

El Proyecto Arquímedes prevé incrementar la potencia de la central de ciclo combinado de Priolo utilizando vapor obtenido con energía solar

CENTRAL DE CICLO COMBINADO QUE INCORPORA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA*

En la bahía de San Panagia, entre Siracusa y Priolo Gargallo, la leyenda relata que **Arquímedes** incendió las naves romanas por medio de sus famosos espejos cóncavos. En el mismo lugar se levanta hoy una moderna central termoeléctrica compuesta de dos grupos de ciclo combinado (turbina de gas con recuperación del calor de los humos por medio de un ciclo tradicional a vapor), cada uno de 380 MW eléctricos.

El Proyecto Arquímedes prevé incrementar la potencia de la instalación actual recurriendo exclusivamente a la energía solar térmica para producir vapor que se envía a las turbinas existentes en la central. Este aumento de potencia de casi 28 MW, proporcionará un aumento neto de producción de unos 54 GWh anuales, energía obtenida por medio de fuentes renovables, como es la solar, con la mejora ambiental evidente, y un presupuesto que los recientes análisis económicos han juzgado muy positivos, tanto por los propios retornos como por la imagen de la investigación italiana en el campo de las energías renovables.

En un plano estrictamente técnico, la elección del lugar no ha podido encontrar una sinergia mejor de todos los factores que se toman en consideración para el desarrollo de este recurso renovable: los municipios de Siracusa y Priolo Gargallo (respectivamente al sur y al norte de esta central), presentan el nivel medio anual de insolación más alto de todos los municipios italianos: los factores de nubes, viento y condiciones meteorológicas en general, están perfectamente adecuados al proyecto. Finalmente, los amplios espacios necesarios para la realización del campo solar forman parte de un terreno propiedad del ENEL.

Cuadro estratégico de referencia

No hay duda de que el uso de fuentes de energía renovable, más duraderas y menos perjudiciales al ambiente con respecto a los combustibles fósiles, está destinado a crecer gradualmente en el futuro. Este cambio vendrá impulsado por la evidencia creciente de cambios climáticos significativos causados principalmente por el uso continuado e intensivo de los combustibles fósiles.

Sentada esta premisa, las tecnologías de las energías renovables actualmente maduras no parecen estar en condiciones de asumir una parte apreciable del mercado energético. Por ejemplo, las previsiones del IEA para 2030 predicen un aumento de las renovables que supera en poco el porcentaje actual. Esta penetración modesta en el mercado energético es debida a la dificultad de alcanzar dos objetivos principales:

- El costo de la energía producida debe ser comparable a la producida a partir de los combustibles fósiles (esta limitación es característica, en particular, de la energía fotovoltaica);
- La distribución de la producción energética debe estar condicionada por la demanda, en vez de depender de unas condiciones ambientales favorables (esta limitación está muy acusada en el caso particular de la energía eólica).

A fin de superar estas limitaciones, el ENEA ha desarrollado una tecnología innovadora basada en la captación y almacenamiento de la energía solar en forma de calor a alta temperatura (> 500 °C). Ese calor acumulado es luego utilizado, por ejemplo, para la producción de vapor a presiones y temperaturas próximas a las requeridas en las modernas centrales termoeléctricas.

Este desarrollo (con la mejora simultánea de las prestaciones y la re-

ducción de los costos de producción) constituye una evolución sustancial con relación al programa norteamericano de los años ochenta consistente en la realización en el desierto de Mojave, en el sur de California, de nueve grandes grupos, actualmente aún en servicio, con potencia de punta entre 14 y 80 MW, un total de 354 MW instalados.

A partir de esta tecnología bien comprobada, el ENEA ha introducido innovaciones profundas y sustanciales: el incremento de cerca 160 °C de la temperatura de funcionamiento, la utilización de una mezcla de sales fundidas no inflamables y de bajo impacto ambiental como fluido térmico circulante en el interior de los colectores, el acoplamiento de un acumulador térmico de grandes dimensiones, la realización de un nuevo tubo receptor del calor y el empleo de espejos de nuevo diseño.

La inversión económica de una instalación solar de 28 MW está totalmente recuperada debido a la utilización de los componentes convencionales ya en funcionamiento en la central (turboalternadores, transformadores, grupo de condensación, infraestructuras, etc.). El acoplamiento directo del campo solar al grupo turboalternador de vapor en activo se hará sin ninguna variación sustancial de las condiciones operativas del mismo, gracias al incremento de la temperatura de trabajo del campo solar obtenido con esta tecnología.

La cantidad de energía eléctrica producida de origen solar, finalmente, será del orden del 1,5% de toda la generada por la central. De este modo, la central de Priolo será casi congruente con la reglamentación vigente, que impone la obligación de inyectar a la red un 2% de energía de origen renovable.

*AEIT.

Descripción de la instalación

La central termoeléctrica de Priolo Gargallo (Fig. 1), prevista inicialmente



Figura 1 – La central actual de Priolo Gargallo.

La tecnología para la captación de la energía solar y su transformación en vapor se basa en la utilización de colectores parabólicos lineales, a fin de concentrar la radiación solar y reflejarla sobre un tubo receptor, en cuyo interior circula un fluido que absorbe la energía radiante aumentando su temperatura, como se refleja en el esquema de la figura 2.

Las principales características de la tecnología solar desarrollada por ENEA se refie-

una instalación térmica, está constituido por colectores parabólicos lineales dispuestos en filas paralelas, formada cada una por seis colectores conectados en serie. Los colectores están formados por un reflector de forma parabólica lineal, que concentra continuamente, mediante un sistema de control apropiado, la radiación directa del Sol sobre un tubo receptor dispuesto en el foco de la parábola. En el interior del tubo receptor circula un fluido para la absorción de la energía solar (una mezcla formada por un 60% de nitrato sódico y 40% de nitrato potásico). La disposición preliminar de los colectores que optimiza el aprovechamiento del terreno está representada por la simulación fotográfica de la figura 4.

para petróleo como combustible, ha sido reconvertida recientemente a ciclo combinado y está compuesta de dos secciones de 380 MW cada una (250 MW el grupo turbogás y 130 MW el grupo de vapor), para una potencia total de 760 MW. En el emplazamiento de la central se dispone de una zona de cerca de 60 ha de terreno plano, propiedad de ENEL. Los datos de radiación solar obtenidos de la elaboración de los valores adquiridos por ENEL, están reflejados en la Tabla 1.

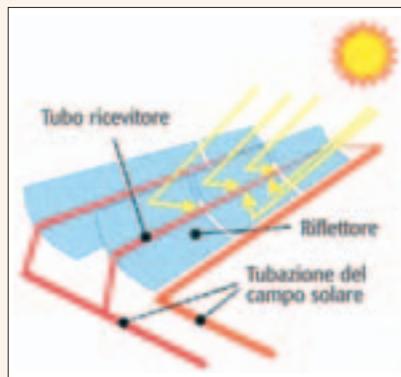


Figura 2 – Principio de captación de la energía solar.

Rendimiento de los colectores

El rendimiento óptico de los colectores depende del proyecto mecánico y de las características de los materiales: reflexión de los espejos, transmisión del tubo de vidrio del receptor y absorción del revestimiento selectivo del tubo receptor.

El rendimiento térmico del tubo receptor depende, a su vez, de las características del revestimiento selectivo del tubo: curva de emisión en función de la temperatura y de la intensidad de la radiación solar.

El rendimiento óptico resulta aproximadamente de 0,81, siempre que no se tenga en cuenta el ensuciamiento de los espejos y del vidrio. Por consiguiente, el 81% de la potencia térmica solar que incide sobre la superficie de los colectores es absorbida por el tubo receptor. En el caso de ensuciamiento, la eficiencia óptica

Radiación	kWh/m ² (anual)
Global en el suelo	1.711
Directa sobre la superficie normal a la radiación (DNI)	1.748
DNI reducida por la orientación Norte-Sur de los colectores	1.540
DNI reducida ulteriormente por el efecto sombra	1.415

Tabla 1 - Datos medios de radiación

La energía solar disponible puede ser captada y utilizada para producir vapor que se enviará a los grupos turboalternadores de la central, sumándose al producido por los generadores de recuperación de vapor, de modo que se aumente la producción eléctrica total con el mismo combustible consumido. Sobre la base de los valores de insolación y de la amplitud de la zona disponible, se puede estimar una punta de aumento de producción eléctrica, de origen solar, de cerca de 28 MW.

ren al colector solar, el tubo receptor, el fluido termovector y el almacenamiento térmico. En la figura 3 se muestra el esquema de principio de la instalación, donde están representadas las partes de nueva realización (instalación solar) y las previamente existentes (central de ciclo combinado). El circuito relativo a la parte solar comprende, además de los colectores solares y el generador de vapor, los dos recipientes para el almacenamiento térmico (recipiente frío a 290 °C, y recipiente caliente a 550 °C).

El campo solar, que representa el corazón de la instalación, y en la práctica sustituye a la caldera de



Figura 3 – Esquema de principio de la instalación.

Central de Ciclo Combinado que incorpora Energía Solar Térmica



Figura 4 - Simulación fotográfica del campo solar.

baja aproximadamente a 0,772, o sea una reducción del 4,7% de la energía absorbida. Para determinar la potencia térmica útil transferida al fluido, es necesario valorar también el rendimiento térmico del tubo receptor, que depende de la curva de emisión del revestimiento selectivo en función de la temperatura de funcionamiento.

Balances energéticos

Fijada la capacidad de acumulación, energía máxima que es posible almacenar, determinada la curva de captación de energía térmica al generador de vapor (*energía utilizada*) y dada la producción de energía eléctrica integrada de la central (*energía eléctrica*), es posible efectuar el balance energético del sistema de almacenamiento.

Como se especifica a continuación, es necesario mantener una cierta cantidad de sales en el interior del campo solar y en la red de distribu-

ción también en los periodos de falta de radiación solar (horas nocturnas y días nublados), lo que permite mantener la temperatura de las sales por encima del valor crítico de su solidificación, pero representa una pérdida de energía para el sistema (*pérdidas de circulación nocturna*). Las pérdidas térmicas del campo solar (tubos receptores) están valoradas en unos 90 W/m: incluyendo las de las tuberías de ida y vuelta y de la red de distribución, se llega a cerca de 120 W/m (valoradas sobre la longitud de los tubos receptores). La potencia térmica de las pérdidas debidas a la circulación de las sales, en condiciones de falta de radiación solar, es, por tanto, de 3,72 MW (de las cuales 1,22 MW, o sea el 33%, son debidas a las tuberías de la red). La potencia de punta del campo solar, calculada con una radiación de 1000 W/m² y un rendimiento de captación de los colectores de 0,76, resulta aproximadamente de 136 MW. Por tanto, las pérdidas nocturnas totales representan el 2,7% de la potencia térmica de punta. Las pérdidas térmicas de las tuberías de la red de distribución, en condiciones de captación de la energía térmica del campo

	u. m	
Número de colectores		318
Superficie de los colectores	10 ⁴ m ²	17,91
Potencia de punta del campo solar (1)	MWt	136,1
Temperatura de los recipientes		
Caliente - frío	°C	550 - 290
Energía solar máxima (DNI)	GWht/a	313,1
Energía solar en los colectores	GWht/a	253,4
Energía solar transferida al fluido	GWht/a	156,5
Rendimiento anual de recuperación (2)	%	61,8
Energía solar máxima acumulable	GWht/a	151,3
Potencia térmica máxima del GV	MWt	64,4
Energía térmica acumulada	GWht/a	149,9
Energía térmica utilizada	GWht/a	130,6
Potencia eléctrica nominal	MWe	28,08
Energía eléctrica bruta producida (3)	GWhe/a	55,9
Horas anuales de funcionamiento previsto	h/a	5110
Horas efectivas de funcionamiento	h/a	2774
Factor de utilización de la instalación (4)	%	38,9
Rendimiento medio anual eléctrico neto	%	17,3
Ahorro de energía primaria (5)	TEP	11.835
Emisión de CO ₂ evitada	t	36.306

Tabla 2 - Parámetros principales de la instalación de Priolo

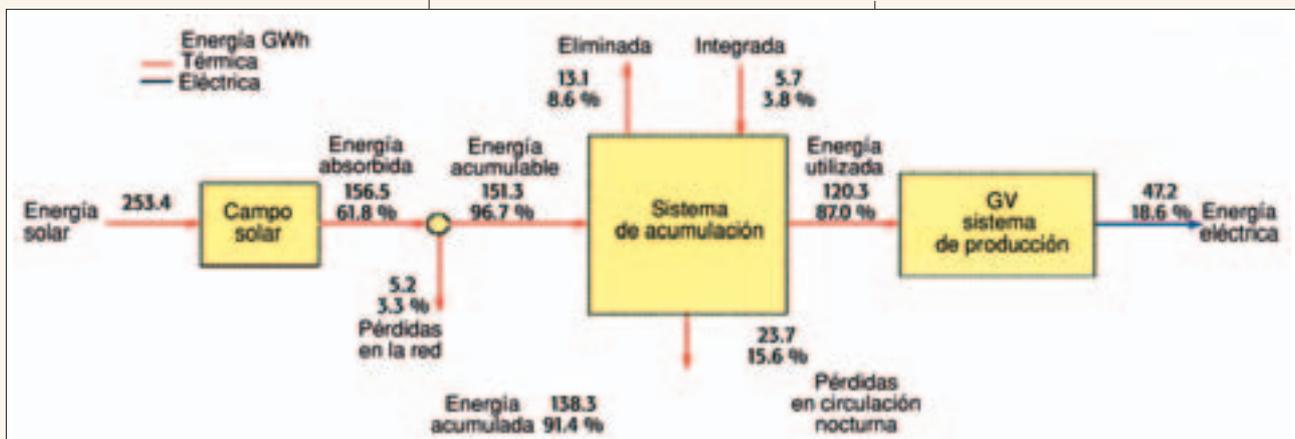


Figura 5 - Balance de energía con funcionamiento continuo y acumulación de 500 MWh.

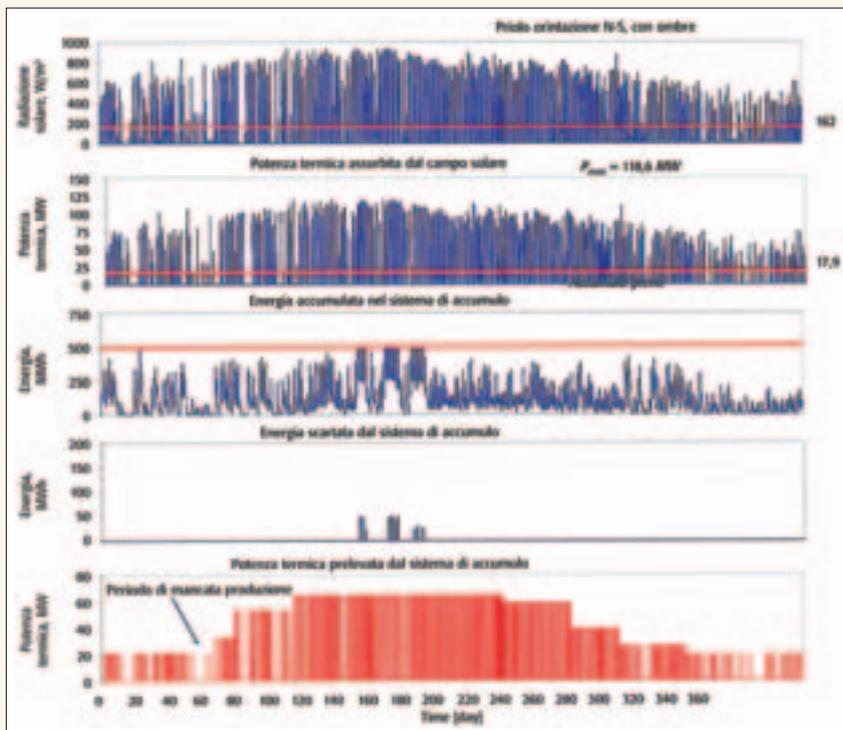


Figura 6 - Curvas de funcionamiento anual del sistema.

solar, han sido valoradas en unos 2,6 MW, o sea, el 1,9% de la potencia térmica de punta.

A causa de la dimensión del sistema de acumulación, una parte de la energía acumulable quedará descartada, correspondiendo a los periodos en los que el recipiente caliente está lleno (*energía descartada*): de manera inversa, se incorporará a la energía del sistema cuando el recipiente caliente está vacío y se produce la circulación nocturna (*energía integrada*).

Sobre la base de la configuración del campo solar, ha sido evaluada, para cada hora a lo largo del año, la potencia media térmica obtenible del sistema de acumulación y utilizable para la producción continua de vapor. En este primer análisis, se supone un funcionamiento de la instalación entre las 7 y las 21 horas (o sea 14 horas diarias), con un total anual de 5.110 horas, con una curva de carga térmica de producción de vapor en función de las condiciones meteorológicas supuestas para el citado campo solar. La elección de un funcionamiento con generación eléctrica intermitente entre las 7 y las 21 horas es consecuencia de un estudio económico tendente a maximizar la produc-

ción en función de las tarifas de remuneración, variables a lo largo de la jornada. Con todas las consideracio-

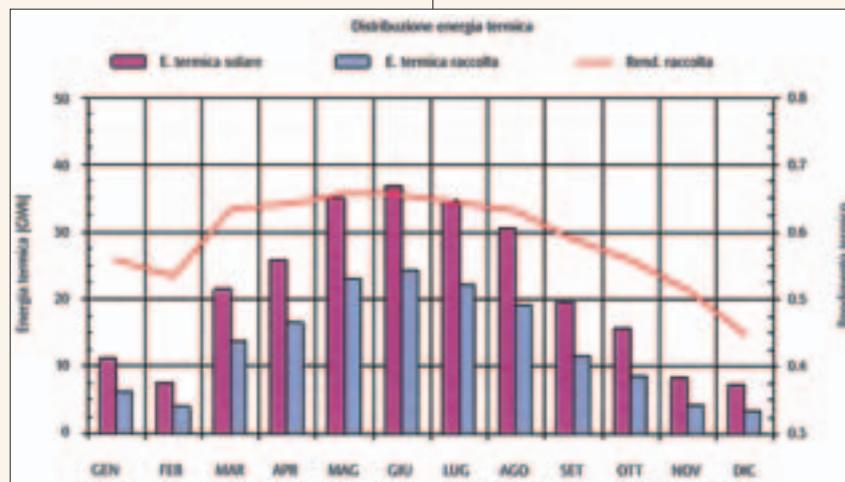


Figura 7 - Distribución de la energía térmica recogida en el campo solar.

nes citadas, se han determinado los balances energéticos, para todo el año, de la instalación solar, cuyos resultados están reflejados en la Tabla 2: la producción eléctrica bruta anual estimada para la instalación resulta ser de 55,9 GWh.

Considerando un consumo de los auxiliares del orden del 3% de la energía producida, la producción eléctrica neta estimada de la instalación resulta ser de 54,2 GWh. El rendimiento neto

anual de la transformación de la energía solar incidente en energía eléctrica, resulta próximo al 21,4 %: por tanto, por cada 100 kWh de energía térmica solar que son recogidos en la superficie de los colectores, pueden ser introducidos a la red casi 21 kWh. Considerando, por otra parte, la energía solar máxima, el rendimiento anual neto de la transformación de la energía solar en energía eléctrica, resulta del orden del 17,3%. En la figura 7 se representa la distribución mensual de la energía térmica solar disponible y de la absorbida por el fluido en el campo solar, junto con el rendimiento medio recogido por los colectores. El rendimiento medio mensual de producción eléctrica presenta un valor máximo de 23,7 % en julio y un mínimo de 4,2% en diciembre.

Integración con la central de ciclo combinado

La figura 8 representa el esquema inicial de la instalación que ha servido de base para las sucesivas simulaciones. Se recuerda que el vapor sobre-

calentado producido en el GVS (Generador de Vapor Sobrecalentado) se mezcla con el producido en el GVR (Generador de Vapor Recalentado) a la entrada de la turbina de vapor de alta presión. Después de la expansión a la presión media, todo el vapor se envía a la fase de recalentamiento en el interior del GVR. Sucesivamente, el proceso de expansión del vapor prosigue hasta la presión existente en el interior del condensador.

Central de Ciclo Combinado que incorpora Energía Solar Térmica

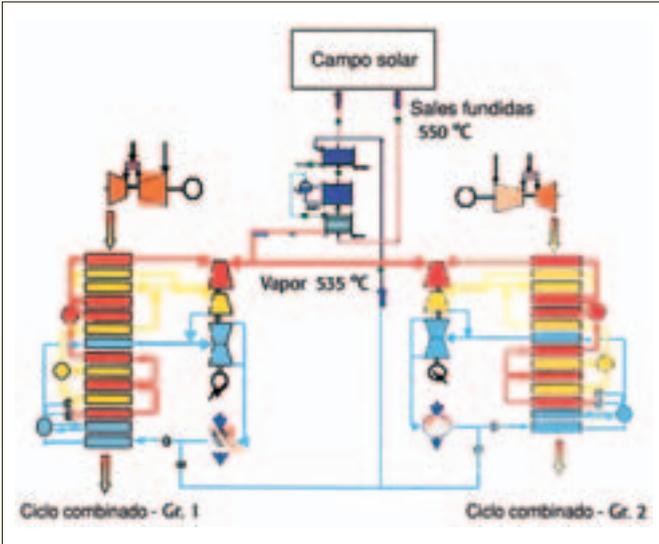


Figura 8 – Hipótesis de integración de la energía solar con los dos grupos de ciclo combinado.

La potencia térmica tomada con referencia al proyecto del GVS, igual a 70 MW, es superior a los 64,40 MW (32,20 MW x 2) que corresponden al valor de las presiones máximas admisibles por el GVR. Por tanto, en tal caso, los límites de las presiones máximas admisibles, resultan evidentemente superados. Es importante observar que eventualmente siempre es posible disminuir la carga de la turbina de gas para reducir la cantidad de vapor producido y los correspondientes niveles de presión.

La recirculación del agua en el economizador debe estar dimensionada para obtener, después de la mezcla a la entrada del cambiador, una temperatura del agua del orden de 238 °C para evitar el peligro de congelamiento de la mezcla de sales fundidas. Con la ayuda de un programa *Gate Cycle* se ha simulado el comportamiento del ciclo tradicional y del GVS en condiciones varias de funcionamiento a partir del valor nominal (70 MW), y a continuación en parada, tanto del GVR como del GVS se ha introducido la máxima

potencia térmica (64,4 MW) que se puede enviar al generador de vapor solar, según la configuración descrita más arriba, para entrar dentro de los valores de presión del proyecto de la instalación actual. Para cargas térmicas de entrada al GVS inferiores a 64,4 MW, con los mismos instrumentos de simulación descritos anteriormente, se han fijado los valores de los parámetros característicos de la integración solar sobre los dos grupos actuales de ciclo combinado.

En la figura 9 se refleja la marcha prevista de la potencia eléctrica total

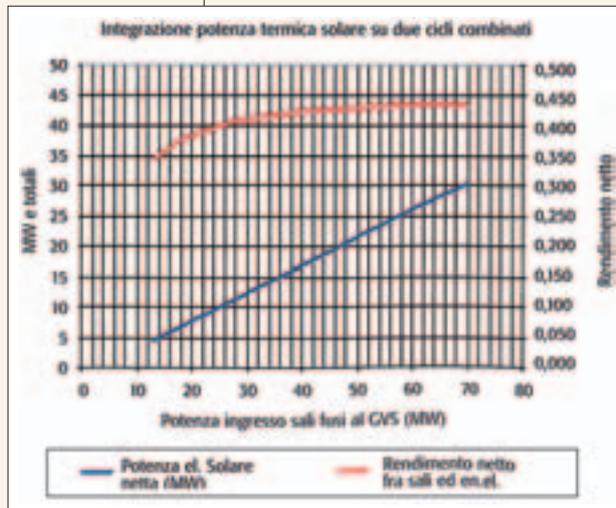


Figura 9 – Potencia eléctrica solar y rendimiento relativo.

de origen solar y del relativo rendimiento neto de conversión, en función de la carga térmica del GVS. Obviamente la situación real, con cargas bajas, puede ser mejorada cualitativamente de lo reflejado, en la hipótesis, por ejemplo, de que todo el vapor sea enviado a un solo grupo de ciclo combinado, aumentando así el rendimiento de la conversión.

Colector solar

La función del colector solar es concentrar la energía solar disponible en forma de radiación directa y transferirla en forma de calor al fluido termovector que circula en el circuito primario de la instalación. Para esta finalidad (Fig.10) está configurado como una superficie reflectante cilindro-parabólica, con un tubo receptor

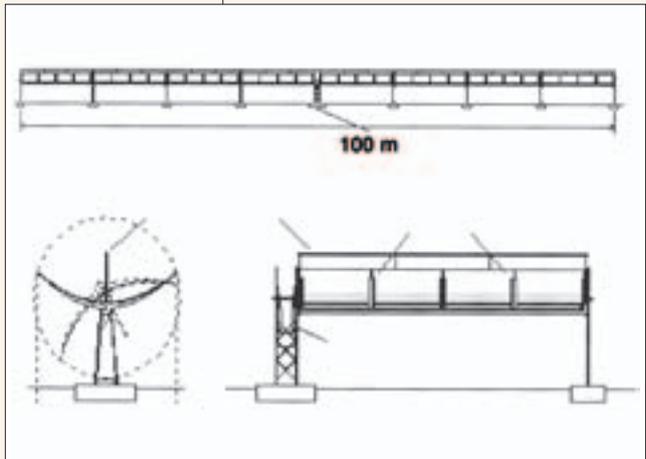


Figura 10 – Croquis de los componentes del colector solar.

central coaxial con la línea recta de unión de los focos de las secciones parabólicas simples.

Dicha superficie debe poder girar alrededor de un eje paralelo al eje del tubo receptor, a fin de realizar continuamente la condición de paralelismo entre la radiación incidente y el plano que contiene los ejes de las secciones parabólicas. De este modo la luz solar incidente sobre las superficies reflectantes, queda así concentrada constantemente sobre el tubo receptor, cualquiera que sea la posición asumida por el sol durante su movimiento aparente, posición que varía, como es notorio, en función de la hora y del día del año.



Cada módulo está constituido por una estructura portante, de los paneles reflectantes, de los apoyos de fijación al suelo y de la línea de tubos receptores con sus respectivos apoyos. La longitud del módulo está definida por el número de tubos receptores soportados, fijado en tres unidades para cada módulo, con un desarrollo conjunto de unos 12 metros. Como cada una de las dos ramas está compuesta de cuatro módulos, la longitud total del colector resulta de casi 100 metros, teniendo en cuenta también las dimensiones de los apoyos terminales y del central, que con tiene el sistema de rotación de los espejos.

Paneles reflectantes

La parte reflectante del sistema de concentración está constituida por una serie de paneles con una superficie cilindro-parabólica, cuya sección recta es una parábola con apertura de 5.900 mm y el foco puesto a 1.810 mm del vértice. El arco de parábola con este perfil presenta un radio de curvatura variable entre un mínimo de 3.620 mm cuando corresponde con el eje ($x = 0$), y un máximo de 7.770 mm que corresponde a los dos extremos, o sea para $x = \pm 2.950$ mm.

Tubo receptor

El tubo receptor (Fig. 11) está situado a lo largo de la línea focal del espejo parabólico lineal: es el elemento de recogida del calor: la radiación solar, concentrada por los espejos parabólicos, es absorbida por la superficie del tubo de acero, y el calor es cedido al fluido de intercambio que circula por el tubo receptor. Con el fin de que todo se produzca con un alto rendimiento de conversión foto-térmica, es necesario tomar las siguientes precauciones:

- El tubo de acero debe estar recubierto de un material espectralmente selectivo, es decir un material que pueda absorber, tanto casi toda la radiación solar (alta absorción) como impedir la pérdida de calor por re-irradiación (baja emisión).
- El tubo de acero debe estar contenido en el interior de un tubo de vidrio y en el espacio anular entre ambos debe existir un vacío elevado (10^{-4} mbar) a fin de limitar al máximo el cambio de calor hacia el exterior por conducción y convección.
- El tubo exterior de vidrio debe estar revestido con una capa de material antirreflectante con el fin de maximizar la cantidad de radiación solar incidente sobre el tubo de acero.

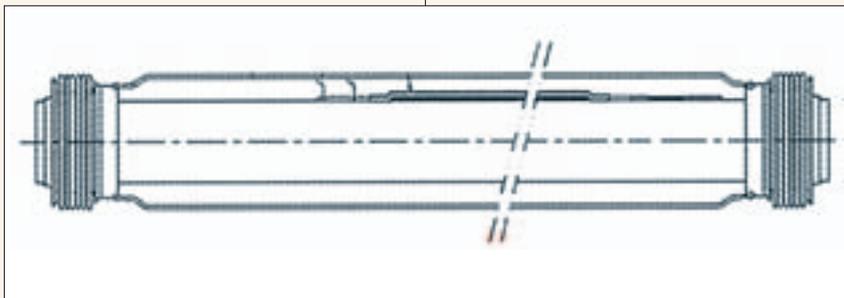


Figura 11 – Croquis de detalle del tubo receptor.

El material absorbente y ópticamente selectivo presenta las siguientes características:

- Alta eficiencia foto-térmica, o sea, alta absorción solar (>94 %) y baja emisión (<14 %) en todo el intervalo de temperatura de trabajo, de 300 a 580 °C
- Alta estabilidad químico-estructural hasta la temperatura de 580 °C

Las restrictivas especificaciones señaladas hacen que no todos los materiales absorbentes y ópticamente selectivos a base de capas Cermet estén adaptados a la utilización en una instalación solar del Proyecto ENEA.

Recipientes de acumulación

Las especificaciones del proyecto son:

- El sistema de acumulación debe estar compuesto de dos recipientes distintos. El primero para recoger las sales fundidas a la salida del campo de espejos; el segundo, para el retorno de las sales fundidas frías a la salida del generador de vapor (GVS).
- La temperatura de las sales fundidas a la salida del campo de espejos es de 550 °C.
- La temperatura de las sales fundidas a la salida del GVS es igual a 290 °C.
- La energía acumulada en el interior del sistema debe ser igual a 500 MWh.
- La flotación máxima de la bomba multietapas de eje vertical actualmente disponible en el comercio es igual a 12 metros.
- Debe garantizarse la posibilidad de utilizar sistemas, directamente inmersos en el recipiente, para recalentar las sales fundidas en los periodos de baja insolación.

Generador de vapor

El GVS está constituido por tres cambiadores de calor separados: un economizador, un evaporador y un sobrecalentador. El esquema del proceso está reflejado en la figura 12. La presión y la cantidad de vapor producible en el GVS están estrechamente ligadas entre sí. De hecho, como es bien notorio, el flujo de vapor añadido, atravesando la actual turbina de

Central de Ciclo Combinado que incorpora Energía Solar Térmica

alta presión, provoca una elevación de la presión a la entrada de la propia máquina, lo que depende de su cantidad. Tal aumento de presión repercute también sobre el GVR, cuyos niveles de presión tienden así a subir.

Red de distribución del campo solar

El circuito primario de una instalación solar con sales fundidas tiene la doble función de recogida y de vehículo de transporte de la energía térmica a alta temperatura obtenida de origen solar a través del campo de espejos. El valor del proyecto de sales fundidas está determinado por las condiciones de máxima radiación solar (1 kW/m^2), con un salto de tempera-

fluido termovector como las dispersiones térmicas. La dispersión térmica de la red está determinada considerando un recubrimiento de las tuberías con silicato cálcico. En particular, las dispersiones totales de la red durante el día resultan de 2.218 kW, es decir, cerca del 1,68 % de la potencia térmica de punta recogida en el campo solar, mientras que en condiciones nocturnas tenemos cerca de 1.013 kW (0,7%), con una dispersión media unitaria de 118 W/m. Las pérdidas térmicas del campo de espejos en condiciones de trabajo han sido evaluadas en 3,12 MW, considerando una dispersión unitaria del tubo receptor por irradiación de 92 W/m (con recubrimiento ENEA).

grupo comprende, a su vez, dos bombas, de las cuales una es de reserva, y asegura la circulación de las sales en un circuito secundario de limitada extensión a través de los cambiadores de calor para la producción de vapor.

Perspectiva de futuros desarrollos

La realización del *Proyecto Arquímedes* podrá dar paso a futuras instalaciones de producción para las que existe un vasto mercado tanto nacional como internacional en las numerosas regiones dotadas de fuerte insolación, incluso más favorable de la disponible en Priolo. Las futuras instalaciones, realizadas con dimensiones adecuadas, podrán disponer de una ulterior economía de escala, haciendo aún más competitiva esta fuente de energía renovable.

La experiencia operativa derivada de la puesta en común de los recursos de investigación de **ENEA** y de la competencia de **ENEL** en la producción de electricidad es, por consiguiente, esencial a fin de aportar madurez a esta original solución, tecnológicamente innovadora, que, con seguridad, va a constituir una importante referencia internacional.

(1) – Con un flujo solar de 1000 W/m^2 y una eficiencia del colector del 76%.

(2) – Calculado con la energía solar en el plano del colector.

(3) – Para obtener la producción neta hay que deducir los medios auxiliares de la parte solar, un 3%.

(4) – Relación entre la energía producida y la producible trabajando a potencia nominal las horas previstas.

(5) – Considerado un consumo específico medio de 2184 kcal/kWh y emisión específica de $670 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$. Datos medidos por ENEL 2003 para producción termoeléctrica. ■

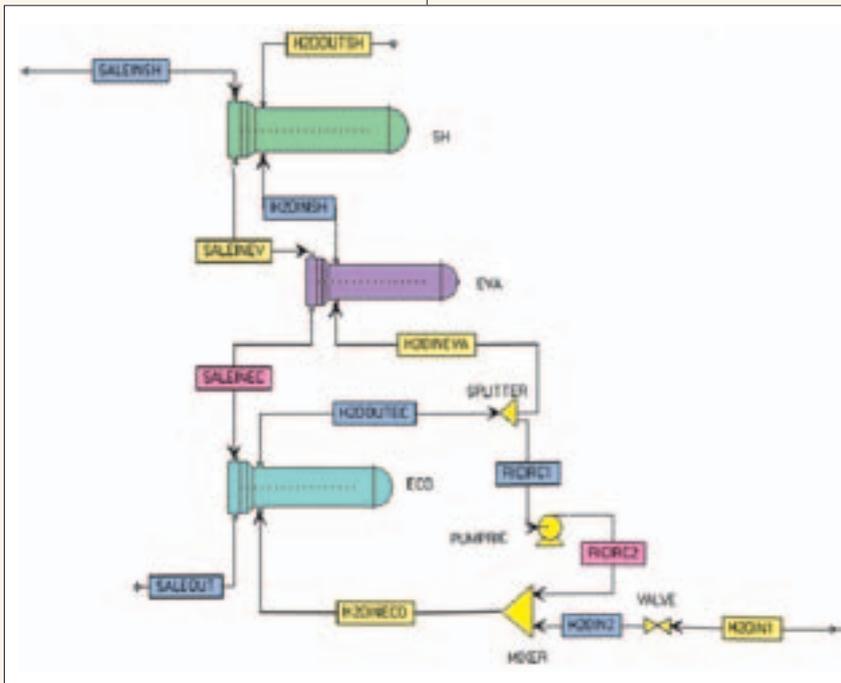


Figura 12 – Esquema del proceso del generador de vapor.

tura de $260 \text{ }^\circ\text{C}$, y un rendimiento del colector del 76%. La potencia térmica de punta recogida en el campo solar resulta igual a 136 MW, con lo que resulta un caudal de sales de 344 kg/s.

El dimensionamiento de la red de sales fundidas ha sido efectuado tratando de optimizar los diámetros de las tuberías y el desarrollo de las dos líneas de ida y vuelta, de modo que se obtengan valores aceptables tanto la potencia necesaria al bombeo del

El sistema de bombeo de la instalación solar comprende dos grupos de bombas posicionadas respectivamente en el recipiente frío y en el caliente. En el primer grupo, tres bombas, de las cuales las dos primeras en funcionamiento alterno y la tercera en reserva para garantizar la circulación de las sales en condiciones de recirculación nocturna y en el caso probable que las dos bombas principales estén en un periodo de mantenimiento programado. El segundo