.....	82
4.4.5.- TURBINA	83
4.5.- SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	85
4.5.1.- GENERADOR SINCRONO	85
4.5.2.-SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA	86
4.5.3- CONDUCTORES DE INTERCONEXIÓN	94
4.6.- CALCULOS PARA EL DIMENSIONADO GENERAL	96

4.6.1.- CALCULOS PARA EL DIMENSIONADO DEL CAMPO SOLAR	96
4.6.2.- CALCULO DE LA PRODUCCIÓN PRODUCCION ELÉCTRICA ANUAL	105
4.7.- CALCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO DE LA SUBESTACIÓN	106
CAPITULO 5.- RESULTADOS Y CONCLUSIONES	111
5.1.- RESULTADOS.....	¡Error! Marcador no definido.
5.2.-CONCLUSIONES	112
Referencias	¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS.....	122
ANEXO A.- CALCULOS	122
A.1.- PARÁMETROS BÁSICOS DE RADIACIÓN [49]	122
A.1.1.- FACTOR DE CONCENTRACIÓN [49].....	122
A.1.2.- CÁLCULO DEL ÁNGULO DIARIO, EL FACTOR DE CORRECCIÓN DE EXCENTRICIDAD Y LA DECLINACIÓN [49].....	123
A.1.3.- CÁLCULO DEL ÁNGULO HORARIO Y EL ANGULO DE INCIDENCIA SOBRE UN CCP [49]	124
A.1.4.- ECUACIONES DEL ACEITE THERMINOL PV-1 [49]	126
A.1.5.- CALCULO MULTIPO SOLAR [49].....	127
ANEXO B.- MAPA UBICACIÓN CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA.....	129
ANEXO C.- ESPECIFICACIONES	130
C.1.- EUROTROUGH COLLECTOR QUALIFICATION COMPLETE - PERFORMANCE TEST RESULTS FROM PSA [50].....	131
C.2.- THERMINOL® VP-1	132

CAPITULO 1.- INTRODUCCIÓN.

1.1.-NOMENCLATURA

Acrónimos

– ABB	Asea Brown Boveri
– AENOR	Asociación Española de Normalización y Certificación
– AIE	Agencia Internacional de Energía
– APPA	Asociación de empresas de energías renovables
– BOE	Boletín Oficial del Estado
– CCAA	Comunidades Autónomas
– CCP	Colectores cilindro parabólicos
– CE	Comisión Europea
– CENER	Centro Nacional de Energías Renovables
– CNE	Centro Nacional de Energía
– CRO	Ciclo Rankine Orgánico
– EERR	Energías Renovables
– F.E.M	Fuerza Electro Motriz
– GDV	Generación Directa de Vapor
– HTF	Heat Transfer Fluid
– HCE	Heat Collector Element
– IDEA	Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético
– IEC	International Electrotechnical Commission
– ISO	Organización Internacional de Estandarización
– LOSEN	Sistema Eléctrico Nacional
– PANER	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables
– PAT	Puesta a tierra
– PER	Plan de Energías Renovables
– PFER	Plan de Fomento de las Energías Renovables
– PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
– RE	Régimen Especial
– SAT	Sistema de Almacenamiento Térmico
– UE	Unión Europea
– UNE	Una Norma Española

Abreviaturas

– A_c	Área de apertura del colector
– $\cos\varphi$	Factor de potencia
– D	Diámetro
– C_s	Coefficiente reductor
– F_e	Factor de ensuciamiento

– f	Frecuencia de la red
– h_s	Espesor de la capa superficial
– I	Intensidad
– K	Constante en función del material del conductor
– M	Caudal másico
– N	Velocidad de giro del motor
– P	Potencia
– P	Nº de pares de polos
– Q	Calor
– Q_{loss}	Pérdidas térmicas
– Q_{sol}	Energía solar incidente en el colector
– Q_{util}	Potencia térmica útil
– S_{cc}	Potencia de cortocircuito en la red
– St	Sección Transversal
– T	Temperatura
– t_a	Tiempo de actuación de protecciones
– U	Tensión nominal
– U_{ca}	Tensión de contacto aplicadas
– $U_{L,\text{abs}}$	Coefficiente global de pérdidas térmicas
– U_{pa}	Tensión de paso aplicadas
– V	Velocidad

Letras griegas

– B	Inversa del coeficiente de variación de la resistencia a 0°C
– γ	Factor de intercepción
– η_{opt}	Rendimiento óptico
– η_{Th}	Rendimiento térmico
– θ	Ángulo de incidencia
– θ_f	Temperatura final de cortocircuito
– θ_i	Temperatura inicia
– μ	Viscosidad
– ρ	Densidad
– ρ	Reflectividad de la superficie
– ρ	Resistividad del terreno
– $\rho_h *$	Resistividad de la capa superficial del hormigón
– $\rho_a *$	Resistividad de la capa superficial del asfalto
– $\rho_g *$	Resistividad de la capa superficial de la grava

1.2.- ALCANCE

El alcance de este trabajo de fin de grado es hacer un análisis y de normativas sobre las centrales de energía solar termoeléctrica, tomando como referencia un caso de aplicación práctica, consistente en una central solar termoeléctrica de CCPs con almacenamiento de 50 MW. Concretamente, el estudio se centrará en la comarca de Cartagena, España, a efectos de ubicación y de análisis de las infraestructuras de la Red Eléctrica Española.

En cuanto al tratamiento de la normativa asociada la conexión a red de dicha central, se va a hacer recopilación y clasificación de las normas y reglamentos correspondientes a dicho tipo de explotación de suministro eléctrico, así como la legislación existente tanto a nivel nacional como internacional.

De este modo será posible analizar el nivel de avance y el grado de estandarización en la elaboración de normativas, concretamente en lo relativo a la instalación eléctrica tanto del bloque de potencia como del punto de conexión a red, de las centrales solares termoeléctricas de colectores cilíndrico-parabólicos.

1.3.- OBJETIVOS DEL PROYECTO

En primera instancia se empezará a definir la situación de las EERR en España y en países tanto del marco europeo como del mundo en general, haciendo hincapié en la energía solar termoeléctrica. Se hará pues, un profundo análisis de esta tecnología con respecto a la actualidad y su posible evolución de cara al futuro.

Seguidamente y basando este trabajo en un proyecto genérico de una planta solar termoeléctrica de 50 MW de potencia, se definirán los sistemas esenciales de la tecnología de calor mediante CCPs (colectores cilíndrico-parabólicos) con el fin de hacer un análisis del estado actual de la legislación y normativas técnicas actualmente asociadas a la explotación de este tipo de plantas de producción eléctrica.

Para empezar a explicar el funcionamiento de las centrales de CCPs se realizará introducción del sistema de generación de energía y de la tecnología asociada a las instalaciones del sistema de agua y aceite.

Una vez introducidos en el funcionamiento de las centrales de CCPs y escogiendo este tipo de proyecto como base para el desarrollo de la auténtica finalidad de nuestro trabajo, se procederá tanto al análisis sobre la situación legal actual como a sus especificaciones técnicas conforme a la puesta en marcha del proyecto, todo esto a nivel nacional y europeo.

Para terminar, también se va a estudiar el marco regulatorio de este tipo de explotaciones, buscando sus carencias, normativas de referencias seguir e intentar unificar criterios y habilitar la creación de una normativa técnica y legal para poder industrializar de una manera más concisa y reglamentada de cara al futuro, buscando facilitar el regulado y normalizado de este tipo de centrales a nivel mundial.

1.4.- ANTECEDENTES: LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Lo primero que hay que entender de las energías renovables es que estas de la necesidad de fomentar las fuentes de energías limpias por el bien de nuestro planeta, pero también por la propia necesidad tecnológica y evolutiva. Ante la evidente escasez de recursos fósiles entre los que se pueden destacar el petróleo, el carbon o el gas natural, y ante la tendencia de limitar la fracción de mercado de la energía nuclear (puesto que esta industria continúa produciendo residuos sin que aún se haya encontrado una solución satisfactoria para su gestión), las alternativas más viables para la gestión eficiente y sostenible del mercado energético mundial pasan por maximizar la utilización de las energías renovables y continuar con la investigación y desarrollo de las tecnologías de fusión nuclear.

Vista entonces la necesidad casi ineludible del desarrollar este tipo de energías, se hace imprescindible valorar cómo en muy pocos años se ha conseguido desarrollar y escalar a nivel industrial una serie de tecnologías que permiten el aprovechamiento de la energía que nos proporciona el sol, el viento, la tierra y el agua. No obstante, aquí se hace referencia al uso directo de esta energía dado que, en realidad, el petróleo también fue formado por el sol junto con la presión y temperatura generada dentro de la tierra a lo largo de millones de años, si bien el ritmo de explotación de los combustibles fósiles está siendo muchísimo más rápido que el de su reemplazo.

Por otro lado también cabe destacar, que las energías renovables, como su propio nombre indica, se pueden reutilizar durante un tiempo prácticamente indefinido. Por tanto, es conveniente llevar a cabo una pequeña introducción de estas fuentes de energía, ya se encuentran constantemente a nuestro

alrededor y se pueden llegar a aprovechar de diversas maneras y ser destinadas a multitud de aplicaciones.

Desde un punto de vista más clásico de la metafísica, se puede decir que la energía es indefinible, pues es algo intangible. Por tanto, para delimitarla de algún modo, el ser humano ha ideado concebirla como la medida de capacidad de un sistema para proporcionar trabajo por medios de movimiento, luz, calor, etc. Si se hace una recopilación de todas las posibles fuentes de energía disponibles en nuestro planeta, éstas se pueden clasificar según se muestra en la figura 1 [45].

Hoy en día, se puede decir que la física reconoce únicamente en dos de sus formas a la energía mecánica, , la *Cinética*¹ y la *energía Potencial*².

Es por todo esto que la energía, se va a encontrar gobernada por las leyes de la Termodinámica y sus dos principios más famosos que hacen fundamentales nuestra existencia física.

- i. La energía ni se crea ni se destruye, simplemente se transforma.
- ii. La energía se degrada progresivamente y se va convirtiendo en una energía menos utilizable.

Retomando la verdadera esencia de la función de las energías renovables, cabe hacer especial mención de la necesidad de disminuir la dependencia energética, ya que es uno de los mayores retos que se presenta en la actualidad para el mercado energético.

Además del aumento en el nivel de concienciación frente a la transición energética y al cambio climático, la gestión sostenible y duradera de la energía representa uno de los mayores retos de la sociedad actual. Tanto es así que un estudio de 2017 titulado *World Energy Outlook* de la *Agencia Internacional de la Energía* (AIE) pronostica un incremento de la demanda de energía para 2040 en un 30%.

Es por todo lo anteriormente expuesto que el futuro debe de pasar por una disminución del consumo de energía, optimizando sus recursos y mejorando la eficiencia energética, al mismo tiempo que se enriquecen y optimizan las interconexiones que permitan una distribución uniforme, segura y equitativa del suministro eléctrico en todas las partes del mundo. Pero esto se conseguirá solamente cuando los países basen sus modelos energéticos en:

¹ La energía Cinética es la energía que tiene una masa o cuerpo y que ha sido generado por el movimiento de la misma masa.

² La energía potencial es la atracción de la masa de la tierra sobre cualquier otra masa en su cercanía. Esto es que la energía potencial de un cuerpo es igual a su masa «m» por la altura «h» a la que está situada.



Figura 1.- Clasificación de las fuentes energéticas. [1]

- **El ahorro energético**, pues empieza a ser imprescindible reducir el consumo energético de nuestras vidas, evitando el derroche de la energía eléctrica tanto a nivel doméstico, como en el empresarial
- **Las energías renovables**, ya que resulta indispensable que las energías renovables cojan cada vez más protagonismo. Pues esta producción de energías renovables les permitiría a los países más dependientes reducir considerablemente esta dependencia energética.

Es en este sentido, España, un país sin apenas disponibilidad de recursos fósiles en su territorio, sí que posee un gran potencial para desarrollar ciertos tipos de tecnologías de energía renovable, pues gracias a su climatología y su geografía tiene un enorme potencial para desarrollar la energía eólica y especialmente la energía solar.

De este modo, si se visualiza cuales van a ser los retos del futuro, el desarrollo tecnológico, la innovación, las energías renovables, el fomento del ahorro energético y el compromiso de toda sociedad y el de todos los actores implicados como los gobiernos y el sector privado, va a resultar clave para garantizar una transición energética justa y eficaz y reducir así el consumo y la dependencia energética de entre países.

De entre todas ellas, el presente trabajo se enmarca dentro de la tecnología de la energía termosolar, tomando como ejemplo de aplicación un proyecto tipo de una central de CCPs, sobre la que se desarrollará concretamente un análisis y normalización de su sistema de producción eléctrica.

1.4.1.-LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA EN LA HISTORIA

Al contrario de lo que pasa con la energía solar fotovoltaica, cuesta descifrar cual es el momento exacto de la historia en el que el hombre empezó a utilizar a energía solar térmica. Una de las primeras pistas que se pueden encontrar en los libros de historia, se atribuye a la forma de encender la antorcha olímpica (fig. 2), cuya simbología se le atribuye al robo del fuego de los dioses por parte de Prometeo y su posterior entrega a la humanidad, hecho que hizo que se le atribuyera un simbolismo de adoración al fuego, por lo que existía la necesidad de que el este fuese puro.

Es por esta razón que los antiguos griegos idearon la «skaphia», un ancestro del espejo parabólico. El funcionamiento de este artefacto era sencillo, la energía del sol se concentraba del espejo alcanzando temperaturas muy elevadas y de esta manera cuando se le acercaba una antorcha esta prendía en segundos. Se puede decir por tanto, que los griegos como otras civilizaciones de la cultura

helenística allá por el siglo 300 a.C. ya utilizaban estos artefactos capaces de hacer un uso útil de la radiación solar.



Figura 2.- Reproducción moderna de una Skaphia griega. [2]

Otro gran invento adelantado a su tiempo que cabe destacar tuvo lugar muchas generaciones posteriores a los griegos antiguos, exactamente en el año 1866 cuando el ingeniero Augustin Mouchot ideó y diseñó el primer motor solar de vapor con un reflector parabólico (fig. 3). Este tipo de máquina de vapor se funcionaba íntegramente por energía solar, tipo de colector recubierto de láminas metálicas y cristales concentraba la radiación en un mismo punto haciendo que el calor que ahí se concentraba generaba activaba el motor de vapor.

Este motor solar de vapor que funcionaba gracias a la energía del sol tendía de fundamento el mismo que la central de CCPs que se está normalizando en este trabajo pues existía un colector forrado de espejos que concentraban la energía solar en un foco, donde el calor que aquí se obtenía ponía en funcionamiento este motor.

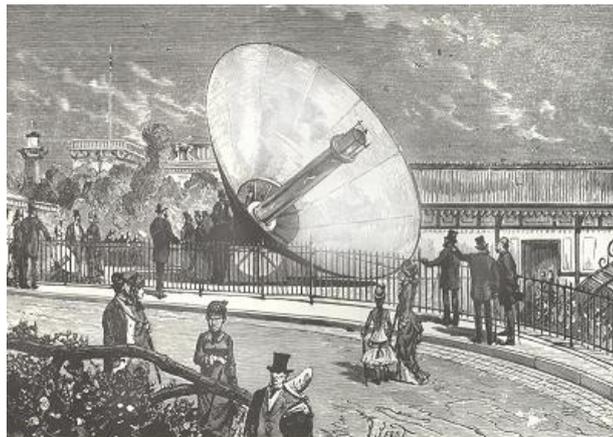


Figura 3.- Turbina de energía solar en la Expo de 1878 [3]

Se puede decir por esto que fue el ingeniero Mouchot el primer ingeniero que logró aprovechar la energía solar para convertirla en energía mecánica mediante esta máquina. Un adelantado a su tiempo, que como a tantos otros, la historia no le trató bien y sus inventos nunca obtuvieron el respaldo económico suficiente.

1.4.2.- LA ENERGÍA SOLAR TERMOELECTRICA EN LA ACTUALIDAD

Centrándose ahora en la actualidad y buscando el valor eléctrico-energético del sol para poder profundizar en este trabajo, se ha estudiado que el sol se puede estudiar como un cuerpo negro que alcanza una temperatura de 5777°K , siendo así una fuente térmica de un altísimo valor energético. Pero hay que recalcar que de estos 5777°K solo un tercio llega a la tierra. Siendo de 1.367 kW/m^2 la radiación solar incidente sobre la corteza terrestre. [4]

Es por esto que se ha precisado diseñar diferentes tecnologías para concentrar y producir electricidad por vía térmica. Donde caben que destaquemos algunos de los instrumentos más desarrollados para este cometido: [5]

- i. Concentrador Cilindro-Parabólico
- ii. Concentrador Cilindro-Cerrado
- iii. Reflectores Fresnel
- iv. Disco Stirling
- v. Torre Central

El presente trabajo se va a desarrollar concretamente en el análisis de la tecnología de concentración; una de las principales técnicas de generación de energía eléctrica de que disponen las energías renovables.

La conceptualización de esta tecnología de concentradores o también llamados colectores cilindro-parabólicos (en adelante denominados CCPs) tiene apenas medio siglo, y fue desarrollado casi a la vez en 1966 por Winston y Hinterbeger en EEUU, en la URSS por Baranov y Melnikov y en la Alemania Occidental por Ploke. En el año 1974 el estadounidense Winston desvelo las ventajas de este tipo de concentradores térmicos pues llegaban a alcanzar la concentración teórica mas alta posible. Pues el inconveniente de tener que estar moviendo los concentradores para modificar su orientación dependiendo de la orientación del sol se reduce usando una superficie cilíndrica, como su propio nombre indica. [2]

CAPITULO 2.- GENERACIÓN DE ENERGÍA EN CENTRALES SOLARES TERMOÉLECTRICAS DE CCPs.

Si bien es verdad que el concepto de *solar termoeléctrico* se puede aplicar con carácter general al aprovechamiento térmico de la energía solar, cuando va asociado de alguno de los términos como «planta» o «central» hace referencia a las instalaciones donde se convierte esta energía en energía eléctrica por medio, precisamente, de esa energía recogida en un fluido que se va calentando mediante los respectivos colectores dispuestos con una geometría específica en los campos solares de alta concentración.

La energía solar termoeléctrica, utiliza una serie de dispositivos como lentes y espejos para concentrar los rayos de sol (la radiación solar) en una superficie reducida. Gracias a esta concentración se permite obtener elevadas temperaturas y por lo tanto una alta eficiencia termodinámica. El calor que en este proceso se ha ido obteniendo se va transfiriendo a un fluido que llega a una turbina que a su vez está acoplada a un alternador que produce energía eléctrica. [6] Según un estudio independiente promovido por el Banco Mundial (Enermodal Engineering Ltd. (199) “Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. Final Report”, preparado por Enermodal Engineerin Ltd. En colaboración don Marbek Resource Consultants Ltd., May 5, 199), confirma que este tipo den tecnología es una de las formas más baratas de producir energía eléctrica.

2.1.- CENTRALES SOLARES TERMOELÉCRICAS DE CCPs.

Una central termoeléctrica de colectores cilindro parabólicos es una instalación con un sistema similar al de una central térmica normal, con la diferencia de que aquí se utiliza la energía del sol para producir electricidad. En cierta manera, y para facilitar la comprensión del funcionamiento de todo el proceso de nuestra central, podemos dividirla en tres fases claramente diferenciadas.

- i. Campo Solar
- ii. Almacenamiento
- iii. Ciclo de vapor
- iv. Bloque de Potencia

En la parte del campo solar, estas centrales utilizan los CCPs para amplificar la intensidad de la radiación del sol reflejada sobre una superficie, que se calienta alcanzando altas temperaturas para generar vapor

y que a su vez se usará para generar el movimiento de una turbina que está conectada a un alternador el cual va a generar electricidad. [7] [8]

Como ya se ha explicado, los CCPs son captadores solares cuya función es transformar esa radiación solar en energía térmica, calentando el denominado “fluido de intercambio térmico” o *HTF*³ hasta temperaturas cercanas a los 400°C. Hay que entender que hay ciertas limitaciones prácticas que vienen impuestas por el HTF y por la temperatura máxima que admiten los tubos absorbentes. Para las diferentes limitaciones:

- Se está empezando a emplear fluidos de trabajo «HTF», como las sales fundidas, que son capaces de alcanzar temperaturas mas elevadas.
- La tecnología avanza cada año con diseños que cada vez tienen más margen de tolerancia.

Por consiguiente, la generación eléctrica de estos sistemas consiste en utilizar un HTF, que tras absorber la energía solar en estos colectores, transfiere esa energía térmica hasta el sistema de generación de vapor, donde por medio de un intercambiador de calor, va a ceder su calor al agua, generando el vapor requerido para llevar cabo la extracción de trabajo mecánico que genera el ciclo termodinámico de *Rankine*⁴ (Ciclo de Vapor), el cual es aprovechado para accionar el correspondiente generador eléctrico.

No obstante, en este estudio se aborda el caso concreto de una central con almacenamiento de energía, en la cual el fluido térmico pasa por un sistema en el que se encuentran unos tanques donde dentro hay sales fundidas capaces de mantener el calor adquirido por el HTF, para que éste pueda ser utilizado en el ciclo de vapor la central durante las horas de baja radiación solar. Cabe destacar que el sistema de potencia lo vamos a estructurar en dos conceptos, el ciclo de vapor y el sistema eléctrico. En los siguientes apartados se entrará más en detalle tanto en la parte del campo solar como en los sistemas de almacenamiento, el ciclo termodinámico y el bloque de potencia de la central solar termoeléctrica objeto de análisis (fig. 4). [5]

³ HTF «*Heat Transfer Fluid*» es el comentado fluido de trabajo.

⁴ El ciclo Rankine es un ciclo que trabaja con el vapor generado de calentar el agua con una caldera y elevar la presión para poder llevar dicho vapor a una turbina que produce energía cinética a costa de perder esta presión. El vapor continúa hasta ser condensado para poder volver a llevarlo a la caldera.

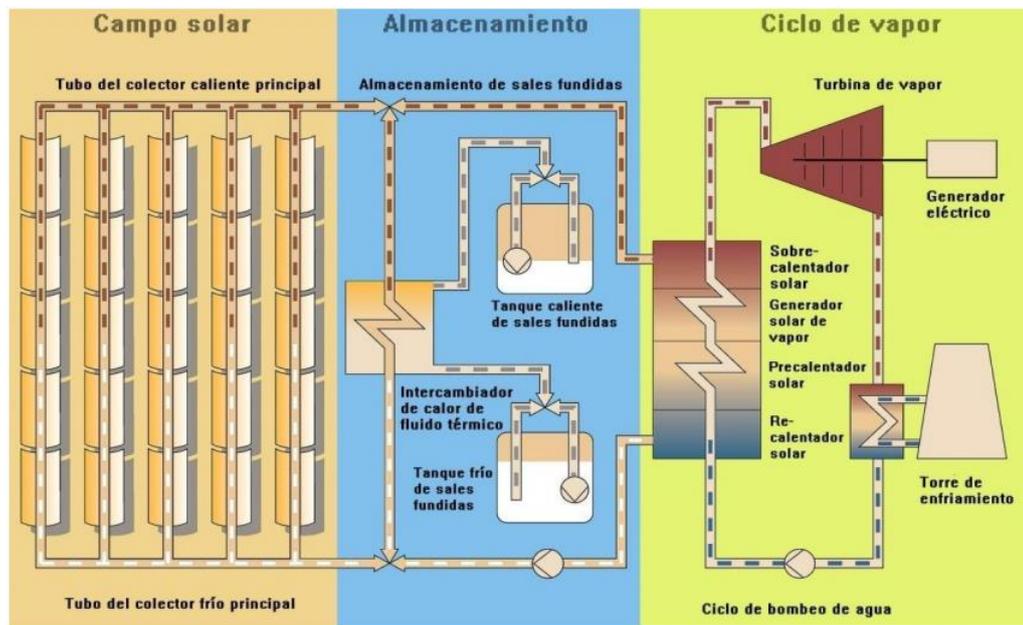


Figura 4.- Ciclo de una central de CCPs [8]

2.2.-SISTEMA DE CONCENTRACIÓN DE ENERGÍA (CAMPO SOLAR)

Para empezar a explicar la parte del campo solar, se va a empezar hablando de la tecnología de los concentradores cilíndricos parabólicos cuya misión es recoger la energía del sol que llega de forma directa y se concentra en el colector, más concretamente en un punto llamado foco en donde esa energía solar se transforma en energía térmica (fig.5). El captador/colector refleja esta energía solar en forma de radiación sobre un tubo absorbente que está a una distancia focal del espejo. Sus principales componentes son: [9]

- Cimentación
- Estructura
- Reflector cilindro parabólico
- Tubo absorbente
- Transmisión
- Sistema de seguimiento solar
- Conexiones entre colectores
- Fluido de transferencia de calor



Figura 5.- Sistema termosolar de CCPs de la planta termosolar de Almería

2.2.1.- BASAMENTO Y CIMENTACIÓN

Fija los colectores y los clava al suelo donde se distribuyen las cargas de estos colectores de tal manera que no se produzcan cargas zonales. Suele ser de hormigón standard. [9]

2.2.2.- ESTRUCTURA

Su trabajo es la de aportar rigidez al conjunto de elementos por los que está formado cada colector (fig. 6). Generalmente son metálicas, pero también podemos encontrar estructuras de fibra de vidrio e incluso de fibra de carbono. [9]



Figura 6.- Estructura espacial de cerchas en V, colector LS-3 de Solel [10]

Hay que entender la importancia tanto de la estructura como de la cimentación puesto la luz solar ha de incidir en una línea de unos 7 cm de diámetro y si no incide en esa línea, el rendimiento del espejo baja considerablemente.

Cualquier variación en un suelo arcilloso, por ejemplo, hace que la cimentación varíe y por consiguiente también la estructura. Si a esto se le suma que un campo solar puede llegar a superar las 200 Ha, la bajada total del rendimiento puede marcar la diferencia entre que la planta pase de ser de extremadamente productiva a un fracaso. [10]

2.2.3.- REFLECTOR CILINDRICO PARABÓLICO

Dentro del colector es la parte que concentra la energía, su misión es la de reflejar la energía solar en forma de radiación que llega a el, y así proyectarla sobre el tubo absorbedor. (fig. 7).



Figura 7.- Reflector cilíndrico parabólico.

Los reflectores utilizados son espejos, siendo los materiales reflectantes más utilizados la Plata y el Aluminio, y los medios de soporte para la película reflectante de chapa metálica, plástico o cristal.

En cuanto al mantenimiento de los campos de CCPs, entre las técnicas más usadas para la limpieza de los colectores cabe destacar el sistema de agua a presión y el de rodillos (fig. 8). Es sabido que los espejos se ensucian con el polvo ambiental, provocando drásticas disminuciones en su rendimiento de

concentración del calor, por lo que hay que limpiarlos muy a menudo para evitar que pierdan su capacidad reflectora y eficiencia. [9]

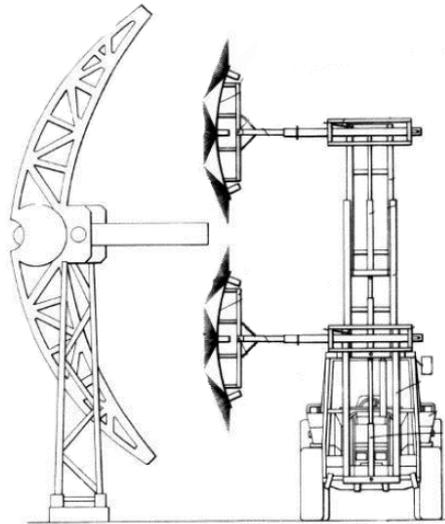


Figura 8.- Vehículo con equipo de limpieza por rodillos. [11]

2.2.4.- TRANSMISIÓN

La transmisión es un mecanismo para que el colector pueda moverse conforme lo hace el sol. Este equipo puede ser:

- **Eléctrico**, un motor acoplado a una reductora cuyo eje de salida va unido al eje de rotación del CCP. No hay muchos en el mercado de la potencia necesaria.
- **Hidráulico**, que es el sistema más habitual (fig. 9).



Figura 9.- Unidad hidráulica de seguimiento solar. [12]

Para simplificar la construcción, un solo mecanismo debería ser capaz de mover varios módulos unidos en serie, pudiendo así, trabajar con ellos como si de un mismo elemento se tratase. Cada unidad de accionamiento «transmisión» va situada en el centro de cada seis elementos o placas.

También es preciso destacar que al igual que la transmisión permite el máximo aprovechamiento de la energía solar, también tiene la función contratararía, que es desenfocar el espejo cuando la energía captada es excesiva. O la de colocar los espejos en posición de limpieza o de mantenimiento. [9]

2.1.5.- SISTEMA DE SEGUIMIENTO

El sistema de orientación y seguimiento está encargado de ajustar la posición del colector de tal manera que el rendimiento sea máximo. Son fotocélulas separadas por una banda de sombra, que en caso de desenfoco produce una tensión que hace que el motor gire o los pistones se muevan en la dirección deseada (fig. 10).

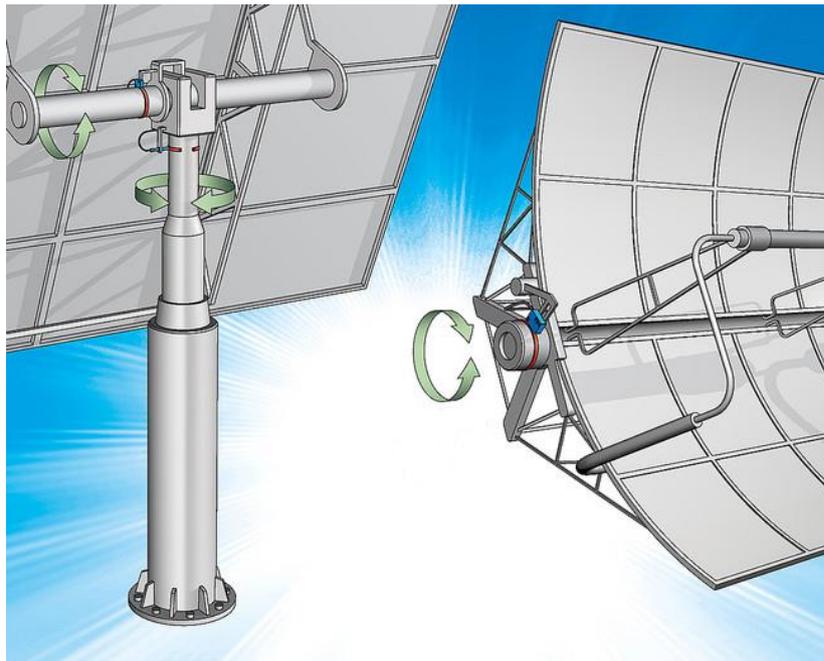


Figura 10.- Técnicas de movimiento para sistemas de seguimiento del sol. [13]

En las centrales térmicas solares se emplean sensores para un registro preciso del ángulo y la posición. La regulación posterior recibe así la comunicación necesaria, es decir, el adaptar el valor real al correspondiente valor nominal. En el regulador se encuentran almacenados los ángulos necesarios (=valor nominal) en función de la hora del día y, en consecuencia, de la posición del sol. Los colectores pueden adoptar cualquier posición y seguir de este modo idealmente el movimiento del sol para recoger el máximo de la radiación solar. [13]

2.1.6.- TUBO ABSORBENTE

El receptor, o tubo absorbente, es el encargado de convertir la luz solar concentrada en energía térmica en el fluido calo-portador (fig. 11).

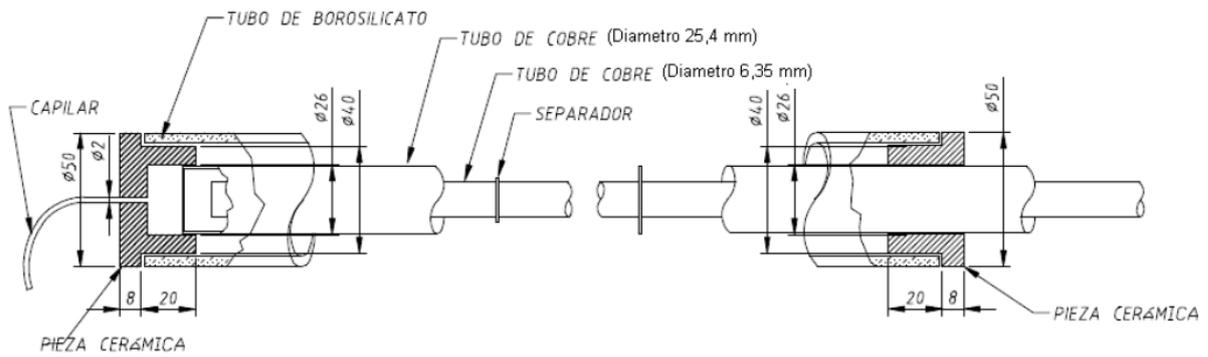


Figura 11.- Esquema del tubo absorbente [14]

Convierte la luz solar concentrada en energía térmica en el fluido calo-portador. Está sujeto por los brazos del soporte en el foco del perfil parabólico descrito por los CCPs. Se puede decir que es la parte más importante, ya que de éste depende el rendimiento global del colector. [9]

Las características principales que se exigen a los tubos absorbentes (fig. 11-12) son las siguientes:

- Estrictos coeficientes de absorptividad y emisividad, dados por el recubrimiento selectivo
- Recubrimiento selectivo estable a alta temperatura.
- Uniones vidrio metal mediante soldadura.
- Cubiertas que protejan las soldaduras de los rayos concentrados en todo momento.



FI

Figura 12.- Tubo receptor SCHOTT PTR 70 de la marca Siemens. [14]

Un colector CCP puede tener diversos diseños del tubo absorbente, siendo la más usada la que mostramos en la imagen d) en la figura 13.

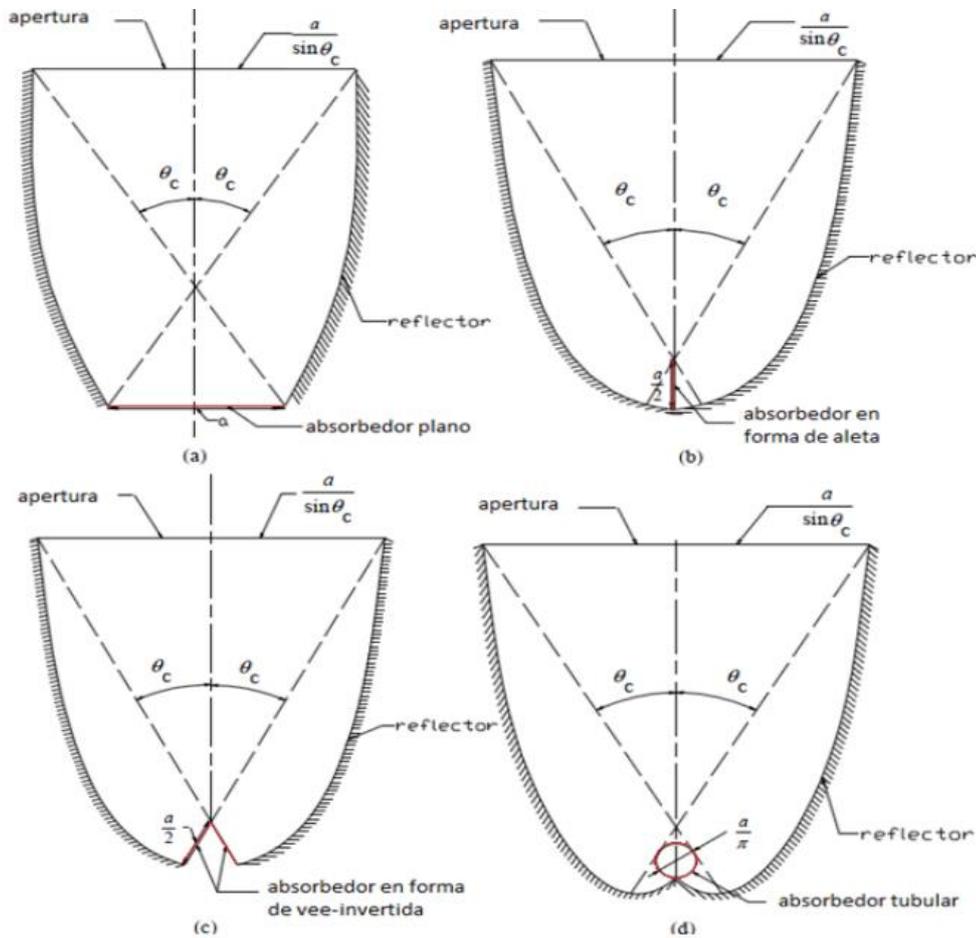


Figura 13.- (a) CPC con absorbedor plano, (b) CPC con absorbedor en forma de aleta, (c) CPC con absorbedor en forma de "vee-invertida", (d) CPC con absorbedor tubular. [7]

2.1.7.- FLUIDOS TÉRMICOS PARA CCPs

Dichos colectores deben de trabajar en un rango que esté entre 150° - 400° . Se dice que el rango de temperaturas es idóneo porque a temperaturas superiores el rendimiento de los colectores disminuye significativamente. Como es obvio, el tipo de fluido que se vaya a utilizar en esta instalación dependerá de la temperatura que se quiera alcanzar.

Para temperaturas ($< 175^{\circ}\text{C}$) se usa agua desmineralizada. Pues su presión de trabajo no será excesiva. Si por el contrario se quieren temperaturas que estén entre ($175^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$) y bajas presiones se utilizaran aceites sintéticos. Una de las más utilizadas es el sodio/nitrato potásico, que es una mezcla de sales inorgánicas que llegan a alcanzar temperaturas de 450°C . Como ya se ha comentado, el aceite se

utiliza si se quiere alta temperatura pero bajas presiones. No obstante se puede utilizar el agua también como fluido para alcanzar dichas temperaturas, pero con el inconveniente de que para que esto suceda y evitar que se evapore el agua es necesario conservarla a una presión por encima de la de *saturación*⁵ correspondiente a la temperatura que pueda alcanzar el agua en el captador solar. Se habla de una presión en torno 10 MPa para una temperatura de 315 °C en comparación con los aceites sintéticos que necesitan alrededor de 1 MPa para esa misma temperatura. [15]

Todo esto no estriba en otra cosa que en economizar los costos de la instalación, puesto que trabajar con menores presiones posibilita el uso de materiales más baratos y facilita el mantenimiento de las instalaciones.

2.3.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA

Para poder hablar del almacenamiento de energía con sales fundidas, hay que entender primero el almacenamiento térmico. Este almacenamiento térmico no es otra cosa que la acumulación de energía calorífica para poder operar con la central en caso de baja o nula incidencia de la radiación solar. Este sistema puede llegar a hacer funcionar una central a una potencia nominal de trabajo en un intervalo que oscila de las 4 a las 15 horas.

Cabe destacar que el almacenamiento de energía solar térmica tiene por consiguiente algunos objetivos:

- i. Aumentar la producción anual neta.
- ii. Estabilizar la producción eléctrica.
- iii. Adecuar la planta a la demanda de la red.
- iv. Mejorar la operatividad de dicha planta.

A resumidas cuentas, el uso de un SAT «Sistema de Almacenamiento Térmico» facilita que la planta pueda estar generando electricidad 24 horas al día 365 días al año. A diferencia de las plantas que carecen de este sistema que necesitan estar arrancando la central periódicamente, esto reduce la fiabilidad de los equipos, pues casi todas las anomalías de las turbinas, se producen en los tiempos parada. [16] A continuación se va a presentar los tres tipos de sistema de almacenamiento térmico para HFTs.

⁵ Presión de saturación es la presión a la cual una determinada temperatura una sustancia pura cambia de fase.

2.3.1.- ALMACENAMIENTO DE CALOR MEDIANTE CAMBIOS DE TEMPERATURA. «ALMACENAMIENTO DE SALES FUNDIDAS»

El almacenamiento en tanques de sales fundidas que almacena el calor que viene del fluido térmico, HTF, en diferentes tanques de almacenamiento. Se puede utilizar el mismo aceite u otro fluido como las sales fundidas en las que se hará especial hincapié.

Puesto que las sales deben estar fundidas constantemente, y están pueden llegar a solidificarse si se encuentran por debajo de los 220-250°C. Es por esto que debe de existir un traceado eléctrico para mantener la temperatura superior a estos valores. Por ello se ha diseñado un sistema de traceado compuesto por 8 resistencias de 15kW cada una en la zona central y en el suelo de los tanques de almacenamiento.

Para realizar el trasvase entre tanques existen 4 bombas verticales en el tanque frío (3 en operación y una de reserva) y 3 bombas en el tanque caliente. Su funcionamiento es sencillo (fig 14 – 16):

- Cuando empieza el día el sistema de la planta funcionará de manera habitual, pues no hay excedente de energía.

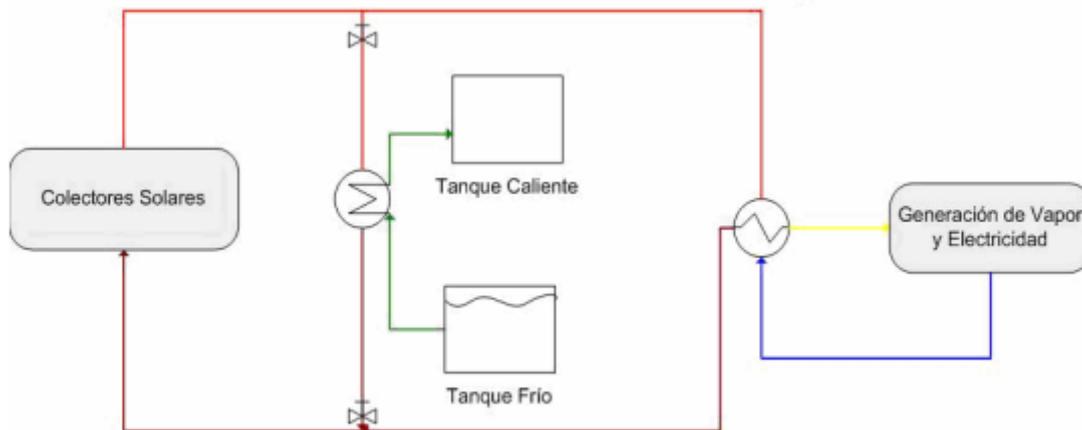


Figura 14.- Sistema de almacenamiento al comienzo del ciclo. [17]

- Cuando se esté en las horas de mayor radiación solar, se empezara a producir un almacenamiento constante de energía, pues el fluido trabsporta el suficiente calor como para generar electricidad en la planta y para transferir ese calor al tanque frio en el que se encuentran las sales de este sistema de almacenamiento de energía. Autamáticamente el tanque caliente se irá llenando.

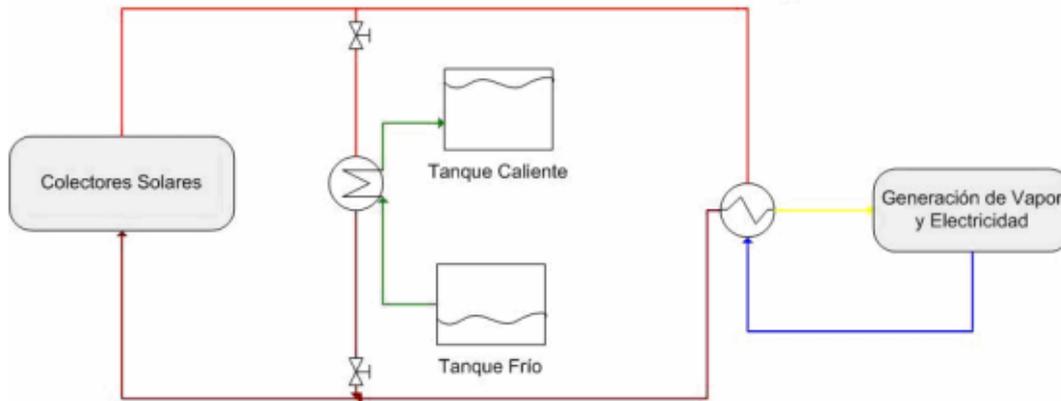


Figura 15.- Sistema de almacenamiento a mitad del ciclo. [17]

- Cuando se esté en horas de nula radiación solar, se utilizará ese calor almacenado en los tanques de sales fundidas para transmitir esa energía calorífica al fluido de trabajo. Por este motivo se va a invertir el intercambio de flujos, y de esta manera las sales del tanque caliente pasarán al tanque frío a la vez que se calienta el fluido de trabajo.

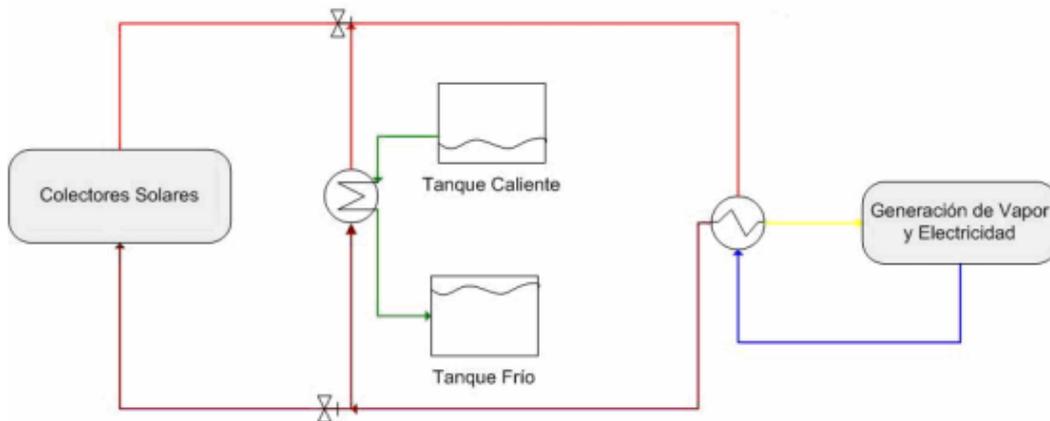


Figura 16.- Sistema de almacenamiento al final del ciclo. [17]

2.3.2.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE REACCIONES QUÍMICAS.

Un claro caso de almacenamiento generado por una reacción química es la electrolisis del agua. En la electrolisis se produce una disociación de las moléculas del agua.



Esta reacción es capaz de aportar una eficiencia de alrededor de un 80%, el hidrógeno producido se hace reaccionar con el oxígeno. Esta alcanza una eficiencia máxima del 83% (fig. 17).

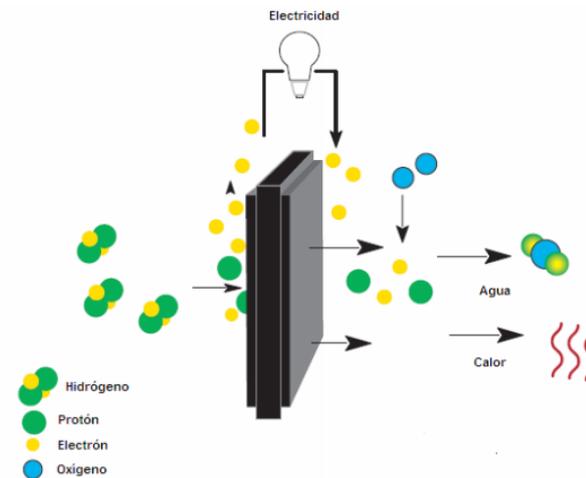


Figura 17.- Celda de hidrógeno. [17]

Habría que destacar el funcionamiento del *Intercambiador* de calor aceite/sal que puede trabajar de manera reversible como ya hemos comentado. Esto es que puede transferir calor del fluido de trabajo a las sales fundidas y al revés, según las necesidades de trabajo. [17]

2.4.- CICLO DE VAPOR

Para la generación de electricidad, se mueve todo ese vapor producido en el intercambiador aceite-agua, por las diferentes turbinas operando en un ciclo Rankine (fig. 18). La potencia térmica de nuestro ciclo está directamente ligada a la temperatura más alta que puede conseguir elevarse el vapor de agua. Ya se sabe que la temperatura del aceite no puede sobrepasar los 400°C, por lo que se podrá estimar que su temperatura máxima no sobrepasara los 380°C. Esto es debido a que esta baja temperatura del vapor debe hacer un recalentamiento para que una vez que se ha expandido el vapor y este se encuentre en fase saturada se le pueda devolver su fase gaseosa y así poder seguir expandiéndolo. El ciclo de potencia, por tanto, se produce de la siguiente manera:

- Un caudal bombea el agua hacia el generador.
- Una vez en el generador de vapor el agua pasa a estado gaseoso debido al intercambiador aceite/agua.
- Este gas atraviesa las turbinas de alta presión donde se expande y genera energía.

- Una vez el agua entra en su fase saturada⁶, la volvemos a calentar mediante otro intercambiador de calor de forma que se vuelve a formar vapor.
- El nuevo vapor pasara esta vez por nuevas turbinas de baja presión y así seguir generando energía.
- El caudal que no es extraído en el cuerpo de las turbinas , mediante un condensador, nos devovlera dicho vapor a su estado liquido.
- Juntamos los dos caudales con el fin de llevarlos de nuevo al generador de vapor.

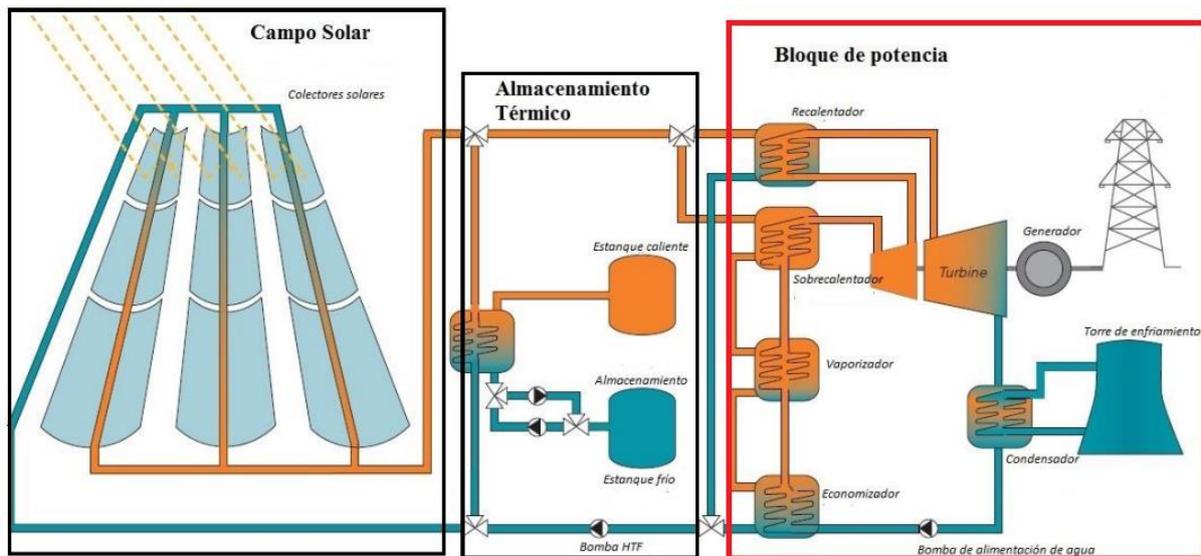


Figura 18.- Layout simplificado de la planta de CCPs [5]

2.4.1.- GENERADOR DE VAPOR O TREN DE VAPOR

El generador de vapor no es otra cosa que la composición de varios intercambiadores de calor aceite-agua. Dicho aceite o fluido de trabajo que viene del campop de colectores, cede ese calor al agua que llega al generador de vapor y pasa por tres partes.

- Primero atravesará el precalentador, donde alcanza la temperatura de evaporación.
- Seguidamente pasará por el evaporador, donde pasará a un estado gaseoso.
- Finalmente, se alcanzara la temperatura desdea en el sobrecalentador.

Al recalentador, por contrario, no va a llegar el caudal al 100%, pues parte de este caudal lo sacamos de la parte intermedia de la turbina para precalentar el agua.

Los tres cuerpos principales del generador de vapor y en la dirección de trabajo del flujo son: [18]

⁶ Fase saturada: Mezcla liquido/gas.

2.4.1.1.- PRECALENTADOR «ECONOMIZADOR»

Eleva la temperatura del agua hasta casi la temperatura de ebullición (fig. 19).

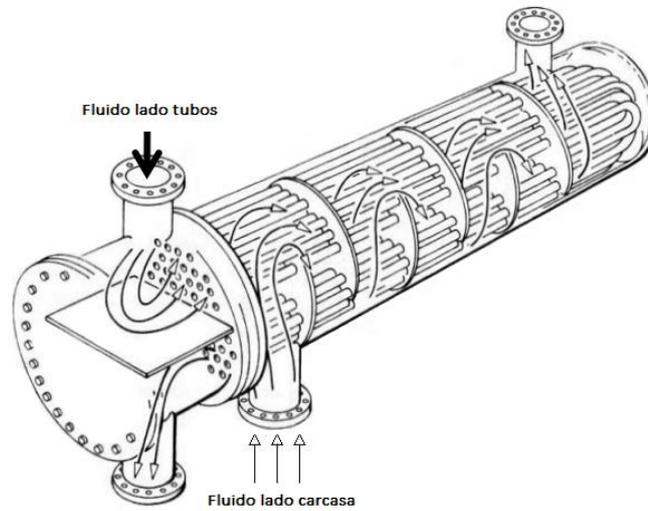


Figura 19.- Intercambiador tipo tubo carcasa. [19]

2.4.1.2.- EVAPORADOR

El evaporador o generador de vapor (fig. 20) eleva la temperatura del agua de entrada hasta la temperatura de saturación⁵ y producir vapor saturado.

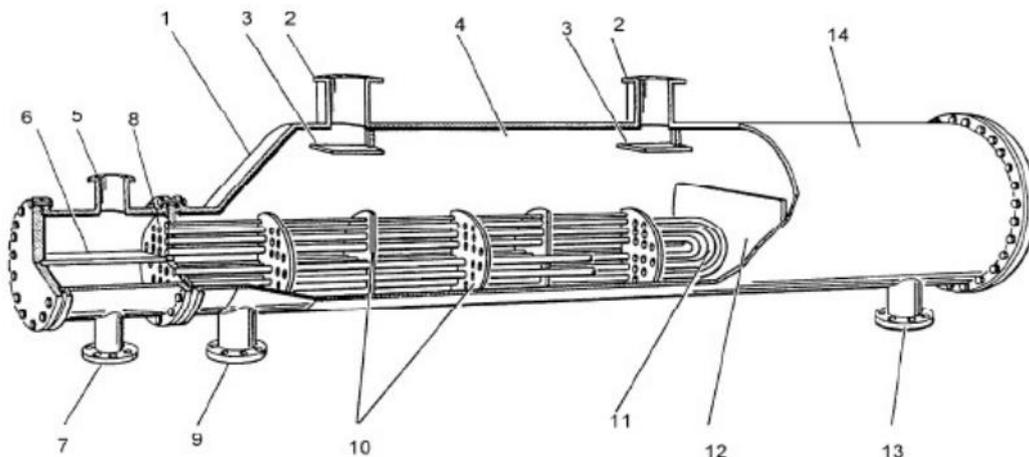


Figura 20.- Evaporador tipo Kettle. [19]

- | | |
|-------------------------------------|--------------------------------------|
| 1- Carcasa | 5- Conducción de entrada a la cabeza |
| 2- Conducción de salida de carcasa | 6- Partición de la cabeza |
| 3- Chapa antiarrastre | 7- Conducción de salida de la cabeza |
| 4- Espacio de separación de vapores | 8- Haz de tubos |

9- Conducción interna de la carcasa

10- Platos de soporte de tubos

11- Tubos en «U» de retorno

12- Tabique transversal

13- Conducción externa de la carcasa

14- Sección de almacenamiento

2.4.1.3.- SOBRECALENTADOR

Este tipo de intercambiador de calor es el lugar en el que el vapor se calienta hasta la temperatura que necesita el ciclo de potencia, y siempre superior a la de saturación.

2.4.1.4- RECALENTADOR

Aporta energía adicional al vapor a la salida de la turbina de alta presión para turbinarlo en la de baja presión.

2.4.2.- TURBINA DE VAPOR

Una turbina es un dispositivo mecánico que modifica la energía del vapor presurizado en trabajo mecánico (fig. 21). Las turbinas de vapor se utilizan en procesos industriales donde el vapor está disponible para su uso en la cogeneración de energía.

La transformación de la energía total en la turbina de vapor, es decir, esa modificación de la energía del vapor en energía eléctrica se produce en tres etapas:

- 1.- Transformación de la energía térmica del vapor en energía cinética;
- 2.- Transformación de energía cinética en energía mecánica;
- 3.- Transformación de energía mecánica en energía eléctrica mediante la activación de un generador eléctrico;

Es común que una planta termoeléctrica tenga una turbina de baja potencia (LP), una potencia intermedia (IP) y una de alta potencia (HP), todas en el mismo eje. Esto es debido a que según el teorema de Carnot, una máquina térmica es más eficiente cuanto mayor es la diferencia de temperatura entre la entrada y la salida de la máquina.

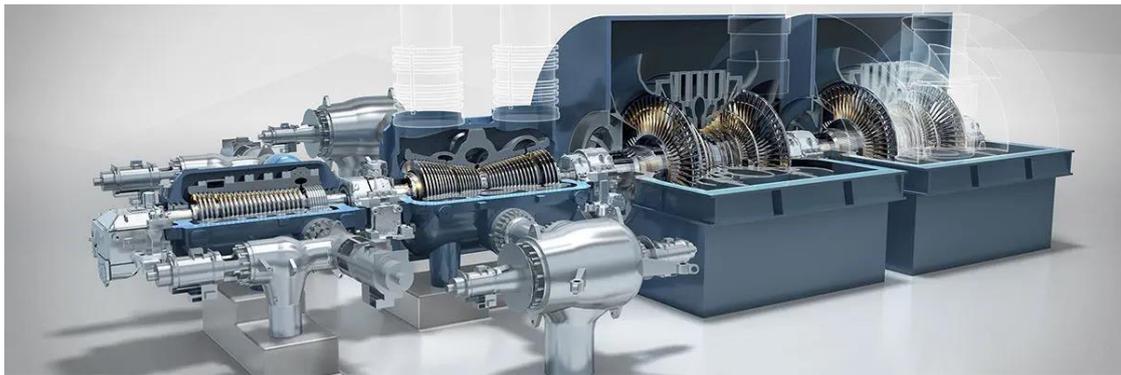


Figura 21.- Turbinas LP,IP y HP en serie.

2.4.3.- GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR

Aunque el uso del agua de una forma directa en este proceso nos obliga a trabajar con elevadas presiones se contempla como una alternativa eficaz e interesante pues nos facilita el aumento de la eficiencia global del campo solar y reducir considerablemente las pérdidas térmicas de dicho campo. Esta tecnología se denomina Generación Directa de Vapor (GDV).

El sistema propuesto por la generación directa de vapor es muy similar al sistema convencional, con la pequeña disimilitud de que en este caso el vapor se genera en el receptor, cuya ubicación como ya se sabe, está en el foco de los colectores.

Con este sistema se consigue prescindir del uso de un aceite y de un intercambiador de calor a la hora de generar el vapor. Aunque por otra parte, también generaría alguna dificultad, ya que en los momentos del día en los que se pudiera calentar la parte superior del tubo receptor produciría una *estratificación del flujo*⁷, lo que sobrecalentaría el tubo receptor y generaría una torsión en los conductos

⁷ Un fluido estratificado puede definirse como el fluido con variaciones de densidad en la dirección vertical. Por ejemplo, aire y agua; Ambos son fluidos y, si los consideramos juntos, pueden verse como un sistema de fluidos estratificado.

originado por la diferencia entre las temperaturas. En la siguiente figura (fig. 22) se muestra el esquema representativo del GDV.

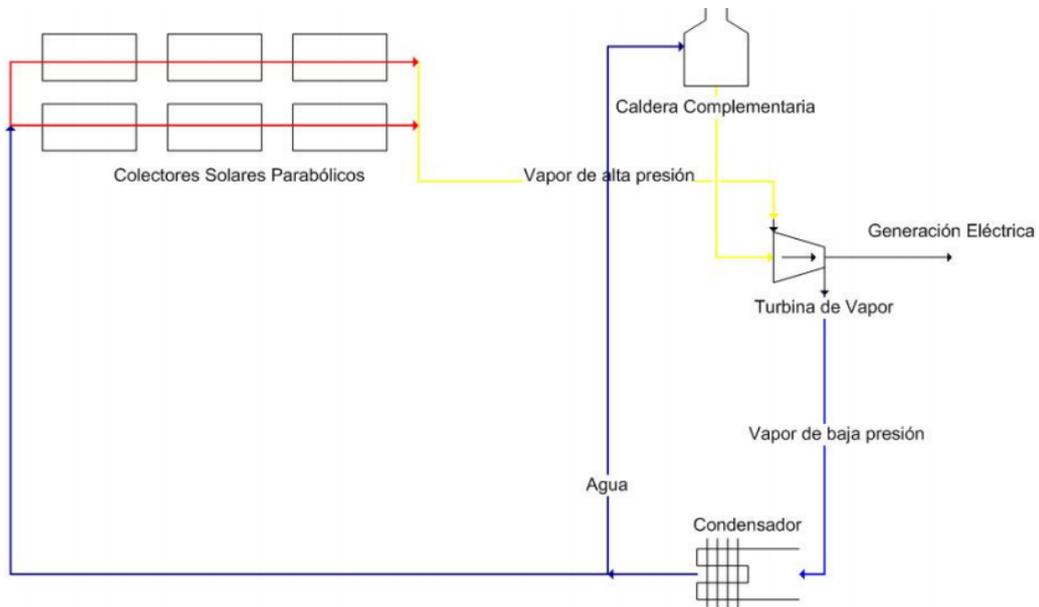


Figura 22.- Esquema de potencia de una GDV. [18]

El Ciclo Rankine Orgánico (ORC) es uno de los sistemas de conversión que se puede utilizar en lugar del ciclo Rankine tradicional. En este ciclo se trabaja con fluidos orgánicos y se pueden calentar hasta la temperatura de ebullición, donde el vapor que se expande se utiliza para generar un movimiento en la turbina. En este sistema el fluido no se sobrecalienta, al contrario de lo que ocurre con el ciclo Rankine tradicional.

2.5.- SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

El objetivo fundamental de un sistema eléctrico de potencia (fig. 21 y 22) es el de satisfacer una demanda de energía eléctrica. Para ellos se necesitan realizar una serie de funciones: [20]

FUNCIONES BÁSICAS: Se limitan a conseguir que se realice el suministro

- Generación
- Transporte Interconexión
- Transformación
- Distribución

FUNCIONES SECUNDARIAS: Su misión es la de garantizar el servicio, fiabilidad, economía, etc.

- Planificación
- Control
- Protección

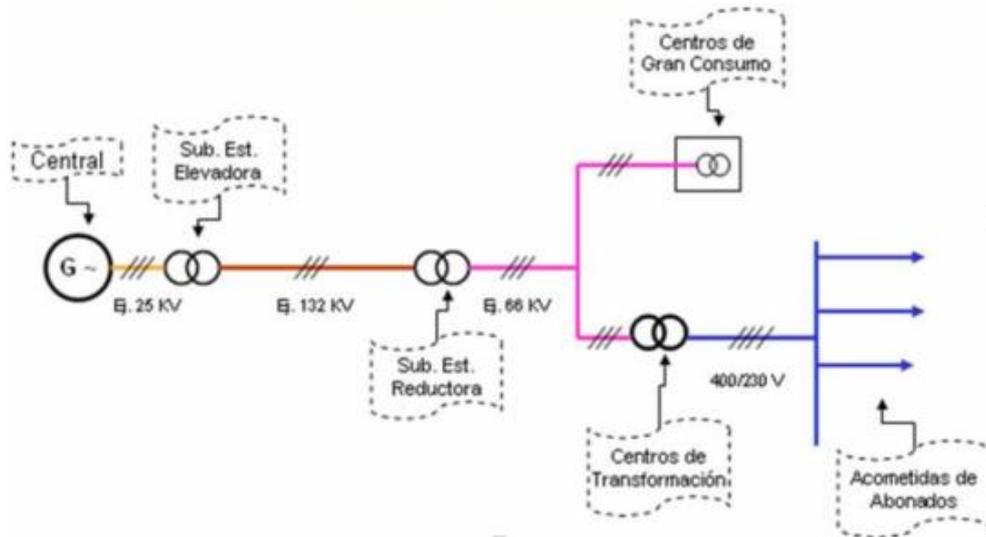


Figura 23.- Esquema unifilar de un sistema eléctrico de potencia. [20]

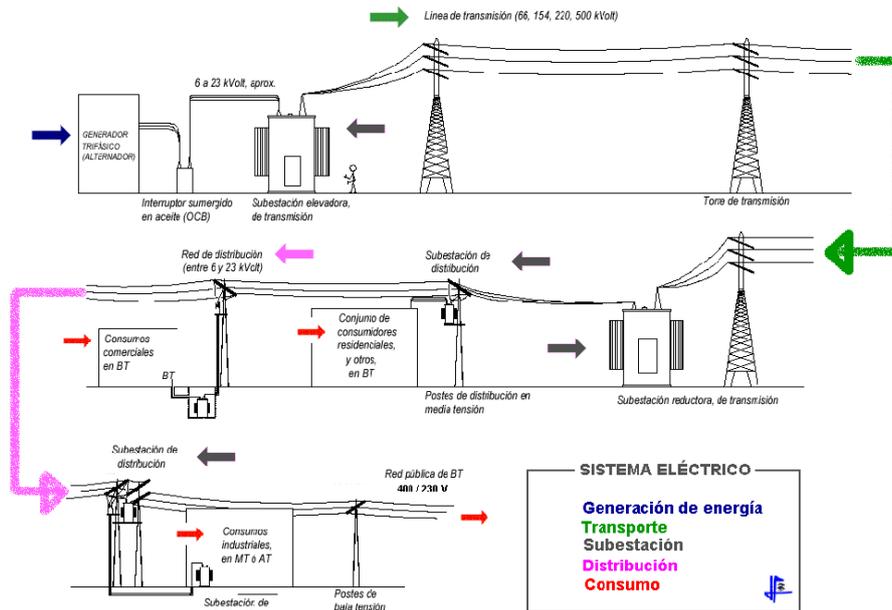


Figura 24.- Esquema representativo de un sistema eléctrico de potencia. [20]

2.5.1.- GENERADOR SÍNCRONO

El alternador o generador síncrono es la pieza clave en una planta eléctrica, es capaz de generar corriente alterna a una frecuencia fija. Un alternador produce electricidad mediante inducción

electromagnética (fig. 23). Para generar electricidad en una espira se hace rotar la espira respecto a un campo magnético estacionario, o se hace rotar a un campo magnético respecto a una espira estacionaria. Este segundo método resulta a día de hoy más sencillo de llevar a cabo y es el que se usa en un alternador.



Figura 25- Generador de turbina de vapor para centrales eléctricas. [20]

Como se sabe la inducción electromagnética está directamente relacionada con el número de espiras que tiene el alternador, es por esto que se usan múltiples espiras en el arrolamiento. Las partes principales de un alternador son el estator y el rotor. El rotor gira en torno al estator, este es un electroimán que cuando gira produce un flujo variable, y el estator que contiene el devanado hace que el flujo magnético atraviese un conducto generando así una fuerza electromotriz inducida en el conductor.

Dicho generador por tanto, será de tipo síncrono trifásico de dos polos, 50MW de potencia nominal y 50 HZ construido según norma DIN VDE 0530, con factor de potencia de 0,9 con tensión de generación en bornes de 11+/- 10% Kv y refrigerado por intercambiadores aire-agua.

2.5.2.- SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA

La subestación eléctrica es la encargada de realizar la transformación de las tensiones, frecuencia o número de fases. Las subestaciones se encuentran en la periferia de la zona de consumo o en las inmediaciones de las centrales generadoras. Cabe destacar dos tipos principales:

- **Subestación de transformación:** Subestaciones que elevan o reducen la tensión.
- **Subestación de maniobra:** Se encargan de conectar dos o más circuitos, no se transforma la electricidad.

Este trabajo se va a centrar en las subestaciones del primer tipo, más concretamente en las subestaciones transformadoras elevadoras. Estas elevan la tensión generada por nuestra planta, que se genera en media tensión, y la convierten a alta o muy alta tensión.

- Media Tensión (De 1 Kv hasta 30 kV)
- Alta Tensión (De 45 Kv hasta 132 kV)
- Muy Alta Tensión (De 132 Kv hasta 400 kV)

Estas subestaciones se emplazan cerca de las centrales generadoras (fig. 24). Donde la tensión primaria de los trafos suele comprender entre 11 y 36 kV. Y la tensión secundaria de los tafos estará condicionada por la tensión de la línea de transporte a la que nos vayamos a enganchar. [21]

Por el contrario y para que sirva de información general, las subestaciones reductoras, hacia las cuales no llega el desarrollo de este proyecto, disminuyen la tensión de alta o muy alta tensión a media tensión para su posterior distribución eléctrica.

La tensión primaria de los transformadores depende de la tensión de la línea de transporte, mientras que la tensión secundaria de los transformadores está condicionada por la tensión de las líneas de distribución.



Figura 26.- Subestación elevadora del parque solar de Cafayate. [22]

De todo lo anteriormente expuesto caben destacar algunos elementos de la subestación que son de suma importancia:

- **Transformador de intensidad.**- Transformador que proporciona una corriente menor que la que encontramos en la línea de alimentación.
- **Transformador de tensión.**- Transforma y eleva o disminuye la tensión que nos
- **Seccionador.**- Elemento que separa o secciona de manera mecánica el circuito eléctrico.
- **Interruptor seccionador.**- Seccionador que protege la instalación de los defectos de la red.
- proporciona la línea de alimentación
- **Pararrayos.**- Protección de la instalación frente a descargas atmosféricas

2.5.3.- TRANSPORTE INTERCONEXIÓN

El transporte interconexión de la red eléctrica se ha intensificado en los últimos años y facilita una interacción de sistemas a gran escala, lo que permite optimizar recursos energéticos. A resumidas

cuentas, son convenio regulador por los estados de una comunidad de países que a su vez están supervisados por entidades que gestionan el sistema de transporte eléctrico de los países implicados, como Red Eléctrica Española en nuestro caso.

Las EERR se pueden acoger a este tipo de conexiones internacionales para comepensar la inestabilidad de su generación pero a su vez para asegurar y mantener un suministro equilibrado en una red eléctrica estatal.

Es por todo esto que conforme aumentan los puntos de interconexión con otros países se puede mejorar y aumentar la capacidad de producción de las EERR en el sistema eléctrico de transporte de un país. Pues como ya se sabe, la electricidad obtenida de las renovables depende de las variaciones climatológicas y con estos sistemas de interconexión el excedente de producción puede enviarse a otros países colindantes y viceversa.

Pero, como ya se ha comentado, el alcance de este proyecto llega justo hasta el punto de interconexión de la red, el cual está definido según el RLAT como:

*ACCIÓN DE ENCLAVAMIENTO ELÉCTRICO EN LOS PARAMENTOS DE FRECUENCIA Y SECUENCIA DE FASE
CON LA RED CONVENCIONAL, INTERCAMBIANDO Y ENTREGANDO ENERGÍA ELÉCTRICA A LA RED. [23]*

CAPITULO 3.- NORMALIZACIÓN DEL BLOQUE DE POTENCIA ELÉCTRICA Y DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA A LA RED ELÉCTRICA DE UNA CENTRAL DE CCPs LOCAL

En este capítulo se va a tratar de sumergir al lector en el mundo de la normalización industrial. Pero para entender este capítulo es imprescindible entender que es la normalización y que función tiene en nuestras vidas.

Con la revolución industrial se plantearon necesidades de normalización, es decir, una estandarización en la manera de producir. Surge así la fabricación en serie y los diferentes organismos que rigen esta: ISO, AENOR (en España). Es por esto por lo que a través de estos organismos se elabora una norma UNE (Una Norma Española).

Esto creo una serie de defectos y virtudes que a día de hoy sigue dando que hablar.

- **Defectos:**
 - Estancamiento
 - Desconfianza
- **Virtudes:**
 - Calidad
 - Precisión
 - Confianza
 - Permutabilidad

Hay ciertas definiciones que se deben tener claras antes de continuar:

- **Normalización:** Actividad colectiva que proporciona soluciones para la repetitividad en la producción, regula y da un orden.
- **Norma:** Especificación aprobada por una entidad o institución reconocida.
- **Reglamento técnico:** Documento que estable características, procesos y métodos de producción y con inclusión de las disposiciones administrativas aplicables.
- **Ley:** Regla o norma establecida por una autoridad superior para regular, de acuerdo con la justicia, algún aspecto de las relaciones sociales
- **Real decreto:** Norma jurídica con rango de reglamento que emana del poder ejecutivo (el Gobierno) y en virtud de las competencias prescritas en la Constitución

- **Real decreto ley:** Norma jurídica con rango de ley, que reside en el poder ejecutivo y es implantada en caso de necesidad.

3.1.- ANTECEDENTES DE LA NORMALIZACIÓN SOBRE LA REGULACIÓN ESPAÑOLA DE ENERGÍAS RENOVABLES.

Se puede hablar con total exactitud que la regulación de este tipo de energías empezó a desarrollarse en 1980, con una ley que fomentaba la energía mini hidráulica con la Ley 82/1980 de conservación de la energía, con el objetivo de hacerte frente a la crisis del petróleo y reducir así la dependencia del exterior.

Es ya en la siguiente década, con el Plan Energético Nacional 1991-2000 cuando se incentiva la producción de las energías provenientes de las renovables, donde mediante la Ley 40/1994 del sistema eléctrico nacional (LOSEN), se consolidaba el concepto de régimen especial. Es por esto que el RD 2366/1994 regula dicho concepto obligando a las empresas distribuidoras más cercanas a las plantas de generación de energías renovables a adquirir su energía producida.

Por otro lado, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico distinguió la producción en régimen especial de la producción en régimen ordinario y distingue el marco económico de la retribución para cada uno de estos modelos. Donde la generación en régimen especial recogería las instalaciones con potencia ≤ 50 MW.

Es dos años más tardes, cuando el Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999 remarca el objetivo que debe de cubrir la energía renovable de cara al 2010 con un 12% del consumo de energía primaria. Pero las medidas adoptadas en este plan resultarían insuficientes y serán sustituidas por otro plan.

El Real Decreto-ley 6/2000[114], promovió la participación de las instalaciones en régimen especial dentro del mercado, y promoviendo e impulsando contratos de venta de electricidad con las entidades comercializadoras.

El RD 841/2002 regula la incentivación para estas instalaciones en régimen especial, desarrolla en más profundidad el RD-ley 6/2000 y da la opción de percibir una prima por la energía venida de cada instalación de régimen especial.

El Real Decreto 436/2004[117], (que deroga al Real Decreto 2818/1998) implanta la forma de actualizar y legislar mediante un sistema jurídico y otro económico la actividad de las instalaciones puestas en régimen especial. Es por esto que se crea una nueva ley, la Ley del Sector Eléctrico. Esta ley tenía como propósito de regular y consolidar el sistema eléctrico para que fuese estable y se pudiera prever. Con este RD el propietario de las instalaciones tenía dos posibilidades para la remuneración de la electricidad generada:

- Exender la energía eléctrica en el mercado libre, donde con acuerdos con comercializadoras se llevaría el precio de mercado más una pequeña prima dada por el estado por participar en el mercado libre.
- Exender la energía eléctrica en el mercado privado y acordar con una empresa distribuidora el importe de la misma.

Es en este mismo año cuando se desarrolla el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 que reemplazará al PFER, que como ya hemos comentado, tuvo unos resultados insuficientes. Es por eso que esta vez y con la revisión de este plan se decidió mantener el objetivo de llegar al 12% de producción de las energías renovables del consumo total de energía primaria en 2010 así como otros dos objetivos comunitarios de llegar al 20% de generación eléctrica con renovables y un 5,75% de biocarburantes en 2010. Basandose en este plan, se aumentó la meta de las energías eólica y solar, pasando de:

- 9.000,00 MW a 20.155,00 MW en la energía eólica
- 135 MW a 400 MW en a energía solar fotovoltaica
- 309 ktep a 809 ktep en la energía termosolar.

Ahora bien, apenas 3 años después, el RD 661/2007 regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y deroga el RD 436/2004, pero se decide mantener su esquema básico. Es por esto que mantiene la opción de la doble compensación. Vender la energía a tarifa regulada o directamente al mercado.

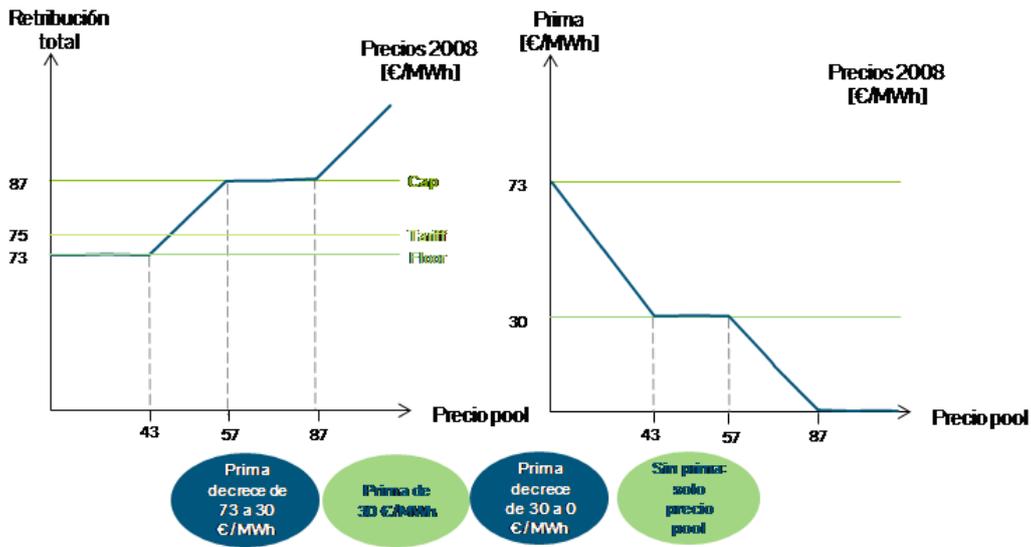


Figura 27.- Retribución del régimen especial. [24]

Según este RD, la posibilidad de que cada central generadora se acoja al régimen especial será concedido para las diferentes CCAA y siempre que los objetivos de potencia instalada fijados en este RD no hayan sido satisfechos.

CATEGORÍA	MW en RD 661
Solar Térmica	500
Eólica	20.155
Hidráulica <10MW	2.400
Biomasa	1.317
Biogas	250

Tabla 1.- Límites de potencia para acceder a la retribución del Real Decreto 661/2007

A cuenta de lo anteriormente expuesto y cuando se alcanzó el 85% de los objetivos que había fijados de potencia instalada, se definió el tiempo máximo al que las instalaciones podrán estar sujetas al régimen económico. Este tiempo iba ligado al avance de los objetivos de potencia y a su plazo de cumplimiento.

Es a causa de todo lo anteriormente expuesto que las primas que se otorgaban a las renovables impactaron económicamente sobre el sistema tarifario, creando un desfase entre la tarifa de la luz y su coste real. Desde el 2002, los gobiernos fueron subiendo la luz por debajo de lo que costaba generarla y distribuirla, por lo que ese desfase se fue acumulando a lo largo del tiempo, esto es el llamado déficit de tarifa.

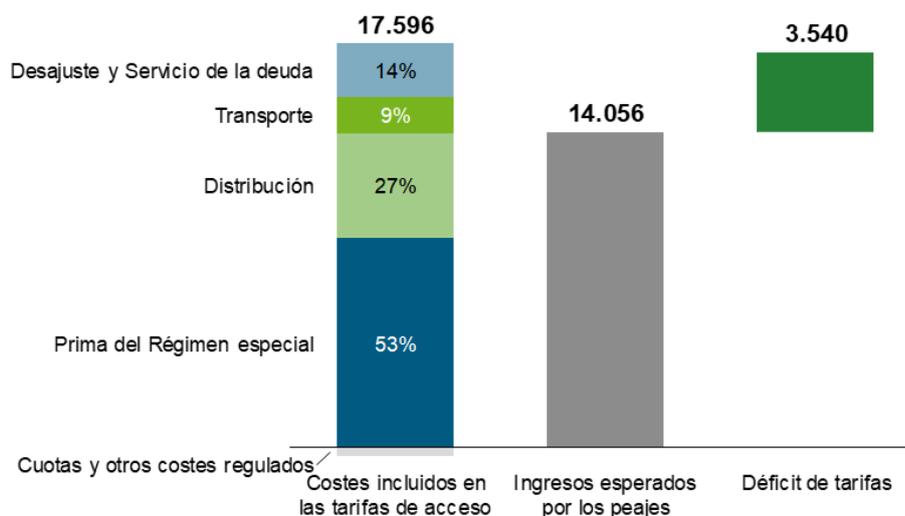


Figura 28.- Ejemplo del déficit de tarifa generado en el año 2013 [25]

Es por esto que el RD 1578/2008 reguló el sistema de retribución de la tecnología fotovoltaica y el RD Ley 6/2009 estableció unos mecanismos respecto al sistema retributivo del resto de instalaciones de régimen especial y así se garantizó la sostenibilidad del sistema.

Aun así y para evitar un perjuicio a todos aquellos que siguiendo el Real Decreto 661/2007 hubieran realizado inversiones para realización de proyectos antes de la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 6/2009 se previó una transición, de tal modo que, a excepción del requisito que hace referencia al depósito del aval en favor de la Dirección General de Política Energética y de Minas, cumpliendo todos los demás requisitos del Registro de Preasignación, se les dio la posibilidad de presentar una solicitud de inscripción, contando además con un plazo adicional para cumplir con el requisito del aval.

En el caso de que la potencia inscrita fuese superior al objetivo previsto en el Real Decreto 661/2007, el régimen económico se agotará con dichas instalaciones inscritas, pudiéndose en este escenario establecer restricciones anuales a la ejecución y entrada en operación de las instalaciones inscritas, y para garantizar tanto la sostenibilidad económica como técnica del sistema dar prioridad a estas instalaciones inscritas. Por otro lado, y en el caso contrario de que la potencia inscrita sea inferior al objetivo previsto se extenderá hasta su cumplimiento el régimen económico previsto.

En cumplimiento con la Resolución de 19 de noviembre de 2009 sobre la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro de preasignación, en materia a la potencia solicitada para las tecnologías termosolares y eólicas se incorporarán al sistema un máximo de 3.100 MW de nueva potencia renovable al año hasta 2014, puesto que ya se excedía de los objetivos fijados en el Real Decreto 661/2007.

Además, se acuerda ordenar los proyectos atendiendo a un criterio cronológico, programando la puesta en marcha de las instalaciones en fases sucesivas de acuerdo al siguiente esquema:

Fase 1

- Solar termoeléctrica: 850 MW
- Eólica: 3.719 MW

Fase 2

- Solar termoeléctrica: 850 MW
- Eólica: 3.719 MW

Fase 3

- Solar termoeléctrica: 850 MW
- Eólica: 3.719 MW

Fase 4

- Solar termoeléctrica: resto de potencia inscrita al amparo de DT 5ª Real Decreto Ley 6/2009

El régimen económico del Real Decreto 661/2007 se agotará cuando el objetivo de potencia sea alcanzado, y se aprobará, mediante Real Decreto, un nuevo marco jurídico económico.

A la Comisión Europea se presentó en junio de 2010 el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020 (al cual denominaremos PANER 2010-2020 de aquí en adelante), este PANER 2010-2020 incorporaba objetivos que hacían referencia al uso de la energía procedente de fuentes renovables, siguiendo así las directrices de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

Al año siguiente, la Ley 12/2011 de Economía Sostenible y en cumplimiento con los mandatos del Real Decreto 661/2007, hacen que se desarrolle un nuevo plan, el cual se aprueba en noviembre de 2011, denominado el Plan de Energías Renovables (PER 2011-2020), sustituyendo este a sus antecesores el PER 205-2010 y el PANER 2010-2020.

Entre otras propuestas, la más destacable del PER 2011-2020 es la pretensión de que en el año 2020 las energías renovables en España representen el 20,8% del consumo final bruto de energía, y en concreto la aportación de estas al consumo del transporte aumente hasta un 11,3% en 2020 y de este modo

cumplir con los objetivos mínimos establecidos por España y la Unión Europea en la materia de energías renovables e incluso superar dichos objetivos mínimos. Este 20,8% de consumo final bruto de energía mediante contribución de energías renovables, supone un consumo de un 39% sobre el total del consumo eléctrico.

3.1.1.- PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Para poder evaluar la normativa que se aplica a las centrales termosolares, o mejor dicho, a la tecnología solar termoeléctrica, hemos empezado sumergiéndonos en el PER (Plan de Energías Renovables) cuya documentación recoge gran parte de la normativa aplicable hasta el año 2011 de cualquier central de esta índole.

Así, una vez se ha obtenido una visión de lo normativa que se aplica y a sus perspectivas de generación futura con respecto del marco español, se ha pasado a comprobar la vigencia de estas normativas a través del BOE.

Dicho plan fue aprobado el 11 de noviembre del 2011 por el Consejo de Ministros y en donde se establecían los objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativos a fomentar el uso de las EERR y en cumplimiento con las indicaciones del Real Decreto 661/2007 , que como ya hemos comentado regulaba la producción de electricidad en régimen especial y Ley 2/2011, de 4 de Marzo, de Economía Sostenible.

Con este plan la Unión Europea estableció un mínimo de energía eléctrica que debe venir de las EERR en un 20% con respecto del consumo final bruto de la energía que consume la UE. Misma cuota que se estableció para España junto con una cuota mínima del 10% en el sector del transporte para el año 2020.

Tras la elaboración del PANER se aprobó en la cámara parlamentaria por mayoría, que se incitaba a que la producción de las energías renovables fuera de un 20,8% para el 2020. [27]

Debido a esto se ha indagado en el sistema de la red eléctrica española y se ha podido comprobar que no solo se ha llegado a dicho objetivo si no que se ha superado por más del doble de lo establecido, llegando en un día normal al 58% de la producción total. Y habiendo llegado hasta a su máximo histórico el día 30/01/2021 con una generación de 546,9 GWh.



Figura 29.- Balance energético peninsular en (GWh) a día 11/03/2021 [35]

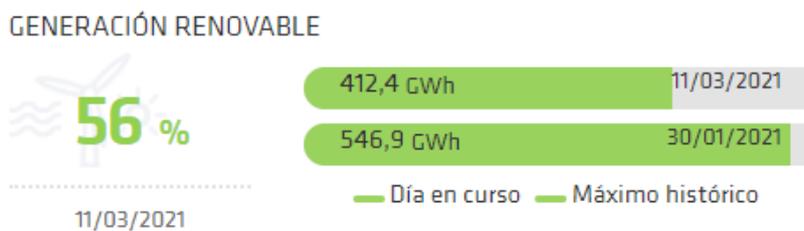


Figura 30.- Máximo histórico de generación renovable [35]

Si se detiene a observar con calma las gráficas podemos ver que la energía solar térmica no ejerce un papel determinante en el porcentaje total de producción de energía, tan solo un 1,7%, o cómo podemos ver en la “figura 30” 11 GWh de demanda (b.c.)⁸.

Es por este motivo que se ha querido indagar si la legislación o, mejor dicho, la falta de legislación ha estado influenciando en la bajo interés a la hora de querer invertir en centrales termosolares.

3.1.2.- GENERACIÓN DE ENERGÍA EN RÉGIMEN ESPECIAL

El régimen especial constituía una fórmula contemplada por las leyes del sector eléctrico para fomentar mediante una retribución a la generación de las energías renovables y conseguir así su internalización en el mercado.

⁸ [Término eléctrico] Energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.[35]

La evolución de las renovables que se llevaba sufriendo durante años tenía que ver con la entrada masiva, precisamente, de estas renovables de Régimen Especial. Ya que la producción de este tipo de instalaciones tenía preferencia a la hora de abastecer la demanda.

Esto significaba que cuanto más producción de las renovables había, menos era el rango de acción para las instalaciones convencionales e electricidad en el mercado, motivo que causa desequilibrios en la red debido al famoso hueco térmico⁹.

Cuadro 10a: Estimación de la contribución total (capacidad instalada, generación bruta de electricidad) previsible de cada tecnología de energía renovable en España encaminada al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y la trayectoria intermedia indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente de recursos renovables en el sector de la electricidad 2010-2014

	2005		2010		2011		2012		2013		2014	
	MW	GWh										
Energía hidroeléctrica	18.220	35.503	18.687	34.617	19.869	35.353	19.909	34.960	19.949	36.023	19.999	36.559
<1MW	239	893	242	831	244	739	247	677	249	716	251	718
1MW-10MW	1.534	5.719	1.603	4.973	1.640	4.568	1.665	5.607	1.703	4.592	1.731	4.613
>10MW	16.447	28.891	16.842	28.813	17.985	30.045	17.997	28.676	17.997	30.716	18.017	31.228
de la cual por bombeo	2.727	5.153	2.546	3.640	3.700	5.130	3.700	5.130	3.700	6.577	3.700	6.577
Energía geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía solar:	60	41	4.653	7.561	5.877	9.945	6.949	12.553	7.693	14.570	8.300	16.123
energía fotovoltaica	60	41	4.021	6.417	4.498	7.324	4.921	8.090	5.222	8.709	5.553	9.256
energía solar concentrada	0	0	632	1.144	1.379	2.621	2.028	4.463	2.471	5.861	2.746	6.867
Energía hidrocinética, del oleaje, maremotriz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía eólica:	9.918	20.729	20.155	40.978	21.855	43.668	23.555	47.312	24.986	50.753	26.466	53.981
en tierra	9.918	20.729	20.155	40.978	21.855	43.668	23.555	47.312	24.986	50.753	26.416	53.906
mar adentro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	75
Biomasa	601	2.653	752	4.517	771	4.655	803	4.876	844	5.151	897	5.499
sólida	449	2.029	596	3.719	604	3.769	624	3.898	653	4.078	692	4.319
biogás	152	623	156	799	167	885	179	978	191	1.073	205	1.180
Biolíquidos (29)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (sin bombeo)	26.072	53.773	41.701	84.034	44.672	88.490	47.516	94.571	49.772	99.921	51.962	105.586
de las cuales en cogeneración	177	747	246	1.462	250	1.501	254	1.532	266	1.604	287	1.724

Figura 31.- Estimación de la contribución total del plan PANER

Es este otro interesante punto sobre este trabajo, ya que el hueco térmico se produce en parte a la moratoria nuclear y a la inflexible y a la producción poco fiable de la energía eólica o solar, ya que no pueden almacenar su energía, al contrario que la termosolar, que como ya se ha visto, es capaz de satisfacer su producción con un máximo rendimiento incluso durante las horas de escasa o nula radiación solar.

⁹ El hueco térmico es la parte porcentual de la demanda de energía que no se puede cubrir por las EERR y las centrales nucleares.

Ahora bien, en el momento que profundizamos en el plan PANER 2011-2020 y su porgresión podemos ver como no se ha cumplido con lo esperado, cuando se creo el plan se previo un gran aumento de la energía solar termoeléctrica y la eólica produciendo estas una disminución en las energías térmicas, si bien sí que se cumplio que la energía eólica quitaría hueco térmico debido a su alto volumen, en el caso de la termoeléctrica se previo lo mismo gracias a su almacenamiento pero esto no ocurrió, ademañas también se esperaba que el resto de energías renovables contribuyeran a seguir restando hueco térmico.

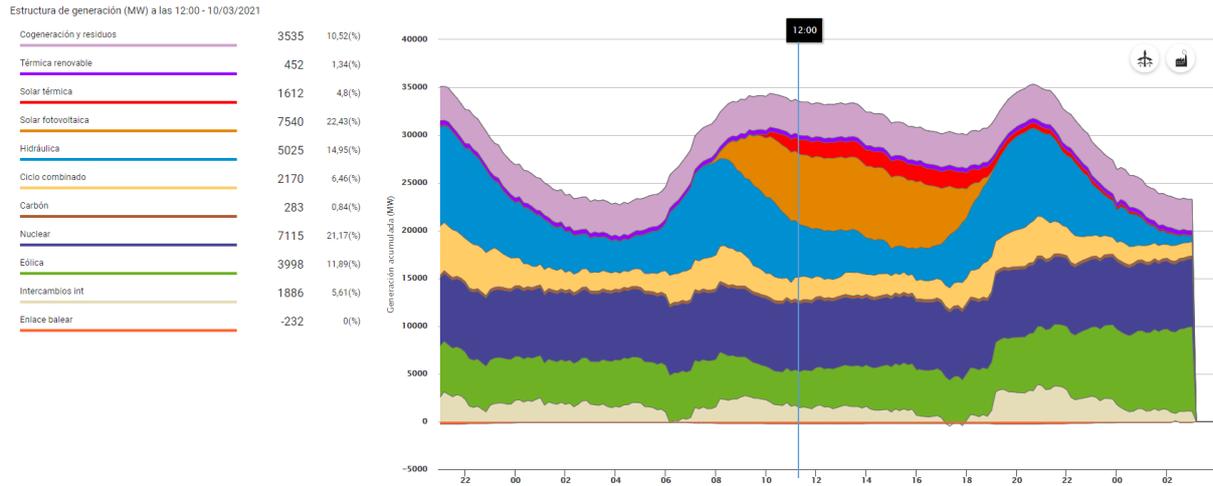


Figura 32.- Seguimiento de la demanda de energía eléctrica. [35]

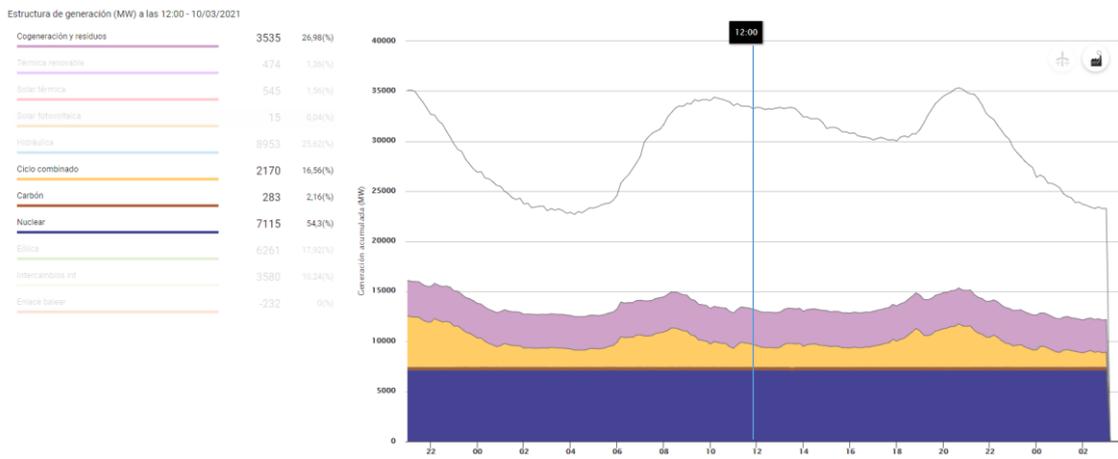


Figura 33.- Seguimiento de la demanda de energía eléctrica de energías no renovables. [35]

En la figura anterior se puede observar que, aunque sí que es verdad que los picos de mayor producción son durante las horas de mayor demanda, a las 12:00 hrs, no consigue cubrir apenas un 4,8% de la demanda total frente al 16,56% del ciclo combinado o el 54,3% de la Nuclear que podemos observar en la figura siguiente.

3.1.3.- RETRIBUCIÓN PARA LAS INSTALACIONES DEL RÉGIMEN ESPECIAL.

La retribución para las instalaciones del régimen especial viene regulada en la Sección 4 «*Artículo 4 Mecanismo de registro de preasignación de retribución para las instalaciones del régimen especial.*» del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril por el que se adoptaban determinadas medidas en el sector energético y se aprobaba el bono social. En este capítulo hace referencia a la necesidad de la preasignación de retribución para obtener el régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Para inscribirse en el Registro de preasignación de retribución era necesario el cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Disponer de la concesión por parte de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte de punto de acceso y conexión firme para la totalidad de la potencia de la instalación. [27]
- b) Disponer de autorización administrativa de la instalación otorgada por el órgano competente. En el caso de instalaciones de potencia no superior a 100 kW, este requisito no será necesario. [27]
- c) Disponer de licencia de obras expedida, por la administración local competente, cuando resulte exigible. [27]
- d) Haber depositado el aval necesario para solicitar el acceso a la red de transporte y distribución cuando dicha exigencia le hubiera sido de aplicación. [27]
- e) Disponer de recursos económicos propios o financiación suficiente para acometer al menos el 50 por ciento de la inversión de la instalación, incluida su línea de evacuación y conexión hasta la red de transporte o distribución. [27]
- f) Haber alcanzado un acuerdo de compra firmado entre el promotor de la instalación y el fabricante o suministrador de equipos correspondiente para la adquisición de equipos por un importe equivalente al menos del 50% del valor de la total de los mismos que se haya fijado en el proyecto de instalación. [27]
- g) Disponer de un punto de suministro de gas natural asignado por parte de la empresa distribuidora o de transporte de gas, cuando la instalación vaya a utilizar dicho combustible como principal. [27]

- h) Disponer de un informe favorable de aprovechamiento de aguas otorgado por el órgano competente, cuando sea necesario para el funcionamiento de la instalación proyectada. [27]
- i) *Haber depositado un aval en la Caja General de Depósitos de la Administración General del Estado, a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas, por una cuantía de 20 €/kW. Para la tecnología solar termoeléctrica la cuantía anterior será de 100 €/kW.* [27]

Por todo lo anteriormente expuesto, en especial el punto i) se interpreta que esta legislación perjudicaba a la generación de energía termo-solar, ya que salía mucho más caro dicho aval de producción que la energía fotovoltaica o eólica.

Más tarde el Real Decreto 661/2007 es modificado por el Real Decreto-Ley 2/2013 de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero eliminando la opción de acogerse a la retribución de la tarifa y las primas en la actividad de régimen especial.

Ese mismo año, con la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, se acaba abandonando el régimen especial.

3.2.- SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

Las normativas vistas hasta ahora se aprobaron para fomentar y desarrollar las energías renovables, sin embargo, desde 2012, las medidas que se aprobaron van más orientadas a reducir el coste que suponían estas tecnologías al sistema, debido a las el creciente déficit de tarifa del sector eléctrico.

Es por esto que, se aprueba el Real Decreto-Ley 29/2012, eliminando el déficit tarifario y suprimiendo las primas económicas para las instalaciones en régimen especial.

Como ya hemos comentado el RD 2/2013 terminó por modificar con el RD 661/2007 la actividad en régimen especial y eliminando las primas y la posibilidad de acogerse a la retribución a la tarifa.

Finalmente, con esto acabamos con un sistema deficitario que impulsaba de una manera poco eficiente las energías renovables, siendo el 13 de julio de 2013 el día que se aprueba el Real Decreto-Ley 9/2013, por el que se adoptan medidas de carácter urgente para crear una estabilidad financiera en el sistema eléctrico y deja atrás el modelo que se estableció en la Ley 54/1197 basado en incentivos por producción eléctrica.

Es por esto que todas las instalaciones pasan a regirse por la misma normativa y asumiendo así las mismas obligaciones del mercado.

Dado que este marco normativo anteriormente expuesto y el mercado eléctrico no generaban la seguridad para financiar proyectos debido a los continuos cambios regulatorios, se produjo un parón en la instalación de plantas de producción de energía proveniente de las renovables. Por lo que para poder alcanzar los objetivos del PER 2020-2030, se procedió a realizar un sistema de subastas de capacidad renovable.

3.2.1.- SUBASTAS DE CAPACIDAD RENOVABLE

Las subastas son, por tanto, uno de los mecanismos que se han implantado en España para fijar el precio de la energía renovable que consumimos. Esta subasta está regulada por el Régimen Económico de Energías Renovables (PEER), que está impulsado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Es decir, que es nuestro Gobierno quien organiza y regula todos los elementos que intervienen en la subasta.

Esto nos viene a decir que es el gobierno quien se asegura que las empresas cobren el precio que se estima de energía durante el tiempo establecido para que los ciudadanos paguemos el precio mínimo.

En resumen, en estas subastas participan diversas empresas energéticas que pujan por megavatios de energía limpia, y las empresas ganadoras pueden ofertar su energía a un precio establecido y garantizado durante un periodo de entre 12 y 15 años.

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, genera la obligatoriedad de establecer marco retributivo para a través de fuentes de energía renovables, generar energía eléctrica, en contraposición al anterior régimen retributivo específico, el cual como sabemos se basa en el compromiso de un precio por la energía a largo plazo.

Más tarde se aprobó el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, en cumplimiento con los mandatos del Real Decreto-ley 23/2020.

La Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo

para el periodo 2020-2025, se aprueba cumpliendo con el artículo 4 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre..

3.2.2.- PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC)

Este plan identifica las oportunidades y los retos de las cinco dimensiones de la UE.

- Eficiencia energética
- Seguridad energética
- Mercado interior de la energía
- Investigación, innovación y competitividad

Determina por tanto el camino más adecuado y eficiente para maximizar los beneficios y oportunidades para la economía, el empleo, la salud y el medio ambiente.

Después de realizar un análisis del texto comprobamos que la medidas contempladas en la versión de enero de 2020 se mantienen:

- 42% de energías renovables en consumo final para 2030.
- 74% de electricidad renovable en el mix eléctrico de 2030.
- 23% de reducción de emisiones a 2030 (respecto a las emisiones de 1990).
- 28% de renovables en el transporte (electrificación y biocarburantes) en 2030.
- 31% de renovables en aplicaciones de calor y frío para 2030.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.

Si se consiguen alcanzar estas cifras podremos avanzar hacia el objetivo marcado por todos los países miembros de la UE. Donde dicho objetivo es, tomando como partida la década de 1990, reducir como mínimo el noventa por ciento de las emisiones brutales totales de los gases de efecto invernadero. Este «Deadline» se contempla para el año 2050. Además, que para esas fechas se propone llegar a alcanzar un sistema eléctrico 100% limpio.

3.3.- DIRECTRICES DE LA COMISIÓN EUROPEA: CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS

Según la **Directiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de las energías procedentes de fuentes renovables podemos hacer varias consideraciones: [28].

- El desarrollo de energías provenientes de fuentes renovables debe relacionarse íntimamente con la mejora de la eficiencia energética, con el objetivo de poder reducir de esta manera las emisiones de gases de efecto invernadero.
- El objetivo obligatorio de la Unión Europea es el de establecer a España una cuota mínima del 20% de energía renovable con respecto del consumo final bruto que consume la UE. Misma cuota que se estableció para España junto con una cuota mínima del 10% en el sector del transporte.
- La mejora de la eficiencia energética es un objetivo clave de la Comunidad cuya finalidad es lograr una mejora del 20% en la eficiencia energética de aquí a 2020.

Es por esto que se pueden sacar algunas conclusiones del objetivo y ámbito de aplicación de esta directiva.

- Establecer un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables.
- Fijar objetivos nacionales obligatorios en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía y con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el transporte.
- Establece normas relativas a las transferencias estadísticas entre Estados miembros, los proyectos conjuntos entre Estados miembros y con terceros países, las garantías de origen, los procedimientos administrativos, la información y la formación y el acceso a la red eléctrica para la energía procedente de fuentes renovables.
- Define criterios de sostenibilidad para los biocarburantes y biolíquidos.

Dentro de esta directiva destaca como energía procedente de fuentes renovables, toda aquella energía no procedente de energías fósiles, es decir, energía eólica, aero-térmica, geotérmica, hidrotérmica y maremotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y la solar. Esta última es la que interesa para poder seguir adaptando este trabajo a la normativa específica de este capítulo.

De todos estos mecanismos que recoge la Directiva debe destacarse el de mayor interés para el país el cual habla de las posibilidades que ofrece la transferencia energética y los proyectos conjuntos con países terceros. Que fomenta, a su vez, las interconexiones eléctricas con los países fronterizos y mejora la estabilidad eléctrica del país.

Ahora bien, si hacemos hincapié en esas transferencias energéticas arriba mencionadas nos tenemos que ir a los Planes Nacionales de Acción enviados a la Comisión Europea mediante el cual España, basándose en la directiva 2009/28/CE pone de manifiesto que esperan alcanzar el objetivo asignado de producción renovable. Y es por esto que según se prevé se obtendrá un superávit en el cumplimiento de los objetivos energéticos en los que se podrá llegar a un acuerdo con otro Estado Miembro que esté interesado en recibir parte del citado superávit, ya que la venta de energía eléctrica limpia y renovable tiene preferencia a la hora de ser comercializada y cedida.

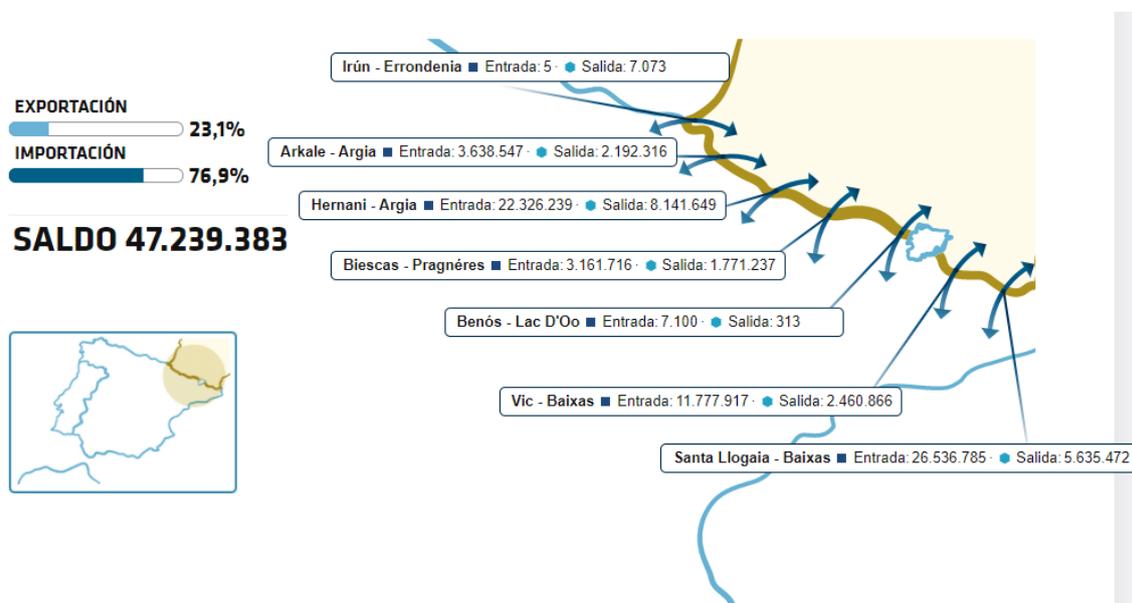


Figura 34.-Saldos por frontera Francia-físico (MWh); 2016-2020[35]

Evidentemente para que todo esto pudiera suceder habría que reforzar todas las interconexiones eléctricas con el resto de la Unión Europea a través de Francia, que como podemos observar en la figura 35 aún queda mucho para alcanzar dichos objetivos.

3.3.1.- DIRECTIVA (UE) 2018/2001.

Una vez definida la directiva 2009/28/CE en la que se establecen los objetivos de la solar termoeléctrica hasta el año 2030, desarrollo de un reforzamiento de las interconexiones eléctricas con el resto de la Unión Europea a través de Francia, diversas líneas de actuación para que la tecnología sea

más competente. Surge con el paso del tiempo diversas modificaciones de tal normativa hasta llegar a la implementación de una nueva Directiva (UE) 2018/2001 de 11 de Diciembre de 2018.

- **Directiva (UE) 2018/2001.**

Todas las normativas europeas de acuerdo con perseguir los objetivos de mayor utilización de energía renovables se enmarcan en los propósitos marcados por el Acuerdo de París de 2015 sobre el Cambio Climático, entre los que encontramos:

- Objetivo a largo plazo: los gobiernos acordaron mantener el incremento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales y seguir trabajando para limitarlo a 1,5 °C. [29]
- Contribuciones: antes de la Conferencia de París, y durante esta, los países presentaron planes generales nacionales de actuación contra el cambio climático para reducir sus emisiones. [29]
- Ambición: los gobiernos acordaron comunicar cada cinco años sus contribuciones para fijar objetivos más ambiciosos. [29]
- Transparencia: también aceptaron informarse mutuamente y dar cuenta a la sociedad del grado de cumplimiento de sus objetivos, para garantizar la transparencia y la supervisión. [29]
- Solidaridad: la UE y otros países desarrollados seguirán financiando la lucha contra el cambio climático para ayudar a los países en desarrollo tanto a reducir sus emisiones como a aumentar la resiliencia ante los efectos del cambio climático. [29]

Dentro de todos los planes definidos anteriormente se define la ruta a seguir para cumplir los objetivos: en particular, la reducción del consumo de energía, el aumento de las mejoras tecnológicas, los incentivos para el uso y la expansión del transporte público, el uso de tecnologías de eficiencia energética y el fomento del uso de energía renovable en los sectores de la electricidad, de la calefacción y refrigeración, y del transporte son herramientas eficaces, junto con las medidas de eficiencia energética, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la Unión y la dependencia energética de esta.

3.3.2.- ESTELA (ASOCIACIÓN EUROPEA DE ELECTRICIDAD TÉRMICA SOLAR)

Para cumplir los objetivos propuestos debemos de disponer de asociaciones las cuales velen por promover el sector por todo el mundo, en consonancia con esto tenemos Estela que es la asociación industrial más grande del mundo. Estela, la Asociación Europea de Electricidad Térmica Solar, es una asociación sin fines de lucro creada en 2007.

ESTELA representa a más de 50 miembros de la industria e instituciones de investigación. Junto a las asociaciones nacionales: Protermosolar (España), ANEST (Italia), Deutsche CSP (Alemania) y SER-CSP (Francia), Estela se dedica a promover la electricidad solar térmica no solo en Europa, sino también en la región MENA (Medio Oriente y norte de África traducido del inglés) y en todo el mundo colaborando estrechamente con la UE e instituciones internacionales en los campos de la energía sostenible , el cambio climático, el medio ambiente, la investigación y el crecimiento económico basado en la innovación [18].

3.4.- NORMATIVA LEGAL Y TECNICA APLICABLE EN ESPAÑA

3.4.1.- LEGISLACIÓN SOBRE ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

Hay que tener en cuenta que tanto el coste que a la administración le supone, más el coste generado por toda la puesta en marcha de un proyecto, se basa en unas hipótesis para evaluar los sobrecostes en el sector solar termoeléctrico: [30]

- Para determinar la evolución de la potencia instalada hasta 2013, se consideró las fases de puesta en marcha de las instalaciones inscritas en el registro de preasignación (RD-L 6/2009).
- Se consideró también un cupo creciente desde 250 MW para 2014 y hasta 450 MW para 2020. Se supone que se instalado cada año el cupo preasignado, mayoritariamente en plantas con acumulación.
- Se han considerado una ratio de producción medio ponderado de 2.100 MWh/MW para instalaciones sin acumulación y de 3.350 MWh/MW para instalaciones con acumulación.
- Hasta 2013 se consideró la tarifa establecida en el RD 661/2007. A partir de 2014 se considera una tarifa equivalente al menor coste normalizado obtenido en el estudio de prospectiva tecnológica para los distintos tipos de instalación recogidos en: la disposición final segunda del

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y en la disposición final tercera, apartado 2, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica adjudicatarias del régimen previsto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre. [30]

Ahora bien, el pasado 20 de mayo de 2021, se publicó la Ley 7/2021 del cambio climático y transición energética para afrontar el cambio climático en nuestro país. Si bien es verdad que este proceso arranco años atrás, fue en el Consejo de Ministros del 26 de mayo de 2020 donde se aprobó el envío a las Cortes para tramitar esta nueva Ley.

Desde el estudio de esta nueva ley queremos destacar dos aspectos que nos han resultado muy positivos del texto aprobado.

- Se incrementan los objetivos para la generación de energías renovables hasta un 74%, comulgando con Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030; y superando el 70% del proyecto Ley.
- Se consolida y se refuerza el propio PNIEC como herramienta para la planificación estratégica nacional.

En esta ley se puede ver recogido en el preámbulo que *«Retrasar decisiones supondría asumir más riesgos, más costes y más injustamente distribuidos y renunciar a oportunidades de modernización de nuestra economía y de nuestra sociedad, poniendo en riesgo objetivos fundamentales para la seguridad nacional.»* [31] En otras palabras, se puede decir que esta Ley reconoce que es el momento de cumplir con el objetivo de reducción de emisiones. Es por esto que se espera que se dinamice el cumplimiento de capacidad instalada por tecnología, pues aunque el PNIEC prevé 5 GW para la potencia termosolar, solo hay garantizado un mínimo de 600 MW hasta el año 2025. Esto es tan solo un 12% del crecimiento esperado hasta 2030.

3.4.2.- NORMATIVA SOBRE GENERACIÓN Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para la elaboración y regulación de las instalaciones eléctricas en centrales de producción de energía eléctrica, se ha de tener en cuenta la siguiente normativa, desglosada según diversos sistemas. [32]

NORMAS GENERALES SOBRE REDES ELÉCTRICAS [32]

- Reglamento de L.A.A.T. (Líneas Aéreas Alta Tensión). Aprobado por RD 223/2008.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Aprobado por RD 337/2014. [32]
- Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión. Aprobado por RD 223/2008. [32]
- Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Aprobado por RD 337/2014. [32]
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, B.O.E. 224 de 18-09-02. [32]
- Autorización de Instalaciones Eléctricas. Aprobado por ley 54/1997. [32]
- Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional y desarrollos posteriores. Aprobado por ley 54/1997. [32]
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (B.O.E. de 27 de Diciembre de 2000). [32]
- **Real Decreto 614/2001**, de 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Condiciones impuestas por los organismos Públicos afectados. [32]
- Ley de regulación del Sector Eléctrico. Aprobado por **Ley 24/2013**. [32]
- **Ley 21/1992**, de 16 de Julio, con sus posteriores modificaciones tiene los siguientes objetivos: [32]
 - Establecer las normas básicas de ordenación de las actividades industriales por las administraciones públicas.
 - Fijar los medios y procedimientos para coordinar las competencias en materia de industria en dichas administraciones.
 - Regular la actuación de las Administraciones del Estado en relación con el sector industrial.
 - Medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España a través del **Real Decreto-Ley 20/2018**, de 7 de Diciembre.
- Otras normativas específicas, como por ejemplo la normativa de Puesta a Tierra, Normas UNE, condiciones impuestas por los organismos Públicos afectados, ordenanzas municipales del

ayuntamiento donde se ejecute la obra, normas particulares de la compañía suministradora local, así como cualquier otra normativa y reglamentación de obligado que se pudiera aplicar en cada caso. [32]

3.4.3.- NORMAS SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y APARAMENTA ELÉCTRICA

De acuerdo con el **RD 337/2014** los grupos de conexión de los transformadores de potencia se fijarán de acuerdo con la norma UNE-EN 60076, debiéndose elegir el más adecuado para el punto de la red donde se instale el transformador: UNE-EN 62271-202:2007. [32]

Aparamenta de alta tensión. Parte 202: Centros de transformación prefabricados de alta tensión/baja tensión. [32]

- UNE EN 50532:2011. Conjuntos compactos de aparamenta para centros de transformación (CEADS).
- UNE 21428-1:2011. Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Complemento nacional.
- UNE-EN 62271-200:2012. Aparamenta bajo envoltura metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna. Para tal efecto se dispone las siguiente normativas tenemos: [32]

- UNE-EN 62271-102:2005
- UNE-EN 62271-102:2005 ERR:2011
- UNE-EN 62271-102:2005/A1:2012
- UNE-EN 62271-102:2005/A2:2013
- ITC-RAT 06: Los interruptores, automáticos o no, podrán emplear para la extinción del arco sistemas basados en el uso de dieléctricos como aceites o líquidos aislantes equivalentes, aire comprimido, hexafluoruro de azufre, vacío, y tecnologías basadas en los principios de soplado magnético, autosoplado, o cualquier otro principio que la experiencia aconseje.
- UNE-EN 60265-1:1999. Interruptores de Alta Tensión. Parte 1: Interruptores de Alta Tensión para tensiones asignadas superiores a 1kV e inferiores a 52 kV.

- UNE-EN 60282-1:2011. Fusibles de alta tensión. Parte 1: Fusibles limitadores de corriente. UNE 21120-2:1998. Fusibles de alta tensión. Parte 2: Cortacircuitos de expulsión.

3.4.4.- NORMATIVA LEGAL Y TÉCNICA APLICABLE AL BLOQUE DE POTENCIA DE CENTRALES ELÉCTRICAS

El gobierno español a través del RD 661/2007, estableció un máximo de 50MW para proyectos de producción de centrales de concentración solar. Por lo que cualquier central que produjese por encima de esta cantidad no se podría acoger al régimen especial, y y sin este sistema de tarifas habría sido casi imposible que este tipo de centrales se hubiesen podido desarrollar.

Se ha podido encontrar, referente a este techo de producción, estudios que estiman que el tamaño idóneo para este tipo de centrales asciende a 150MW, aunque estos mismos estudios remarcan el bajo coste que tiene el mantenimiento de una planta de 50MW en comparación con una de 150MW. Es por esto que en las plantas de CCP, el aumento de su tamaño , a parte de un incremento en el precio de construcción supondría mejorar el aislamiento térmico de las misma para evitar cualquier fuga de calor y por consecuencia bajar el rendimiento de la central.

La normativa legal actual se rige por objetivos acordes con la **Directiva (UE) 2018/2001** del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de las tecnologías renovables, y atendiendo al **Real Decreto-Ley 9/2013** que regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial de a **Ley 2/2011** de Economía Sostenible.

Es por esto que el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adopta medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico de Instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos, trata de ser un “Régimen retributivo aplicable a las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos con retribución primada”. [33]

Donde nos encontramos que las instalaciones de potencia instalada superior a 50 MW quedan excluidas del régimen de retribución, si bien el Gobierno, previa consulta con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, podrá determinar el derecho a una retribución para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa², biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, basada en los mismos principios determinados para las instalaciones de régimen especial incluidos en el artículo 30.4 de la LSE. [33]

3.5.4.- NORMATIVA LEGAL Y TÉCNICA PARA EL PUNTO DE CONEXIÓN Y SUMNISTRO DE ENERGÍA A LA RED ELÉCTRICA DE CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS

La normativa legal y técnica para el punto de conexión a la red eléctrica viene determinada por el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. [28].

El objeto de este real decreto es establecer los criterios y el procedimiento de aplicación a la solicitud y obtención de los permisos de acceso y de conexión a un punto de la red, por parte de los productores, transportistas, distribuidores, consumidores y titulares de instalaciones de almacenamiento, en desarrollo de lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. [28].

3.5.4.1.- DEFINICIÓN

A los efectos de este real decreto, se entenderá por:

- Derecho de conexión a un punto de la red: derecho de un sujeto a acoplarse eléctricamente a un punto concreto de la red de transporte existente o planificada con carácter vinculante o de la red de distribución existente o incluida en los planes de inversión aprobados por la Administración General del Estado en unas condiciones determinadas.
- Permiso de acceso: aquél que se otorga para el uso de la red a la que se conecta una instalación de producción de energía eléctrica, almacenamiento para posterior inyección a la red, consumo, distribución o transporte. El permiso de acceso será emitido por el gestor de la red.
- Permiso de conexión a un punto de la red: aquél que se otorga para poder conectar una instalación de producción de energía eléctrica, almacenamiento para posterior inyección a la red, consumo, distribución o transporte a un punto concreto de la red de transporte o, en su caso, de distribución. El permiso de conexión será emitido por el titular de la red.
- Módulo de generación de electricidad: un módulo de generación de electricidad síncrono o un módulo de parque eléctrico de acuerdo con los establecido en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, y con la normativa que se apruebe para el desarrollo e implementación del mismo.
- Capacidad de acceso: será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red por una instalación de generación de electricidad o absorbida de la red por una instalación de demanda

de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y en el contrato de técnico acceso.

- Conexión a la red: procedimiento destinado a conectar físicamente las instalaciones de generación de energía eléctrica, distribución, transporte, almacenamiento o consumo a un punto de la red de transporte o, en su caso, de distribución, en el cual se le ha otorgado al titular de dichas instalaciones un permiso de acceso y conexión. Finalizadas dichas actividades, las instalaciones se encontrarán en disposición de ser energizadas o acopladas una vez hayan obtenido todos los permisos y autorizaciones que normativamente sean necesarios.
- Potencia instalada de una instalación de generación: la definida en el artículo 3 y, en su caso, en la disposición adicional undécima, del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Potencia instalada de una instalación de consumo: será la potencia máxima prevista que se ha considerado en el diseño de la instalación de consumo y que debe constar en el correspondiente certificado de instalación eléctrica (CIE). [28].

3.5.4.2.-ÁMBITO DE APLICACIÓN.

Este real decreto será de aplicación a los sujetos que participen en la solicitud y otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que serán: [28].

- Los solicitantes de permisos de acceso y de conexión a un punto de la red de transporte o, en su caso, de distribución de energía eléctrica, que serán: los promotores y titulares de instalaciones de generación de electricidad, de instalaciones de distribución, de instalaciones de transporte, de instalaciones de almacenamiento, y los consumidores.
- Los titulares de redes de distribución o de transporte de energía eléctrica.
- El operador del sistema y gestor de la red de transporte y los gestores de las redes de distribución.

3.5.- REGLAMENTOS DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN

El vigente Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión fue aprobado por Decreto 3151/1968, de 28 de noviembre, conteniendo únicamente prescripciones técnicas garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a

09, y el cual, a parte de haber sido derogado, se ha modificando hasta el último Real Decreto 542/2020, de 26 de mayo, por el que se modifican y derogan diferentes disposiciones en materia de calidad y seguridad industrial. [34]

3.6.- REGLAMENTACIÓN RELATIVA A INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS DE LÍNEAS ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN.

– **ITC-LAT 02 - Normas y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento**

Resolución de 17 de abril de 2021, de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se actualiza el listado de normas de la instrucción técnica complementaria ITC-LAT-02 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero. [35]

– **ITC-LAT 03 - Instaladores autorizados y empresas instaladoras autorizadas para líneas de alta tensión**

Real Decreto 542/2020, de 26 de mayo, por el que se modifican y derogan diferentes disposiciones en materia de calidad y seguridad industrial. (BOE 20/06/20) [35]

Real Decreto 298/2021, de 27 de abril, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial.

– **ITC-LAT 04 - Documentación y puesta en servicio de las líneas de alta tensión**

Real Decreto 542/2020, de 26 de mayo, por el que se modifican y derogan diferentes disposiciones en materia de calidad y seguridad industrial. (BOE 20/06/20) [35]

– **ITC-LAT 05 - Verificación e inspecciones**

Real Decreto 542/2020, de 26 de mayo, por el que se modifican y derogan diferentes disposiciones en materia de calidad y seguridad industrial. (BOE 20/06/20) [35]

– **ITC-LAT 09 - Anteproyectos y proyectos**

Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión. [35]

CAPITULO 4.- DEFINICIÓN Y DIMENSIONADO UNA CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA DE CCPs LOCAL.

En este capítulo se va a tratar de analizar un proyecto genérico de una central termoeléctrica de CCPs, y por tanto en los siguientes subíndices y teniendo en cuenta que ya se ha descrito de una manera teórica los componentes de nuestra central, pasaremos a la justificación técnica y legal de todos los aparatos anteriormente descritos.

4.1.- DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA CENTRAL SOLAR

El constante desarrollo y aumento del consumo eléctrico en la vida fuerza al hombre a estar incansablemente buscando maneras nuevas de abastecer y satisfacer la demanda energética global. También cabe destacar que cada vez se busca más una sinergia entre naturaleza y tecnología, por lo que es casi obligatorio desarrollar fuentes de energía que no sean agresivas con el medio ambiente pero que al mismo tiempo tenga una rentabilidad lo suficientemente alta para quien invierta en dichas tecnologías. Este es el caso de este proyecto de aplicación práctica, la energía solar térmica de concentración de CCPs.

Es por esto que para comprobar la rentabilidad de la planta se ha valorado cual es la ciudad de mayor población y cercanía a nuestra planta, donde según datos de INE en 2021 se ha podido comprobar que en Cartagena existe una población censada que se eleva a 216.108 habitantes (INE, 2020) dispersados en un área de 558,08 km² de término, y cuya comarca natural que forma su área metropolitana cuenta con una población de 409.586 habitantes, dato que ha sido actualizado a 01 de enero de 2021, esto la sitúa como la ciudad número 22^º más poblada de España. Y donde cabe destacar también la inmediata localización de toda industria de Cartagena, desde la refinera de Escombreras, Navantia o Sabc entre otros.

Esta planta de colectores cilindro parabólicos se va a fijar en la Región de Murcia, más concretamente en Torre Pacheco, comarca del campo de Cartagena.

- Latitud 37°51'28.4" N
- Longitud: 1°05'28" W



Figura 36.- Localización de la planta termosolar 2 [36]



Figura 37.- Localización de la planta termosolar 3 [36]

La parcela que resulta interesante para este proyecto dispone de una extensión de 152,78 ha, suficiente para albergar nuestra planta termosolar. La imagen que podemos observar en la figura 51.- ha sido sacada del SIGPAC y permite localizar parcelas destinadas a la agricultura, alimentación y medio

ambiente. La imagen es un conjunto de fotos digitales en las que se encuentran las parcelas catastrales de este espacio rustico.

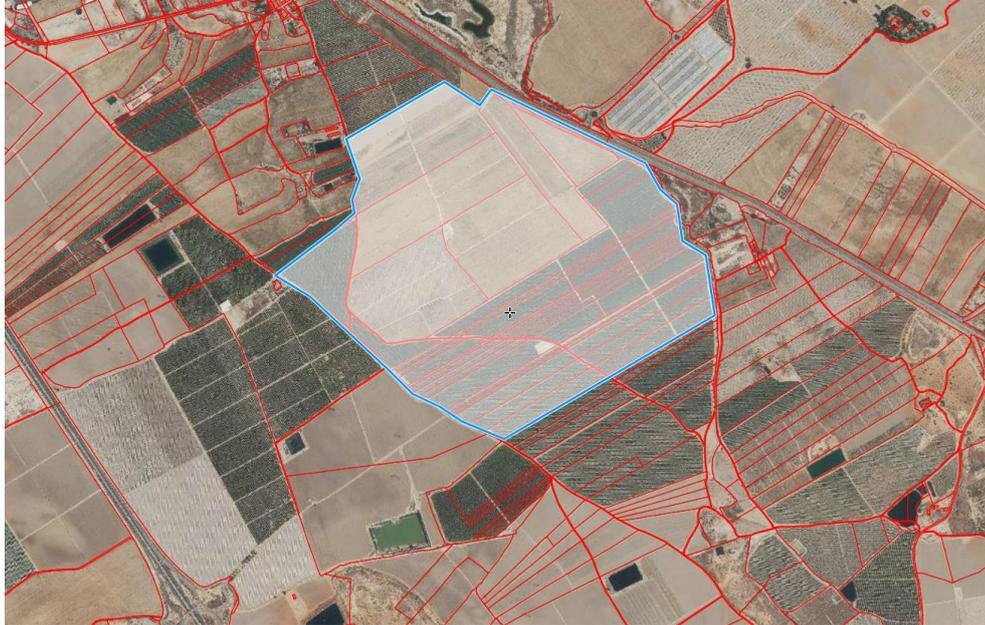


Figura 38.- Ubicación de la parcela catastral [36]

4.1.1.- ESTUDIO DE LA IRRADIACIÓN SOLAR ANUAL LOCAL

Como ya se ha explicado, la energía termosolar de concentración necesita de radiación global directa, esto es que el sol incida paralelamente al colector para poder ser concentrado.

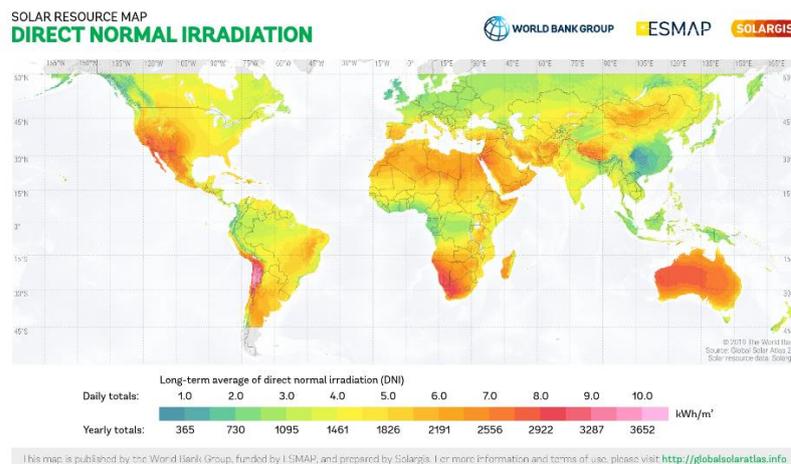


Figura 39.- Radiación normal directa global [37]

Para esto es necesario una localización que reciba mucha energía solar anual, libre de nubes, humo y polvo en suspensión que interfiera en esta radiación. Se puede decir que las regiones del planeta con las mejores condiciones climatológicas para instalar este tipo de centrales serían:

- Norte de África
- Sur de África
- Zona mediterránea
- Zona de Indo-Oriental
- Oriente Medio
- Australia
- Sur-Oeste de Estados Unidos
- América del sur

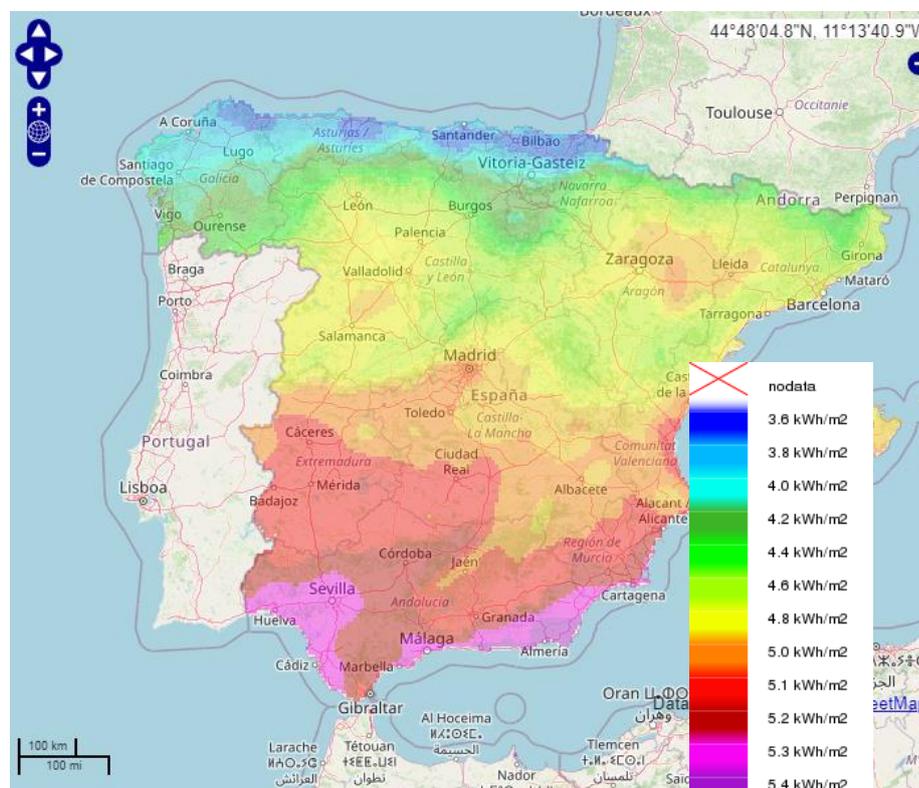
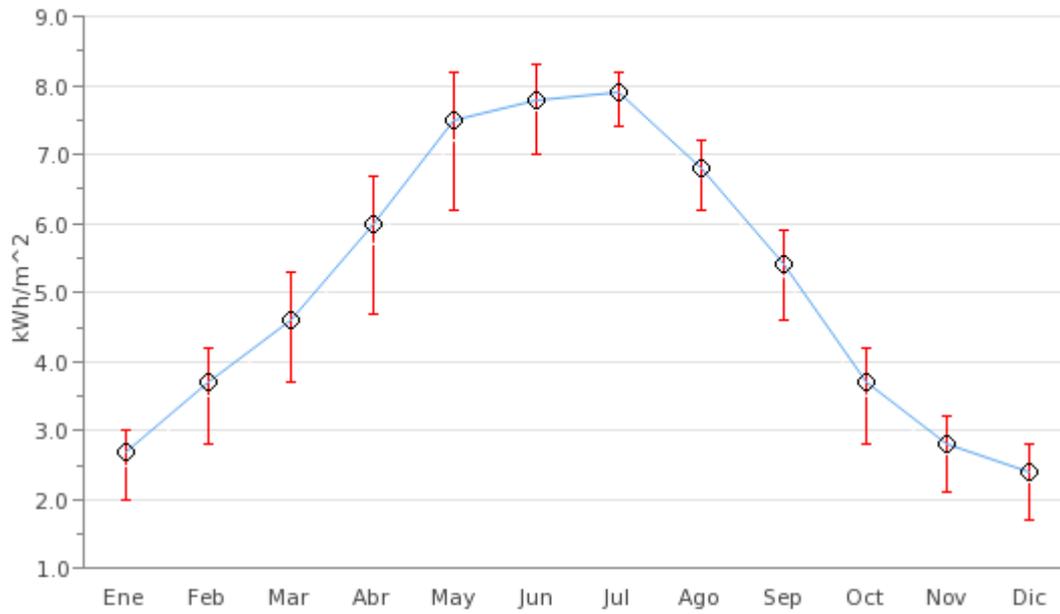


Figura 40.- Radiación normal directa en España [37]

La figura anterior muestra las mejores zonas de España donde se puede construir una planta de CCPs, por lo que se puede comprobar que la zona sur-este de España se encuentra entre las mejores zonas del mundo, alcanzando concretamente 5,2 kWh/m² día .

Estos datos se han conseguido introduciendo la longitud y latitud del lugar geográfico correspondiente a nuestra zona designada, donde en la siguiente tabla podemos ver los valores de radiación normal en la zona colindante a Torre Pacheco.



(kWh/m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Percentil 75	3.0	4.2	5.3	6.7	8.2	8.3	8.2	7.2	5.9	4.2	3.2	2.8
Valor medio	2.7	3.7	4.6	6.0	7.5	7.8	7.9	6.8	5.4	3.7	2.8	2.4
Percentil 25	2.0	2.8	3.7	4.7	6.2	7.0	7.4	6.2	4.6	2.8	2.1	1.7

Tabla 2.-

Irradiación solar global sobre plano horizontal del sureste de España. [37]

Se observa por todo esto que el resultado medio anual, como ya se ha mencionado es de 5,2 kWh/m² día, datos que se han extrapolado para obtener toda la irradiación solar que se obtiene en dicha lugar a lo largo de un año, y que da como resultado 1872kWh/m² día.

4.2.- CAMPO SOLAR

4.2.1.- PAVIMENTACIÓN Y CIMENTACIÓN

La base que aguanta el peso de los colectores y los fija al suelo, será construido con hormigón armado estándar.

Con respecto a la normalización de este apartado cave destacar que para todo lo referente a las construcciones de obra civil y edificación prevelacerá la *instrucción EH-91* [38] en las cimentación de

hormigón en masa y la *instrucción EP-93* [39] para todo tipo de cimentación y cimentación que se realice con hormigón pretensado.

4.2.2.- ESTRUCTURA

A la hora de querer normalizar el tipo de estructura para la construcción de los colectores se pueden estudiar dos formas. La estructura utilizada en los colectores LS-3, en la cual se utiliza la técnica de estructura espacial y la que se utiliza en los colectores LS-1 y 2, donde se utiliza la técnica de soporte central.

Finalmente se ha decantado por los colectores LS-3, que lo comercializa la empresa SOLEL Solar Systems, ya que estos son actualmente los mejores por su gran tamaño y rendimiento.

4.2.3.- SISTEMA DE GUIADO Y TRANSMISIÓN

Como ya se sabe, uno de los principales y mas importantes de los objetivos para que la planta tenga un buen rendimiento es el hecho de que se necesita que sobre el tubo absorbedor incidan los rayos solares de la manera más eficiente posible durante el máximo de horas. Esto se consigue con el sistema de guiado, el cual va cambiando la orientación de nuestros colectores sobre un mismo eje conforme avanza el sol a lo largo del día.

Esto básicamente se consigue uniendo un motor a otro motor-reductor para que aumente el par de salida, y este motor-reductor que esté a su vez unido a un eje que permita al colector rotar. Pero como el tamaño de nuestros colectores es demasiados grande, necesitaremos la ayuda de un mecanismo hidráulico como el de la figura siguiente.



Figura 41.- Mecanismo de transmisión hidráulico.

En este tipo de mecanismos, una bomba o motor eléctrico son los responsables de darle energía a los pistones hidráulicos, causantes del movimiento del colector.

4.2.4.- REFLECTOR CILINDRO PARABÓLICO Y COLECTOR

Para el reflector será necesario utilizar laminas con un baño de plata o aluminio pulido, y estas laminas a su vez se fijarán a los soportes del colector.

Si el reflector es metálico usaremos el mismo material para el soporte de forma que se optimizara en materiales. En el caso del aluminio será una lámina muy pulida para que consiga una reflectancia de al menos un 94%. Pero la principal pega de este tipo de reflector es que se deteriora con el tiempo, sobre todo si esta a la intemperie.

Si por lo contrario el soporte es de algún tipo de polímero o fibra de vidrio, el reflector será una lamina revestida con una película de plata la cual se fijará al soporte. El fabricante 3M dispone de algunos materiales de este tipo, como el ECP-305 que es precisamente una película acrílica de plata que se usa como reflectante. [41] Aunque su principal pega vuelve a ser que se deteriora rápidamente si esta a la intemperie.

Es por todo esto que se decide utilizar el vidrio como material protector para la película de plata del reflector. Quedando el reflector como un panel tipo sándwich en el que la película de plata estará protegida por la lámina de vidrio por la parte exterior y una de cobre por la parte interior.

Se pueden encontrar dos tipos de espejos según el espesor de la capa protectora exterior.

- Si el espejo se ha construido con un vidrio >3 mm de espesor.
- Si el espejo se ha construido con un vidrio $\leq 1,5$ mm de espesor.

Este tipo de espejos es el utilizado en los *colectores LS-3*, que son los que se han seleccionado para nuestra planta. [40] Cuya tabla de características podemos encontrar en el ANEXO C.

4.2.5.- TUBO ABSORBENTE

El HTC o el tubo absorbente, es el responsable de transformar la energía solar en energía térmica o colorífica mediante un fluido de transporte que se encuentra dentro del propio tubo.

Evidentemente el tubo absorbente debe tener una elevada absorptividad, al menos de un 94%, y esto se consigue con un recubrimiento específico como los compuestos cermet, los cuales también disminuyen la emisividad del tubo a un 15% aproximadamente. Todo esto hace que el tubo absorbente consiga un buen rendimiento térmico a temperaturas comprendidas entre 425°C y 400°C.

Dicho tubo absorbente está rodeado a su vez por un recubrimiento metálico que protege el interior de las inclinaciones meteorológicas. Es por lo anteriormente expuesto que el tubo absorbente propuesto está fabricado por la empresa Solel Solar Systems que es el principal fabricante de todas las plantas SEGS. Dicho tubo absorbente es el UVAC HCE (Universal Vacuum, Heat Collector Element). [40]

Las características del tubo absorbente quedan incluidas en la tabla de especificación que se encuentra en el ANEXO C. Dicha tabla integra las características de reflector cilindro parabólico, del colector y del tubo absorbente o absorvente.

4.2.6.- FLUIDOS DE TRABAJO

Los colectores de la central utilizan un fluido de trabajo cuya misión es transmitir la energía calórica al bloque de potencia. Es por todo esto que dependiendo del fluido que se utilice conseguiremos un mejor rendimiento de la central debido a los rangos de temperaturas de trabajo del fluido.

El fluido que se ha seleccionado es el Therminol VP-1, este fluido de trabajo tiene un buen comportamiento como transmisor de calor hasta los 427°.

La tabla de características de este fluido podemos encontrarla en el ANEXO C.

4.3.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA

La disposición con sales sería la de dos tanques:

- Almacenamiento de sales fundidas «frías» a 292°C
- Almacenamiento de sales calentadas a 386°C con el HTF proveniente del campo solar.

La composición de las sales de almacenamiento tiene una combinación de un 60% de NaNO_3 y un 40% de KNO_3 , parecido a los fertilizantes.

Puesto que las sales deben estar fundidas constantemente, y están pueden llegar a solidificarse si se encuentran por debajo de los 220-250°C. Es por esto que debe de existir un trazo eléctrico para mantener la temperatura superior a estos valores. Por ello se ha diseñado un sistema de trazo compuesto por 8 resistencias de 15kW cada una en la zona central y en el suelo de los tanques de almacenamiento.

La conclusión de este estudio indica que capacidades de almacenamiento por debajo de 6 horas incrementan el precio final de la energía ya que el precio de la inversión supera al de retorno por una mayor producción energética. Por otro lado, un dimensionado del sistema de almacenamiento por encima de 11-12 horas es ineficiente ya que en verano se desperdiciaría parte de la energía. Así, se ha decidido incluir en el proyecto dos tanques de almacenamiento capaces de dar 1.010 MWh equivalentes a 7,7 horas de funcionamiento a capacidad nominal de 50 MW con un volumen aproximado de 15.00 m³, con 28.500 toneladas de sales de nitrógeno (sal solar).

Estos 1.010 MWh son la media que resulta de la energía solar estimada no aprovechable por la turbina debido a su limitación de 50 MWe nominales en el mes de Julio para el campo solar dimensionado el 15 de octubre y que se almacenara mediante sales fundidas puesto que al ser el campo solar lo más costoso de la instalación, más incluso que el propio sistema de almacenamiento, resulta rentable aprovecharlo al máximo sin desenfocar los espejos.

Estos tanques suelen estar contruidos de acero al carbono de unos 40 m de diámetro y 14 m de altura y se encuentran aislados térmicamente para minimizar pérdidas de calor por paredes, techo y fono. Entre los dos tanques se sitúan 6 intercambiadores sales/aceite térmico con el fin de transferir esta energía que se genera en el campo solar a los tanques de almacenamiento. La capacidad de estos es de 131 MWt

cuando se cede calor a las sales y 119 MWt cuando se cede calor al fluido térmico. Para realizar el trasvase entre tanques existen 4 bombas verticales en el tanque frío (3 en operación y una de reserva) y 3 bombas en el tanque caliente.

4.4.- CICLO DE VAPOR

El ciclo de vapor no es otra cosa que un sistema de generación de vapor que funciona con un ciclo Rankine, regenerativo y con recalentamiento intermedio. Está dispuesto por dos líneas de cambiadores de calor en paralelo, con recalentador/economizador, evaporador y sobrecalentador. A su vez, las dos líneas se encuentran en paralelo con los economizadores, o recalendares, de vapor. Y a la salida del sobrecalentador se encuentra conectada la entrada en HP de la turbina. A la salida de la etapa de alta, ese caudal de vapor pasa por el recalentador desde donde suministra el vapor a la etapa LP de la turbina. [40]

- Caudal de vapor sobrecalentado: 59 kg/s
- Presión de vapor: 105 bar
- Temperatura de vapor: 393°C (pitch point de diseño: 20°C)

Analizando los parámetros de una central eléctrica, y en concreto el ciclo de agua-vapor en una planta termosolar de 50 MW, se tiene lo siguiente:

Number of steam generators	2
Tipo de generación	Conducción. Intercambio térmico en intercambiadores tubulares aceite-térmico-agua
Number of pressure levels	2
Circuito de alta presión	105 bar
Circuito de baja presión	25
Temperatura del circuito de alta presión	385°C
Temperatura del circuito de baja presión	385°C
Condensador (Presión de vacío)	0,08 bar
Tª Condensación	26°C
Consumo eléctrico	aprox. 1,7 MW

Tabla 3.- Tabla de parámetros de una central térmica.

Una vez definidos los parámetros, se podrá analizar el recorrido del vapor a través del circuito, saliendo desde el condensador y pasando por los diferentes precalentadores hasta llegar a la turbina. Todo ellos mediante el ciclo Rankine con regeneración.

4.4.1.- ECONOMIZADOR O INTERCAMBIADOR DE CALOR

El economizador o también llamado preheater, es el encargado de transformar elevando la t^a del agua a casi la t^a de ebullición. Para ello habría que diferenciar dos balances diferentes de energía, uno para el agua y otro para el aceite:

	SISTEMA ACEITE	SISTEMA AGUA/VAPOR
Presión	12	105
Temperatura	Entrada = 322°C / Salida= 306°C	Entrada = 245°C / Salida= 310°C
Potencia térmica	72 MW	
Caudal	504 kg/s	25,2 kg/s

Tabla 4.- Tabla características del Economizador del proyecto tipo. [40]

Dado que es el primer intercambio de energía entre los dos fluidos de la central dentro del tren de vapor, el agua y el aceite, este proceso se realiza utilizando el aceite justo antes de enviarlo al sistema de Ullage (filtrado), cuando el aceite ha perdido ya parte de su energía adquirida en el campo d CCP.

El principal problema del economizador es la elevada vulnerabilidad a la corrosión, puesto que el agua tiene una mayor concentración de sales, por otro lado también uno de los problemas es la gran tensión térmica a la que se somete puesto que el agua entra a una temperatura y sale a otra mucho mayor.

Así que si se observan estas características el intercambiador de calor CSE-XR® de Fluitec se adapta a las exigencias de este trabajo y se recomienda como una alternativa para estas aplicaciones.



Figura 42.- Intercambiador de carcasa y tubo CSE-XR de Fluitec [41]

Los intercambiadores de calor multitubo con elementos mezcladores en los multitubos son ideales para viscosidades de producto entre 50 y aproximadamente 500 mPas. En los multitubos se pueden instalar varios elementos mezcladores estáticos dependiendo de la aplicación de transferencia de calor. Estos

elementos aumentan la transferencia de calor del producto a la pared del tubo, de modo que se pueden realizar tamaños más pequeños que si el intercambiador de calor multitubular no tiene elementos mezcladores.

Tipo	Coraza y tubos
Fluidos	Líquido-líquido, líquido-gas
Material	Acero inoxidable
Otras características	Compacto, de alta eficacia, resistente a la corrosión, a medida, de acero inoxidable, para fluidos corrosivos, a contracorriente, de coraza y tubos.
Aplicaciones	Para la industria, para la industria agroalimentaria, para la industria petroquímica, para la industria química, para la industria farmacéutica, para la industria papelera, para la industria del plástico, para productos viscosos, para la industria del automóvil, para <i>caldera de fluido térmico</i>
Presión operativa	Máx.: 200 bar (2.900,75 psi) // Mín.: 0 bar (0 psi)
Temperatura	Máx.: 400 °C (752 °F) // Mín.: -100 °C (-148 °F)
Potencia	Máx.: 20.000 kW // Mín.: 0,1 kW

Tabla 5.- Intercambiador de carcasa y tubo CSE-XR de Fluitec [41]

4.4.2.- GENERADOR DE VAPOR

Este es el siguiente componente en el tren de vapor. Este es el encargado de aumentar la temperatura del agua de entrada hasta la temperatura de saturación y, producir vapor saturado. Como ya se ha hecho anteriormente con el intercambiador de calor, en la siguiente tabla, Se pueden observar los balances de energía de este proceso. [40]

	SISTEMA ACEITE	SISTEMA AGUA/VAPOR
Presión	Entrada= 23/ Salida = 23	Entrada= 105/ Salida = 104
Temperatura	Entrada = 380°C/Salida= 322°C	Entrada= 310°C/Salida= 314°C
Potencia térmica	72 MW	
Caudal	505 kg/s	54 kg/s

Tabla 6.- Tabla características generador de vapor del proyecto tipo. [40]

Para la caldera de agua se ha escogido el modelo FOGAR UT-HZ de la marca BOSH cuyas características técnicas son:



Figura 43.- Generador de vapor marca Bosch modelo UT-HZ [31]

Modelo	UT-HZ
Fluido	Vapor saturado – alta presión
Tipo	Generador de agua sobrecalentada de doble hogar, piro-tubular, 3 pasos y horizontal
Producción	de 13.000 a 38.000 kW
Presión de diseño	hasta 30 bar
Temperatura máx.	hasta 390 °C
Combustibles	Gas natural, gasóleo

Tabla 7.- Tabla características generador de vapor normalizado. [31]

4.4.3.- SOBRECALENTADOR

La función del sobrecalentador es aportar energía (entalpía) al vapor aumentando su temperatura hasta los 380°C. Para ello el aceite sale directamente del campo de CCP a 393°C. Según esto, su balance de energía sería el siguiente:

	SISTEMA ACEITE	SISTEMA AGUA/VAPOR
Presión	Entrada= 23/ Salida = 23	Entrada= 104/ Salida = 103
Temperatura	Entrada = 393°C/Salida= 380°C	Entrada= 314°C/Salida= 380°C
Potencia térmica	17 MW	
Caudal	505 kg/s	54 kg/s

Tabla 8.- Tabla características generador de vapor equipado con sobrecalentador. [32]

Como es necesario obtener vapor sobrecalentado y no vapor saturado, en la parte de la cámara delantera de la caldera de vapor será necesario instalar un sobrecalentador.

En el desarrollo del módulo de sobrecalentamiento, Bosch Industriekessel se ha limitado intencionadamente a temperaturas de vapor sobrecalentado de 100 °C por encima de la temperatura de

vapor saturado. Esto quiere decir que acoplado un módulo sobrecalentador tipo SHM delante de nuestra caldera conseguiríamos obtener los valores necesarios según este proyecto tipo.

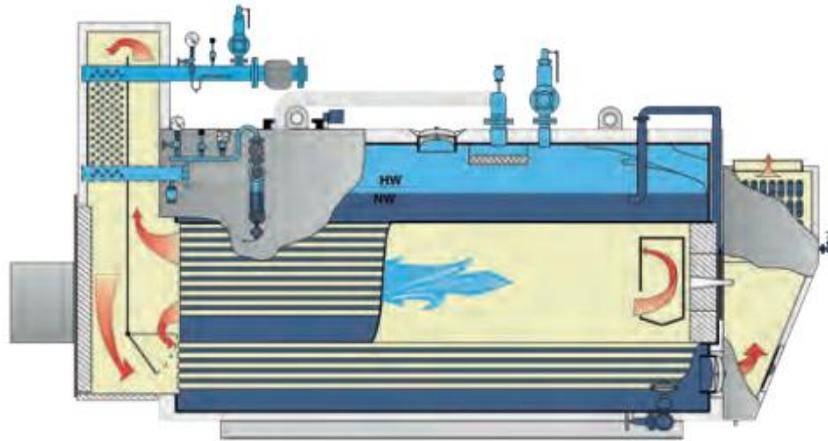


Figura 44.- Caldera de vapor UT-HZ de alta presión con módulo sobrecalentador integrado. [32]

4.4.4.- RECALENTADOR

La función básica del recalentador es aportar energía adicional al vapor a la salida de la turbina de alta presión, para turbinarlo en la de baja presión. El recalentador, que no es más que otro tipo de intercambiador de calor, recoge el aceite directamente de la salida del campo de CCP para utilizar su máxima energía.

	SISTEMA ACEITE	SISTEMA AGUA/VAPOR
Presión	Entrada= 23/ Salida = 23	Entrada= 104/ Salida = 103
Temperatura	Entrada = 393°C/Salida= 248°C	Entrada= 205°C/Salida= 382°C
Potencia térmica	20 MW	
Caudal	58 kg/s	45 kg/s

Tabla 9.- Tabla características del vapor turbinado y pasado por un recalentador del proyecto tipo.

Atendiendo, como siempre a este proyecto tipo, hemos encontrado una caldera de vapor de recuperación de calor que se ajusta a las características indicadas. Esta sería la caldera Bosh de recuperación de calor modelo HRSB.



Figura 45.- Caldera de recuperación de vapor marca Bosh modelo HRSB. [31]

Modelo de caldera	HRSB
Fluido de trabajo	Vapor saturado – alta presión
Tipo de caldera	Caldera de recuperación
Producción de la caldera	de 400 a 4.100 kg/h
Presión de la caldera	10/16 bar
Tª máx	hasta 205 °C
Tª máx.	de humos de entrada 550 °C
Humos (Caudal mínimo)	500 kg/h
Humos (Caudal máximo)	23.500 kg/h
Tpo de humo	Gas natural (otros gases a consultar)

Tabla 10.- Tabla de características de la caldera de recuperación de vapor marca Bosh modelo HRSB. [31]

4.4.5.- TURBINA

La turbina que se necesita para el bloque de potencia debe de ser de 49,9 MW de potencia nominal, con dos etapas y con una sola carcasa, recalentamiento intermedio y 5 extracciones en el cuerpo de baja presión para calentar el agua a la salida del condensador, eje horizontal y flujo de vapor axial.

Mediante un engranaje reductor la turbina de alta presión estará conectada al generador, y el cuerpo de baja presión estará conectado directamente. El vapor de trabajo saldrá a una presión que oscilará entre 0,04 y 0,06 bar, dependiendo de la temperatura del agua de refrigeración, hacia el condensador.

En este caso se ha buscado una turbina en el catálogo de Siemens y ha decidido escoger el modelo SST-400, que es una turbina de vapor de carcasa única, que proporciona transmisión directa o por engranajes a generadores de 50 y 60 Hz, o compresores y bombas. La carcasa simétrica con brida de junta horizontal permite que el SST-400 acepte tiempos de arranque cortos y cambios rápidos de carga.

El diseño del paquete modular permite una amplia variedad de configuraciones para satisfacer las necesidades individuales del cliente de la manera más económica. La utilización de componentes probados seleccionados asegura alta confiabilidad y fácil mantenimiento. El SST-400 puede equiparse con escape ascendente, descendente o axial para adaptarse a la instalación. [42]

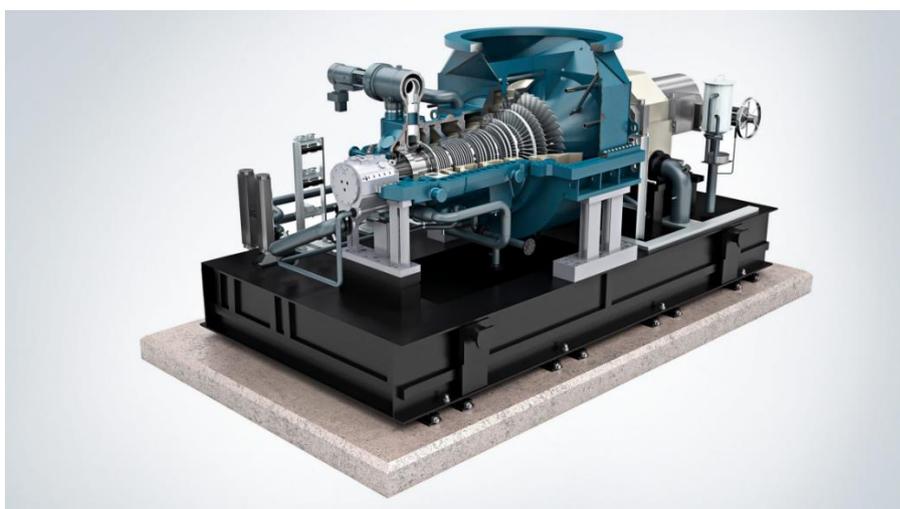


Figura 46.- Turbina de vapor siemens modelo SST-400 [30]

Potencia de salida	≤60 MW
Velocidad	8.000 rpm
Presión de entrada	≤140 bar / ≤2030 psi
Temperatura de entrada	≤540 ° C / ≤1,004 ° F
Parámetros del vapor de escape	Contrapresión hasta 25 bar / 363 psi Condensación hasta 0,3 bar / 4,4 psi
Extracción de vapor	Controlada (hasta 4) hasta 45 bar / 510 psi // No controlada hasta 60 bar / 870 psi

Tabla 11.-Tabla características turbina de vapor siemens modelo SST-400 [30]

4.5.- SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

4.5.1.- GENERADOR SINCRONO

La turbina de vapor estará conectada a un generador que será el responsable de transformar la potencia mecánica en eléctrica. Será de tipo síncrono trifásico de dos polos, 50 MW de potencia nominal y 50 HZ construido según norma DIN VDE 0530, con factor de potencia 0,8 con tensión de generación en bornes 11 +/- 10% kV y refrigerado por intercambiadores de aire-agua.

Atendiendo a estas características se ha decidido escoger el generador refrigerado por aire Siemens SGen-100A son parte de la línea de productos Siemens Generator (SGenTM) con rendimiento mejorado.

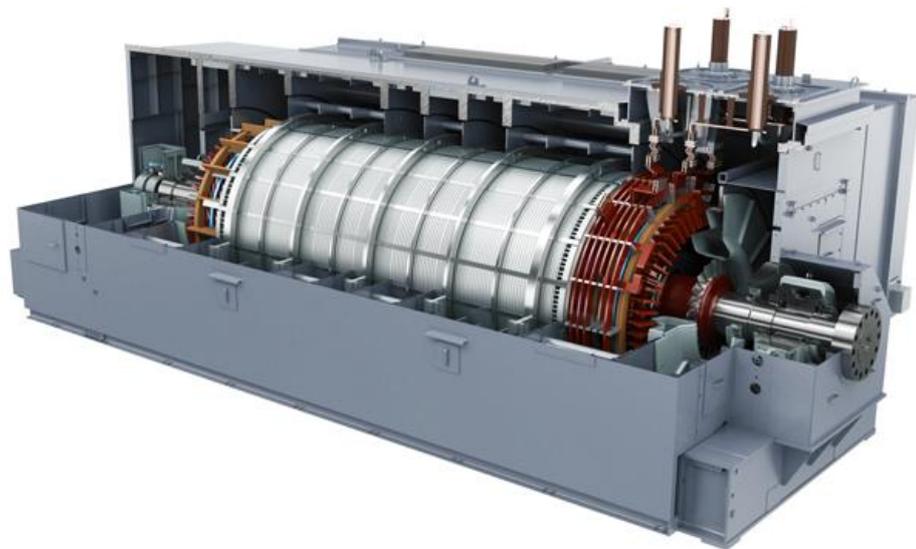


Figura 47.- Generador refrigerado por aire marca Siemens modelo SGen-100A-2P [34]

Frecuencia	50 Hz
Potencia Aparente	25 - 370 MVA
Eficiencia	>98,9 %
Factor De Potencia	0,80
Voltage	6,3 - 20 kV

Tabla 12.-Tabla características generador refrigerado por aire marca Siemens modelo SGen-100A-2P [34]

4.5.2.-SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA

En este apartado hablará del porque se ha decidido utilizar tecnología GIS, pues lo que se pretende es la optimización del espacio y destinar el sobrante para almacenamiento o uso de maquinaria. Esta tecnología aportará una fiabilidad extra, pues la disposición será en AT doble barra ya que únicamente existen cuatro posiciones, dos de transformador y dos de líneas. Por lo que no se precisa nada complicado y que resultaría más caro para la instalación.

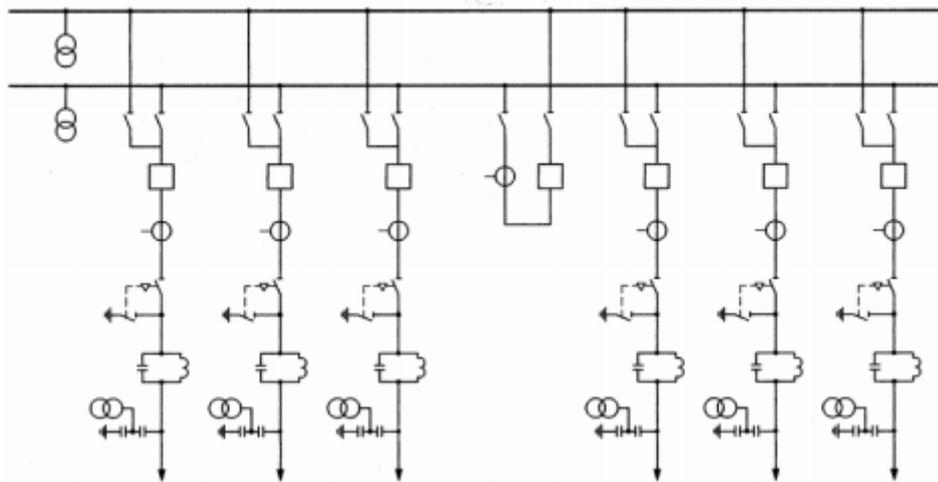


Figura 48.- Esquema unifilar de una disposición doble barra. [23]

Como se puede observar en el esquema unifilar es una disposición donde cada los circuitos tienen un par de seccionadores en cada barra. También se puede ver en el esquema unifilar que el interruptor permite conectar los dos embarrados principales y si se cierra conducirá la energía de una circuito a otro, es decir, permitirá pasar la tensión de una barra a otra. Su coste es bajo, y una de sus principales ventajas es que no hace falta parar la subestación para hacerle el mantenimiento.

El fabricante de las celdas de media y alta tensión es ABB, pues nos proporciona buena operatividad y un mejor precio. El *interruptor de AT* es un interruptor de accionamiento hidráulico y mecánico, por lo que las celdas de tensión estarán encapsuladas trifásicamente, y en las celdas de MT estarán en encapsulado monofásico y el interruptor será de vacío.

Para los transformadores, se emplearán dos de 45 MVA, por lo que uno quedará relegado a la reserva, esto quiere decir que la subestación tiene la ventaja de tener una potencia de reserva del 100%. Esto quiere decir que no habría problemas de abastecimiento de servicio eléctrico en caso de avería del transformador principal. Su fabricante será EFACEC [43].

4.5.2.1.- CELDAS GIS 132 KV.

Las celdas GIS de AT están aisladas en gas SF₆¹⁰, se han seleccionado el tipo ELK-04, que son unas celdas normalizadas por el fabricante Asea Brown Boveri (ABB).

El principal motivo de su elección es por su diseño, por su alto nivel de seguridad y fiabilidad para la calidad del servicio pero sobre todo por su adecuación para un ambiente salino como tenemos en el sureste de la Región de Murcia.

Las zonas de color amarillo de la ilustración corresponden a las zonas de la celda que estarán contenidas con Hexafloruro de Azufre, SF₆, y las zonas rojas serán los elementos de tensión y en azul lo que no están en tensión. Los demás elementos corresponderían con:

1. Seccionador de barras y de PAT
2. Interruptor de potencia
3. Transformador de intensidad
4. Transformador de tensión
5. Seccionador de PAT(Seccionado rápido)
6. Terminal del conductor
7. Armario de control

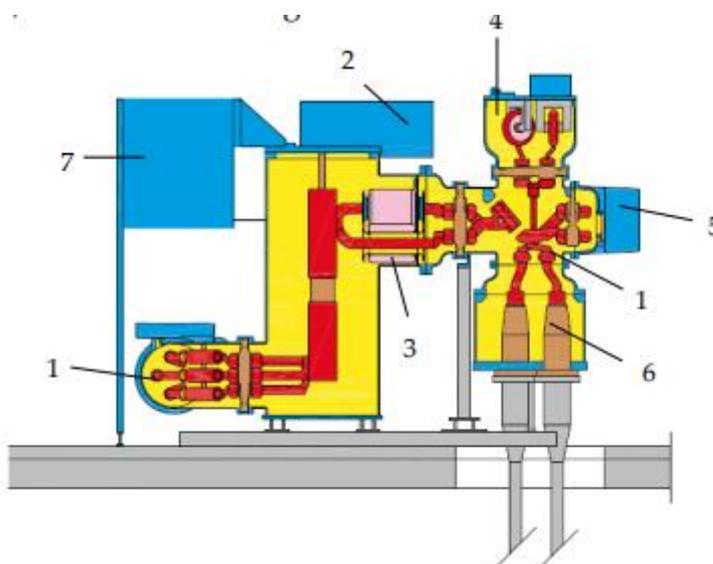


Figura 49.- Esquema celda ELK 04 [44]

¹⁰ Gas SF₆.- El Hexafloruro de Azufre o SF₆ es se utiliza en el mundo eléctrico para los equipos de AT. Es químicamente muy estable, por lo que no reacción con otras sustancias a temperatura ambiente.

Al no ser objeto de estudio la celda GIS, no se va a profundizar en la aparamenta que ya integra dicha celda, pues se sobreentiende que la celda en sí ya está normalizada para el uso que se le quiere dar. Las características generales de la aparamenta de alta tensión son las siguientes:

Tensión Nominal	145 kV
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión De Prueba A Impulso De Rayo	650 kV
Sobre Distancia De Seccionamiento	750 kV
Tensión De Prueba A Frecuencia Industrial	275 kV
Sobre Distancia De Seccionamiento	315 kV
Corriente Nominal	1250 A
Corriente Nominal De Embarrado	2500 A
Corriente De Impulso	80 kA
Corriente De Corta Duración	31,5 kA
Presión Mínima Del Gas De Aislamiento A 20°C	520/600 kPa
Presión Mínima Del Gas De Extinción A 20°C	600/630 kPa
Temperatura Ambiente Mínima Permitida	-30°C
Temperatura Ambiente Máxima Permitida	40°C
Tipo De Instalación	Interior
Dimensiones	1000 x 3600 x 2700 mm

Tabla 13.- Tabla de características de una celda GIS de 132 kV [44]

4.5.2.2.- TIPOS DE CELDAS

En este apartado se procederá a describir los elementos por los que están formadas las celdas de la subestación GIS de 132 kV.

Las posiciones de la celda tendrán la siguiente disposición:

(2x) Celda de transformador

- Barras con envolvente tripolar
- Interruptor automático x1
- Transformadores de tensión x3
- Transformadores de intensidad x3
- Seccionadores y PAT x2
- Seccionador rápido de PATx1
- Armario de control x1
- Terminal de cables

(2x) Celda de línea

- Barras con envolvente tripolar
- Interruptor automático

- Dos puestas a tierra y dos seccionadores combinados
- Transformadores de tensión x3
- Transformadores de intensidad x3
- Seccionador de puesta a tierra x1
- Armario de control x1
- Terminal de cables

4.5.2.3.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Ahora se procederá a resumir las características del transformador de potencia de la subestación. Por lo que, como los dos transformadores son homólogos, se describirá únicamente uno.

El trafo de potencia seleccionado será de unos 45 MVA de marca EFACEC. El trafo, evidentemente, tendrá los arrollamientos bañados en aceite, y será un transformador trifásico.

El transformador deberá de tener un diseño que cumpla con la norma UNE-EN 60076-3 y la norma UNE-EN 60076-1, respecto a los parámetros de:

- Pérdidas Parciales
- Pérdidas Totales
- Relación de transformación
- Impedancia de cortocircuito
- Corriente de vacío.

El trafo debe ser diseñado mediante la norma UNE-EN 60076-5 para un cortocircuito extremo.

Potencia Asignada En Servicio Continuo	45 MVA
Tensión Asignada Alta	132 kV
Tensión Asignada Baja	20 kV
Tensión Máxima De Servicio Alta	145 kV
Tensión Máxima De Servicio Baja	24 kV
Potencia De Cortocircuito En Red Alta A Tensión Nominal	7200 MVA
Potencia De Cortocircuito En Red Baja A Tensión Nominal	650 MVA
Disposición Del Neutro En Red De Alta	A TIERRA
Disposición Del Neutro En Red De Baja	A TIERRA
Grupo De Conexión	YNyn0
Tensión De Cortocircuito A 75°C (45 Mva, 136/15 Kv)	11%
Tensión De Cortocircuito Homopolar A 75°C (45 Mva, 136/15 Kv)	5,1%
Aptitud Ante Cortocircuito	
Duración	2s
Factor De Cresta	2,55
Conexión De Neutros	RÍGIDO A TIERRA
Intensión Simétrica De Cortocircuito (Secundario)	25 KA
Tensión Asignada En Vacío	
Arrollamiento At	136 ± 10x1,632 kV

Arrollamiento Bt	15 kV
Cambiador De Tomas En Carga	
Tipo De Regulación	FLUJO Y POTENCIA CONSTANTES
Sistema De Regulación	INVERSOR
Punto De Regulación	BORNE DE NEUTRO AT
Tipo De Refrigeración	ONAN
Temperatura Ambiente Máxima	40°C
Temperatura Ambiente Mínima	-25°C
Temperatura Media Máxima (24 Horas)	35°C
Calentamiento Medio En Los Arrollamientos	65°C
Calentamiento Máximo En Los Arrollamientos, 100% Carga	78°C
Calentamiento Máximo En El Aceite	60°C
Humedad Relativa Máxima	100 % (A 25°C)
Temperatura Ambiente Máxima	40°C
Pérdidas	
Pérdidas En Vacío Al 100% / 110%	20 / 32 kW
Pérdidas Por Carga En Las Posiciones 1,11 Y 21 (75 °c)	133 / 136 / 168 kW
Ruido	<75 dB
Dimensiones	
Largo	6300 MM
Ancho	4220 MM
Alto	5500 MM
Masa Total (Con Aceite)	58000 KG

Tabla 14.- Tabla de características del transformador de potencia. [44]

4.5.2.4.- SERVICIOS AUXILIARES

Estos servicios auxiliares son los responsables de suministrar electricidad a los elementos más importantes de la subestación en caso de que exista una falta en la red. Pues estos elementos son los responsables de proteger los equipos y de su control. A resumidas cuentas son los responsables de mantener una continuidad en el servicio de la subestación.

Mediante estos servicios auxiliares se alimentarán los sistemas de CC y los de CA. Estos sistemas de corriente continua abarcan elementos como las bobinas de los interruptores, motores de carga de los muelles, alumbrado de emergencia, etc. Y los sistemas de corriente alterna abarcan elementos como alumbrado, ventilación o calefacción.

La alimentación de estos servicios de CA se deberá suministrar desde un transformador destinado para dichos servicios, en el caso de los servicios de CC mediante baterías de 125 V.

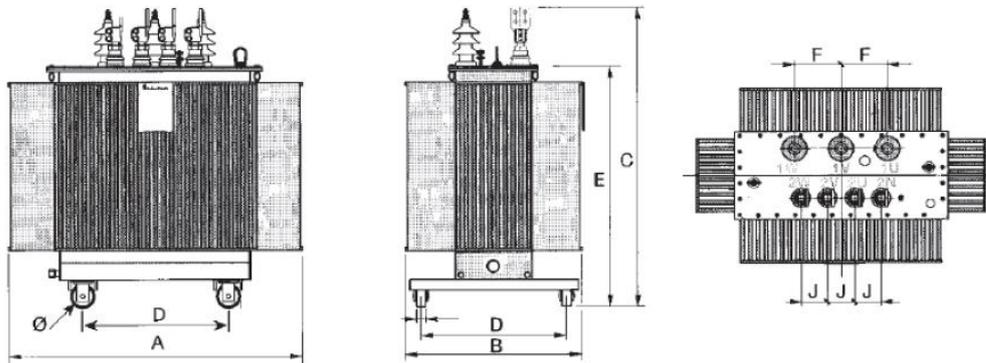
4.5.2.4.1.- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

El trafo seleccionado será de la marca Schneider Electric de gama EcoDesign , el dieléctrico será de aceite de semillas, lo que minimiza el impacto ambiental. El éster vegetal será reutilizable para convertirlo en combustible una vez ya no cumpla su función en el transformador.

Potencia asignada en servicio continuo	50 kVA
Tensión primaria asignada	15 kV
Tensión secundaria asignada	420 V
Pérdidas	
Por carga a 75 °C	1100 W
En vacío	90 W
Tensión de cortocircuito	3,99%
Grupo de conexión	DYN11
Caída de tensión a plena carga	
Cos $\phi = 1$	2,27%
Cos $\phi = 0,8$	3,78%
Rendimiento	
carca 100%	
Cos $\phi = 1$	96,62%
Cos $\phi = 0,8$	96,03%
Carga 75%	
Cos $\phi = 1$	97,11%
Cos $\phi = 0,8$	96,64%
Carga 50%	
Cos $\phi = 1$	97,54%
Cos $\phi = 0,8$	96,64%
Carga 25%	
Cos $\phi = 1$	97,73%
Cos $\phi = 0,8$	97,41%
Ruido	40 dB
Peso	591 kg

Tabla 15.-Placa características del transformador. [44]

Siendo las dimensiones del transformador las siguientes:



	A	B	C	D	E	F	J	Ø	Ancho de llanta
mm	970	630	1370	520	940	375	80	125	40

Figura 50.- Esquema del transformador de servicios auxiliares. [44]

4.5.2.4.2.- CUADRO GENERAL DE SERVICIOS AUXILIARES

Este cuadro es el responsable de darle servicio a los servicios auxiliares sera de simple barra ya que solo se va a usar un transformador destinado a este cometido. Está compuesto por tres barras (una por fase) y otra para el neutro. El modelo elegido es el XL3 4000 de la casa Legran.



Figura 51.- Cuadro general XL3 4000

Las dimensiones de dicho cuadro son:

LARGO	ALTO	PROFUNDIAD
1450 mm	1800 mm	725 mm

Tabla 16.- Dimensiones Cuadro general de SA

4.5.2.5.- SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA

4.5.2.5.1.- CUADRO GENERAL DE CORRIENTE CONTINUA

El cuadro general de CC debe cumplir una función parecida al de corriente alterna, la única diferencia residirá en que esta vez la utilidad es para los equipos de CC que ya se ha mencionado, es decir, de los equipos responsables del accionamiento de los interruptores y de la carga de los muelles, protecciones de los equipos, etc. La tensión nominal del cuadro será de 125 V, que a la vez es la tensión asignada para el aislamiento de 250 V. El cuadro tendrá una configuración de simple barra partida. Cada semibarra conectara con una acometida desde los rectificadores-baterias de 125V y las salidas estarán repartidas para alimentar el resto de la subestación.

Las acometidas llevaran interruptores automáticos para facilitar la conmutación o acoplamiento de las barras si fuera necesario. Dicha conmutación automática se gobernara desde la unidad de control de los servicios auxiliares y en el CBT se instalará un conmutador manual para poder operar de forma manual en el caso de ser necesario.

El grado de protección para este cuadro es el IP-41 y el de protección mecánica a los choques será IK-08.

4.5.2.6.- RED DE TIERRAS

La subestación debe estar puesta a tierra para proteger a las personas y los propios equipos ante una derivación a tierra de la corriente, por lo que esto es una de las parte mas importantes del diseño de la subestación. Se creara un mallazo compyesto por picas y conductores de cobre unidos entre si para garantizar su máxima protección.

Picas (8x)	
Largo	4000 mm
Diametro	14 MM
Mallado	
Longitud	1653 m
Sección	95 mm ²
Profundidad	1 m
Lado de la cuadrícula	1,5 m

Tabla 17.- Tabla de características de la red de tierras.

Toda parte metálica de la subestación debe de estar puesta a tierra obligatoriamente, para que en caso de fuga no haya perjudicados. Algunos ejemplos son:

- Los bastidores o chasis de aparatos de maniobra
- Las puertas metálicas
- Las vallas metálicas

- Las columnas o pórticos
- Las carcasas de transfos
- El recubrimiento metálico de los armarios
- Las estructuras metálicas de los edificios
- Las tuberías
- Los neutros de los trafos

4.5.3- CONDUCTORES DE INTERCONEXIÓN CON EL TRAFIO

4.5.3.1.- CONDUCTOR DE 132 KV

En estos niveles de tensión se deben cumplir las normas UNE-EN 60754, donde el conductor debe ser libre de halógenos y por tanto tener una baja oxidación de los gases. Todo esto impuesto, como ya hemos dicho, por las normas IEC 60754 y la UNE-EN 60332-1-2, donde su principal objetivo es que no sean propagadores de llama en caso de cortocircuito. La cubierta debe ser resistente a la abrasión y a la penetración de agua.

Estos cables serán compatibles con los terminales de la celda de AT ELK-04, los cuales están normalizados con la celda anteriormente descrita.

Es por esto por lo que el cable seleccionado es el XLPE RHZ1-RA Al H120 con aislamiento de polietileno reticulado para la tensión de 110-220 kV de la casa Estralin.



Figura 52.- Cables XLPE con aislamiento de polietileno reticulado para la tensión de 110-220 kV. [45]

Tipo	RHZ1-RA+2OL (S) Al H120
Tensión nominal	75/132 kV
Conductor	Al semiduro clase 2
Conductores por fase	1
Aislamiento	XLPE
Pantalla	Corona de hilos de cobre
Cubierta exterior	Poliolefina termoplástica libre de halógenos

Sección	630 mm ²
Intensidad máxima admisible (25°C)	560 A
Diámetro exterior	87,79 mm
Diámetro de aislamiento	67,39 mm
Peso por conductor	8434 kg/km
Reactancia a 50 Hz	0,1269 Ω/km
Capacidad	0,1979 μF/km

Tabla 18.-Tabla de características del cable 132 Kv. [45]

4.5.3.2.- CONDUCTOR DE 20 KV

Para estos niveles de tensión se deben cumplir la norma IEC 60502 y la norma UNE HD 620-10E, donde el conductor debe estar compuesto por hilos redondos compactos de aluminio e irá recubierto por una capa semiconductora que impedirá la ionización del aire y mejorará la distribución del campo eléctrico.

El aislamiento del conductor será de XLPE, polietileno reticulado, el cual es un material termoestable y muy buena rigidez dieléctrica. Posee también una correcta estabilidad térmica, lo que permite una temperatura constante de trabajo de 90°C y una temperatura de cortocircuito de 250°C. Este polietileno debe satisfacer la norma IEC 6502.

El conductor seleccionado será el Al Voltalene H de la casa Prysmian. Tipo AL RHZ1-OL, con alma de aluminio y pantalla de hilos de cobre con cinta. Aislamiento XLPE y libre de halógenos.



Figura 53.- Cable Al Voltalene H de Prysmian. Tipo AL RHZ1-OL. [46]

Tipo	AL VOLTALENE
Tensión nominal	15/24 kV
Conductor	Al semiduro clase 2
Conductores por fase	4
Aislamiento	XLPE
Pantalla	Corona de hilos de cobre

Sección	240 mm ²
Intensidad máxima admisible (25°C)	456 A
Diámetro exterior	39,39 mm
Diámetro de aislamiento	28,29 mm
Peso por conductor	1616 kg/km
Resistencia a 50 Hz	0,1679 Ω/km
Reactancia a 50 Hz	0,1009 Ω/km
Capacidad	0,3749 μF/km

Tabla 19.- Tabla de características del cable 15-20 kV [46]

4.6.- CALCULOS PARA EL DIMENSIONADO GENERAL

4.6.1.- CALCULOS SOBRE EL DIMENSIONADO DEL CAMPO SOLAR

Para empezar a realizar algunos cálculos básicos para el dimensionado de una planta termosolar de CCPs donde sabemos que la potencia eléctrica debe de ser de 50 MW y que el ciclo Rankine con el que funciona la central tiene un rendimiento máximo del 38%, se podrá calcular la potencia necesaria que deberá abastecer el campo solar.

$$50/0,38 = 131,57 \text{ MWt}$$

Se ha seleccionado el día 15 de junio como punto medio para el diseño de la planta. Es de lógica entonces pensar que en invierno la producción bajará. Por lo que habrá que fijar un rango en las temperaturas de entrada y salida del flujo de trabajo en el ciclo Rankine, por lo que el salto térmico estimado para estas temperaturas será de 100°C.

- $T_{IN} = 293 \text{ °C}$
- $T_{out} = 393 \text{ °C}$

Las coordenadas de nuestro campo solar son:

- Latitud: $37^{\circ}51'28.4'' \text{ N}$
- Longitud: $1^{\circ}05'28'' \text{ W}$

Donde θ es el ángulo de incidencia ($17,85^{\circ}$), y K es el modificador por ángulo de incidencia (0,9934)

De la base de la de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) tomamos algunos datos como la radiación solar directa media en el punto de diseño (15 de junio) que es de 820 W/m² y la temperatura media en ese punto de diseño a lo largo de 12 horas de sol es de 27,5°.

4.6.1.1.- POTENCIA TÉRMICA NOMINAL DEL CAMPO DE COLECTORES

Como se quiere obtener una potencia 50 MW, potencia neta, la central deberá disponer de una potencia eléctrica bruta un 10% superior, ya que se sabe que el consumo interno de la planta está sobre un 10% de la potencia neta debido a todos los elementos auxiliares.

Como ya se ha explicado el η_{\max} de la central es del 38%, por lo que la central deberá suministrar una potencia térmica, que se calcula de la siguiente manera.

$$\frac{P}{\eta} = 50/0,38 = \mathbf{131,57 MWt}$$

4.6.1.2.- RANGO DE TEMPERATURAS DEL FLUIDO DE TRABAJO EN LA ENTRADA Y SALIDA DEL CAMPO DE COLECTORES

La temperatura que debe tener el aceite en la entrada y salida del campo de colectores de una planta termosolar ha de ser: $T_1 = 293^{\circ}\text{C}$, $T_0 = 393^{\circ}\text{C}$

4.6.1.3.- CALCULO DE LA POTENCIA UTIL Y EL INCREMENTO DE TEMPERATURA DEL FLUIDO DE TRABAJO POR COLECTOR

Como se quiere obtener un incremento de 100°C en cada fila de colectores habrá que calcular la diferencia o incremento de temperatura que el fluido de trabajo, a partir de ahora nos referiremos a él como aceite, puede alcanzar en el colector en las condiciones que se han establecido en el punto de diseño, y también habrá que calcular las pérdidas térmicas.

$$U_{L)abs} = a + b \cdot (T_{abs} - T_{amb}) + c \cdot (T_{abs} - T_{amb})^2$$

Donde $U_{L)abs}$ es el coeficiente global de pérdidas térmicas (W/m² abs °C), T_{asb} es la temperatura media del aceite (343°C), y T_{amb} es la temperatura media del ambiente (27,5°C).

Los datos “a” “b” y “c” de la expresión anterior se obtienen de las tablas CIEMAT para el cálculo de colectores Eurotrough (ANEXO C), donde respectivamente sus valores son: 2,896; -0.0165, 0.000065. Y la ecuación queda:

$$U_{L)abs} = 4,317 \text{ w/m}^2 \text{ abs}^\circ\text{C}$$

Si vamos a la tabla de características del colector Eurotrough, el área del tubo absorbedor es de 32,65 m² (ANEXO C) y las pérdidas térmicas en dicho colector Eurotrough cuya temperatura media es de 343°C serán:

$$Q_{loss} = U_{L)abs} \cdot A_{abs} \cdot (T_{abs} - T_{amb})$$

Donde Q_{loss} son las pérdidas térmicas en el colector (W).

$$Q_{loss} = 4,317 \cdot 32,65 \cdot (343 - 27,5) = 4\,4470,938 \text{ W}$$

La superficie total de los espejos de los módulos de los colectores, es decir, los módulos cilíndrico parabólicos es de 817,5 m² datos que hemos obtenido del fabricante (ANEXO C), y la ec.de la energía solar incidente sobre el colector es:

$$Q_{sol} = A_c \cdot I \cdot \cos\theta$$

Donde Q_{sol} es la energía solar incidente en el colector (W), A_c es el área de apertura del colector (817,5 m²), I es la radiación global directa (820 W/m²), y θ es el ángulo de incidencia (17,85°)

La energía solar en el área de apertura del colector es:

$$Q_{sol} = 817,5 \cdot 820 \cdot \cos 17,85^\circ = 362\,442,111 \text{ W}$$

Ahora bien, existe un coeficiente para el ángulo de incidencia (K), que tienen en cuenta todas esas pérdidas geométricas y ópticas que suceden en el colector.

Este valor K es una función que se determina experimentalmente y que hemos sacado del proyecto tipo en el que nos hemos basado y cuyo valor es de $K=0,994$. (Anexo A) De este mismo anexo se calcula también el factor de ensuciamiento necesario para la ecuación de la potencia útil, el cual es de 0,98.

$$Q_{\text{útil}} = A_c \cdot I \cdot \cos(\theta) \cdot \eta_{\text{opt}} \cdot K \cdot F_e \cdot \eta_{\text{th}} - Q_{\text{loss}}$$

Donde $Q_{\text{útil}}$ es la potencia térmica útil (W), η_{opt} es el rendimiento óptico, F_e es el factor de ensuciamiento y η_{th} rendimiento térmico del colector.

Si se sustituye la ecuación anterior por todos los datos obtenidos se obtendrá la siguiente expresión:

$$Q_{\text{útil}} = 817,5 \cdot 820 \cdot \cos(17,85) \cdot 0,86526 \cdot 0,994 \cdot 0,98 \cdot 0,96 - 44\,470,938 = 471\,833,72 \text{ W}$$

$$Q_{\text{útil}} = 471\,833,72 \text{ W}$$

Ahora bien, si queremos calcular el incremento de temperatura de un colector tendremos que calcular el incremento de entalpia en función del calor del fluido de trabajo. Dicha formula es facilitada por el fabricante y si la integramos con las temperaturas de entrada y salida del colector dará:

$$Q_{\text{útil}} = M \cdot (h_{\text{out}} - h_{\text{in}}) = M \cdot \Delta H$$

$$471,833 = 6,079 \cdot (1,479 \cdot T_{\text{out}} + 0,0014 \cdot T_{\text{out}}^2 - 553)$$

Donde:

$$T_{\text{out}} = 315,6 \text{ °C}$$

Se obtiene así que el incremento de temperatura de un colector es:

$$315,6 - 293 = 22,6 \text{ °C}$$

4.6.1.4.- CALCULO DE COLECTORES POR FILA Y COMPROBACIÓN DE SU TRANSFERENCIA DE CALOR

Una vez obtenido el incremento por colector, el cual es de $22,6^\circ$, habrá que calcular el número de filas de colectores que necesitamos para un incremento de 100° por fila.

$$\frac{100}{22,6} = 4,42 \text{ colectores}$$

Visto el resultado obtenido tenemos dos alternativas;

- Poner cuatro colectores por fila
- Poner cinco colectores por fila

Con esta disposición, habría que calcular el número de Reynolds, caudal y velocidad el aceite para saber si se pone en peligro la transferencia de calor en los tubos absorbedores.

Calculo del número de Reynolds:

Para que exista una buena transferencia de calor dentro de los tubos absorbedores será necesario calcular un Reynolds lo suficientemente elevado para que el aceite trabaje en un régimen turbulento desarrollado. Es por esto que se escoge un valor para el número de Reynolds en invierno que es de $1,5 \times 10^5$ como caso más desfavorable, ya que en invierno el caudal del aceite es solo un 23% el de verano.

$$Re = \frac{V \cdot D \cdot \rho}{\mu}$$

Donde μ es la viscosidad dinámica del fluido ($\text{kg/m}\cdot\text{s}$), V es la velocidad del fluido (m/s), D es el diámetro interior de los tubos absorbedores (m), ρ es la densidad del aceite (kg/m^3).

Para los parámetros de la tabla de especificaciones del aceite (ANEXO C) se tendrá que adoptar una temperatura media:

$$\frac{(293 + 393)}{2} = 343 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Por lo que con esta temperatura:

$$\mu = 1,81 \cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s} = 1,81 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{m}} \cdot \text{s}$$

$$\rho = 767 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Si se busca en la tabla de características del tubo absorbedor de un colector Eurotrough (ANEXO C) que el diámetro interior es de 70 mm , se podrá calcular la velocidad mínima que el fluido tiene que llevar dentro del tubo.

Como se sabe que el número de Reynolds es de $1,5 \cdot 10^5$ en el caso más desfavorable y de $6,52 \cdot 10^5$ en el más favorable se obtendrá que la velocidad será:

$$V = \frac{Re \cdot \mu}{D \cdot \rho}$$

$$V = \frac{6,52 \cdot 10^5 \cdot 1,81 \cdot 10^{-4}}{767 \cdot 0,07} = 2,19 \frac{m}{s}$$

Y su caudal másico será:

$$M = V \cdot st \cdot \rho$$

Donde M es el caudal másico (kg/s) y st es la sección transversal de los tubos absorbedores.

Puesto que la densidad del aceite a 343 °C es de 767 kg/m³ y el radio del tubo absorbente es de 35 mm, su sección transversal será:

$$A = \pi \cdot r^2 = 38,5 \cdot 10^{-4} m$$

Y el caudal másico para la velocidad dada es:

$$M = 6,47 \frac{kg}{s}$$

Por lo que, en estas circunstancias, lo mejor será disponer el campo de colectores en forma de "U" para tener así una configuración característica de este tipo de centrales donde se optimiza térmicamente el recorrido de las tuberías que van del campo al sistema de vapor. Como se ha reducido de 4,42 colectores a 4, el caudal del aceite por fila habrá que reducirlo en la misma proporción, esto es:

$$M_{correctado} = 6,47 \cdot \left(\frac{4}{4,42}\right) = 5,85 kg/s$$

La velocidad el aceite se elevará por tanto a:

$$\frac{M}{st \cdot \rho} = V$$

$$V = 1,98 m/s$$

Donde el caudal másico, como ya hemos calculado, es de 5,85 kg/s (4 colectores).

Ahora, con este caudal, se podrá obtener un número de Reynolds:

$$Re = (V \cdot D \cdot \rho) / \mu = 587327,27 = 5,87 \cdot 10^5$$

$$Re = 5,87 \cdot 10^5 \geq 1,5 \cdot 10^5$$

El Reynold obtenido es mucho mayor que el Reynold más desfavorable.

4.6.1.5.- CÁLCULO DEL NÚMERO DE FILAS

En este apartado se procederá a calcular cuantas filas serán necesarias en el dimensionado de esta central. Como ya se sabe hay 4 colectores por fila los cuales están acoplados en serie y la potencia térmica que aporta cada fila es de 4 veces la que suministra un colector.

Sabiendo la potencia útil que suministraba un colector es de $471,833 \text{ kWt}$ se procederá a calcular la potencia por fila.

$$4 \cdot 471,833 \text{ kWt} = 1\,887,334 \text{ kWt} = 1,887 \text{ MWt}$$

Ahora bien, la planta, se está diseñando para una potencia de $131,57 \text{ MWt}$. Es justo aquí cuando se aplica el concepto del «Multiple Solar» que se encuentra en el (Anexo A). Este múltiplo solar, a resumidas cuentas, habla de la necesidad de sobredimensionar la planta para poder trabajar a pleno rendimiento más horas en los días con peores condiciones atmosféricas.

$$SM = 1,25; \text{ Múltiplo solar.}$$

Si se tiene en cuenta el múltiplo solar, la potencia térmica quedara condicionada por este SM.

$$131,57 \text{ MWt} \cdot 1,25 = 164,47 \text{ MWt}$$

Se puede ver que la potencia de la planta ha aumentado un 25% la potencia a instalar.

Por lo que para calcular el número de filas dividiremos la potencia térmica entre la potencia útil de cada fila de colectores.

$$164,144/1,887 = 87,14 \text{ filas}$$

Finalmente el campo de colectores estará constituido 352 colectores, o lo que es lo mismo por 88 filas, por lo que si cada colector es de $817,5 \text{ m}^2$, el campo solar medirá:

$$88 \cdot 4 \cdot 817,5 = 287\,760 \text{ m}^2$$

4.6.1.6.- CÁLCULO DEL RENDIMIENTO DEL CAMPO SOLAR

En este apartado se procederá a calcular el rendimiento del campo de colectores, el cual se hará a través de la siguiente formula.

$$\eta_{c,solar} = \rho \cdot F \cdot \eta_{opt.pico} \cdot K(\theta) \cdot \eta_{Th}$$

Donde ρ es la reflectividad de la superficie, F es el factor de ensuciamiento, η_{optico} es el rendimiento óptico pico, K es el modificador por angulo de incidencia (θ) y η_{Th} es el rendimiento térmico.

Del ANEXO C, del cual hemos sacado la formula del calculo del rendimiento óptico pico.

$$\eta_{opt p} = \gamma \cdot \tau \cdot \alpha$$

Donde γ es el factor de intercepción, τ es la transmisividad de la cubierta del tubo absorbedor y α es la absorptividad de la superficie selectiva del tubo absorbedor.

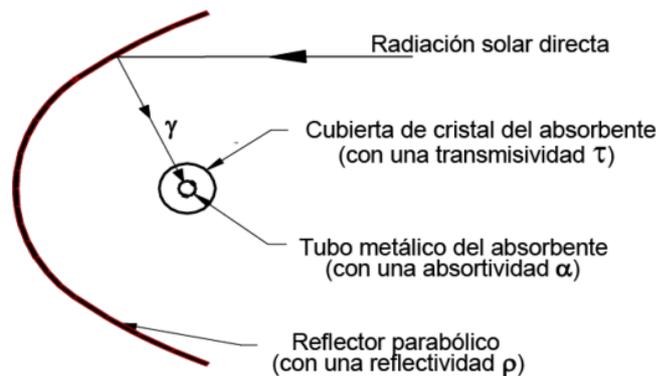


Figura 54.- Balance de pérdidas ópticas

- El factor de intercepción γ muestra la eficiencia de los rayos solares en el tubo absorbedor, ya que parte de la radiación solar que se refleja en los espejos desaparece o no llega al absorbedor debido a diferentes imperfecciones estructurales.

En el caso de este diseño se ha asignado un factor de intercepción de 0,99.

$$\gamma = 0,99$$

- En la tabla de especificaciones de los tubos Schott, la transmisividad τ de la cubierta de cristal es de 0,92. (ANEXO C)

$$\tau = 0,92$$

- La absorptividad α expresa el total de radiación que incide sobre el tubo. Esta absorptividad es de 0,95, según el fabricante.

Las pérdidas ópticas pico del sistema serán:

$$\eta_{opt p} = 0,99 \cdot 0,92 \cdot 0,95 = 0,865$$

También se sabe que ρ expresa la reflectividad de la superficie del colector, pero los valores de reflectividad disminuyen cuanto más suciedad hay en la superficie del colector. La reflectividad para el colector Eurotrough se considerara:

$$\rho = 0,94$$

El factor de ensuciamiento de los colectores se ha supuesto de 0,98.

También hay que tener en consideración el coeficiente K, (ANEXO A)

$$K = 0,994$$

Según la tabla de características de fabricante, el valor de las pérdidas térmicas el tubo absorbedor es de:

$$\eta_{Th} = 0,96$$

Ahora bien, una vez repasados todos los parámetros que componen la ecuación del rendimiento del campo, esta da:

$$\eta_{c,solar} = \rho \cdot F \cdot \eta_{opt.pico} \cdot K(\theta) \cdot \eta_{Th}$$

$$\eta_{c,solar} = 0,94 \cdot 0,98 \cdot 0,865 \cdot 0,994 \cdot 0,96 = 0,76$$

$$\eta_{c,solar} = 76\%$$

4.6.1.7.- RENDIMIENTO DEL CICLO DE VAPOR

Según las potencias que intervienen en el proyecto tipo sobre el que se ha basado este trabajo, se obtiene la siguiente igualdad:

$$\eta = \frac{\sum W_{turbina} - \sum W_{bombas}}{\sum Q_{IC}}$$

$$\eta = \frac{(2\,2157 + 24\,384) - (+36,158 + 666,366)}{109\,109 + 27\,071 - 12\,396 + 19\,483}$$

$$\eta_{ciclo\ vapor-agua} = 32\%$$

Como ya se ha explicado, en este trabajo no se va a profundizar en los cálculos de la fluidomecánica o de bombas y turbinas. Estos datos se han obtenido de un proyecto tipo. [47]

4.6.1.8.- CALCULO DEL DISEÑO DEL GENERADOR

El alternador o generador es, según se ha definido anteriormente, un generador Siemens Air-Cooled Generators SGen-100A-2P Series. Un generador síncrono, con un par de polos y de eje horizontal. Por lo que para calcular la velocidad de giro:

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} = 3000 \text{ rpm}$$

Donde n es la velocidad de giro del motor (rpm), f es la frecuencia de la red (Hz) y p es el nº de pares de polos.

La tensión nominal es de 20 kV, tensión que se ha designado en estos niveles para evitar posibles problemas con las corrientes. Y su potencia nominal es de 50 MW donde el factor de potencia es de 0,85.

$$\varphi = 0,85$$

Y es con este dato por el cual podemos calcular la intensidad nominal:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi$$

Donde P es la potencia activa (MW), U es la tensión nominal (kV), I es la corriente nominal (kA) y $\cos\varphi$ es el factor de potencia.

Por lo tanto:

$$50 \cdot 10^6 = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot I \cdot 0,85$$

$$I = 1,69 \text{ kA}$$

El generador es de 1000 A refrigerado por aire de la marca Siemens (ANEXO C).

Por norma general, los generadores eléctricos tienen un rendimiento del 99%, por lo que se tomará este porcentaje para el rendimiento de nuestro generador.

$$\eta_{\text{generador}} = 99\%$$

4.6.2.- CALCULO DE LA PRODUCCIÓN PRODUCCION ELÉCTRICA ANUAL

La siguiente formula nos permitirá realizar el cálculo de la producción eléctrica anual.

$$P_e = I_s \cdot S_{\text{espejos}} \cdot \eta_{c,solar} \cdot \eta_{\text{ciclo vapor-agua}} \cdot \eta_{\text{generador}} \cdot \text{días}_{\text{mes}}$$

Donde P_e es la producción eléctrica generada (MWh), I_s es la radiación normal directa(kW/m²), S_{espejos} es la superficie de los espejos (287.760,00 m²), $\eta_{c,solar}$ es el rendimiento del campo solar (76%), $\eta_{\text{ciclo vapor-agua}}$ es el rendimiento del ciclo de vapor (32%) y $\eta_{\text{generador}}$ es el rendimiento del generador o alternador(99%).

Meses	kWh/m ² día	Producción bruta de Energía (KWh)	Producción bruta de Energía (MWh)
ENERO	2,7	5611955,37	5611,96
FEBRERO	3,7	7690457,36	7690,46

MARZO	4,6	9561109,16	9561,11
ABRIL	6	12471011,94	12471,01
MAYO	7,5	15588764,93	15588,76
JUNIO	7,8	16212315,53	16212,32
JULIO	7,9	16420165,72	16420,17
AGOSTO	6,8	14133813,53	14133,81
SEPTIEMBRE	5,4	11223910,75	11223,91
OCTUBRE	3,7	7690457,36	7690,46
NOVIEMBRE	2,8	5819805,57	5819,81
DICIEMBRE	2,4	4988404,78	4988,40

Media anual	5,108333333	10617681,00	10617,681
Total			127412,17

Tabla 20.-Producción eléctrica bruta por meses



Figura 55.- Producción eléctrica bruta anual en MWh

4.7.- CALCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO ADMISIBLES.

Partiendo de las dimensiones de la malla de puesta a tierra de la subestación y los siguientes datos donde t_a es el tiempo de actuación de protecciones (0,4); h es la profundidad de la malla de puesta a tierra (1 m), S_{cc} es la potencia de cortocircuito en la red (2000 MVA), ρ es la resistividad del terreno ($200 \Omega \cdot m$), ρ_h^* es la resistividad de la capa superficial del hormigón de 15 cm ($3000 \Omega \cdot m$), ρ_a^* es la resistividad de la capa superficial del asfalto de 10 cm ($5000 \Omega \cdot m$), ρ_g^* es la resistividad de la capa superficial de la grava de 10 cm ($4000 \Omega \cdot m$), d es el diametro del conductor de cobre (11 mm) y D distancia media entre

conductores (1,5 m), se va a proceder a calcular las tensiones de paso y contacto de la subestación de la planta solar.

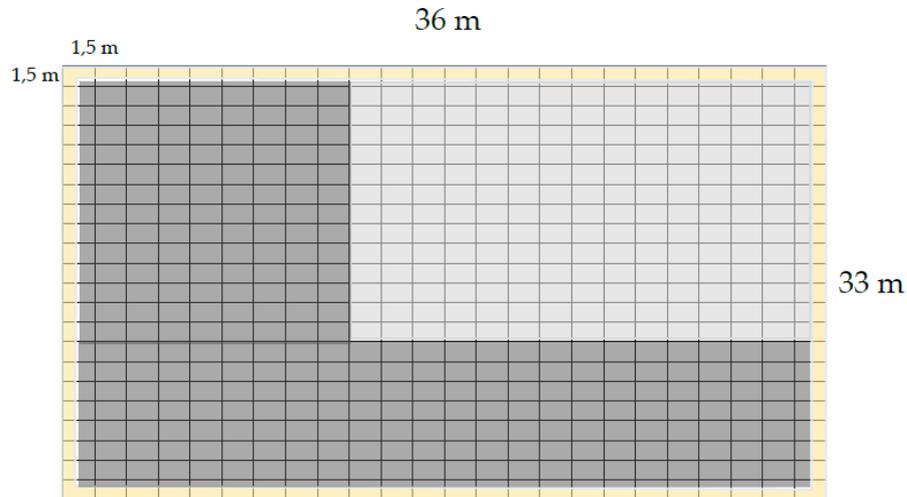


Figura 56.-Esquema de la malla de cobre de la subestación.

Se puede empezar apreciando las diferentes tonalidades que de la figura anterior los cuales corresponden a los diferentes terrenos de la parcela, donde el gris claro es el hormigón del edificio, el amarillo la capa de grava y el gris oscuro pertenecería al asfalto. Es entonces con toda esta información que se puede comprobar la validez del diseño siguiendo una serie de pasos.

- EL primer paso será calcular las tensiones de PyC según su máxima tensión admisible. Donde U_{ca} es la tensión de contacto aplicada (310 V) y U_{pa} es la tensión de paso aplicada.

$$\{U_{pa} = 10 \cdot U_{ca} = 3100 V$$

- El segundo paso será calcular las resistividades aparentes de los terrenos con los coeficientes reductores.

$$C_s = 1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2 \cdot h_s + 0,106} \right)$$

$$\rho_{aparente} = C_s \cdot \rho_x^*$$

Donde C_s es el coeficiente reductor, h_s es el espesor de la capa superficial y ρ_s^* es la resistividad del terreno x.

Los resultados de la resistividad de dichos terrenos serian:

	HORMIGON	ASFALTO	GRAVA
$\rho_{aparente}$	2268,959	3337,249	2683,659

Tabla 21.-Resistencia de los terrenos

De todos estos datos obtenidos se procederá a calcular la tensiones.

$$U_c = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{1000 + 1,5 \cdot \rho_{aparente}}{1000} \right)$$

$$U_p = U_{pa} \cdot \left(1 + \frac{4000 + 6 \cdot \rho_{aparente}}{1000} \right)$$

Obteniendo así:

	HORMIGON	ASFALTO	GRAVA
$U_c (V)$	1675,069	2171,819	1867,890
$U_p (V)$	57702,659	77572,849	65416,079

Tabla 22.- Tensiones de paso y de contacto máximas admisibles

- El terço es para calcular la resistividad de la PAT utilizando 8 picas bimetálicas de Cu de 4 m y 14 mm de diámetro.

$$R = \rho \cdot \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot A} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] = 2,56 \Omega$$

Donde L es la longitud total del cable enterrado y picas (1685 m) y A es la superficie cubierta por la malla de tierra (1188 m²).

- En cuarto lugar se procederá a calcular diferentes parámetros que se necesitarán para poder resolver la ecuación de las tensiones de paso y contacto.

$$U'_c = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_m} = (V)$$

$$U'_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_s} = (V)$$

Donde L_c es la longitud total del cable enterrado (1685 m), L_x es la longitud de la malla en el eje x (36 m), L_y es la longitud de la malla en el eje (33 m) y L_r es la longitud de las picas (4m).

- Longitud efectiva de la red de conductores enterrados para tensión de contacto:

$$L_m = L_c + \left(1,55 + 1,22 \cdot \frac{L_r}{\sqrt{L_y^2 + L_x^2}} \right) \cdot 8 \cdot L_r = 1705,80$$

- Longitud efectiva de la red de conductores enterrados para tensión de paso:

$$L_s = 0,75 \cdot L_c + 0,85 \cdot 8 \cdot L_r = 1266,95 \text{ m}$$

- Factor K_h :

$$K_h = \sqrt{1 + h} = 1,41$$

- Factor K_{ii} :

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{2/n}} = 1$$

$$n = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} \cdot \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = 23,97 ; \text{Número de conductores en paralelo}$$

- Factor geométrico de distancia de conductores para tensión de contacto:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} \right) + \left(\frac{D + 2 \cdot h}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right] = 0,37$$

- Factor geométrico de distancia de conductores para tensión de paso:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right] = 0,50$$

- Factore de corrección de densidad de corriente.

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n = 4,19$$

- Calculo de la intensidad de cortocircuito a partir de la potencia S_{cc} :

$$I = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{2000 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 132 \text{ kV}} = 8747,73 \text{ A}$$

Es a partir de aquí cuando se procederá a calcular las tensiones de PyC de la subestación.

$$U'_c = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_m} = 1590,05(V)$$

$$U'_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_s} = 2893,01(V)$$

	HORMIGON	ASFALTO	GRAVA
$U_c (V)$	1675,069	2171,819	1867,890
$U'_c (V)$	1590,049	1590,049	1590,049
$U_p (V)$	57702,659	77572,849	65416,078
$U'_p (V)$	2893,009	2893,009	2893,009

Tabla 23.-Comprobación de cumplimiento de tensiones de paso y contacto en malla sin picas.

Se puede observar con el resultado obtenido, que el diseño que se ha establecido para las PAT de la subestación de la planta termoslar es válido para las tensiones de PyC en los tres terrenos.

CAPITULO 5.- RESULTADOS Y CONCLUSIONES

5.1.- RESULTADOS

El trabajo realizado comprende, por un lado, una recopilación de la normativa asociada a la producción de electricidad de centrales de energía solar termoeléctrica de CCP's, y por otro, la definición y el dimensionado básico de una central tipo con ubicación en la comarca de Cartagena.

5.1.1. NORMATIVA ESPECÍFICA SOBRE CENTRALES SOLARES DE CCP'S.

Tras el análisis de los aspectos legales y los reglamentos técnicos aplicables a la instalación considerada, se ha identificado una serie de normas concretas que afectan a la creación e implantación de este tipo de proyectos.

En cuanto a la normativa legal descubrimos que por culpa del Real Decreto-Ley 6/2009, la cual ya es derogada, se estuvo perjudicando a las centrales termosolares debido a que el aval que había que depositar en la Caja General de Depósitos de la Administración General del Estado era cinco veces mayor que la del resto de energías de producción renovable y por tanto dificultando la posible preasignación de estas centrales a la retribución para instalaciones en régimen especial. Y es gracias al Real Decreto-Ley 23/2020 del 23 de Junio el cual impulsa otro Real Decreto 960/2020 que regula el mecanismo de subastas para el otorgamiento del régimen económico y la preasignación de la producción de energía termosolar a los diferentes proyectos a través de subastas para cubrir las necesidades de producción de cara al futuro.

En lo referente a la normativa técnica, y en concreto en lo relativo a las instalaciones eléctricas asociadas a las centrales solares de concentración, se ha identificado como reglamentos esenciales el reglamento técnico de alta tensión así como de las ITCs correspondientes.

En resumen, en cuanto al cálculo y dimensionado realizado para la central solar termoeléctrica considerada en este trabajo, se han obtenido una serie de datos básicos para definir la instalación en primera instancia. Estos resultados, que suponen una estimación inicial para la definición de la capacidad y características fundamentales de esta planta de generación eléctrica, quedan resumidos en la siguiente tabla:

Potencia nominal (MW)	50
Nº de colectores/fila	4
Nº de filas	88
Nºtotal de colectores	352
Superficie de los colectores(m²)	287.760,00
Orientación del eje del colector	N-S
Multiplosolar	1,25
Producción anula de electricidad (MWh)	127412,17
Absorbedor	Schott PTR 70
Colector	Eurotrough
Acéite térmico	Therminol PV1
Rendimiento global de la planta	0,24

Tabla 24.- Características finales de la planta.

5.2.-CONCLUSIONES

Tras hacer un repaso de todo lo expuesto en este trabajo de fin de grado, se pueden extraer diversas conclusiones, tanto en relación a la normalización de centrales solares termoeléctricas, como en el dimensionado básico de las mismas. Además, en este estudio se ha abordado específicamente las cuestiones referentes al bloque de potencia.

5.2.1. OBJETIVOS DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EUROPEA Y ESPAÑOLA

En cuanto al análisis del estado de la normalización, a nivel europeo se puede destacar la Directiva 2009/28/ce, que junto con el PER, trataba de perseguir la consecución una cuota mínima de energía procedente de las renovables en un 20% para el año 2020. Dicho porcentaje ha sido alcanzado sobradamente, llegando a un 56% de producción de energía renovable. Esto pone de manifiesto que resulta viable lograr el objetivo llegar al 74% de electricidad renovable en el mix eléctrico de cara al 2030.

De los mecanismos que esta misma Directiva propone, se puede decir que el de mayor interés para España radica en los proyectos conjuntos con países terceros donde nos empieza a resultar casi prioritario impulsar las tan necesarias interconexiones eléctricas con el resto de Europa. Aunque a fecha actual solo está garantizado un 12% de crecimiento para la energía termosolar, por el sistema de subastas que actualmente utiliza España, se prevé hasta una liberación para nuestro sistema de producción de 5 GW de cara a 2030.

Como ya hemos comentado, el hueco térmico se produce en parte a la moratoria nuclear y a la inflexible y poco fiable producción de las energías eólica y solar, debido especialmente a las limitaciones tecnológicas existentes en cuanto al almacenamiento de su energía. En este sentido, una de las grandes ventajas de las

tecnologías de concentración de energía solar radica en la capacidad de satisfacer su producción eléctrica con un máximo rendimiento, incluso durante las horas de escasa o nula radiación solar, gracias a sus sistemas de almacenamiento de sales fundidas.

Esta circunstancia adquiere una gran importancia a nivel de independencia en la generación eléctrica nacional, especialmente en países con escasez o ausencia de recursos energéticos naturales como el petróleo o el gas natural, como es el caso de España. Incorporar las tecnologías renovables con capacidad de almacenamiento energético se vuelve por tanto fundamental para garantizar el suministro energético, pero también para garantizar la máxima competitividad del sistema eléctrico y minimizar los sobrecostes de futuras crisis energéticas.

Otra ventaja de este tipo de centrales eléctricas es su idoneidad para ser ubicadas en zonas del interior de bajo desarrollo urbanístico y menor nivel de industrialización, donde los niveles de radiación solar y de humedad relativa favorecen el rendimiento energético de la instalación, y por otro, así como la reubicación de habitantes desde las zonas de costa con alta densidad de población a las zonas rurales con mayores necesidades de crecimiento industrial. Una central que genere entre 50 y 100 empleos permanentes cualificados para población local se convierte en el motor económico del municipio donde se ubica. El 96% de las centrales termosolares están construidas en municipios de menos de cincuenta mil habitantes, y el cumplimiento del PNIEC permitiría triplicar esta riqueza y empleo rural. En un estudio recientemente realizado sobre el impacto macroeconómico del sector termosolar, se concluye que genera un 33% más por unidad de potencia instalada que el promedio de las tecnologías renovables.

5.2.2. BENEFICIOS AMBIENTALES DE LAS CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS

En cuanto a la prometida Estrategia de Descarbonización a 2050, que incluye al Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética que asesoran anualmente a nivel nacional al Congreso de los Diputados, la aprobación de este texto supone un paso firme hacia los objetivos de Europa para alcanzar un continente plenamente descarbonizado en 2050.

Dada la situación energética actual, la aplicación medidas que permitan alcanzar dichos objetivos de manera eficiente adquiere una vital importancia. Para ello es esencial conjugar las necesidades del corto plazo con una visión a medio plazo adecuada, si efectivamente se pretende disponer de un sistema eléctrico sin dependencia fósil, ni siquiera para un respaldo nocturno. En el año 2020, en el horario nocturno, las energías renovables suponían aproximadamente menos de un 35% de la generación.

Es por ello que resulta de especial interés cumplir con los objetivos establecidos en el PNIEC para diversificar las fuentes de energía renovable que conjuguen un mix seguro, sostenible, y al mínimo coste posible. Este plan además viene acompañado de un estudio exhaustivo de los efectos que estos objetivos generarán sobre la economía y la industria española, el empleo y la salud pública. Se prevee que la movilización de inversiones, y el ahorro de energía debido al aumento de las energías renovables pueden llegar a suponer un aumento de un 1,8% en 2030 respecto a este mismo año sin las medidas del PNIEC en el Producto Interior Bruto (PIB). Concretamente hablamos de cifras comprendidas entre los 16.500 y los 25.700 millones de euros.

En cuanto a la generación de empleo asociada a estas tecnologías, el empleo neto anual, aumentarían entre 250.000 y 350.000 personas. Esto supone un aumento del 1,7% respecto a un panorama sin las medidas del PNIEC. Son muchas las industrias beneficiarias como la la industria manufacturera, de la construcción, y los servicios asociados al sector renovable, calculándose que solo las inversiones en renovables producirán entre 107.000 y 135.000 empleos durante la década en estas industrias.

Además, se calcula un ahorro de en torno a los sesenta y siete mil millones de euros hasta 2030 respecto a la situación actual por la reducción de la demanda de importación de combustibles fósiles, lo que mejorará además la seguridad energética al ser sustituida esta fuente por energías autóctonas. Por otro lado, las medidas contenidas en el PNIEC contribuyen en la reducción de los principales contaminantes primarios asociados con la calidad del aire, traduciendo esto en una mejora de la calidad del aire que se podrá cuantificar en una reducción de las muertes prematuras en el país de un 27% con respecto al mismo marco sin el cumplimiento de las medidas del PNIEC, aparte de una reducción considerable de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Referencias

- [1] J. M. Tudela, «Aspectos básicos generales sobre los recursos energéticos.» de *Centrales de Energías Renovables*, Cartagena, 2018, p. 24.
- [2] J. M. B. A. G. & O. L. S. Oviedo-Salazar, *HISTORY AND USE OF RENEWABLE ENERGIES*, SAN NICOLAS DE LOS GARZA, 2015.
- [3] E. P. P. TODOS, «ARTICULO SOBRE LA "EXPO DE 1878",» 6 FEBRERO 1879.
- [4] D. P. Carrasco, «MEDIDA DE LA RADIACIÓN SOLAR,» *Procedimiento de Mantenimiento y Calibración de Estación Radiométrica*, p. 13, 2020.
- [5] E. B. LEAL, «DISEÑO DE GENERADORES DE VAPOR PARA PLANTAS TERMOSOLARES DE CONCENTRACIÓN COMPARADNO EL USO DE SALES FUNDIDAS Y ACEITE SINTÉTICO COMO FLUIDO DE TRANSFERENCIA.,» UNIVERSIDAD POLITECNICA DE MADRID, MADRID, 2017.
- [6] IDAE, «INSTITUO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA.,» ENERO 2021. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-termoelectrica>.
- [7] E. Oxford University Press, *Active Solar Collectors and their applications*, Oxford, 1985.
- [8] I. L. Sánchez, «ESTADO DEL ARTE DE TUBOS RECEPTORES PARA CAPTADORES CILINDRO-PARABÓLICOS.,» Universidad de Sevilla, Sevilla, 2015.
- [9] R. T. S.L., *Curso técnico general de plantas termosolares.*, Fuenlabrada, madrid: RENOVE TECNOLOG, 2009.
- [10] N. F. Engineering, «NextForce Creative Structural,» NextForce Creative Structural Engineers, 2021. [En línea]. Available: <https://www.nextforce.es/es/colector>. [Último acceso: 26 Enero 2021].

- [1 T. 2. d. p. y. m. d. utilidad., «EQUIPO DE LIMPIEZA PARA COLECTORES CILINDRICO-PARABÓLICO.,» 12
1] Septiembre 2018. [En línea]. Available: <https://bopiweb.com/equipo-de-limpieza-para-colectores/2833588/>. [Último acceso: 26 ENERO 2021].
- [1 P. R. Gomez, «Slideshare, Energía Solar Térmica,» 2021. [En línea]. Available:
2] <https://es.slideshare.net/geopaloma/energa-solar-trmica>.
- [1 T. d. m. p. s. d. s. d. s. SIKO, «SIKO,» SIKO GMBH , 2020. [En línea]. Available: [https://www.siko-](https://www.siko-global.com/es-es/industrias-soluciones/sun-tracking)
3] [global.com/es-es/industrias-soluciones/sun-tracking](https://www.siko-global.com/es-es/industrias-soluciones/sun-tracking). [Último acceso: 2021].
- [1 I. TECNOLÓGICAS, «MOTORES Y MATRICES,» inTEC, [En línea]. Available:
4] http://www.moldesymatrices.com/Expoquimia_SCHOTT-Solar.htm.
- [1 EDUARDO ZARZA MOYA, CAPTADORES CILNDROPARABÓLICOS, EOI- ESCUELA DE ORGANIZACION
5] INDUSTRIAL, 2015-2016.
- [1 A. A. Piquer, «Determinación del ciclo de vapor de una central solar termoelectrica CCP de 50 MW,»
6] Uiversidad Carlos II de Madrid, Madrid, 2012.
- [1 V. M. M. Seperas, «ESTADO DEL ARTE Y EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA GENERACIÓN TERMOSOLAR DE
7] ELECTRICIDAD,» UNIVERSIDAD DE CHILE, CHILE, 2007.
- [1 A. A. PIQUER, «DETERMINACIÓN DEL CICLO DE VAPOR DE UNA CENTRAL SOLAR TERMoeLECTRICA DE
8] CCP DE 50MW,» UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID, MADRID, 2012.
- [1 RENOVETEC, «CENTRALES TERMOSOLARES,» ENERO 2021. [En línea]. Available:
9] [http://www.centrales termosolares.com/el-generador-](http://www.centrales termosolares.com/el-generador-electrico#:~:text=El%20generador%20suele%20ser%20trif%C3%A1sico,dadas%20en%20un%20orden%20determinado..)
[electrico#:~:text=El%20generador%20suele%20ser%20trif%C3%A1sico,dadas%20en%20un%20orden%20determinado..](http://www.centrales termosolares.com/el-generador-electrico#:~:text=El%20generador%20suele%20ser%20trif%C3%A1sico,dadas%20en%20un%20orden%20determinado..)
- [2 J. J. P. Rodriguez, LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN, CARTAGENA: ESPAÑA, 2009.
0]
- [2 ENDESA, «SUBESTACIONES ELECTRICAS,» [En línea]. Available:
1] <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-subestaciones-electricas>.

- [2 A. Oieni, «EL TRIBUNO,» El Tribuno, 04 agosto 2019. [En línea]. Available:
2] <https://www.tribuno.com/salta/nota/2019-8-3-23-40-0-con-el-parque-solar-de-cafayate-el-12-de-la-energia-de-salta-ya-es-renovable>. [Último acceso: 2021].
- [2 G. g. editorial, REGLAMENTO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS DE ALTA TENSI.
3]
- [2 E. Y. SOCIEDAD, «Regulación española de las energías renovables,» [En línea]. Available:
4] <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>.
- [2 E. Y. SOCIEDAD, «DEFICIT TARIFARIO,» [En línea]. Available:
5] <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/7-2-el-deficit-tarifario-que-es-consecuencias-y-solucion/>.
- [2 P. D. E. R. 2011-2020, «instituto para la diversificación y el ahorro energético,» [En línea]. Available:
6] <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>.
- [2 A. E. B. O. d. Estado, «Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas
7] medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.,» BOE, 2009.
- [2 BOE, «Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y
8] distribución de energía eléctrica.,» 30 diciembre 2020. [En línea]. Available:
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-17278>. [Último acceso: 05 septiembre 2021].
- [2 A. P. C. Climático, «Acuerdo Paris Cambio Climático,» [En línea]. Available:
9] <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/climate-change/timeline/>.
- [3 I. (. P. d. E. R. (. 2011–2020..
0]
- [3 A. E. B. O. d. Estado, «Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.,» 21
1] Mayo 2021. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7>.
- [3 A. E. B. O. D. ESTADO. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/>.
2]

- [3 BOE-A-2013-7705, Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes
3] para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico., 2013.
- [3 BOE, «(BOE 20/06/20),» [En línea].
4]
- [3 G. D. ESPAÑA, «AGENCIA ESTATAL BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO,» 2021. [En línea]. Available:
5] <https://www.boe.es/>.
- [3 V. SigPac, «Ortoplanos de agricultura,Ministerío de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.,»
6] [En línea]. Available: <https://sigpac.mapama.gob.es/fega/visor/>.
- [3 cartografia-de-radiacion-solar-mundia, «cartografia-de-radiacion-solar-mundia,» [En línea]. Available:
7] <http://www.gisandbeers.com/cartografia-de-radiacion-solar-mundial/>.
- [3 d. 2. d. J. p. e. q. s. a. l. «. p. e. p. y. l. e. d. o. d. h. e. m. o. a. (-9. ». REAL DECRETO 1039/1991,
8] «MINISTERIO DE TRANSPORTES, MOVILIDAD Y AGENDA URBANA,» [En línea]. Available:
https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/pdf/5D407D22-26A7-48EE-9B28-220EB3F16EB5/8516/eh92.pdf.
- [3 d. 2. d. M. p. e. q. s. a. l. ". p. e. p. y. l. e. d. o. d. h. p. E.-9. Real Decreto 805/1993, «MINISTERIO DE
9] TRANSPORTES, MOVILIDAD Y AGENDA URBANA,» 2021. [En línea]. Available:
https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/pdf/DDA6ED3A-E606-4C8B-92F3-CABEAE5C00CD/8515/ep94.pdf.
- [4 G. TYPESA, PROYECTO PLANTA SOLAR TERMPOELÉCTRICA, ENEYDES.S.L., 2009.
0]
- [4 D. Industry, « COMPARE CONECT BUY,» Direct Industry, 2020. [En línea]. Available:
1] <https://www.directindustry.es/prod/fluitec-mixing-reaction-solutions-ag/product-40735-443218.html>.
- [4 S. ENERGY, «CATALOGO DE TURBINAS SIEMENES,» [En línea]. Available: [https://www.siemens-
2\] energy.com/global/en/offerings/power-generation/steam-turbines/industrial-steam-turbines.html](https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/steam-turbines/industrial-steam-turbines.html).
- [4 EFACEC. [En línea]. Available: [https://www.efacec.pt/efacec-premiada-com-dois-red-dot-design-
3\] awards/](https://www.efacec.pt/efacec-premiada-com-dois-red-dot-design-3] awards/).

- [4 J. C. Arnos, «DISEÑO DE SUBESTACIÓN BLINDADA 132/15kv,» [En línea]. Available:
4] <https://repositorio.comillas.edu/jspui/bitstream/11531/17366/1/TFG000758.pdf>.
- [4 E. HVC, «Cables de Potencia XLPE con aislamiento,» 2021. [En línea]. Available:
5] <http://estralin.com/files/catalogues/EstralinSpanish.pdf>.
- [4 P. Group, «Prysmion Group,» 2021. [En línea]. Available:
6] <https://es.prysmiangroup.com/Prysmian/Productos/Al-Voltalene-H-AL-RHZ1-OL-Fca>.
- [4 M. A. G. Lopez, CENTRAL TERMOSOLAR DE 580 MW DE POTENCIA, 2012.
7]
- [4 E. Zarza-Moya, «EUROTROUGH COLLECTOR QUALIFICATION COMPLETE -,» [En línea]. Available:
8] https://elib.dlr.de/99768/1/EuroTrough_Ises2003_O523_final_.pdf.
- [4 SITIOSOLAR, «SITIOSOLAR, PORTAL DE ENERGÍAS RENOVABLES.,» 2013. [En línea]. Available:
9] <http://www.sitiosolar.com/historia-de-la-energia-solar-termica-parte-i/>.
- [5 I. TECNOLÓGICAS, «inTEC,» [En línea]. Available:
0] http://www.moldesymatrices.com/Expoquimia_SCHOTT-Solar.htm.
- [5 S. f. F. estratificados, «Flujos estratificados - Stratified flows Flujos estratificados,» [En línea]. Available:
1] https://es.qaz.wiki/wiki/Stratified_flows.
- [5 J. C. D. LABRA, ADIÓS, PETROLEO. Historia de una civilización que sobrevivió a su dependencia del oro
2] negro., Madrid: Alianza Editorial, S.A., 2017.
- [5 «CURSO TÉCNICO GENERAL DE PLANTAS TERMOSOLARES,» RENOVE TECNOLOG, 2009.
3]
- [5 L. Shandong Overseas Machinery & Equipment I/E Co., «Shandong Overseas Machinery & Equipment
4] I/E Co., Ltd.,» 2007. [En línea]. [Último acceso: 2021].
- [5 M. G. Risks, «Gerencia de riesgos y seguros.,» [En línea]. Available:
5] <https://www.mapfreglobalrisks.com/gerencia-riesgos-seguros/articulos/las-interconexiones-garantizan-el-futuro-de-la-energia-electrica/>.

[5 2. HANK PRICE, «GOOGLER IMAGENES,» [En línea].

6]

[5 MULTIMEDIA.3M, «MULTIMEDIA.3M,» [En línea]. Available:

7] https://multimedia.3m.com/mws/media/6784250/3m-solar-mirror-film-1100.pdf?&fn=SolarFilm1100_DMR.pdf. [Último acceso: 2021].

[5 T. F. D. T. D. C. D. EASTMAN, «THERMINOL,» THERMINOL, [En línea]. Available:

8] <https://www.therminol.com/sites/therminol/files/documents/TF-SPA-8691-Therminol-Global-Product-Selector.pdf>.

[5 V. industrial, «VYC industrial,» Catalogo de calderas marca Bosh, [En línea]. Available:

9] https://vycindustrial.com/calderas/agua-sobrecalentada/?gclid=Cj0KCQiA-aGCBhCwARIsAHDl5x-vE065IMpYZqUfhIvKNcyHxQ-YBD7a3T4AgAZLyHPqINdwqk38doaAv2XEALw_wcB.

[6 INTEREMPRESAS, «FOLLETO CALDERAS DE VAPOR,» BOSH, [En línea]. Available:

0] https://www.interempresas.net/FeriaVirtual/Catalogos_y_documentos/194068/bosch_industrial_folleto_calderas_de_vapor.pdf.

[6 SIEMENS, «Cataloge Siemens Air-Cooled Generators SGen-100A-2P Series, Broschüre,» [En línea].

1] Available:

<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:beeeb0bc28c700bbc4559266301a68292c3617fc/siemens-air-cooled-generators-sgen-100a-2p-brochure-en.pdf>.

[6 R. E. ESPAÑOLA, «RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA,» [En línea]. Available:

2] <https://www.ree.es/es/datos/balance>.

[6 BOE, «Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al

3] fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.,» 2009.

[6 I. p. I. D. y. A. d. I. Energía, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030,» 2021.

4]

[6 R. 2. G. d. I. U. d. I. Energía. [En línea]. Available: [https://eur-lex.europa.eu/legal-](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/LSU/?uri=CELEX:32018R1999)

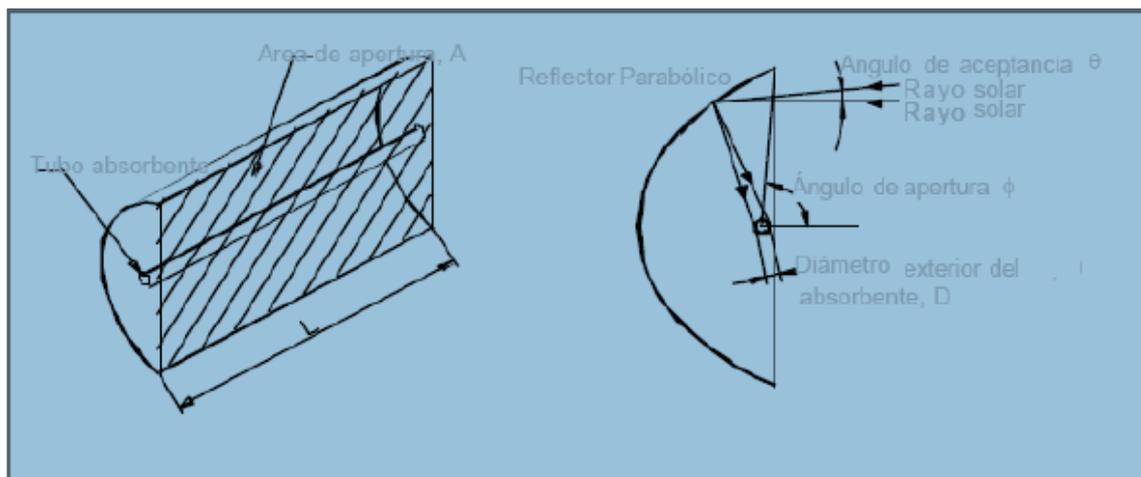
5] [content/ES/LSU/?uri=CELEX:32018R1999](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/LSU/?uri=CELEX:32018R1999).

ANEXO A.- CALCULOS

A.1.- PARÁMETROS BÁSICOS DE RADIACIÓN [47]

A.1.1.- FACTOR DE CONCENTRACIÓN [47]

El primer dato que se va a calcular del campo solar será el referente a la razón de concentración. La razón de concentración C , es el cociente entre el área de apertura del colector y el área total del tubo absorbedor.



$$C = \frac{A_{\text{colector}}}{A_{\text{tubo}}}$$

Donde:

C = Razón de concentración

A_{colector} = Área de apertura del colector, expresada en m^2

A_{tubo} = Área del tubo absorbedor, expresada en m^2

L = Longitud del tubo absorbedor expresada en m

D = Diámetro exterior del tubo absorbente, expresada en m

Para este cálculo de la razón de concentración se ha supuesto que al ser la forma del colector semicilíndrica, la radiación directa incidente en el tubo absorbedor únicamente se daría en la mitad del tubo absorbedor, a excepción de los rayos solares que incidan directamente en éste, por lo que se ha optado por dividir el área del tubo por la mitad.

$$C = \frac{2 \cdot A}{L \cdot \pi \cdot D} = \frac{2 \cdot 817,5}{148,5 \cdot \pi \cdot 0,07} = 50,065$$

El valor de la razón de concentración obtenido se encuentra dentro de los parámetros habituales para este tipo de colectores de alta concentración, que se sitúan entre 10 y 80. Para obtener el ángulo de aceptación de la radiación directa sobre el colector, se tendrá en cuenta la siguiente relación:

$$C \leq \frac{1}{\text{sen } \theta_s}$$

Donde:

$$\theta_s = \text{Ángulo de aceptación}$$

Éste ángulo de aceptación θ es el ángulo máximo que pueden formar dos rayos en un plano transversal de la apertura del colector de manera que, una vez reflejados, rayos intercepten el tubo absorbente, en este caso viene determinado por:

$$\theta_s = \arcsen \frac{1}{C} = 1,14^\circ$$

A.1.2.- CÁLCULO DEL ÁNGULO DIARIO, EL FACTOR DE CORRECCIÓN DE EXCENTRICIDAD Y LA DECLINACIÓN [47]

El ángulo diario (Γ) es un parámetro relativo a la posición de la Tierra en el plano de la elíptica expresado en $^\circ$. Su expresión viene dada en la fórmula siguiente:

$$\Gamma = \frac{360 \cdot (d_n - 1)}{365}$$

Donde:

d_N : los días que hay desde el 1 de enero hasta el día presente

Para el caso del punto de diseño, el día 15 de junio:

$$\Gamma = \frac{360 \cdot (166 - 1)}{365} = 162,74^\circ$$

El factor de corrección de excentricidad (ϵ_o) se ha calculado mediante mediante la expresión de Duffie y Beckman que se muestra en la expresión 3.

$$\epsilon_o = 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360}{365} \cdot d_n\right)$$

$$\epsilon_o = 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360}{365} \cdot 166\right) = 0,968$$

La declinación (δ) es el ángulo que forma la línea que une el centro de la Tierra y el centro del Sol con el plano del ecuador celeste. El plano de giro de la Tierra en torno al Sol se llama plano de la eclíptica. El eje polar gira en torno a la normal al plano de la eclíptica con un ángulo de $23,45^\circ$ con lo que el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea que une los centros del Sol y de la Tierra varía con el tiempo

La declinación viene dada por la aproximación de Cooper en la expresión siguiente:

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen}\left(\frac{360}{365} \cdot (d_n + 284)\right)$$

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen}\left(\frac{360}{365} \cdot (166 + 284)\right) = 23,3^\circ$$

El solsticio de invierno corresponde al día 21 de diciembre y $\delta = -23,45^\circ$ y el solsticio de verano corresponde al día 21 de junio y $\delta = 23,45^\circ$. Los equinoccios de primavera y otoño so el 21 de marzo y de septiembre.

A.1.3.- CÁLCULO DEL ÁNGULO HORARIO Y EL ANGULO DE INCIDENCIA SOBRE UN CCP [47]

El día solar es el intervalo de tiempo en el que el Sol describe un ciclo completo respecto a un observador fijo en la superficie terrestre. El día solar no es constante ya que el eje polar está inclinado respecto a la eclíptica y a que la órbita de la Tierra es elíptica. A diferencia del tiempo medido por los relojes las 0 horas solar verdadera corresponde al paso del Sol por el meridiano donde nos encontramos.

Los ángulos que describe el Sol respecto al observador se denominan ángulo horario (ω) y son negativos por la mañana y positivos por la tarde.

El tiempo basado en el movimiento aparente del Sol por la bóveda celeste se la denomina tiempo solar verdadero. Este tiempo solar verdadero está relacionado con lo que se llama tiempo de reloj (LCT) por la ecuación del tiempo (ET). La relación viene dada en la fórmula 5.

$$ET = \omega - LCT$$

Spencer da como una aproximación a la ecuación del tiempo (ET). Su expresión viene dada en la fórmula siguiente expresada en h.

$$ET = \frac{229,18}{60} \cdot \left[\frac{0,000075 + 0,001868 \cdot \cos(\Gamma) - 0,014615 \cdot \cos(2 \cdot \Gamma)}{0,04089 \cdot \text{sen}(2 \cdot \Gamma) - 0,032077 \cdot \text{sen}(\Gamma)} \right]$$

$$ET = \frac{229,18}{60} \cdot \left[\frac{0,000075 + 0,001868 \cdot \cos(162,74) - 0,014615 \cdot \cos(2 \cdot 162,74)}{0,04089 \cdot \text{sen}(2 \cdot 162,74) - 0,032077 \cdot \text{sen}(162,74)} \right] = 0,00028h$$

El ángulo solar (ω) para una superficie horizontal queda como se muestra en la expresión:

$$\omega(0) = (TO - 12 + ET - AO) \cdot 15 - (LL - LH)$$

$$\omega(0) = (12 - 12 + 0,00028 - 1) \cdot 15 - (0 - 110) = -13,90$$

Donde

TO: tiempo oficial del lugar, expresado en h

AO: adelanto de la hora oficial, expresado en h

LL: Longitud del lugar, expresada en °

LH: Longitud del huso horario de referencia, expresado en °

La esfera celeste se divide en 24 husos horarios de donde $360 / 24 = 15^\circ$, es decir, una hora son 15° . Este tiempo se refiere a lo que se llama sol medio, que es un Sol ficticio que describe una órbita circular y por tanto la velocidad es constante y los tiempos de cada 15° iguales.

El adelanto de la hora oficial en España es de 1 hora en invierno y de 2 horas en verano. La Longitud del lugar es negativo hacia el Oeste y positivo hacia el Este. En este caso la longitud de la ubicación es de $1^\circ 6'$ Oeste.

La Longitud del huso horario de referencia, en este caso es igual a cero debido a que es el Meridiano de Greenwich. El ángulo de incidencia de un colector con su eje de giro horizontal y orientación sur viene definido por la siguiente ecuación:

$$\varphi = \arccos \left(\cos \delta_s \cdot \sqrt{(\cos \vartheta \cdot \cos w_s + \tan \delta_s \cdot \operatorname{sen} \vartheta)^2 + \operatorname{sen}^2 w_s} \right)$$

$$\varphi = \arccos \left(\cos 23,3 \cdot \sqrt{(\cos 37,85 \cdot \cos - 13,9 + \tan 23,3 \cdot \operatorname{sen} 37,85)^2 + \operatorname{sen}^2 - 13,9} \right)$$

$$\varphi = 17,85^\circ$$

El modificador por ángulo de incidencia, K, depende directamente del ángulo de incidencia, El valor de K se da como una función que se determina experimentalmente. Para el colector Eurotrough viene definida por la siguiente expresión:

$$K(\theta) = 1 - 2,23073 \cdot 10^{-4} \cdot \varphi - 1,1 \cdot 10^{-4} \cdot \varphi^{-2} + 3,18596 \cdot 10^{-6} \cdot \varphi^3 - 4,85509 \cdot 10^{-8} \cdot \varphi^4$$

$$K(\theta) = 1 - 2,23073 \cdot 10^{-4} \cdot 17,85 - 1,1 \cdot 10^{-4} \cdot 17,85^{-2} + 3,18596 \cdot 10^{-6} \cdot 17,85^3 - 4,85509 \cdot 10^{-8} \cdot 17,85^4 = 0,995$$

A.1.4.- ECUACIONES DEL ACEITE THERMINOL PV-1 [47]

El calor específico del aceite usado en la central viene dado por la siguiente ecuación

$$C_p = 1,479 + 0,0028 T$$

Se puede expresar el incremento de entalpía, en función del calor específico del aceite, integra entre las temperaturas de salida y de entrada en el colector, se obtienen las siguientes fórmulas:

$$\int_{293}^{T_{out}} 1,479 dt + \int_{293}^{T_{out}} 0,0028 T dt$$

$$Q_{util} = M \cdot (h_{out} - h_{in}) = M \cdot \Delta H$$

$$471,833 = 6,079 \cdot (1,479 \cdot T_{out} + 0,0014 \cdot T_{out}^2 - 553)$$

A.1.5.- CALCULO MULTIPO SOLAR [47]

El múltiplo solar es un concepto específico de las centrales termoeléctrica, y se define como el cociente entre la potencia térmica útil que proporciona el receptor solar en condiciones de diseño respecto a la potencia térmica que requiere el ciclo de potencia en condiciones normales de funcionamiento. Es decir:

$$SM = \frac{P_R}{P_D}$$

Donde:

SM: Múltiplo Solar

PR: Potencia térmica útil en condiciones de diseño, expresada en W

PD = Potencia térmica del ciclo, expresada en W

Como es lógico, no siempre se va a contar con esas condiciones de radiación solar tan beneficiosas, por lo que se hace necesario sobredimensionar el campo solar, para que el bloque de potencia trabaje a pleno rendimiento más horas (sino trabajaría a plena carga muy poco tiempo), aunque esto conlleve el desperdicio de algo de energía en días con condiciones solares perfectas.

Se recurre al programa informático SAM para la obtención del valor óptimo del Múltiplo Solar.

Datos de partida:

- Tamaño de la planta 50 MW.
- El 15% de la electricidad generada por la central se consigue a partir de la combustión de gas natural.

Los parámetros utilizados en la simulación se muestran en la tabla 7-2 así como el resultado de esta simulación en la figura 7-2.

Tabla 7-2: Horas de almacenamiento y SM en la simulación

Horas de almacenamiento	0	2.5	5	7.5	10						
Múltiplos solares	1	1.25	1.5	1.75	2	2.25	2.5	2.75	3	3.25	3.5

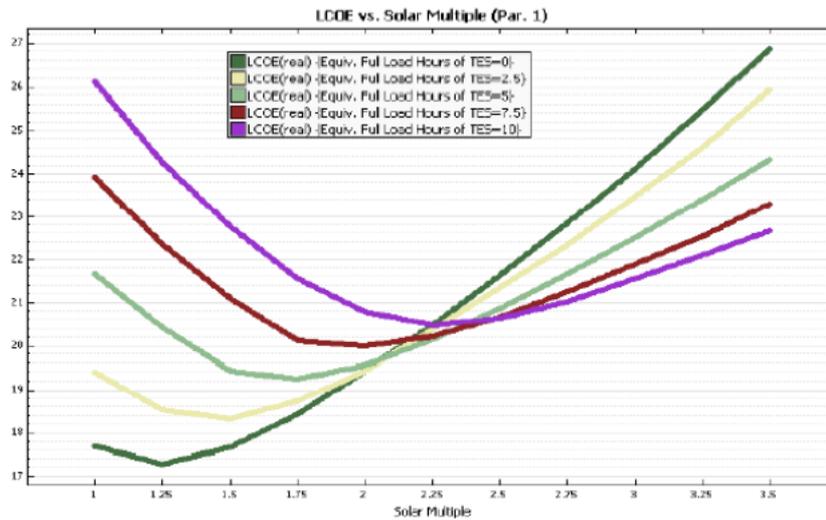
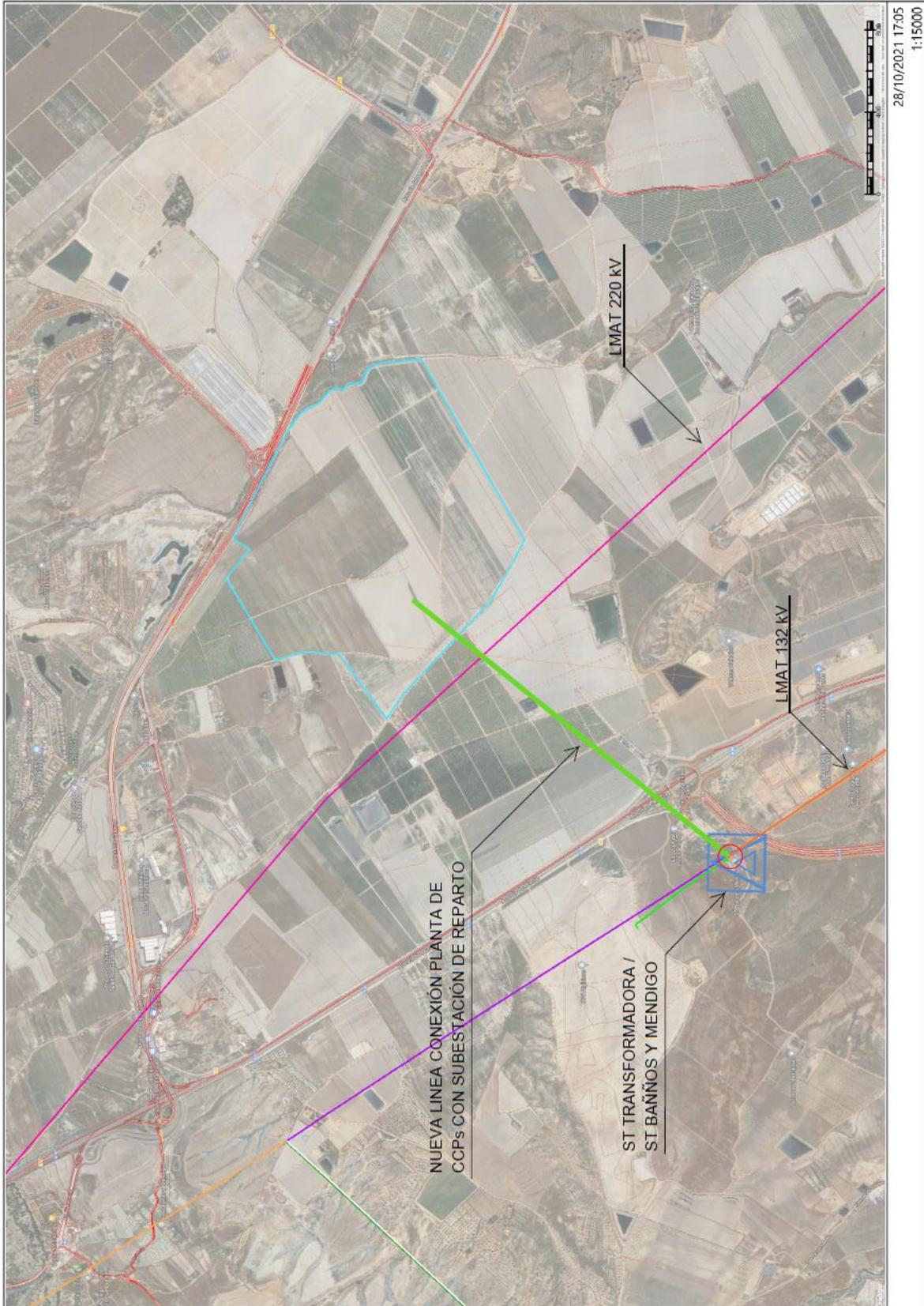


Figura 7-2: Optimización SM en función del almacenamiento y del coste de la energía.

Como se observa en la grafica, para un sistema de colectores cilindro parabólicos sin almacenamiento (horas del TES = 0), el coste optimo normalizado de la energía se produce aproximadamente a un múltiplo solar de 1,25. Debido a que sino el sistema solo funciona en su punto de diseño (múltiplo solar uno) muy pocas horas al año.

ANEXO B.- MAPA UBICACIÓN CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA



ANEXO C.- ESPECIFICACIONES

C.1.- EURO TROUGH COLLECTOR QUALIFICATION COMPLETE - PERFORMANCE TEST RESULTS FROM PSA [48]

1. TECHNICAL PROPERTIES

EuroTROUGH collector at the Plataforma Solar. By tracking the sun from sunrise to sunset, the parabolic EuroTrough collectors concentrate the sun's radiation with their parabolic mirror facets on the absorber tubes along their focal line. Through these absorber tube circulates a heat transfer fluid (HTF), usually thermal oil, which is heated to a temperature of nearly 400°C.

EuroTrough Model	ET100	ET150
Focal Length	1.71 m	1.71 m
Absorber Radius	35 mm	35 mm
Aperture Width	5.76 m	5.76 m
Aperture Area	552 m ²	817,5 m ²
Collector Length	99.5 m	148.5 m
Number of Modules per Drive	8	12
Number of Glass Facets	224	336
Number of Absorber Tubes	24	36
Mirror reflectivity	94%	94%
Weight of steel structure and pylons, per m ² aperture area	19.0 kg	18.5 kg

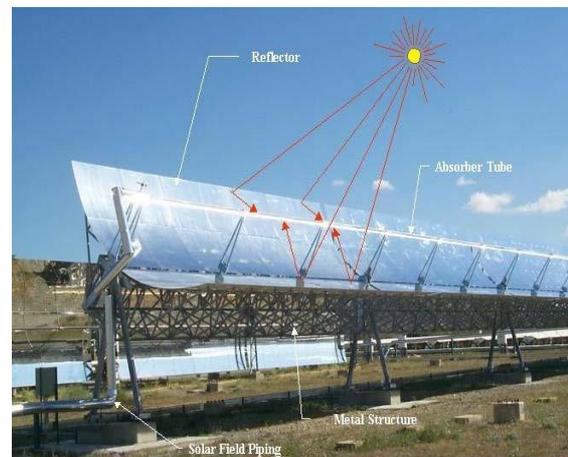


Tabla 25.- Main characteristic parameters of EuroTrough 100 m and 150 m

The EuroTrough collector models are made up of identical 12 m long collector modules. Each module comprises 28 parabolic mirror panels – 7 along the horizontal axis between pylons and 4 in a vertical crosssection. Each mirror is supported on the structure at four points on its backside.

C.2.- THERMINOL[®] VP-1

Typical properties^a

Appearance	Clear, water-white liquid
Composition	Biphenyl/diphenyl oxide (DPO) eutectic mixture
Maximum bulk temperature	400°C (750°F)
Maximum film temperature	430°C (800°F)
Normal boiling point	257°C (495°F)
Crystallizing point	12°C (54°F)
Flash point, COC (ASTM D-92)	124°C (255°F)
Flash point, PMCC (ASTM D-93)	110°C (230°F)
Autoignition temperature (ASTM E-659)	601°C (1114°F)
Autoignition temperature (DIN 51794)	621°C (1150°F)
Coefficient of thermal expansion at 200°C	0.000979/°C (0.000544/°F)
Heat of vaporization at maximum use temperature	206 kJ/kg (88.7 Btu/lb)
Total acidity (ASTM D-664)	<0.2 mg KOH/g
Average molecular weight	166
Pseudocritical temperature	499°C (930°F)
Pseudocritical pressure	33.1 bar (480 psia)
Pseudocritical density	327 kg/m ³ (20.4 lb/ft ³)
Sulfur content (ASTM D-7691)	<10 ppm
Copper corrosion (ASTM D-130)	<<1a
Moisture content, maximum (ASTM E-203)	300 ppm
Volume contraction on freezing	6.27%
Volume expansion on melting	6.69%
Surface tension in air at 25°C	36.6 dynes/cm
Dielectric constant @ 23°C (ASTM D-924)	3.35

^aThese data are based on sample tested in the laboratory and are not guaranteed for all samples. Contact us for complete sales specifications for Therminol VP-1 fluid. Does not constitute an express warranty. See disclaimer on the backpage of this bulletin

For technical service, visit the contact page of our website, Therminol.com.

Liquid properties of Therminol® VP-1 heat transfer fluid by temperature^a (SI UNITS)

Temperature		Liquid density kg/m ³	Liquid heat capacity kJ/(kg·K)	Heat of vaporization kJ/kg	Liquid enthalpy ^b kJ/kg	Liquid thermal conductivity W/(m·K)	Liquid viscosity ^c		Vapor pressure ^d kPa
°C	°F						cP (mPa·s)	cSt (mm ² /s)	
12	54	1070	1.523	419.0	0.0	0.1370	5.48	5.12	—
20	68	1064	1.546	414.7	12.3	0.1363	4.29	4.03	0.001
30	86	1056	1.575	409.3	27.9	0.1353	3.28	3.11	0.004
40	104	1048	1.604	403.9	43.8	0.1344	2.60	2.48	0.009
50	122	1040	1.633	398.6	60.0	0.1333	2.12	2.03	0.019
60	140	1032	1.662	393.3	76.4	0.1323	1.76	1.71	0.041
70	158	1024	1.690	388.1	93.2	0.1312	1.49	1.46	0.081
80	176	1015	1.719	382.9	110.2	0.1300	1.28	1.26	0.153
90	194	1007	1.747	377.8	127.6	0.1289	1.12	1.11	0.276
100	212	999	1.775	372.7	145.2	0.1277	0.985	0.986	0.477
110	230	991	1.803	367.6	163.1	0.1264	0.875	0.884	0.795
120	248	982	1.831	362.6	181.2	0.1252	0.784	0.798	1.28
130	266	974	1.858	357.5	199.7	0.1239	0.707	0.726	2.00
140	284	965	1.886	352.6	218.4	0.1225	0.642	0.665	3.05
150	302	957	1.913	347.6	237.4	0.1212	0.585	0.612	4.52
160	320	948	1.941	342.7	256.7	0.1197	0.537	0.566	6.56
170	338	940	1.968	337.7	276.2	0.1183	0.494	0.526	9.31
180	356	931	1.995	332.8	296.0	0.1168	0.457	0.491	13.0
190	374	922	2.021	327.9	316.1	0.1153	0.424	0.460	17.8
200	392	913	2.048	323.0	336.5	0.1138	0.395	0.432	23.9
210	410	904	2.075	318.0	357.1	0.1122	0.368	0.407	31.7
220	428	895	2.101	313.0	378.0	0.1106	0.345	0.385	41.5
230	446	886	2.128	308.0	399.1	0.1089	0.324	0.366	53.6
240	464	877	2.154	303.0	420.5	0.1072	0.305	0.348	68.4
250	482	867	2.181	297.9	442.2	0.1055	0.288	0.332	86.3
260	500	857	2.207	292.7	464.1	0.1038	0.272	0.317	108
270	518	848	2.234	287.5	486.3	0.1020	0.258	0.304	133

280	536	838	2.260	282.2	508.8	0.1002	0.244	0.292	163
290	554	827	2.287	276.8	531.6	0.0983	0.232	0.281	198
300	572	817	2.314	271.2	554.6	0.0964	0.221	0.271	239
310	590	806	2.341	265.6	577.8	0.0945	0.211	0.262	286
320	608	796	2.369	259.7	601.4	0.0925	0.202	0.254	340
330	626	784	2.397	253.8	625.2	0.0905	0.193	0.246	401
340	644	773	2.425	247.6	649.3	0.0885	0.185	0.239	470
350	662	761	2.454	241.3	673.7	0.0864	0.177	0.233	548
360	680	749	2.485	234.7	698.4	0.0843	0.170	0.227	635
370	698	736	2.517	227.8	723.4	0.0822	0.164	0.222	732
380	716	723	2.551	220.7	748.7	0.0800	0.158	0.218	840
390	734	709	2.588	213.2	774.4	0.0778	0.152	0.214	959
400	752	694	2.628	205.3	800.5	0.0756	0.146	0.211	1090
410	770	679	2.674	197.0	827.0	0.0733	0.141	0.208	1230
420	788	662	2.729	188.0	854.0	0.0710	0.137	0.206	1390

Vapor properties of Therminol® VP-1 heat transfer fluid by temperature^a (SI UNITS)

Temperature		Vapor density	Vapor heat capacity	Vapor enthalpy ^b	Vapor thermal conductivity	Vapor viscosity ^c	
°C	°F	kg/m ³	kJ/(kg·K)	kJ/kg	W/(m·K)	mPa·s	cSt
12	54	—	0.976	419.0	0.0081	0.0057	—
20	68	—	1.00	427.0	0.0085	0.0059	—
30	86	0.00023	1.04	437.2	0.0090	0.0061	—
40	104	0.00055	1.07	447.7	0.0095	0.0063	—
50	122	0.00120	1.10	458.6	0.0100	0.0065	—
60	140	0.00245	1.14	469.8	0.0105	0.0067	2720
70	158	0.00473	1.17	481.3	0.0110	0.0069	1450
80	176	0.00866	1.20	493.2	0.0116	0.0071	817
90	194	0.0152	1.23	505.3	0.0121	0.0073	479
100	212	0.0256	1.27	517.8	0.0126	0.0075	293
110	230	0.0415	1.30	530.7	0.0132	0.0077	185

120	248	0.0651	1.33	543.8	0.0137	0.0079	121
130	266	0.0994	1.36	557.2	0.0143	0.0081	81.5
140	284	0.148	1.39	571.0	0.0148	0.0083	56.3
150	302	0.214	1.42	585.0	0.0154	0.0085	39.8
160	320	0.303	1.45	599.4	0.0160	0.0087	28.8
170	338	0.422	1.48	614.0	0.0166	0.0089	21.2
180	356	0.575	1.51	628.9	0.0171	0.0091	15.9
190	374	0.771	1.54	644.0	0.0177	0.0094	12.1
200	392	1.02	1.57	659.4	0.0183	0.0096	9.38
210	410	1.33	1.60	675.1	0.0189	0.0098	7.36
220	428	1.71	1.63	691.0	0.0195	0.0100	5.85
230	446	2.17	1.66	707.1	0.0201	0.0102	4.70
240	464	2.72	1.68	723.5	0.0207	0.0104	3.82
250	482	3.38	1.71	740.1	0.0213	0.0106	3.13
260	500	4.17	1.74	756.9	0.0219	0.0108	2.59
270	518	5.09	1.77	773.8	0.0226	0.0110	2.16
280	536	6.17	1.79	791.0	0.0232	0.0112	1.82
290	554	7.42	1.82	808.3	0.0238	0.0114	1.54
300	572	8.86	1.84	825.8	0.0245	0.0116	1.31
310	590	10.5	1.87	843.4	0.0251	0.0118	1.13
320	608	12.4	1.90	861.1	0.0258	0.0120	0.970
330	626	14.6	1.92	879.0	0.0264	0.0122	0.841
340	644	17.0	1.95	896.9	0.0271	0.0124	0.731
350	662	19.8	1.97	915.0	0.0277	0.0126	0.639
360	680	22.9	2.00	933.1	0.0284	0.0129	0.560
370	698	26.5	2.03	951.3	0.0291	0.0131	0.493
380	716	30.5	2.05	969.5	0.0298	0.0133	0.435
390	734	35.0	2.08	987.7	0.0304	0.0135	0.384
400	752	40.1	2.11	1005.8	0.0311	0.0137	0.341
410	770	45.8	2.14	1024.0	0.0318	0.0139	0.302
420	788	52.4	2.17	1042.0	0.0325	0.0140	0.268

